



HAL
open science

Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées

Le Thanh Luong

► **To cite this version:**

Le Thanh Luong. Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées. Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2008. Français. NNT: . tel-00270601

HAL Id: tel-00270601

<https://theses.hal.science/tel-00270601>

Submitted on 7 Apr 2008

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

N° attribué par la bibliothèque

|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|

THESE

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

Spécialité : « Génie Electrique »

préparée au **Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble**

dans le cadre de l'Ecole Doctorale **«Electronique, Electrotechnique, Automatique,**

Télécommunications, Signal »

présentée et soutenue publiquement

par

Thanh Luong LE

Ingénieur Institut Polytechnique de Hanoi

le 22 Janvier 2008

TITRE

**Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence
des productions décentralisées**

DIRECTEURS DE THESE

Jean Claude SABONNADIÈRE/Quoc Tuan TRAN/Thanh Liem NGUYEN

JURY

M.	Nouredine HADJSAID	, Président
M.	Xavier GUILLAUD	, Rapporteur
M.	Philippe AURIOL	, Rapporteur
M.	Jean Claude SABONNADIÈRE	, Directeur de thèse
M.	Quoc Tuan TRAN	, Directeur de thèse
M.	Thanh Liem NGUYEN	, Directeur de thèse
M.	Olivier CHILARD	, Examinateur

REMERCIEMENTS

Cette thèse a été effectuée au Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble, l'Institut National Polytechnique de Grenoble. C'est une thèse cotutelle en collaboration avec l'Institut Polytechnique de Hanoi, et financée par l'Agence Universitaire de la Francophonie (AUF). Le travail de cette thèse est aussi le contenu complet d'un projet de recherche du Groupement d'Intérêt Economique "Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir", entité qui mutualise la recherche d'anticipation sur les réseaux du futur en présence de Génération d'Energie Dispersée entre Electricité de France, Schneider Electric et l'Institut National Polytechnique de Grenoble.

Je tiens à remercier la nouvelle direction (**MM. James Roudet, Olivier Lesaint et Yves Marechal**) et l'ancienne direction (**MM. Yves Brunet et Jean Paul Ferrieux**) du Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble, **M Gérard Meunier**, directeur de la formation doctorale, ainsi que l'ensemble de l'équipe Système et Réseaux Electrique (avec les responsables **MM. Seddik Bacha et Daniel Roye**) pour m'avoir accueilli et formé au passionnant métier du réseau électrique.

Je tiens à remercier **M. Nouredine Hadjsaid**, Professeur à l'INP Grenoble, Directeur de GIE-IDEA, de m'avoir accueilli dans GIE-IDEA et d'avoir accepté de présider mon Jury de thèse. Je suis particulièrement sensible au grand honneur qu'il m'a accordé en acceptant cette tâche.

Mes vifs remerciements vont également à Messieurs **Xavier Guillaud**, Professeur à l'Ecole Centrale de Lille et **Philippe Auriol**, Professeur à l'Ecole Centrale de Lyon d'avoir bien voulu accepté d'être rapporteurs et de juger mon travail. Je remercie pour ses présences et ses questions pertinentes lors de la soutenance.

Je tiens à remercier très chaleureusement les deux correspondances du projet de EDF, **M. Olivier Devaux** et **M. Olivier Chilard** pour les nombreuses discussions, conseils, remarques et suggestion expertes et avisées que nous avons eus pendant la thèse lors des réunions de travail. Je remercie sincèrement aussi de l'ambiance agréable de travail et les leçons du français que ils m'ont données.

En particulier, je voudrais exprimer mes reconnaissances profondes envers mes trois directeurs de thèse sans qui le travail n'aurait pu se faire.

Je tiens à remercier **M. Jean Claude Sabonnadiere**, Professeur Emérite de l'INP Grenoble, pour avoir dirigé mes travaux de thèse, pour l'autonomie qu'il m'a laissé dans la conduite des travaux, pour le temps précieux qu'il m'a consacré pendant la rédaction de thèse. Je tiens à le remercier également pour son soutien et pour son encouragement à temps pendant le travail ainsi que avant la soutenance.

Je tiens à remercier **M. TRAN Quoc Tuan**, Habilité à Diriger des Recherches, pour avoir dirigé mes travaux de thèse, pour ses compétences, sa disponibilité, sa bonne humeur et son amitié. Sans lui, je n'aurais eu pas l'occasion de continuer mes passionnants sur le réseau électrique. Je voudrais exprimer mes remerciements particuliers pour son soutien et pour son aide précieuse pendant tous les quatre années des études doctorales en France.

Je tiens à remercier enfin mon troisième directeur de thèse, **M. Nguyen Thanh Liem**, Professeur à l'INP Hanoi, pour m'avoir "découvert" et m'avoir donné l'occasion de continuer à étudier à Grenoble. Mes vifs remerciements aussi pour son aide, ses conseils, son soutien lors des séjours de cotutelle de thèse à Hanoi. C'est pour moi un grand honneur d'avoir sa présence avec sa femme à ma soutenance.

Je voudrais aussi remercier:

M. Jean Cros, Professeur émérite de l'Université Paul Sabatier - Institut de Sciences et Technologies du Médicament de Toulouse, pour son aide précieuse qu'il m'a consacrée. Son soutien m'a permis de continuer ce travail de thèse dans la bonne condition et je lui exprime toute ma gratitude et mon profond respect.

M. Christophe Kiény, Directeur adjoints de GIE-IDEA, pour ses questions pertinentes, avisées et constructives pendant mon travail. Je tiens à remercier également pour son soutien afin que je puisse continuer le travail de recherche en tant qu'un post doctoral au GIE-IDEA.

M. Raphaël Caire, Maître de conférence, permanent de GIE-IDEA pour ses aides et ses corrections pour ma présentation avant la soutenance.

Les administratifs et les secrétaires à côté du labo: **Danielle, Elise, Monique** et à côté du GIE-IDEA: **Martin Florence, Laur Julie** pour leur aide, leur gentillesse et leur amitié.

Tous mes amis du labo et en particulier de l'équipe SYREL pour avoir créé une bonne ambiance de travail et pour leur amitié.

Cuối cùng nhưng là quan trọng nhất, Con muốn nói tất cả những gì con đạt được như ngày hôm nay, đều nhờ một phần lớn vào sự chăm lo, động viên, chia sẻ của gia đình (Bố, Mẹ và Em trai Lê Tiến Dũng) cũng như họ hàng, người thân. Con yêu Bố Mẹ rất nhiều. Tôi yêu gia đình mình.

Cháu cũng xin trân thành cảm ơn các Di, Cậu, Mợ đang sinh sống và làm việc tại Pháp, đặc biệt Cháu xin giành sự biết ơn sâu sắc đối với vợ chồng Dương Eric Mangin - Di Hương Mangin về sự quan tâm giúp đỡ Cháu trong quá trình học tập và làm việc tại Pháp. "Du fond de mon cœur, je vous remercie infiniment".

Cám ơn Thu Huyền, người Vợ yêu thương của anh. Cám ơn Em đã "chịu đựng" được anh trong từng ấy thời gian. Anh không tìm thấy một từ nào có thể diễn tả hết được niềm hạnh phúc của Anh khi có Em cùng chung bước trong cuộc đời. Vợ chồng mình cứ tiếp tục nhé.

Remerciements

TABLE DE MATIERES

INTRODUCTION GENERALE	15
I CHAPITRE I: CONTEXTE ET NOUVELLES CONTRAINTES DES RESEAUX DE DISTRIBUTIONS EN PRESENCE DES PRODUCTIONS DECENTRALISEES. 18	
I.1 Introduction	18
I.2 Identification de nouvelles contraintes à étudier	18
I.2.1 Architecture des réseaux électriques français.....	18
I.2.2 Insertion des productions décentralisées au réseau de distribution	20
I.2.3 Influence des GEDs sur le réseau de distribution.....	23
I.3 Nécessité de l'étude de la stabilité transitoire des GEDs synchrones.....	24
I.3.1 "Blackout" à cause de l'instabilité angulaire des machines	24
I.3.2 Etude des comportements dynamiques des GEDs en cas de basculement du mode connecté au mode iloté	27
I.4 Conclusion.....	29
II CHAPITRE II: MODELISATION DES COMPOSANTS DU RESEAU DE DISTRIBUTION	30
II.1 Introduction	30
II.2 GED utilisant la machine synchrone.....	32
II.2.1 Modèle de la machine synchrone	32
II.2.2 Système de régulation de tension :	35
II.2.3 Système de régulation de vitesse.....	36
II.3 Modélisation du modèle de la machine asynchrone.....	37
II.3.1 Modélisation de la machine asynchrone à cage	37
II.3.2 Le modèle éolien avec la machine asynchrone à cage couplé avec le réseau.....	38
II.3.3 Modèle de la machine asynchrone à double alimentation DFIG.....	40
II.3.3.1 Equation des masses tournantes	41
II.3.3.2 Macrobloc WINTURB	42
II.3.3.3 Macrobloc REGDFIG	44
II.3.3.4 Macrobloc INTERRO	46
II.3.3.5 Macrobloc RECONNE.....	46
II.4 GED utilisant le système d'interface d'électronique de puissance pour se connecter au réseau : 46	
II.5 Protection du réseau de distribution	48

II.5.1	Protection des réseaux de distribution sans GEDs	48
II.5.2	Protection de découplage :	52
II.6	Modèle de charge.....	53
II.6.1	Modèle statique	54
II.6.1.1	Modèle exponentiel de la charge :.....	54
II.6.1.2	Modèle polynomial de la charge:.....	55
II.6.1.3	Modèle de charge dépendant de la fréquence.....	55
II.6.2	Modèle dynamique.....	56
II.7	Stockage	56
II.7.1	Stockage électrostatique.....	57
II.7.2	Stockage électromagnétique.....	57
II.7.3	Stockage avec l'accumulateur électrochimique.....	58
II.7.4	Stockage sous forme d'énergie cinétique.....	58
III	CHAPITRE III : REDUCTION DU RESEAU DE DISTRIBUTION	59
III.1	Introduction	59
III.2	Méthode de construction d'un équivalent statique	61
III.2.1	Méthode d'équivalent de type WARD.....	62
III.2.1.1	Méthode WARD des admittances	62
III.2.1.2	Méthode WARD des injections.....	63
III.2.1.3	Equivalent WARD-PV	64
III.2.2	Méthode d'équivalent de type REI	65
III.2.2.1	REI à un nœud fictif.....	65
III.2.2.2	REI à deux nœud fictifs.....	67
III.2.3	Méthode d'équivalent de type de transformateurs idéaux (ETI).....	68
III.2.3.1	ETI à un nœud fictif.....	68
III.2.3.2	ETI à deux nœuds fictifs	70
III.2.4	Choix de la méthode pour les études.....	70
III.2.5	Développement d'un outil de calcul d'équivalent statique.....	71
III.2.5.1	Organisation du programme.....	71
III.2.5.2	Description des fonctions élémentaires	72
III.2.6	Illustration du programme sur un réseau test	72
III.2.6.1	Description du réseau test	72
III.2.6.2	Application de la méthode REI à deux nœuds fictifs	74
III.2.6.3	Application de la méthode ETI à deux nœuds fictifs	75
III.2.6.4	Application de la méthode mixte WARD-ETI.....	76
III.2.7	Comparaison et conclusions sur les méthodes d'équivalent statiques:	78
III.3	Méthodes d'équivalent dynamiques	79
III.3.1	Synthèse des méthodes dynamiques.....	79
III.3.2	Agrégation des machines synchrones et leurs systèmes de régulations	80
III.3.2.1	Agrégation des générateurs synchrones	80
III.3.2.2	Agrégation des systèmes d'excitation.....	85

III.3.2.3	Agrégation des systèmes de régulation de vitesse.....	88
III.3.3	Agrégation des systèmes éoliens.....	89
III.3.3.1	Générateur éolien à vitesse constante (machine synchrone ou asynchrone):	90
III.3.3.2	Générateur éolien à vitesse variable (Machine asynchrone à double alimentation DFIG).....	91
III.3.3.3	Générateur éolien avec l'interface électronique de puissance (IEP).....	91
III.3.4	Illustration sur un réseau test.....	93
III.3.4.1	Description du réseau.....	93
III.3.4.2	Outils de simulation	94
III.3.4.3	Calcul des paramètres du réseau équivalent.....	94
III.3.4.4	Résultats de simulation.....	97
III.4	Conclusions.....	99
IV	CHAPITRE IV : STABILITE DYNAMIQUE DES GEDS DANS LE RESEAU DE DISTRIBUTION	100
IV.1	Introduction	100
IV.1.1	Stabilité du système électrique - Définition et Classification.....	100
IV.1.2	Stabilité transitoire des GEDs dans le réseau de distribution	102
IV.2	Stabilité angulaire aux petites perturbations.....	103
IV.2.1	Principe de la méthode.....	103
IV.2.2	Application au réseau de distribution.....	105
IV.2.2.1	Influence des systèmes de régulation de tension de la GED synchrone.....	106
IV.2.2.2	Influence des différents modèles de GEDs.....	108
IV.3	Stabilité transitoire.....	110
IV.3.1	Synthèse des méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire	110
IV.3.2	Méthode de simulation temporelle.....	111
IV.3.3	Méthode directe – Fonction d'énergie transitoire	112
IV.3.3.1	Principe de la méthode de Fonction d'Energie Transitoire.....	112
IV.3.3.2	Calcul de l'énergie critique.....	119
IV.3.3.3	Rappel de la méthode PEBS.....	119
IV.3.3.4	Méthode hybride PEBS individuelle (HPEBSI).....	120
IV.3.3.5	Application pour les GEDs de type de machine synchrone	124
IV.3.4	Méthode SIME.....	131
IV.3.4.1	Principe de la méthode.....	131
IV.3.4.2	Détermination du candidat OMIB.....	132
IV.3.4.3	Application du critère d'égalité des aires.....	134
IV.3.4.4	Calcul du Temps d'Elimination Critique (TEC).....	136
IV.3.4.5	Application pour les GEDs de type de machine synchrone	137
IV.4	Comparaison des méthodes.....	138
IV.4.1	La rapidité.....	138
IV.4.2	La précision.....	139
IV.4.3	Les indices de la stabilité	139

IV.5	Influence de différents paramètres sur la stabilité transitoire des générateurs synchrones	140
IV.5.1	Influence des positions relatives entre GED et le défaut	140
IV.5.2	Influence des différents régimes de fonctionnement	141
IV.5.3	Influence des différents types des éoliennes	142
IV.6	Application de la réduction du réseau aux méthodes rapides d'évaluation de l'instabilité transitoire	144
IV.6.1	Application avec la méthode HPEBSI	145
IV.6.2	Application avec la méthode SIME	145
IV.7	Conclusion	146
V	CHAPITRE V : ACTIONS PREVENTIVES ET CURATIVE	147
V.1	Introduction	147
V.2	Actions préventives	147
V.2.1	Première méthode préventive proposée basée sur HPEBSI (P-HPEBSI)	148
V.2.2	Deuxième méthode préventive proposée basée sur SIME (P-SIME)	149
V.2.3	Validation sur le réseau test	150
V.3	Actions curatives	155
V.3.1	Déclenchement et enclenchement rapide des zones critiques	155
V.3.1.1	Principe	155
V.3.1.2	Validation sur le réseau test	157
V.4	Conclusion	158
	CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES	159
	REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	162
	ANNEXE	168
	ANNEXE 1: MODELE DE LA MACHINE SYNCHRONE AU REGIME TRANSITOIRE:	168
	ANNEXE 2: LES RESEAUX TESTS	172
V.4.1	Réseaux espagnols	172
V.4.1.1	Caractéristique du poste source	172
V.4.1.2	Caractéristique des transformateurs	172
V.4.1.3	Caractéristique des générateurs	172
V.4.1.4	Caractéristique des transformateurs pour les GEDs	173
V.4.2	Réseaux français	173
V.4.3	Réseau test 1	174
V.4.3.1	Caractéristique du poste source	174
V.4.3.2	Caractéristique des transformateurs	174

Table de Matières

V.4.3.3	Caractéristique des lignes.....	174
V.4.4	Réseau test 2.....	177
V.4.4.1	Caractéristique du réseau de transport et de répartition.....	177
V.4.4.2	Caractéristique du réseau de distribution	178

TABLE DES ILLUSTRATIONS

FIGURES

Figure I-1 : Architecture du réseau électrique moderne.....	20
Figure I-2 : Productions annuelles d'électricité dans l'Europe de quinze en 1995.....	22
Figure I-3 : Productions annuelles d'électricité dans l'Europe de quinze à l'horizon 2010	22
Figure I-4 : Réseau Onda (Iberdrola)	24
Figure I-5 : Variation de vitesse et des angles rotoriques des machines dans la zone 1	26
Figure I-6 : Puissances échangées avec le réseau	26
Figure I-7 : Variation de l'angle rotorique des GEDs en cas iloté et sans action de sauvegarde	27
Figure I-8 : Variation de la vitesse des GEDs en cas iloté et sans action de sauvegarde.....	27
Figure I-9 : Variation de tension sur deux zones en cas iloté et avec actions de sauvegarde	28
Figure I-10 : Variation de la fréquence sur deux zones en cas iloté et avec actions de sauvegarde ..	28
Figure I-11 : Variation de l'angle rotorique des GEDs en cas iloté et avec actions de sauvegarde	28
Figure I-12 : Variation de la vitesse des GEDs en cas iloté et avec actions de sauvegarde	28
Figure II-1 : Représentation de la machine synchrone	32
Figure II-2 : Schéma équivalent de la machine synchrone sur la référence Park.....	33
Figure II-3 : Modèle générique des systèmes de régulation de tension	36
Figure II-4 : Le modèle du système de régulation de vitesse de type Diesel.....	36
Figure II-5 : Caractéristique du couple mécanique en fonction de la vitesse du vent.....	39
Figure II-6 : Le schéma des blocks fonctionnels de la DFIG.....	42
Figure II-7 : Système de régulation de l'angle de décalage	43
Figure II-8 : La caractéristique du coefficient de la puissance de DFIG (extrait du EDF-2000).....	44
Figure II-9 : Système de calcul de la vitesse optimale pour DFIG	44
Figure II-10 : Référence d,q.....	45
Figure II-11 : Système de régulation de puissance réactive pour DFIG	45
Figure II-12 : Système de régulation de vitesse	45
Figure II-13 : Modèle générique de GEDs utilisant les convertisseurs interfacés au réseau	47
Figure II-14 : Production contrôlée en puissance [TRAN-2007].....	48
Figure II-15 : Protection du poste source HT/MT (extrait du TI – D4810).....	50
Figure II-16 : Diagramme d'un cycle de réenclechement (extrait du référentiel technique de EDF)	52
Figure III-1 : Contexte de l'équivalent du réseau de distribution	60
Figure III-2 : Equivalent Ward de l'admittance (WA)	63
Figure III-3 : Equivalent Ward avec des injections (WI)	64
Figure III-4 : Equivalent Ward PV	65
Figure III-5 : Equivalent REI à un seul nœud fictif.....	66
Figure III-6 : Equivalent REI à deux nœuds fictifs	67
Figure III-7 : Equivalent ETI à un nœud fictif.....	68
Figure III-8 : Equivalent ETI à deux nœuds fictifs	70
Figure III-9 : Modèle équivalent simplifié pour l'analyse statique	71
Figure III-10 : Réseau test1 complet	73
Figure III-11 : Schéma du réseau avec l'équivalent REI à deux nœuds fictifs.....	74
Figure III-12 : Erreur des tensions du réseau à étudier (méthode REI à deux nœuds fictifs).....	75
Figure III-13 : Schéma du réseau avec l'équivalent ETI à deux nœuds fictifs	75
Figure III-14 : Erreur de tension du réseau à étudier (méthode ETI à deux nœuds fictifs).....	76
Figure III-15 : Schéma du réseau avec l'équivalent WARD-ETI	77

Figure III-16 : Erreur des tensions du réseau à étudier (méthode WARD-ETI)	77
Figure III-17 : Comparaison des méthodes d'équivalent.....	78
Figure III-18 : Modèle équivalent simplifié pour l'analyse dynamique.....	80
Figure III-19 : Modèle de régulation de facteur de puissance	85
Figure III-20 : Modèle de régulation de la puissance réactive.....	85
Figure III-21 : Modèle de régulation automatique de tension.....	86
Figure III-22 : Régulation de vitesse en mode statisme	88
Figure III-23 : Modèle simplifié de DFIG.....	91
Figure III-24 : Modèle équivalent des GEDs avec IEP en control P/Q.....	92
Figure III-25 : Modèle équivalent des GEDs avec IEP en control V/F	92
Figure III-26 : Réseau test 2 (Annexe 2)	93
Figure III-27 : Schéma équivalent du réseau test	95
Figure III-28 : Comparaison des angles rotoriques des GEDs et leur équivalent.....	97
Figure III-29 : Comparaison de puissance active injectée des GEDs et leur équivalent	98
Figure III-30 : Comparaison des comportements entre ceux du réseau complet et ceux du réseau réduit.....	99
Figure IV-1 : Classification de la stabilité des réseaux électriques [IEEE/CIGRE-2004]	101
Figure IV-2 : Réseau RMDE.....	107
Figure IV-3 : Répartition des valeurs propres avec deux types de régulation	108
Figure IV-4 : Répartition des valeurs propres avec trois types des GEDs.....	110
Figure IV-5 : Le filtrage des contingences avec l'algorithme Dichotomique	112
Figure IV-6 : Illustration de l'équivalent entre la méthode FET et la méthode EAC (Kundur-94).....	113
Figure IV-7 : Evolution des énergies du générateur 1.2MVA pour un court circuit triphasé d'une durée de 0.31s.....	122
Figure IV-8 : Evolution des énergies du générateur 1.2MVA pour un court circuit triphasé d'une durée de 0.35 s.....	123
Figure IV-9 : Schéma principe de la méthode HPEBSI.....	124
Figure IV-10 : Réseau test 2 pour l'étude de la stabilité.....	126
Figure IV-11 : TECs calculés avec différentes méthodes et modèles	126
Figure IV-12 : Energies transitoires avec modèle simplifié (S) et détaillé (D).....	127
Figure IV-13 : Energie transitoire et angle rotorique des générateurs pour le cas HPEBSI_D avec le défaut CC1	128
Figure IV-14 : Le TEC et la marge individuelle des générateurs pour le défaut CC1.....	128
Figure IV-15 : Energie transitoire et angle rotorique des générateurs pour le défaut CC2 avec HPEBSI_D.....	129
Figure IV-16 : Energie transitoire et angle rotorique des générateurs pour le défaut CC3 avec HPEBSI_D.....	129
Figure IV-17 : Energie transitoire et angle rotorique des générateurs pour le défaut CC4 avec HPEBSI_D.....	130
Figure IV-18 : Energie transitoire et angle rotorique des générateurs pour le défaut CC5 avec HPEBSI_D.....	130
Figure IV-19 : Illustration des possibilités d'interaction entre la trajectoire post défaut et PEBS.....	131
Figure IV-20 : Principe de la méthode SIME.....	132
Figure IV-21 : La constitution des candidats OMIB.....	133
Figure IV-22 : SIME pour le réseau test lors du CC3 avec $T_e=0.165s$. Trois générateurs instables (GEN6,7,8).	134

Figure IV-23 : SIME pour le réseau test lors du CC3 avec $T_e=0.154s$; Trois générateurs instables (GEN6,7,8)	135
Figure IV-24 : Calcul du temps d'élimination critique avec SIME.....	136
Figure IV-25 : Schéma principe de la méthode SIME	137
Figure IV-26 : Comparaison des méthodes hybrides.....	139
Figure IV-27 : Réseau RMDE réduit.....	140
Figure IV-28 : Valeurs de TEC varie selon le point de raccordement.....	141
Figure IV-29 : Valeurs de TEC varie selon les différents types d'opération du système.	141
Figure IV-30 : Influence de différents types des éoliennes sur la stabilité dynamique du générateur synchrone.....	142
Figure IV-31 : Comportement dynamique de différents types des éoliens lors du défaut	143
Figure IV-32 : Réseau réduit pour l'évaluation rapide de la stabilité transitoire.....	144
Figure IV-33 : Résultats de comparaison des évolutions des fonctions d'énergie transitoire entre le réseau réduit et le réseau complet avec la méthode HPEBSI	145
Figure IV-34 : Résultats de comparaison entre le réseau réduit et le réseau complet avec la méthode SIME.....	146
Figure V-1 : Le degré de stabilité des GEDs en défaut CC2 avec $T_e=0.2s$	150
Figure V-2 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines critiques lors du CC2 avec $T_e=0.2s$	151
Figure V-3 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines après l'application de P-HPEBSI	152
Figure V-4 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines après l'application de P-SIME	152
Figure V-5 : Le degré de stabilité des GEDs en défaut CC3 avec $T_e=0.2s$	153
Figure V-6 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines critiques lors du CC2 avec $T_e=0.2s$	153
Figure V-7 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines après l'application de P-HPEBSI	154
Figure V-8 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines après l'application de P-SIME	154
Figure V-9 : Schéma principe de la méthode curative proposée.	156
Figure V-10 : L'action curative intégré à une agence intelligente locale.....	156
Figure V-11 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines critique lors du court circuit triphasé au nœud 26RE pendant 0.3s.	157
Figure V-12 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines critiques avec l'action curative.....	157

TABLEAUX

Tableau I-1 : Technologie en cogénération.....	22
Tableau I-2 : Bilan de puissance	25
Tableau II-1 : Les valeurs des exposants pour les différentes types de charge	54
Tableau III-1 : Caractéristiques du réseau test1	73
Tableau III-2 : Résultat du calcul de répartition de charge du réseau complet.....	73
Tableau III-3 : Paramètres de l'équivalent REI à deux nœuds fictifs	74
Tableau III-4 : Paramètres de l'équivalent ETI à deux nœuds fictifs.....	76

Table des illustrations

Tableau III-5 : Paramètres de l'équivalent WARD-ETI.....	77
Tableau III-6 : Equivalent statique de la poche de distribution 1.....	94
Tableau III-7 : Equivalent statique de la poche de distribution 2.....	94
Tableau III-8 : Tension au nœud de raccordement et angle interne des groupes de machine cohérente	95
Tableau III-9 : Paramètres des GEDs dans poche de distribution 1 et leur équivalent	96
Tableau III-10 : Paramètres des GEDs dans poche de distribution 2 et leur équivalent	96
Tableau III-11. Paramètres de l'équivalent du système d'excitation	97
Tableau III-12 : Paramètres de l'équivalent du système de régulation de vitesse.....	97
Tableau IV-1 : Valeurs propres avec régulateurs VAR/PF.....	107
Tableau IV-2 : Valeurs propres avec régulateurs AVR	108
Tableau IV-3 : Valeurs propres avec machine asynchrone	109
Tableau IV-4 : Valeurs propres avec DFIG	109
Tableau IV-5 : Valeurs propres avec le système d'interface électronique de puissance.....	109
Tableau IV-6 : Tableau récapitulatif des méthodes FET d'évaluation de la stabilité transitoire	119
Tableau IV-7 : Scénario des défauts testés	124
Tableau IV-8 : Résultats de la méthode SIME	138
Tableau V-1 : Résultats de deux méthodes préventives pour le défaut CC2	151
Tableau V-2 : Les paramètres des OMIBs avec la méthode P-SIME pour le défaut CC2	151
Tableau V-3 : Résultats de deux méthodes préventives pour le défaut CC3	153
Tableau V-4 : Les paramètres des OMIBs avec la méthode P-SIME pour le défaut CC3	153

INTRODUCTION GENERALE

Le réseau électrique européen est issu de la connexion des réseaux électriques nationaux qui se sont développés depuis la fin du XIX^{ème} siècle et durant les premières décennies du XX^{ème} siècle dans un contexte monopolistique pour la plupart d'entre eux. Les connexions internationales se sont développées dans un objectif d'entraide entre les gestionnaires de réseau des pays limitrophes. De manière générale, l'architecture des réseaux électrique se décompose en réseaux de transport, de répartition et de distribution.

Le rythme du développement du monde économique est souvent deux ou trois fois plus rapide que celui du système énergétique. En effet, le système électrique a été confronté ces dernières années à une opposition croissante à l'implantation de nouveaux équipements de transport, de nouvelles centrales de production conjuguées à une pression sur les coûts. En effet, la dérégulation des marchés de l'énergie électrique en Europe, qui a commencé au début des années 1990, a créé des changements profonds dans le secteur d'électricité. La séparation entre la production, le transport et la distribution donne une nouvelle occasion aux entreprises de se re-structurer afin d'affronter la concurrence nouvelle. D'ailleurs, l'utilisation de quelques ressources conventionnelles comme le charbon, le pétrole, l'énergie nucléaire... est actuellement limitée ou n'est pas encouragée pour des raisons liées à l'environnement (Protocole de Kyoto) et de la montée des prix sur le marché mondial de l'énergie. De plus, jusqu'à maintenant, les nouvelles technologies plus propres et renouvelables ont été développées et sont prêtes à être utilisées de façon massive [LORRIN-2003] [BORBELY-2001].

Stimulée par ces conditions favorables, la production décentralisée pénètre de plus en plus dans le réseau électrique. Dans la mesure où leur puissance est limitée et leur installation se situe dans le réseau de distribution (la limite actuelle pour les raccordements HTA est de 12MW), ces producteurs sont généralement désignés sous le terme de "Génération d'Énergie Dispersée" ou GED [CIGRE-2005].

Les réseaux de distribution sont la dernière phase dans la procédure d'acheminement de l'énergie électrique à partir des centrales de productions aux consommateurs. Ils constituent conventionnellement des circuits électriques passifs dans lesquels les flux de puissance active et réactive s'écoulent des hautes vers les basses tensions. Ces flux ainsi que les tensions sont déterminés par les charges. Les systèmes de protection et le réglage de la tension sont actuellement basés sur ce caractère unidirectionnel de l'échange d'énergie.

Cependant, l'ouverture du marché de l'électricité a eu un premier impact direct sur le réseau de distribution. Ce sont des raccordements des productions décentralisées sur ce réseau. Ceci va avoir des conséquences très importantes dans la mesure où les réseaux de distribution n'ont pas été conçus pour recevoir de la production. Avec ces dernières le réseau

de distribution devient un ensemble de circuits électriques actifs dans lesquels les flux de puissance et les tensions seront gouvernées non seulement par les charges mais aussi par les sources. Les flux de puissance pourront fort bien, dans certaines conditions, remonter des basses tensions vers le réseau de transport.

Il est prévu que l'insertion de la production décentralisée soit dans un avenir proche de plus en plus importante. Plus le taux de pénétration des GEDs sera significatif, plus son influence sera particulièrement conséquente car ces moyens de production contribuent à davantage d'incertitudes et d'aléas et rendent le réseau plus fragile à cause de leur sensibilité [CANARD-2000] [CAIRE-2003].

Les gestionnaires du réseau, souhaitent, d'une part avoir le plus d'énergie fournie par des GEDs, et veulent d'autre part limiter, dans les situations critiques, leur influence négative sur le réseau. Cet impératif demande une très bonne connaissance et une bonne identification des GEDs dans le réseau. C'est-à-dire qu'on doit avoir les informations sur leur type de technologie, leur point de connexion, leur régime de fonctionnement, leur comportement sur le réseau lors d'une perturbation ainsi que l'état du réseau total.

Cependant, le nombre très important des GEDs de différents types est distribué dans le réseau de distribution qui contient des milliers de nœuds. La simulation de manière détaillée d'un tel système ne sera pas possible à cause des contraintes de calcul et de temps ainsi que des données disponibles.

Il est donc nécessaire d'étudier, d'une part, comment diminuer la taille du réseau contenant des GEDs à simuler, et d'autre part, comment évaluer la stabilité dynamique des groupes GEDs implantées puis proposer des solutions pour éviter le plus possible de cas de déconnexion des GEDs du réseau.

L'objectif de cette thèse consiste alors à :

- ✚ étudier le découpage du réseau de distribution en subdivisions – en «poches» - chacune étant pilotée par un système intelligent local ou centralisé, pouvant simplifier le pilotage du système dans son ensemble. Le réseau sera divisé en deux sous réseaux: le réseau à étudier et le réseau extérieur qui est représenté par un équivalent externe (statique ou dynamique);

- ✚ étudier les techniques permettant de connaître la stabilité angulaires des GEDs de type de machines synchrones du réseau à un instant donné ou de prédire les problèmes de stabilité pouvant survenir lors de l'évolution de l'état du réseau, en permettant ainsi aux opérateurs de prendre des décisions (curatives ou préventives) pour s'éloigner des zones de contrainte.

Mes travaux de thèse ont été réalisés au sein du Groupement d'intérêt Economique IDEA (Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir) réunissant l'INPG par le Laboratoire Electrotechnique de Grenoble, Electricité de France et Schneider Electric. L'organisation de ma thèse se décompose en cinq chapitres:

Le premier chapitre présente d'abord la structure actuelle du système électrique français, les nouvelles contraintes des réseaux de distribution face à fort taux d'insertion des GEDs. La nécessité de réduction du réseau et de détection rapide de l'instabilité angulaire des GEDs

de type machine synchrone dans le nouveau contexte est ensuite illustrée sur un cas d'étude.

Le deuxième chapitre présente la modélisation des composants du réseau de distribution. Les modèles de tous les types de GEDs et leur système de régulations sont décrits dans ce chapitre.

Les méthodes de réduction du réseau sont présentées dans le troisième chapitre. Le réseau de distribution sera divisé en réseaux à étudier et réseaux extérieurs. Les réseaux extérieurs seront remplacés par les équivalents. Les méthodes d'équivalents statiques et dynamiques seront présentées et étudiées en détail. Le modèle équivalent très réduit des poches de distribution favorise la gestion du réseau.

Le quatrième chapitre présentera les analyses de stabilité angulaire des GEDs synchrones raccordées sur le réseau de distribution. L'étude de la stabilité face à une petite perturbation a été effectuée en utilisant l'analyse modale. Pour la stabilité transitoire, les méthodes rapides de détection de l'instabilité sont analysées. Ce sont la méthode hybride utilisant la fonction d'énergie transitoire individuelle de chaque machine et la méthode SIME. Les modifications ont été proposées en utilisant les modèles détaillés des machines. Ces améliorations rendent les méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire plus rapides et plus précises.

Dans le cinquième chapitre et dernier chapitre, les méthodes préventives et curatives pour la sauvegarde des GEDs sont proposées. Les machines critiques lors d'une grande perturbation sont détectées avec les méthodes d'évaluations rapides, puis les actions préventives et curatives sont mises en oeuvre. Les résultats montrent que ces méthodes sont très efficaces. Toutes les GEDs critiques deviennent stables après avoir appliqué ces méthodes.

Ce travail se termine donc sur les conclusions et les nouvelles perspectives.

I CHAPITRE I: CONTEXTE ET NOUVELLES CONTRAINTES DES RESEAUX DE DISTRIBUTIONS EN PRESENCE DES PRODUCTIONS DECENTRALISEES.

I.1 Introduction

Avec la dérégulation des marchés de l'énergie électrique, les installations des GEDs seront de plus en plus importantes sur le réseau de distribution. Le taux d'insertion considérable des GEDs dans l'avenir créera de nouvelles contraintes sur le problème de la stabilité. En effet, le problème de la stabilité dynamique des groupes de productions sera à prendre en compte dans l'avenir.

Parmi les technologies utilisées pour la production décentralisée, les machines tournantes occupent encore d'une grande partie, en particulier les générateurs synchrones pour les groupes de cogénération ou les groupes de biomasse. A ce propos, relevons que les temps relativement longs d'élimination des défauts en distribution ne sont pas adaptés au maintien de la stabilité angulaire des groupes. En outre, dans la mesure où il serait requis de ne pas découpler systématiquement ces derniers mais de maintenir le plus possible sur le réseau il faudra revoir la protection de découplage. On rencontre, par exemple, une telle exigence de continuité de service de fourniture d'énergie lorsque en cogénération car la fourniture de vapeur est critique pour un procédé industriel.

L'objectif de ce chapitre est donc d'identifier les nouvelles contraintes concernant les installations des GED au réseau de distribution. Puis, la nécessité d'effectuer les études dynamiques, en particulier les études de la stabilité transitoire des générateurs synchrones sera présentée.

I.2 Identification de nouvelles contraintes à étudier

I.2.1 Architecture des réseaux électriques français

En France, le réseau de transport comprend des lignes à très haute tension (400kV, 225kV) d'interconnexion internationale. Ce réseau forme un ensemble maillé sur lequel sont raccordées les grandes centrales classiques comme les centrales nucléaires, centrales hydrauliques... L'exploitation du réseau de transport maillé est indispensable afin d'assurer la plus grande continuité du fonctionnement du système.

La puissance électrique s'écoule ensuite dans le réseau de répartition. Il consiste en lignes 90kV et 63kV (plus quelques ouvrages à 150kV) qui sont exploitées souvent en poches. Les centrales électriques de moins puissance (< 250MW) ainsi que les utilisateurs industriels se raccordent sur ces lignes.

Enfin, on trouve le réseau de distribution (de 20kV à 400V) qui fournit directement l'énergie aux consommateurs raccordés. Ce réseau est généralement de structure radiale, éventuellement bouclée dans des zones urbaines pour améliorer la continuité de service.

Les réseaux de transport et de répartition sont conduits par un dispatching national et sept dispatchings régionaux qui ont pour mission de maintenir la sûreté de fonctionnement du système, de garantir la qualité de fourniture de l'énergie électrique dans un contexte qui favorise la performance économique. Ces tâches sont effectuées à l'aide d'un système de communications qui rapatrie les signalisations (signaux logiques indiquant la position des disjoncteurs, la présence d'une alarme, etc.) et les mesures (tensions, puissance active réactive dans les liaisons électriques, etc.). Ces mesures sont concentrées aux dispatchings et mises à la disposition des opérateurs aux moyens d'écrans de contrôle. Le système de collecte des données, de leur stockage et de leur présentation est souvent désigné sous le nom anglo-saxon de SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Il est complété par des logiciels désignés par EMS (Energy Management Systems) qui fournissent aux opérateurs les moyens d'analyse et d'anticipation. L'exploitation de ces réseaux est prise en charge par le gestionnaire du réseau de transport, le RTE (Réseau de Transport d'Electricité) [TI-D4080].

Le réseau de distribution a été conçu, dimensionné et exploité de manière à ne pas être surchargé par des flux de puissance provenant du réseau de répartition à travers les postes de transformation HTB/HTA ou HTA/BT. Jusqu'à un passé récent, tout le fonctionnement du réseau de distribution basait sur le principe que le flux de puissance est unidirectionnel à partir du poste source aux consommateurs.

La conduite du réseau de distribution comprend l'ensemble des actions réalisées par un agent pour maintenir la fourniture à un bon niveau de qualité et rétablir la distribution d'électricité lorsque celle-ci a été interrompue. Du fait que les réseaux de distribution s'étendent sur de large géographie avec une densité variable, il dispose de deux modes principaux de conduite: la conduite centralisée et la conduite décentralisée.

La conduite centralisée consiste en groupe d'agents dans lesquels dispose des schémas et des moyens de transmission avec les acteurs de terrain. Ils disposent en général de la téléconduite des appareils télécommandables et pouvant faire intervenir sur ordre dur le terrain des manœuvriers. Cette organisation est retenue en général dans les zones à forte densité car elle accorde la priorité à l'optimisation de la conception de la conduite par rapport à l'apport de la connaissance du terrain [TI-D4230].

Le concept de conduite décentralisée donne priorité à la connaissance du terrain. La conduite décentralisée s'applique bien dans les zones à faible densité de desserte où les problèmes d'accès aux ouvrages, de connaissance locale priment sur la résolution des contraintes d'exploitation.

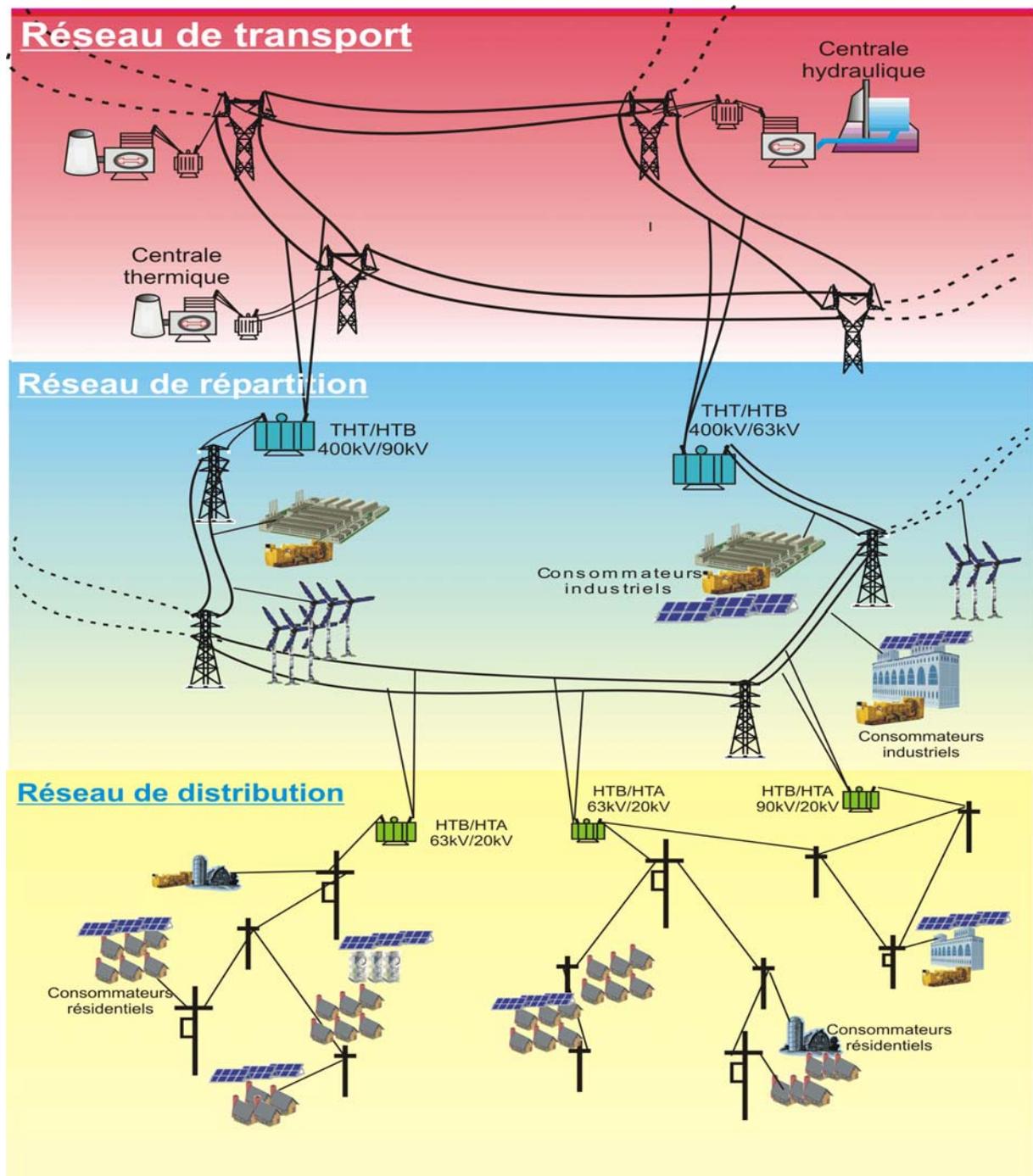


Figure I-1 : Architecture du réseau électrique moderne

I.2.2 Insertion des productions décentralisées au réseau de distribution

Les productions décentralisées se développent dans tous les pays, sur la base d'unités de production traditionnelle, de système à énergie renouvelable ou de cogénération installée par des producteurs indépendants. Les différentes technologies appartenant à trois groupes ci-dessus seront brièvement présentées ci-dessous :

🚧 Les sources d'énergie traditionnelles:

- **L'énergies fossiles** (gaz, charbon, pétroles) sont utilisées comme l'énergie primaire pour produire l'électricité. On peut les trouver dans les turbines à combustion (puissance disponible sur le marché de 25kW à 200 MW), les microturbines à combustion (de 30 à 250kW), les moteurs à gaz (de 5kW à 5MW), les moteurs diesels (de 100kW à 25 MW), les moteurs Stirling (de 5 à 50 kW).

- **L'énergie d'hydrogène** est utilisée avec l'oxygène par la réaction électrochimique dans laquelle l'énergie chimique dégagée par la dégradation du combustible est convertie directement en énergie électrique et en chaleur. C'est le principe de piles à combustible. La puissance actuelle des piles à combustible est dans la plage de 1kW à 1MW et elles sont encore améliorées et développées.

Les sources d'énergie renouvelables:

- **Eolien** : ce mode transmet l'énergie cinétique du vent à l'énergie électrique grâce aux turbines aérogénérateurs. Deux technologies utilisées principalement sont les générateurs synchrones et asynchrones. En fonction de la technologie choisie, leur raccordement au réseau se fait soit directement, soit via des interfaces d'électronique de puissance. En tenant compte de l'intermittence de ce type d'énergie, les turbines éoliennes sont normalement associées avec un système de stockage d'énergie et/ou avec un moteur diesel. Il existe également deux possibilités d'installation des parcs éoliennes: éolien en mer et éolien sur terre dont les installations en mer comportent une capacité très importante. La puissance d'un parc éolien varie de quelques Mégawatts à quelques centaines de Mégawatts.

- **Photovoltaïque**: les panneaux photovoltaïques transforment directement l'énergie solaire en énergie électrique. Il s'agit de cellules en matériaux semi-conducteurs fonctionnant sur le principe de la jonction P-N et étant réalisées actuellement pour la grande majorité à partir de silicium cristallisé. Ils sont très utilisés pour l'alimentation des sites isolés en association avec un système de stockage.

- **Géothermique**: les centrales géothermiques utilisent la chaleur de nappes d'eau souterraine dans les zones les plus favorables. Cette chaleur est soit directement utilisée, soit convertie en énergie électrique grâce aux générateurs. La taille typique des centrales géothermiques varie de 5 à 50 MW.

- **Biomasse et déchets**: certaines centrales thermiques à flamme utilisent comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, paille, déchets organiques, etc.) ou de déchets industriels et domestiques.

- **Petites centrale hydrauliques**: leur principes de fonctionnement est identique à la centrale hydraulique centralisée traditionnelle. La différence consiste à leur petite taille. Elles sont installées proches des consommateurs pour exploiter les petits fils d'eau locale. Le niveau de puissance va de quelques kW à quelques MW.

- **Hydrolienne**: utilise l'énergie cinétique des courants marins, comme une éolienne utilise l'énergie cinétique de l'air. La turbine de l'hydrolienne permet la transformation de l'énergie hydraulique en énergie mécanique, qui est alors transformée en énergie électrique par un alternateur. La puissance des centrales hydroliennes est très prometteuse, cependant elles restent encore dans une étape de recherche et de développement.

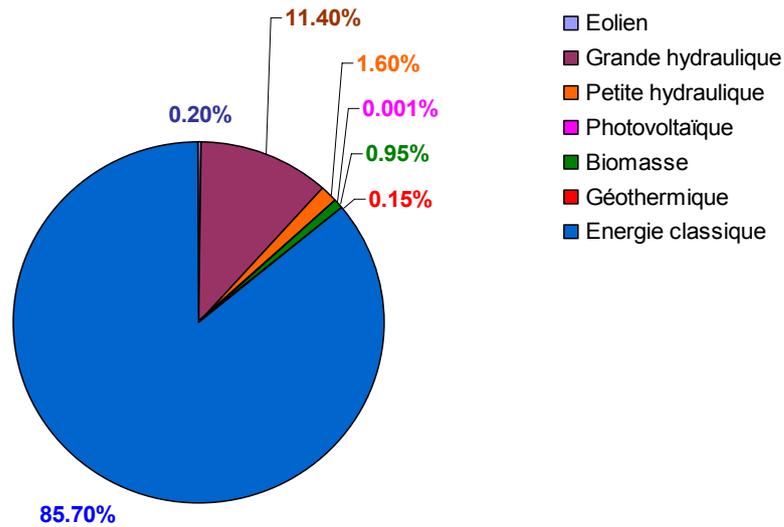


Figure I-2 : Productions annuelles d'électricité dans l'Europe de quinze en 1995

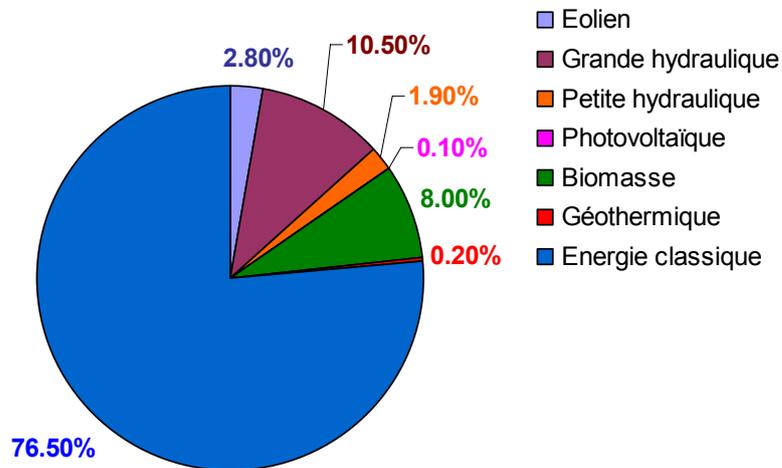


Figure I-3 : Productions annuelles d'électricité dans l'Europe de quinze à l'horizon 2010

✚ La cogénération

• La cogénération est la production combinée de chaleur et d'électricité. C'est une technique très efficace pour augmenter le rendement énergétique. En effet, le rendement énergétique global d'une telle installation peut atteindre 80÷90% et l'utilisation locale de la chaleur produite permet d'éviter une consommation supplémentaire d'énergie pour le chauffage des bâtiments. Les technologies utilisées pour des applications et leur rapport énergétique Chaleur/Electricité sont présentées dans le tableau.

Chaleur/ Electricité	Technologies	Puissances nominales
3 à 4	Turbines à vapeur à soutirage	50kW à 100 MW et plus
4 à 10	Turbines à vapeur à contre pression	
1 à 3	Turbines à gaz	100kW à 100MW
1.5	Moteurs à piston, petits moteurs à gaz	5kW à 4MW
0.5 à 1	Moteurs à piston, gros moteur diesel	100kW à 60 MW

Tableau I-1 : Technologie en cogénération

I.2.3 Influence des GEDs sur le réseau de distribution

L'insertion des productions décentralisées aux réseaux de distribution fait que ces réseaux deviennent pratiquement des réseaux électriques complets. En effet, dans le passé, les réseaux de distributions se comportaient comme des éléments passifs dans lesquels les flux de puissance s'écoulaient de manière unidirectionnelle du poste source vers les consommateurs finaux. Aujourd'hui, du fait de l'insertion des productions décentralisées, les flux de puissance et les tensions seront gouvernés non seulement par les charges mais aussi par les sources. Il en résulte que le plan de protection ainsi que le réglage de la tension devront être revus. D'ailleurs, la caractéristique d'intermittence des GEDs aura une influence néfaste sur la qualité de l'énergie fournie aux clients. Les influences les plus significatives de la production décentralisée sur le réseau de distribution peut être rappelée comme suit:

✚ **Influence sur le dimensionnement des postes HT/MT:** les postes sources risquent de perdre leur sécurité de fonctionnement en présence de productions décentralisées dans le réseau en aval. Les lignes et le transformateur du poste source peuvent être surchargés dans les deux cas extrêmes de puissance transitée via le poste source. Le premier correspond à la puissance transmise d'amont en aval lors de dysfonctionnement des productions locales avec charge maximale, le second correspond au maximum de puissance transmise d'aval en amont lors du fonctionnement en pleine puissance des productions décentralisées avec une faible consommation locale.

✚ **Influence sur le plan de tension:** la présence de générateurs va avoir inévitablement sur le plan de tension et sur la commande des dispositifs de réglage, une influence plus ou moins importante selon le mode de raccordement et les conditions de fonctionnement. La tension en certains nœuds dans le réseau peut dépasser le seuil supérieur de tension si les GEDs fonctionnent en pleine puissance en heure creuse, et le seuil inférieur de tensions si les GEDs sont en panne en heure de pointe [RAMI-2006].

✚ **Influence sur le plan de protection:** la contribution des GEDs au courant de défaut dans le réseau de distribution a des conséquences directes sur le plan de protection. La sélectivité et la sensibilité des protections peuvent être fortement perturbées et provoquer le déclenchement intempestif d'un circuit sain ou l'aveuglement de la protection d'un circuit en défaut.

✚ **Influence sur la qualité de service:** les GED de type asynchrone consomment de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique. Lors de la connexion au réseau, elles appellent un courant fort, ce qui contribue au creux de tension (en profondeur). En outre, la présence d'interfaces d'électronique de puissance peut faire augmenter le taux des harmoniques qui nuisent gravement à la qualité de service fournie.

✚ **Influence sur le problème de stabilité:** les problèmes de stabilité bien connus dans le réseau de transport, sont nouveaux dans le réseau de distribution. Avec l'intégration de plus en plus importante de production décentralisée dans le réseau de distribution, les problèmes de stabilité angulaire et de stabilité de tension et même de stabilité de fréquence pour les fonctionnements en réseau isolé doivent être revus [ABREU-2004], [MILANOVIÉ-2002].

Les GEDs de type alternateur synchrone sont en majorité dans le réseau de distribution avec l'application dans la cogénération et dans les auto-producteurs de grandes industries, il est donc nécessaire prendre en compte la stabilité angulaire de ce type de groupes implantés. En effet, les temps relativement longs d'élimination des défauts du réseau de distribution (0.3s) ne sont pas adaptés au maintien de la stabilité angulaire des groupes synchrones. Par contre, dans la mesure où il serait requis de ne pas découpler systématiquement ces derniers mais de les maintenir le plus possible sur le réseau, il faut revoir les protections de découplage. En réalité, la continuité de l'alimentation d'électricité ou de chaleur est très critique dans quelques procédés industriels. En outre, si plusieurs GEDs sont découplés dans une zone à forte intensité de charge lors d'un défaut, le transformateur et les lignes du poste sources vont se trouver surchargés. On va illustrer la nécessité de l'étude de la stabilité angulaire des groupes de GEDs synchrones sur le cas réel considéré dans la partie suivante.

I.3 Nécessité de l'étude de la stabilité transitoire des GEDs synchrones

I.3.1 "Blackout" à cause de l'instabilité angulaire des machines

Dans cette partie, on va étudier un cas du réseau réel dans lequel la perte de la stabilité transitoire des générateurs synchrones a une influence dangereuse sur la sécurité du réseau.

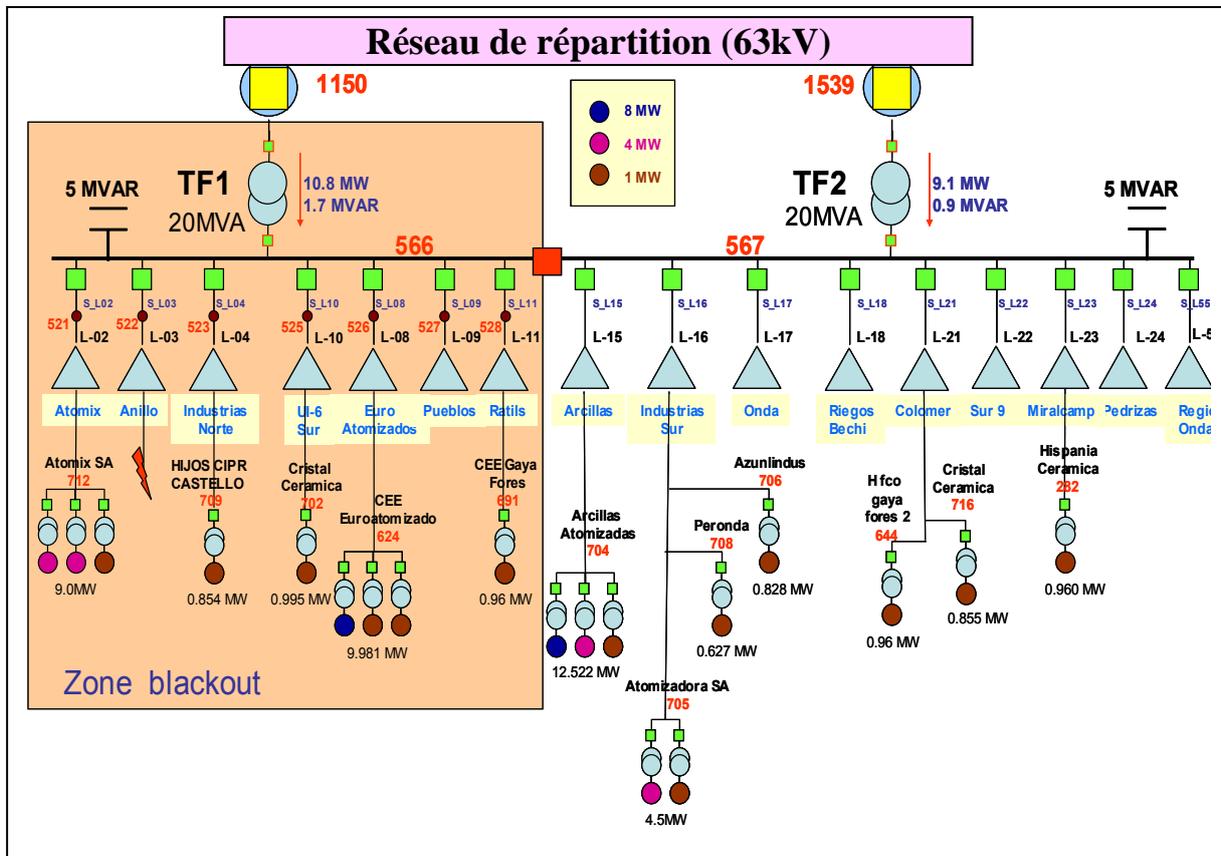


Figure I-4 : Réseau Onda (Iberdrola)

Le réseau étudié est obtenu dans le cadre du projet Fénix [TRAN-2006]. C'est un réseau réel de la région d'Onda (à proximité de Valencia, Espagne). Ce réseau comporte 1540 nœuds, 488 nœuds de charge, 1346 branches et 16 départs (Figure I-4). Le bilan de puissance obtenu par le calcul de répartition de charge (load flow) est présenté sur le Tableau I-2

Le réseau est divisé en deux zones: zone 1 alimentée par le transformateur TF1 (20 MVA) et zone 2 alimentée par le transformateur TF2 (20 MVA). La charge totale de la zone 1 est de 32.6 MW et celle de la zone 2 est de 30.2 MW. La puissance consommée est supérieure à la puissance des transformateurs. Dans cette région, il y a des ateliers qui fabriquent des produits céramiques. Ces ateliers sont alimentés par les productions décentralisées locales – GED (machines synchrones - MS) avec la puissance de 1 à 8 MW (G1: pour indiquer une MS de 1MW ; 1.2MVAR, G4: 4MW, 5MVA, G8: 8MW, 10MVA). Le procédé de production des produits céramiques exige une alimentation continue de chaleur jusqu'à 8000 heures/an.

Une interruption des sources aura une influence très critiques sur la fabrication des produits céramiques.

Puissance active (MW)			Puissance réactive (MVAR)				
Génération			Charge	Pertes	Génération	Charge	Pertes
Réseau	GEDs	Totale	62.38	0.41	13.75	8.89	3.08
19.9	42.92	62.82					

Tableau I-2 : Bilan de puissance

Lors d'un court-circuit triphasé dans la zone 1 ou 2, les productions locales avec faible inertie perdent successivement la stabilité angulaire. Cela provoque le déclenchement des machines dans la zone de défaut par les protections de survitesse. La perte des machines conduit à la surcharge du transformateur et au déclenchement du transformateur. Une panne générale survient sur la zone en défaut.

Pour ce réseau, si un défaut apparaît en HTB, l'ensemble de poste source est perdu. La zone 1 et la zone 2 ne sont plus alimentées

Pour mieux comprendre le phénomène, une simulation est réalisée pour un court-circuit dans la zone 1. Pour la zone 1, la production locale est de 21.8 MW et la puissance importée du réseau est de 10.8 MW.

Les machines sont équipées de protections de survitesse et les transformateurs sont équipés de protections ampèremétriques. On suppose que le court-circuit apparaît au moment $T=100s$, sur le départ L_03 (Anillo). Au moment $T=100.3s$ le court-circuit est éliminé par le déclenchement du disjoncteur de départ L_03. De 100.48s à 100.66s, toutes les machines dans la zone 1 sont successivement déclenchées par les protections de survitesse. Au moment $T=101.66s$, le transformateur est déclenché par la protection ampèremétrique (voir annexe 1). La zone 1 est totalement perdue.

La Figure I-5 présente les variations de vitesse et des angles rotoriques des machines dans la zone 1. On constate que la vitesse atteint 1.14 pu et l'angle interne des machines effectue plusieurs tours. Cela montre que les machines perdent la stabilité angulaire.

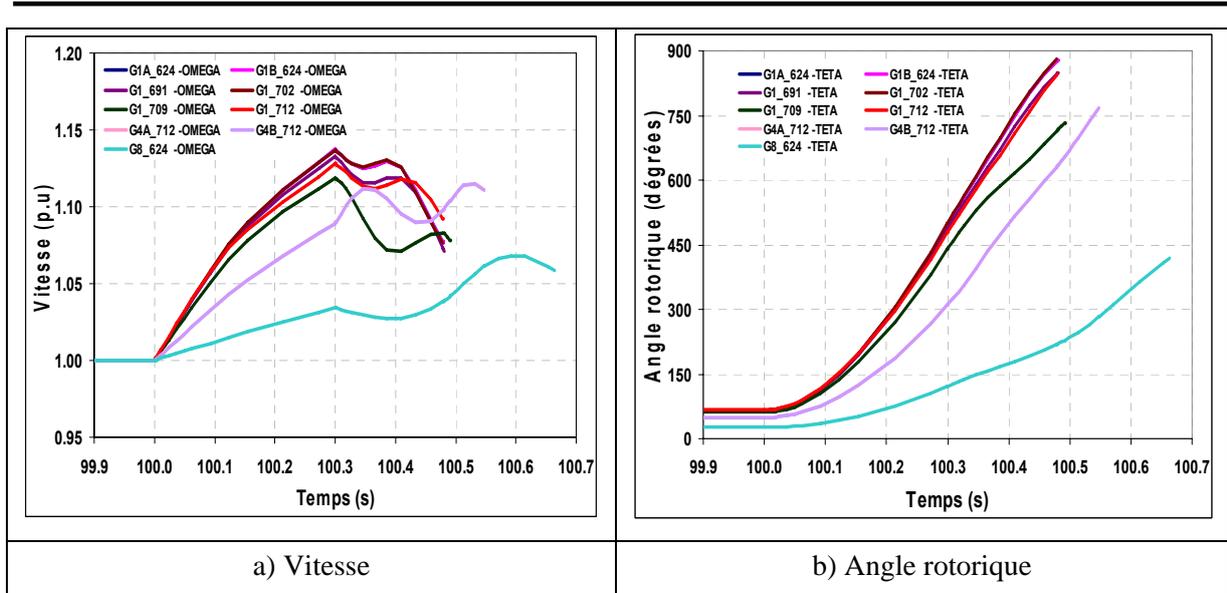


Figure I-5 : Variation de vitesse et des angles rotoriques des machines dans la zone 1

La Figure I-6 montre la puissance active et réactive échangée avec le réseau pour les deux transformateurs TF1 et TF2. On constate que le transformateur TF1 de la zone de défaut est surchargé (à peu près de 140%) en quelques secondes et puis déconnecté à l'instant $T=101.66s$. Il y a des oscillations de puissance importantes. Cela peut influencer sur le fonctionnement du réseau HTB pour un poste source important. La cause principale du «blackout» est l'instabilité angulaire des machines.

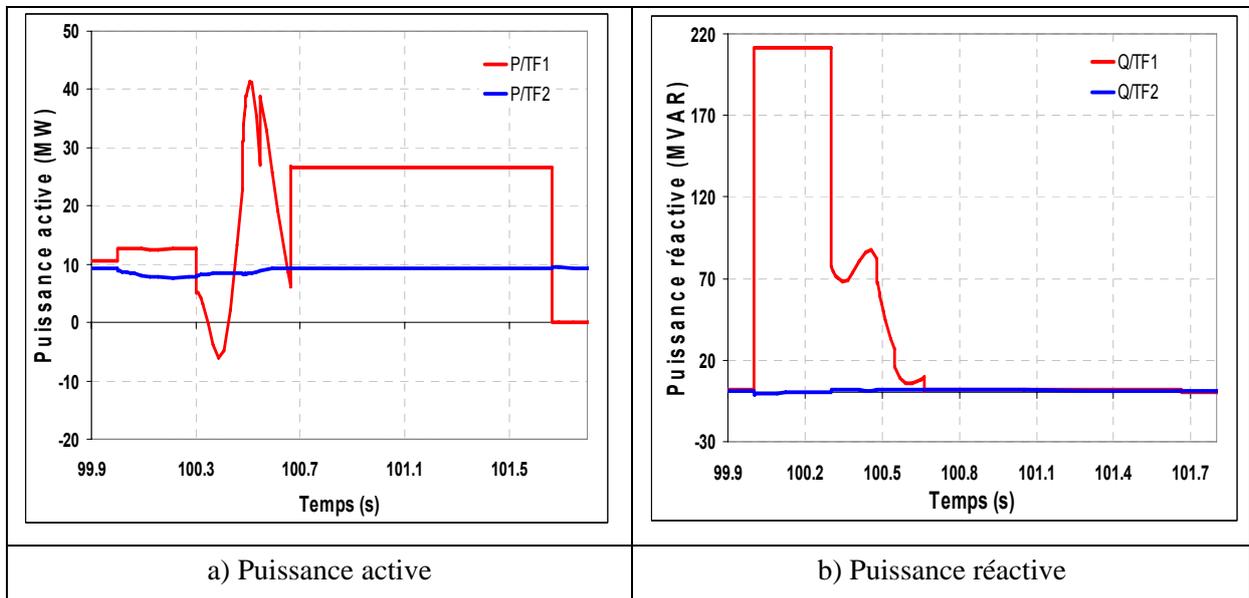


Figure I-6 : Puissances échangées avec le réseau

Les résultats obtenus montrent que pour le plan de défense, l'étude de la stabilité angulaire est très importante. Cependant, il faut noter que la taille de ces réseaux de distribution est importante. S'ils comportent plusieurs machines, le temps de calcul est très important. C'est pourquoi, la réduction du réseau devient nécessaire.

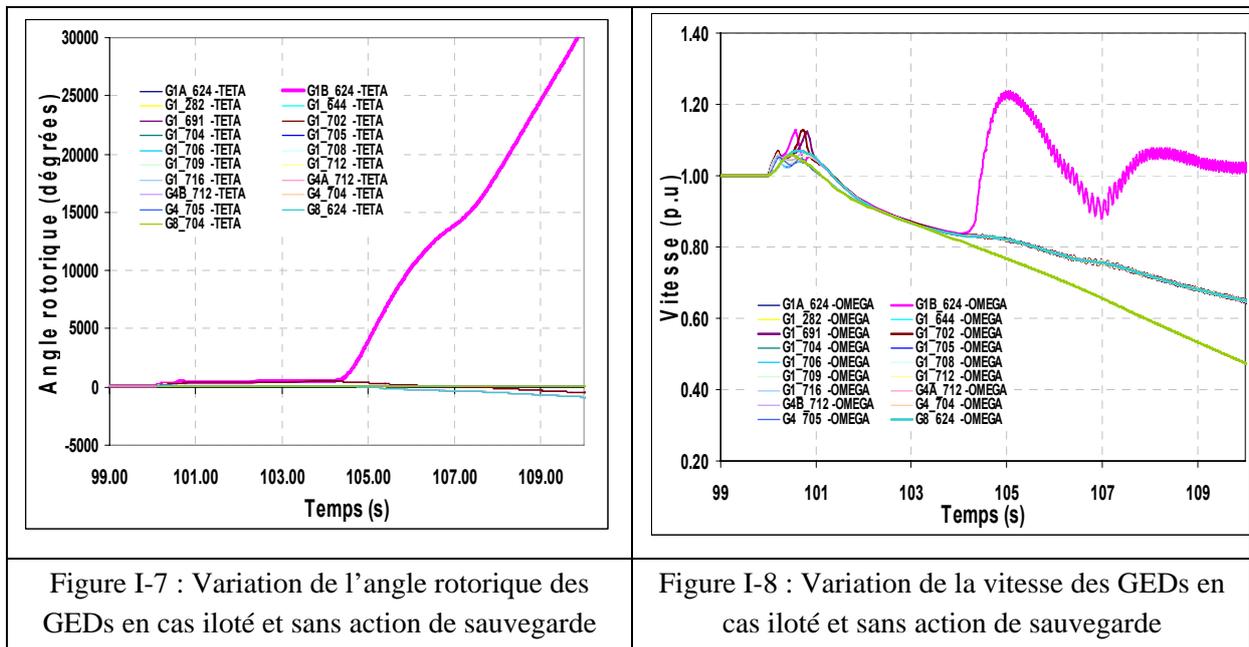
I.3.2 Etude des comportements dynamiques des GEDs en cas de basculement du mode connecté au mode iloté

Dans le contexte actuel, si un défaut apparaît en HTB, l'ensemble des postes sources reliant à la ligne en défaut est perdu. La zone 1 et la zone 2 (Figure. I-4) ne sont plus alimentées car toutes les GEDs sont déclenchées par la protection de découplage. Cela perd tous les intérêts offerts par les GEDs.

Les questions se posent

- Pourquoi les GEDs ne peuvent pas continuer la fourniture d'énergie pour les charges critiques pour ces cas (en défaut ou en séparation du réseau...etc) ?
- Est-ce qu'il y a des problèmes de l'instabilité pour ces GEDs ? Si oui, quelles sont les stratégies pour que les GEDs soit stables en cas iloté
- Quels sont les comportements du réseau (tension, fréquence) pour ce cas iloté ?
- Quelles conditions pour que le réseau puisse fonctionner en mode iloté ?.

Pour expliquer clairement ces points, le réseau présenté sur la Fig. I-4 est utilisé. On suppose qu'il y a un court-circuit sur le réseau HTB au moment $t=100s$. 200ms après (ou le moment $t=100.2 s$), la ligne liée aux deux transformateurs TF1 et TF2 est déclenchée. Si le contexte de l'avenir permet la zone 1 et 2 de fonctionner en mode iloté, ces zones basculent du mode connecté au mode isolé.



Les Figures I-7 et I-8 présentent les variations de l'angle rotorique et de la vitesse des GEDs en cas de basculement du mode connecté au mode iloté et sans action de sauvegarde. Les GEDs perdent la stabilité (les GED séparent en deux groupes). La vitesse augmente au début puis baisse continuellement. Les figures I-9 et I-10 présentent la tension et la fréquence de ces deux zones. La tension n'est pas restaurée et la fréquence baisse continuellement. On constate que, sans action de sauvegarde nécessaire, ces deux zones ne peuvent pas fonctionner en mode iloté.

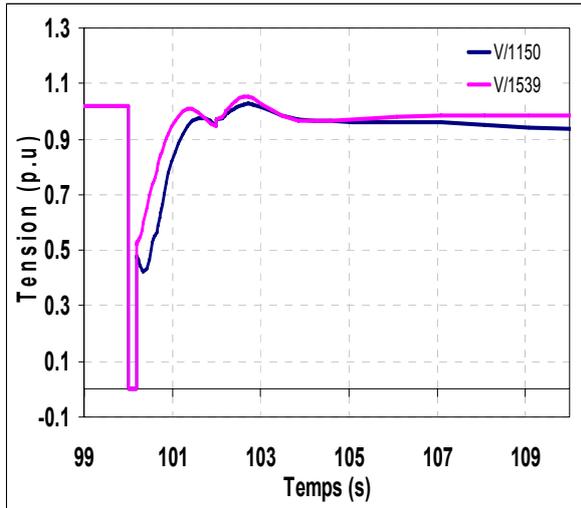


Figure I-9 : Variation de tension sur deux zones en cas iloté et avec actions de sauvegarde

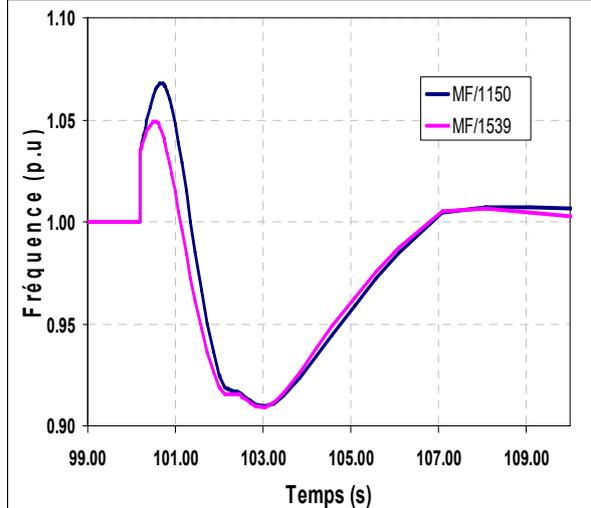


Figure I-10 : Variation de la fréquence sur deux zones en cas iloté et avec actions de sauvegarde

Si les actions de délestage sont effectuées, le réseau peut fonctionner en mode iloté. 28% des charges non critiques sont délestées par le délestage fréquencemétrique. Après ces actions, le réseau revient le fonctionnement normal. Les figures I.11 et I.12 présentent les variations de l'angle rotorique et de la vitesse des GEDs en cas de basculement du mode connecté au mode iloté et avec actions de sauvegarde (délestages). Les figures I-13 à I-14 présentent la tension et la fréquence de ces deux zones. Avec les valeurs bien réglées de protection (seuils de fréquence, de tension, de vitesse...), le réseau fonctionne correctement. Une grande partie de charge (72%) est continuellement alimentée.

En dehors des questions posées, pour que le réseau puisse fonctionner correctement, il faut effectuer les simulations pour régler les seuils de protection et en particulier, déterminer les actions de sauvegarde nécessaires (ici, les délestages). De plus, il faut choisir les modes adaptés de régulation de tension et de fréquence des GEDs.

Pour répondre aux questions, il est nécessaire d'effectuer les études dynamiques dont l'étude de la stabilité prend un rôle essentiel.

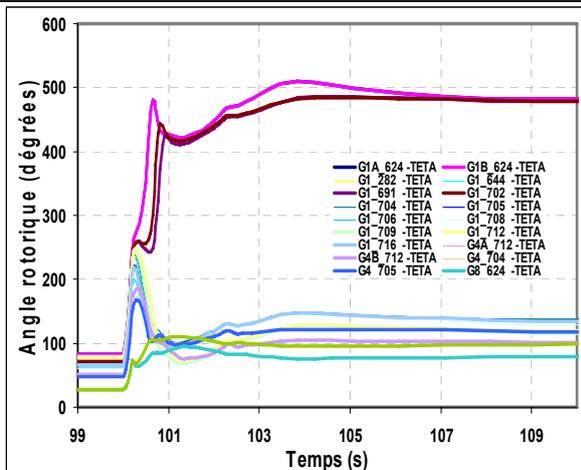


Figure I-11 : Variation de l'angle rotorique des GEDs en cas iloté et avec actions de sauvegarde

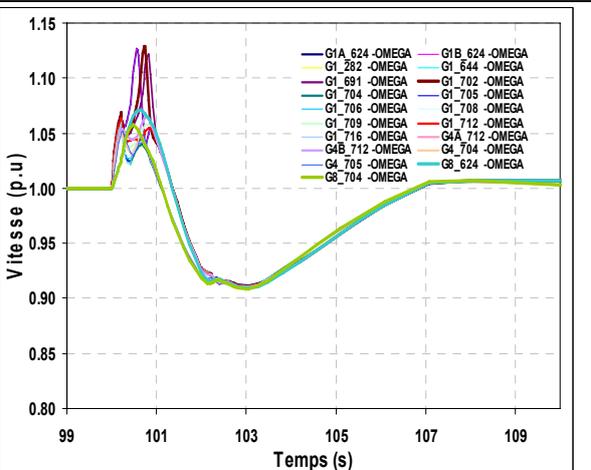


Figure I-12 : Variation de la vitesse des GEDs en cas iloté et avec actions de sauvegarde

I.4 Conclusion

Nous avons étudié les différentes formes d'impact des productions décentralisées sur le réseau de distribution. Plus le taux de pénétration des GEDs augmente, plus l'impact est important. En particulier le problème de la stabilité angulaire des GEDs de types de machine synchrone peut avoir des conséquences néfastes sur le réseau. Il apparaît, dans ce nouveau contexte, deux nouveaux problèmes à résoudre dans le réseau de distribution:

En premier, la simulation des réseaux de distribution en présence des productions décentralisées est une fonctionne nécessaire à la conduite et à l'exploitation pour le gestionnaire du réseau (DSO ou TSO). Cependant, une telle simulation est souvent difficile du fait de grande taille du réseau de distribution et du nombre important des GEDs. Cela conduit à développer les méthodes rapides.

En second, la continuité de fourniture d'énergie par les GEDs doit être assurée, en particulier, pour les générateurs synchrones pendant le régime transitoire lors d'un défaut. Il est nécessaire d'effectuer une évaluation rapide dynamique, en particulier, l'étude de la stabilité des générateurs, et en cas nécessaire de proposer des actions préventives ou curatives pour maintenir un bon fonctionnement des réseaux.

L'objectif du travail de thèse est donc d'abord d'étudier les méthodes de réduction du réseau de distribution. Les méthodes équivalentes statiques et dynamiques seront abordées pour réduire au maximum le réseau extérieur vu du réseau à étudier en conservant une précision convenable. Ensuite, nous allons étudier et développer des outils d'évaluation rapide de la stabilité transitoire des GEDs de type de machine synchrone. Et enfin, des actions préventives et curatives seront proposées afin de maintenir les GEDs en ligne après une grande perturbation.

Notre travail est dans le cadre du projet SYS14 de GIE-IDEA avec EDF comme partenaire principal. La partie dédiée à la réduction du réseau est aussi intégrée dans le projet Européen FENIX en formant des TVPP (Technical Virtual Power Plant) dans le contexte de Centrale Virtuelle.

II CHAPITRE II: MODELISATION DES COMPOSANTS DU RESEAU DE DISTRIBUTION

II.1 Introduction

Il y a deux familles de méthodes pour étudier le problème de la stabilité dynamique du réseau électrique. La première est l'analyse dans le domaine temporel et la seconde est l'analyse dans le domaine fréquentiel. L'analyse dans le domaine temporel consiste à évaluer et prédéterminer la réponse et l'évolution temporelle des grandeurs électriques du système suite à des perturbations. Avec une topologie donnée du réseau, on peut déterminer si le réseau est stable ou instable à la suite d'une perturbation quelconque et ensuite définir une stratégie pour être appliquée pour modifier cette topologie afin de limiter les conséquences de cette perturbation sur le réseau.

L'analyse dans le domaine fréquentiel consiste à analyser les valeurs propres et les vecteurs propres du système linéarisé autour d'un point de fonctionnement d'équilibre. Basé sur l'analyse des valeurs propres et des vecteurs propres, elle peut prévoir la réponse des variables d'états du système à la suite d'un petit mouvement et déterminer les facteurs de participation sur leur comportement. Cette méthode n'est valable que pour les petites perturbations, s'il y a une grande perturbation ou un changement de la topologie pendant la perturbation, elle n'est plus valable [ACKERMANN-2005].

C'est la raison qui nous a conduit à, choisir la première méthode pour étudier le comportement dynamique et transitoire du grand réseau de distribution. Ce chapitre va décrire les modèles des composants utilisés dans ce but.

Dans notre étude nous allons utiliser les modèles électromécaniques car il est nécessaire de prendre en compte les variétés de phénomènes mécaniques en plus des phénomènes électriques. L'avantage est de permettre de simuler un grand nombre de composants du réseau électrique. Le logiciel Eurostag qui a été développé par Electricité de France et Tractebel permet d'effectuer les simulations dynamiques de ce type. C'est un logiciel puissant et d'utilisation conviviale pour les études dynamiques du réseau électrique. Basé sur un algorithme à pas de temps variable, ce logiciel permet notamment l'étude d'enchaînements de phénomènes lents et transitoires sans rupture de modélisation. Les modèles développés sont créés afin d'étudier les phénomènes électromécaniques. On couvre

ainsi dans la même simulation les études de stabilité transitoire (phénomènes durant quelques millisecondes à quelques secondes) et de dynamique lente (évolutions durant de quelques secondes à quelques heures) [EDF-2000].

Comme nous l'avons expliqué dans le chapitre 1, les moyens de productions décentralisées raccordés au réseau de distribution sont des différents types. Ils peuvent être non seulement distingués par leur source primaire par exemple les carburants fossiles traditionnels comme diesel, gaz naturel ou hydrogène ou les ressources en énergie renouvelable comme le soleil, le vent... mais aussi par leur méthode de raccordement au réseau. En effet, d'une part, il y a les GEDs utilisant une machine synchrone comme dans le cas des groupes de générateur diesel, turbine à gaz, les cogénérations classiques ou un générateur asynchrone comme dans le cas d'un générateur éolien à vitesse constante connecté directement au réseau et, d'autre part, celles utilisant un système d'interface électronique de puissance comme dans le cas du photovoltaïque, des piles à combustible, microturbines et de l'éolien à vitesse variable. Particulièrement, pour l'éolien à vitesse variable avec une Machine Asynchrone à Double Alimentation (MASDA), le stator est directement connecté au réseau tandis que le rotor est connecté au réseau via un système de convertisseur.

Dans l'étude de la stabilité dynamique et transitoire du réseau, la ressource primaire et le système mécanique des GEDs doivent être modélisée de manière adéquate pour assurer la précision et la rapidité. Du point de vue du comportement du réseau lors d'une grande perturbation, le mode d'interface entre la machine et le réseau influera plus sur l'impact des GEDs que le lien entre le convertisseur et le réseau. Cela provient du fait que le courant de défaut dans ce dernier cas est forcément limité par le courant maximal débité dans le système électronique de puissance.

C'est pour quoi dans nos études, nous présentons d'abord les modèles GEDs types du machine synchrone avec leur système de régulation de tension et de vitesse. Ensuite, les machines asynchrones reliées directement aux différentes types d'éolien, la machine asynchrone à cage et son système de contrôle qui correspond à l'éolien à la vitesse constante, puis la machine asynchrone à double alimentation avec son système de contrôle qui correspond à l'éolien à la vitesse variable. Enfin, les GEDs interfacés au réseau par de l'électronique de puissance seront brièvement abordés.

Nous avons utilisé largement les modèles qui existent à librairie de Eurostag, mais pour satisfaire l'exigence de précision réclamée par notre étude, nous avons modifié et complété ces modèles

On doit rappeler que les modèles utilisés dans nos études doivent réaliser un bon compromis entre les exigences de la précision des phénomènes à mettre en évidence et ce qui existent déjà. En effet, l'objectif principal de nos études est d'identifier les risques de l'instabilité transitoire des GEDs dans le réseau de distribution et ensuite proposer les méthodes ou les stratégies de contrôle commande pour s'éloigner les zones de risque ou sauvegarder le système.

Dans la librairie des modèles standard de l'Eurostag, il existe déjà quelques modèles qui sont construits sous forme des blocks fonctionnels. Cependant, la compréhension et l'exploitation de ces modèles ne sont pas simples.

II.2 GED utilisant la machine synchrone

II.2.1 Modèle de la machine synchrone

Afin d'étudier le comportement dynamique et la stabilité transitoire du réseau électrique, le modèle détaillé de l'alternateur synchrone est utilisé. Etant donné que notre étude va être effectuée dans Eurostag, le modèle détaillé de la machine synchrone sera brièvement présenté ici.

On admet dans ce qui suit les hypothèses suivantes:

- + La saturation, l'hystérésis et les courants de Foucault dans le fer sont négligeables
- + Les forces électromotrices correspondant les enroulements du stator sont à répartition spatiale sinusoïdale.
- + La mutuelle CANAY est négligée.
- + Dans l'étude de la stabilité transitoire, le comportement transitoire du stator est négligé. C'est-à-dire le modèle de la machine synchrone est de l'ordre de 6.

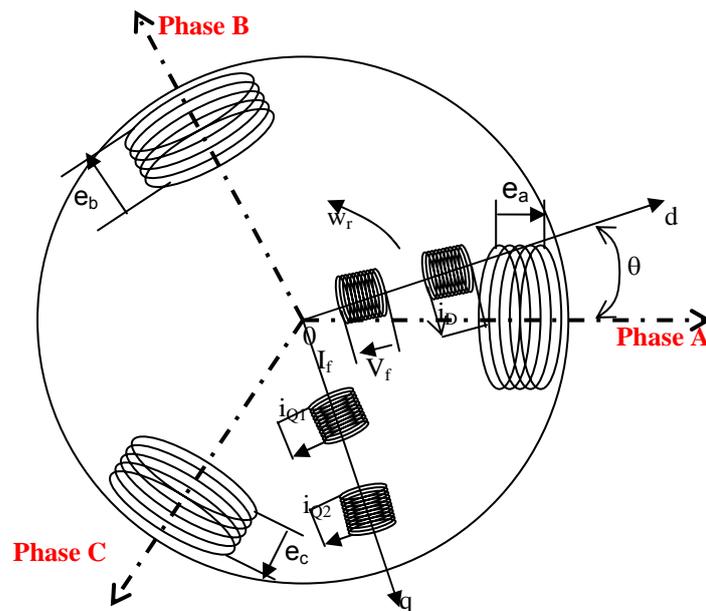


Figure II-1 : Représentation de la machine synchrone

Le modèle détaillé de la machine synchrone modélisé dans l'Eurostag est représenté dans le schéma de la Figure II-1. Il comporte trois enroulements de phase a, b, c au stator et quatre enroulements au rotor dont un enroulement d'excitation et un enroulement d'amortisseur dans l'axe direct (d) et deux enroulements d'amortisseur dans l'axe en quadrature (q) avec couplage magnétique entre ces enroulements.

Le schéma équivalent de la machine fait suivant la théorie classique de Park est présenté dans la Figure II-2.

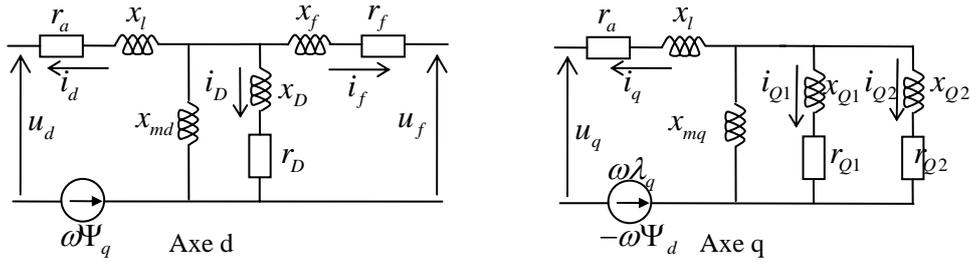


Figure II-2 : Schéma équivalent de la machine synchrone sur la référence Park

Les relations entre les courants dans les différents enroulements et les flux à travers ces enroulements peuvent être construites sous la forme matricielle suivante:

+ Sur l'axe d

$$\begin{bmatrix} \Psi_d \\ \Psi_f \\ \Psi_D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_l + x_{md} & x_{md} & x_{md} \\ x_{md} & x_{md} + x_f & x_{md} \\ x_{md} & x_{md} & x_{md} + x_D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_f \\ i_D \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

+ Sur l'axe q

$$\begin{bmatrix} \Psi_q \\ \Psi_{Q1} \\ \Psi_{Q2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_l + x_{mq} & x_{mq} & x_{mq} \\ x_{mq} & x_{mq} + x_{Q1} & x_{mq} \\ x_{mq} & x_{mq} & x_{mq} + x_{Q2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_q \\ i_{Q1} \\ i_{Q2} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Toutes les grandeurs sont calculées en valeur unitaire dans la base:

$$S_{base} = S_n ; V_{base} = \sqrt{3}V_n ; I_{base} = \sqrt{3}I_n ; R_{base} = V_n / I_n ; T_{base} = 1 / \omega_0$$

Avec $S_n, V_n, I_n, \omega_0 = 2\pi f_0$ sont respectivement la puissance, la tension, le courant et la fréquence nominaux de la machine.

A partir du schéma équivalent de la Figure II-2 et les équations (2.1) et (2.2), on peut écrire les équations classiques de tension de la référence de Park:

$$\begin{cases} u_d = -r_a i_d + \omega \Psi_q - \dot{\Psi}_d \\ u_q = -r_a i_q - \omega \Psi_d - \dot{\Psi}_q \\ u_f = r_f i_f + \dot{\Psi}_f \\ 0 = r_D i_D + \dot{\Psi}_D \\ 0 = r_{Q1} i_{Q1} + \dot{\Psi}_{Q1} \\ 0 = r_{Q2} i_{Q2} + \dot{\Psi}_{Q2} \end{cases} \quad (2.3)$$

où ω est la vitesse de rotation électrique de l'alternateur.

On suppose que les forces électromotrices de transformation sont négligeables devant les forces électromotrices de la vitesse de rotation. On peut donc négliger les termes $\dot{\psi}_d, \dot{\psi}_q$ dans l'équation (2.3).

On définit:

$$\psi_{AD} = x_{md}(i_d + i_f + i_D) : \text{le flux commun sur l'axe d}$$

$$\psi_{AQ} = x_{mq}(i_q + i_{Q1} + i_{Q2}) : \text{le flux commun sur l'axe q}$$

On peut calculer les flux communs selon les variables d'état et les courants i_d, i_q :

$$\psi_{AD} = MD\left(i_d + \frac{\psi_f}{x_f} + \frac{\psi_D}{x_D}\right) ; \text{ avec } \frac{1}{MD} = \frac{1}{x_{md}} + \frac{1}{x_f} + \frac{1}{x_D} ;$$

$$\psi_{AQ} = MQ\left(i_q + \frac{\psi_{Q1}}{x_{Q1}} + \frac{\psi_{Q2}}{x_{Q2}}\right) ; \text{ avec } \frac{1}{MQ} = \frac{1}{x_{mq}} + \frac{1}{x_{Q1}} + \frac{1}{x_{Q2}}$$

Les équations (2.3) deviennent:

- Sur l'axe d:

$$u_d = -r_d i_d + \omega x_i i_q + \omega \psi_{AQ} \quad (2.4)$$

$$\dot{\psi}_f = u_f - r_f \frac{\psi_f}{x_f} + r_f \frac{\psi_{AD}}{x_f} \quad (2.5)$$

$$\dot{\psi}_D = -r_D \frac{\psi_D}{x_D} + r_D \frac{\psi_{AD}}{x_D} \quad (2.6)$$

- Sur l'axe q:

$$u_q = -r_q i_q - \omega x_i i_d - \omega \psi_{AD} \quad (2.7)$$

$$\dot{\psi}_{Q1} = -r_{Q1} \frac{\psi_{Q1}}{x_{Q1}} + r_{Q1} \frac{\psi_{AQ}}{x_{Q1}} \quad (2.8)$$

$$\dot{\psi}_{Q2} = -r_{Q2} \frac{\psi_{Q2}}{x_{Q2}} + r_{Q2} \frac{\psi_{AQ}}{x_{Q2}} \quad (2.9)$$

Eliminer les variables ψ_{AD}, ψ_{AQ} dans ces équations on a les équations finales du modèle de la machine:

$$\frac{d\psi_f}{dt} = u_f + \frac{r_f}{x_f} \left[\left(\frac{MD}{x_f} - 1 \right) \psi_f + MD i_d + \frac{MD}{x_D} \psi_D \right] \quad (2.10)$$

$$\frac{d\psi_D}{dt} = \frac{r_D}{x_D} \left[\left(\frac{MD}{x_D} - 1 \right) \psi_D + MD i_d + \frac{MD}{x_f} \psi_f \right] \quad (2.11)$$

$$\frac{d\psi_{Q1}}{dt} = \frac{r_{Q1}}{x_{Q1}} \left[\left(\frac{MQ}{x_{Q1}} - 1 \right) \psi_{Q1} + MQ i_q + \frac{MQ}{x_{Q2}} \psi_{Q2} \right] \quad (2.12)$$

$$\frac{d\psi_{Q2}}{dt} = \frac{r_{Q2}}{x_{Q2}} \left[\left(\frac{MQ}{x_{Q2}} - 1 \right) \psi_{Q2} + MQ.i_q + \frac{MQ}{x_{Q1}} \psi_{Q1} \right] \quad (2.13)$$

Les mouvements du rotor des alternateurs sont décrits par l'équation de masse tournante:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (C_m - C_e) - \frac{D}{2H} (\omega - \omega_{ref}) \quad (2.14)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = (\omega - \omega_{ref}) \omega_0 \quad (2.15)$$

Alors, l'ensemble des équations différentielles de (2.10) à (2.15) décrit le dynamique de la machine synchrone. Outre, le couple électrique:

$$C_e = \psi_q i_d - \psi_d i_q \quad (2.16)$$

+ Passage des coordonnées de l'alternateur aux coordonnées du réseau:

$$V = V_q + jV_d;$$

$$V = V_R + jV_I;$$

$$\begin{bmatrix} E_R \\ E_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & \cos \theta \\ -\cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_d \\ E_q \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} E_d \\ E_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & -\cos \theta \\ \cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_R \\ E_I \end{bmatrix}$$

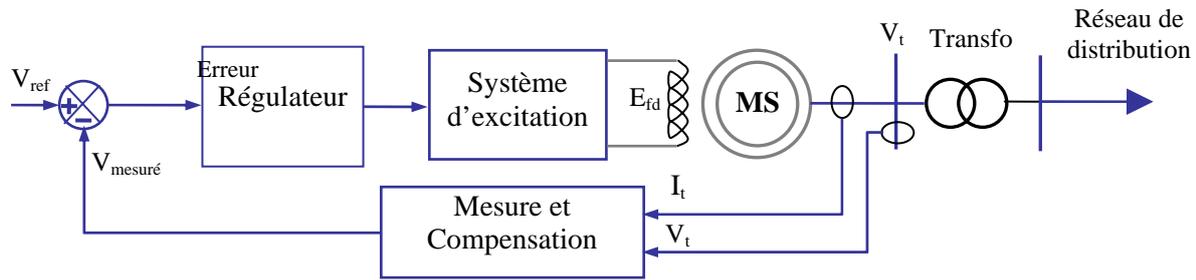
II.2.2 Système de régulation de tension :

Pour les GEDs de type machine synchrone connectées au réseau de distribution, il existe deux types de régulation de tension: soit la régulation automatique de tension (Automatic Voltage Regulator AVR), soit le régulateur de facteur de puissance (Var /PF). La sélection dépend de la puissance des GEDs ou de l'état de la tension au point de raccordement du générateur [TRAN-2005A] [RAMI-2006].

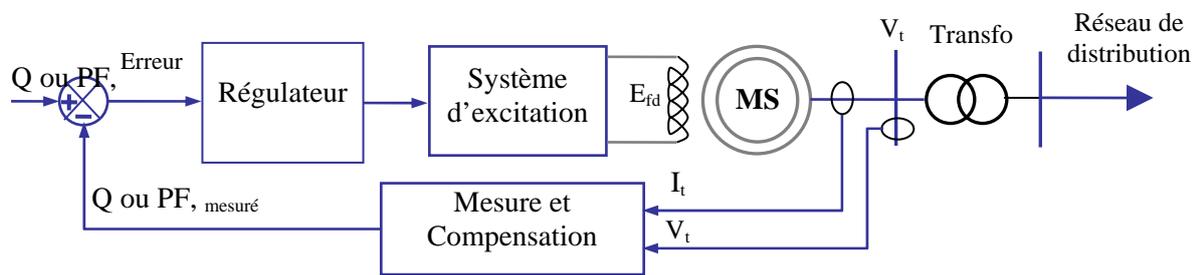
L'AVR vise à maintenir la tension au nœud de raccordement de GEDs constante. Le principe est de changer la puissance réactive échangée avec le réseau pour maintenir la tension constante au point de raccordement. Si la tension au point de raccordement de la machine tend à diminuer, le système d'excitation réagit en fournissant plus de la puissance réactive. Si la tension au point de raccordement de la machine tend à augmenter, le système d'excitation réagit en absorbant de la puissance réactive. Ce régulateur est souvent utilisé pour les grands générateurs synchrones qui fonctionnent en mode «supporté de la tension» [HURLEY-1999].

Le régulateur de facteur de puissance vise à maintenir le facteur de puissance ou la puissance réactive constante. Ce type de régulateur est spécifique pour les petits générateurs synchrones de quelques kVA à quelques dizaines de MVA connectés aux réseaux de distribution. La tension des générateurs utilisant ce régulateur n'est pas constante mais varie selon les variations de la tension du réseau.

Les modèles génériques des systèmes de régulation de tension sont présentés sur la Figure II-3.



a). Régulateur automatique de tension (AVR)



b). Régulateur de facteur de puissance (Var/PF)

Figure II-3 : Modèle générique des systèmes de régulation de tension

Du point de vue de la stabilité transitoire, le système AVR est plus performant que le système Var/PF. Cela provient du fait que pendant l'intervalle transitoire d'un court-circuit, la tension d'excitation avec le régulateur Var/PF est légèrement plus faible que celle obtenue avec le régulateur AVR. Cette faible valeur de tension contribue à l'accélération de l'angle rotorique. Par conséquent, la perte de la stabilité transitoire se produit plus rapidement pour les générateurs utilisant le régulateur Var/PF par rapport ceux utilisant le régulateur AVR.

II.2.3 Système de régulation de vitesse

Dans notre étude de stabilité transitoire, on utilise le modèle de régulation de vitesse de type diesel dans la librairie des modèles génériques de Eurostag [EDF-2000]. Le modèle simplifié est présenté comme dans la Figure II-4.

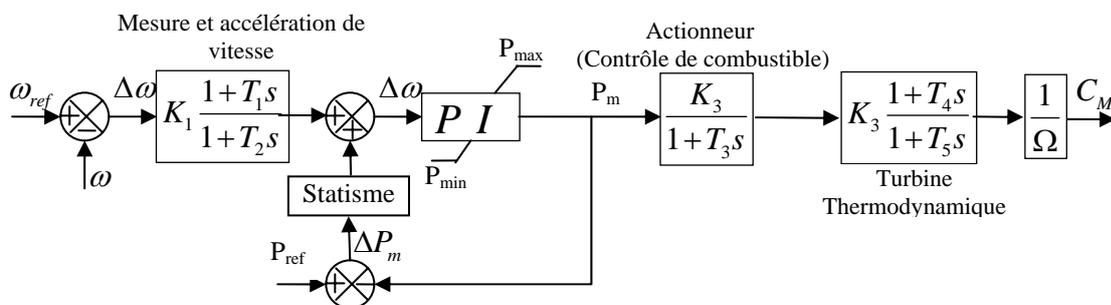


Figure II-4 : Le modèle du système de régulation de vitesse de type Diesel

Le régulateur est de type PI avec le statisme. La loi de régulation est en $P_0 + \frac{1}{\text{statisme}} \Delta f$ et intègre un dosage accélérométrique.

L'actionneur qui contrôle le combustible en fonction de la sortie du correcteur de vitesse est modélisé par un système de premier ordre.

La partie thermodynamique qui représente la relation entre le couple du générateur et le débit de combustible est modélisé par une fonction avance-retard dont le gain dynamique est égal à T1/T2. Elle intègre également une turbosoufflante.

II.3 Modélisation du modèle de la machine asynchrone

II.3.1 Modélisation de la machine asynchrone à cage

Le modèle de la machine asynchrone inséré dans Eurostag est de type celui de la machine avec rotor à double cage. Il comprend de tous les avantages de la machine asynchrone avec rotor à cage. De plus l'avantage majeur de ce modèle est qu'il a un couple de démarrage assez élevé.

Ce modèle peut être considéré comme celui d'une machine synchrone avec le rotor en court-circuit. Les équations de PARK dans la convention de générateur s'écrivent de manière similaire du modèle de machine synchrone présenté dans la partie II.2:

$$\begin{cases} u_{1d} = -r_1 i_{1d} - \omega_{ref} \psi_{1q} + \dot{\psi}_{1d} \\ u_{1q} = -r_1 i_{1q} + \omega_{ref} \psi_{1d} + \dot{\psi}_{1q} \\ 0 = -r_2 i_{2d} + \dot{\psi}_{2d} - s \omega_{ref} \psi_{2q} \\ 0 = -r_2 i_{2q} + \dot{\psi}_{2q} + s \omega_{ref} \psi_{2d} \\ 0 = -r_3 i_{3d} + \dot{\psi}_{3d} - s \omega_{ref} \psi_{3q} \\ 0 = -r_3 i_{3q} + \dot{\psi}_{3q} + s \omega_{ref} \psi_{3d} \end{cases} \quad (2.17)$$

où : $s = \frac{\omega_{ref} - \omega_r}{\omega_{ref}}$ est le glissement entre rotor et stator.[EDF-2000]

ω_{ref} est la vitesse synchronisme, la pulsation du réseau.

ω_r est la vitesse de rotation du rotor.

Les relations entre les courants dans les différents enroulements et les flux à travers ces enroulements peuvent être construites sous la forme matricielle suivante:

+ Sur l'axe d:

$$\begin{bmatrix} \psi_{1d} \\ \psi_{2d} \\ \psi_{3d} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(L_l + L_m) & -L_m & -L_m \\ -L_m & -(L_m + L_2) & -L_m \\ -L_m & -L_m & -(L_m + L_3) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{1d} \\ i_{2d} \\ i_{3d} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

+ Sur l'axe q:

$$\begin{bmatrix} \psi_{1q} \\ \psi_{2q} \\ \psi_{3q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(L_m + L_1) & -L_m & -L_m \\ -L_m & -(L_m + L_2) & -L_m \\ -L_m & -L_m & -(L_m + L_3) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{1q} \\ i_{2q} \\ i_{3q} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

En négligeant le régime transitoire des enroulements statoriques, on définit:

$$\psi_{AD} = L_m(i_{1d} + i_{2d} + i_{3d})$$

$$\psi_{AQ} = L_m(i_{1q} + i_{2q} + i_{3q})$$

Les équations (2.17) deviennent:

$$u_{1d} = -r_1 i_{1d} + \omega_{ref}(\psi_{AQ} + L_1 i_{1q}) \quad (2.20)$$

$$u_{1q} = -r_1 i_{1q} - \omega_{ref}(\psi_{AD} + L_1 i_{1d}) \quad (2.21)$$

$$\frac{d\psi_{2d}}{dt} = r_2 i_{2d} - s\omega_{ref}(\psi_{AQ} + L_2 i_{2q}) \quad (2.22)$$

$$\frac{d\psi_{2q}}{dt} = r_2 i_{2q} + s\omega_{ref}(\psi_{AD} + L_2 i_{2d}) \quad (2.23)$$

$$\frac{d\psi_{3d}}{dt} = r_3 i_{3d} - s\omega_{ref}(\psi_{AQ} + L_3 i_{3q}) \quad (2.24)$$

$$\frac{d\psi_{3q}}{dt} = r_3 i_{3q} + s\omega_{ref}(\psi_{AD} + L_3 i_{3d}) \quad (2.25)$$

Le couple électrique s'exprime par:

$$C_e = \psi_{1d} i_{1q} - \psi_{1q} i_{1d} \quad (2.26)$$

L'équation de masse tournante du rotor de la machine synchrone est donnée:

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (C_m - C_e) \quad (2.27)$$

II.3.2 Le modèle éolien avec la machine asynchrone à cage couplé avec le réseau

On peut utiliser le modèle de turbine éolienne **Imstall** présent dans Eurostag associé avec une machine asynchrone avec macroblock de Eurostag pour illustrer ce type de cette éolienne.

Le modèle **Imstall** consiste en une turbine à vitesse constante connectée à une machine synchrone via un multiplicateur. Le macroblock **Imstall** représente la conversion d'énergie entre la vitesse du vent et le couple mécanique de la machine. Ce modèle doit être connecté avec une machine asynchrone.

La figure ci-dessous présente l'évolution du couple mécanique en fonction de la vitesse du vent.

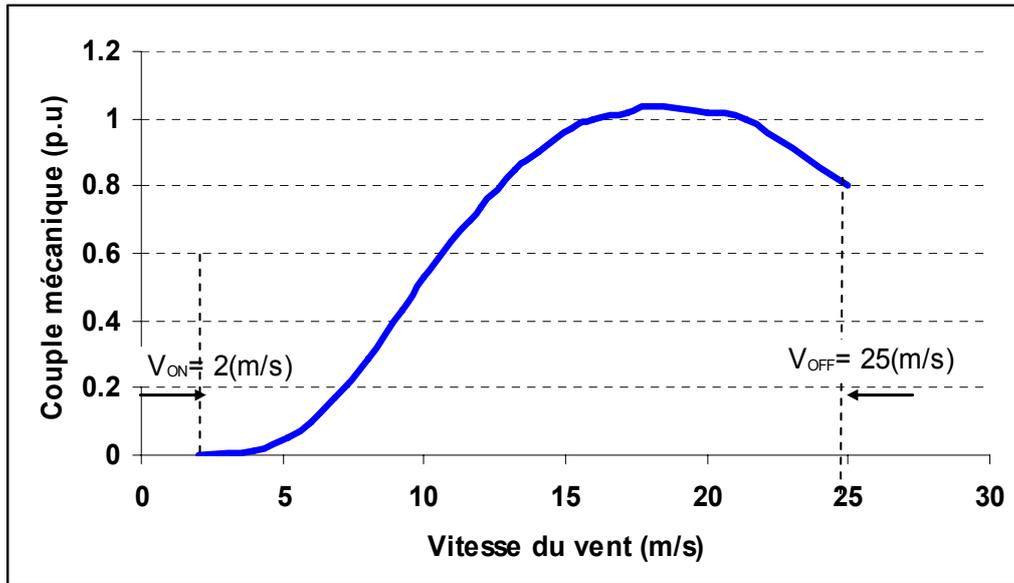


Figure II-5 : Caractéristique du couple mécanique en fonction de la vitesse du vent

Il est recommandé de connecter ce type de modèle avec une protection de survitesse.

Définition du modèle

Les formules de calculs du couple font intervenir la vitesse initiale du vent.

Avec la puissance fournie dans le calcul de répartition de charge de la machine, on peut

facilement déduire la valeur de la puissance générée en p.u. : $P_{(p.u)} = \frac{P_{(\text{calcul loadflow en MW})}}{S_n \text{ (en MVA)}}$

Ensuite la valeur du couple mécanique initiale est calculée : $C_M = \frac{P_{p.u.}}{\omega_{p.u.}}$

Enfin, suivant la caractéristique du couple donnée, on peut déduire la valeur initiale de la vitesse du vent.

Le couple mécanique de la machine, qui est une fonction de la vitesse du vent, est calculé approximativement au cours de simulation :

$$C_M = \left(\frac{C_1}{V} + C_2 V \right) \cdot e^{-C_3/V} \quad (2.28)$$

En remplaçant les paramètres donnés dans le modèle, on a :

$$C_M = \left(\frac{174}{V} - 0.155V \right) \cdot e^{-34/V} \quad (2.29)$$

où V est la vitesse du vent.

II.3.3 Modèle de la machine asynchrone à double alimentation DFIG

Le modèle du DFIG modélisé dans Eurostag est de type de la machine asynchrone à rotor bobiné. Les enroulements du rotor sont alimentés par une source de puissance triphasée. Les équations représentant de ce générateur sont identiques que ceux de la machine asynchrone avec rotor à cage, sauf que il n'y a qu'un seul enroulement du rotor et qu'il n'est pas court-circuité.

$$\begin{cases} u_{1d} = -r_1 i_{1d} - \omega_{ref} \psi_{1q} + \dot{\psi}_{1d} \\ u_{1q} = -r_1 i_{1q} + \omega_{ref} \psi_{1d} + \dot{\psi}_{1q} \\ u_{2d} = -r_2 i_{2d} + \dot{\psi}_{2d} - s \omega_{ref} \psi_{2q} \\ u_{2q} = -r_2 i_{2q} + \dot{\psi}_{2q} + s \omega_{ref} \psi_{2d} \end{cases} \quad (2.30)$$

Les relations entre les courants dans les différents enroulements et les flux à travers ces enroulements peuvent être construites sous la forme matricielle suivante:

+ Sur l'axe d:

$$\begin{bmatrix} \psi_{1d} \\ \psi_{2d} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(L_1 + L_m) & -L_m \\ -L_m & -(L_m + L_2) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{1d} \\ i_{2d} \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

+ Sur l'axe q:

$$\begin{bmatrix} \psi_{1q} \\ \psi_{2q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(L_1 + L_m) & -L_m \\ -L_m & -(L_m + L_2) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{1q} \\ i_{2q} \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

En négligeant le régime transitoire du stator, on a des équations finales pour le générateur de DFIG:

$$u_{1d} = -r_1 i_{1d} - \omega_{ref} N_1 i_{1q} - \omega_{ref} \frac{L_m}{L_m + L_2} \psi_{2q} \quad (2.33)$$

$$u_{1q} = -r_1 i_{1q} + \omega_{ref} N_1 i_{1d} + \omega_{ref} \frac{L_m}{L_m + L_2} \psi_{2d} \quad (2.34)$$

$$\dot{\psi}_{2d} = u_{2d} - r_2 \frac{L_m}{L_m + L_2} i_{1d} - \frac{r_2}{L_m + L_2} \psi_{2d} - \omega_{ref} s \psi_{2q} \quad (2.35)$$

$$\dot{\psi}_{2q} = u_{2q} - r_2 \frac{L_m}{L_m + L_2} i_{1q} - \frac{r_2}{L_m + L_2} \psi_{2q} + \omega_{ref} s \psi_{2d} \quad (2.36)$$

Le coupe électrique à l'arbre vaut:

$$C_e = L_m (I_{1q} I_{2d} - I_{1d} I_{2q}) \quad (2.37)$$

Dans la puissance électromécanique, deux termes doivent être distingués:

$$C_e = L_m (I_{1q} I_{2d} - I_{1d} I_{2q}) \quad (2.38)$$

$$\text{d'où } \frac{P_{rotor}}{P_{elm}} = 1 - \frac{\omega_{réf}}{\omega_r}$$

Dépendant de la valeur de ω_r , trois régimes de fonctionnement du générateur ($P_{elm} < 0$) sont possibles:

- $\omega_r = \omega_{réf}$: régime synchrone: $P_{rotor} = 0$, $P_{stator} = P_{elm}$
- $\omega_r < \omega_{réf}$: régime hypo-synchrone: selon (20) $P_{rotor} > 0$, le rotor absorbe de la puissance
- $\omega_r > \omega_{réf}$: régime hyper-synchrone: selon (20) $P_{rotor} < 0$, le rotor fourni de la puissance

Il faut donc noter qu'en régime hyper-synchrone à la fois le stator et le rotor fournissent de la puissance au réseau.

II.3.3.1 Equation des masses tournantes

En négligeant tout terme d'amortissement, il vient en utilisant (19"):

$$\frac{d\omega_R}{dt} = - \frac{C_m}{2H} - \frac{L_m}{2.H.L_2} (\psi_{2I} l_{1R} - \psi_{2R} l_{1I}) \quad (2.39)$$

Dans cette expression, C_m représente le couple mécanique.

Le raccordement d'une telle machine au réseau est conditionné par l'existence d'un macroblock d'utilisateur définissant le système de tensions triphasées qui alimentent le rotor. Ces grandeurs seront fournies en sortie du macroblock directement par les composantes des axes d et q d'un référentiel tournant par rapport au stator dans le sens positif à la vitesse de synchronisme $\omega_{réf}$.

L'ensemble du générateur DFIG associé avec les macroblocks est présenté dans la Figure II-6.

Les contrôles au niveau de la turbine sont modélisés dans le macroblock WINDTURB dans lequel la transmission aérodynamique est calculée à partir de la vitesse du vent. Le contrôle optimal de la vitesse de rotation et le contrôle de l'angle de calage sont également effectués afin d'extraire le maximum de puissance mécanique dans le régime en charge partielle et de limiter la puissance extraite dans le régime en plein charge respectivement.

Il existe deux modes de fonctionnement:

- fonctionnement à charge partielle: si la vitesse du vent est inférieure à la vitesse nominale, la turbine ne peut pas produire la puissance nominale. Dans ce cas, l'angle de calage est gardé constant et nul, la vitesse de rotation est régulé afin d'optimiser la conversion de l'énergie du vent en énergie électrique.
- fonctionnement à plein charge: si la vitesse du vent est supérieure à la vitesse nominale, l'angle de calage est ajusté pour limiter la puissance électrique à la puissance nominale.

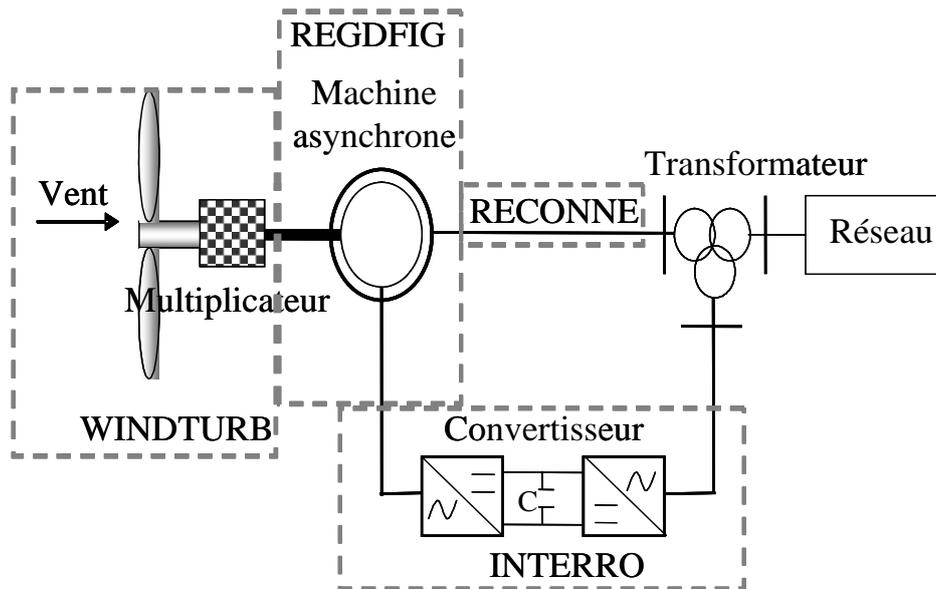


Figure II-6 : Le schéma des blocs fonctionnels de la DFIG

La tension du rotor est ajoutée par des boucles de contrôle sur les deux composants I_{2d}, I_{2q} du courant rotorique dans le macroblock REGDFIG. Les valeurs de référence du courant sont les sorties du système de régulation de la puissance réactive et de la vitesse de rotation. Dans ce macroblock, la puissance active du rotor est aussi calculée et envoyée à l'injecteur du courant lequel est contrôlé par le macroblock INTERRO. Celui-ci représente le système convertisseur interfacé au réseau.

En cas de chute de tension, due à un court circuit par exemple, un dispositif automatique (protection du stator de DFIG) peut déconnecter provisoirement le stator du réseau, et le reconnecter quand la situation est redevenue normale. Pendant la déconnexion du stator, le fonctionnement du DFIG est contrôlé par le macroblock RECONNE. La régulation de tension de rotor est faite dans RECONNE et les valeurs calculées sont employées dans REGDFIG.

II.3.3.2 Macroblock WINTURB

La puissance mécanique extraite par la turbine est donnée par la formule:

$$P_{meca} = 0.5 * C_p(\lambda, \beta) * \rho_{air} * A_{rotor} * V^3 \quad (2.40)$$

où: $C_p(\alpha, \beta)$ est la coefficient de puissance. Celle-ci est fonction du ratio de vitesse λ et l'angle de calage β . V est la vitesse du vent; A_{rotor} est la surface circulaire balayée par la turbine; ρ_{air} est la densité de l'air;

Le ratio de vitesse qui est le rapport entre la vitesse linéaire de l'extrémité des pales et la vitesse du vent est donné par:

$$\lambda = \frac{R_{pal} * \omega_{pal}}{V} \quad (2.41)$$

où λ est le ratio de vitesse; R_{pal} est le rayon de la pale de la turbine; ω_{pale} est la vitesse de la turbine.

Le coefficient de puissance est calculé approximativement:

$$C_p(\lambda, \beta) = L_F \left\{ \left[\frac{1}{\lambda + L_B \beta} - \frac{L_C}{(\beta^3 + 1)} \right] L_D + L_E \beta - L_G \right\} e^{-L_H \left(\frac{1}{\lambda + L_B \beta} - \frac{L_C}{\beta^3 + 1} \right)} \quad (2.42)$$

Donc, le couple mécanique est calculé:

$$C_M = \frac{V^3 C_p(\lambda, \beta) A_{rotor} \rho}{2 \omega_{pal}} \frac{1}{T_{base}} \quad (\text{p.u}) \quad (2.43)$$

où: T_{base} est la base de le couple mécanique

Le multiplicateur vise à adapter la vitesse lente de la turbine à la vitesse de la génératrice.

$$Mred = \frac{\omega_{mot}}{\omega_{pale}} \quad (2.44)$$

où ω_{mot} : la vitesse de rotation du générateur

Le système d'orientation des pales (pitch contrôle) sert à limiter la puissance générée lors que la vitesse du vent dépasse la valeur nominale. Dans ce régime la vitesse du générateur est constante et la puissance mécanique est garder égale la puissance nominale.

Le système de régulation de l'angle orientation est présenté comme dans la figure au dessous:

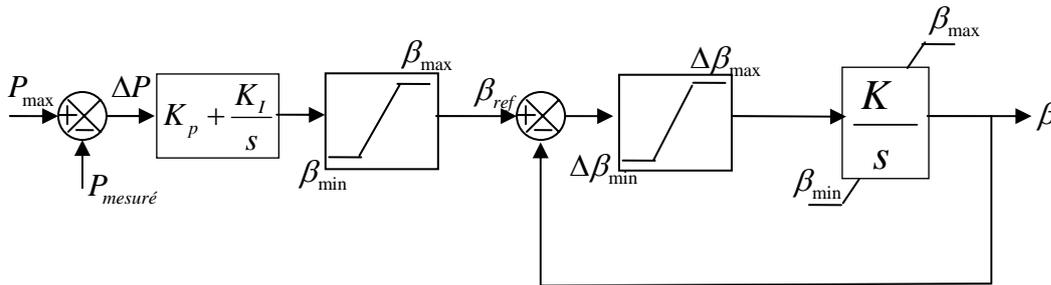


Figure II-7 : Système de régulation de l'angle de décalage

Dans la partie de charge partielle, la vitesse mécanique est contrôlée de manière à maximiser la puissance électrique générée. Car une mesure précise de la vitesse du vent est difficile à réaliser [AIMANI- 2004][LAVERDURE-2005], on a choisi la stratégie de contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique.

Le ratio de vitesse correspondant à la valeur maximale du coefficient de puissance peut être estimé pour chaque valeur de l'angle de calage (la figure 5). Dans ce modèle, la valeur initiale de l'angle de calage est égale zéro, la valeur du ratio de vitesse est calculée approximativement:

$$\lambda_{optimal} = \left(\frac{L_G}{L_D} + L_C + \frac{1}{L_H} \right)^{-1} = 8,70106$$

Sur la base de cette valeur, on peut obtenir une vitesse optimale du rotor qui correspond à n'importe quelle vitesse du vent. La vitesse optimale est alors employée comme référence dans le contrôle de puissance active.

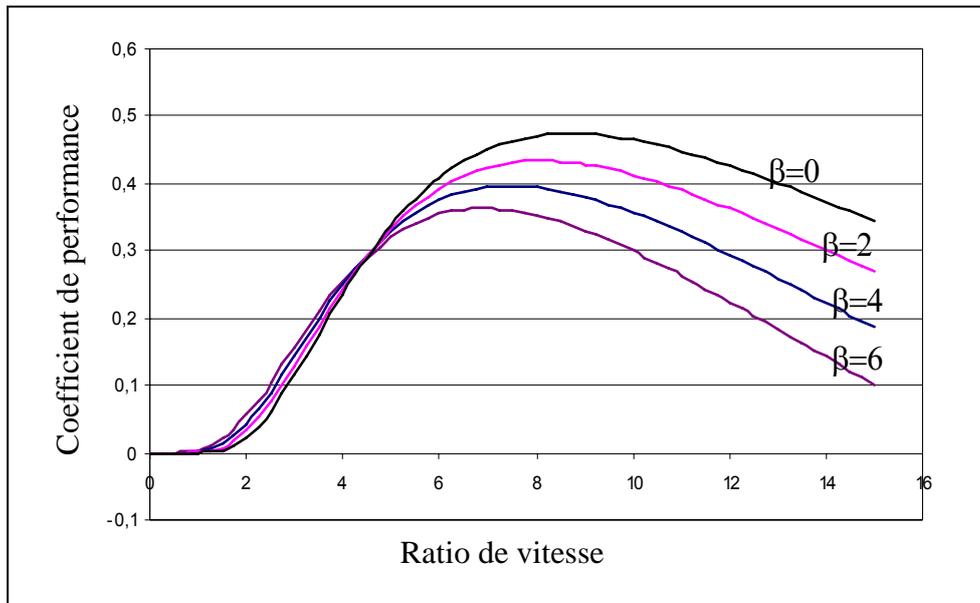


Figure II-8 : La caractéristique du coefficient de la puissance de DFIG (extrait du EDF-2000)

La vitesse mécanique optimale correspond à la valeur optimale du ratio de vitesse:

$$\omega_{pal_op} = \frac{\lambda_{optimale} V}{R} \quad (2.45)$$

où $\lambda_{optimal}$ correspond à la valeur maximale de coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ avec β est égale à zéro.

Le système de calcul de la vitesse optimale:

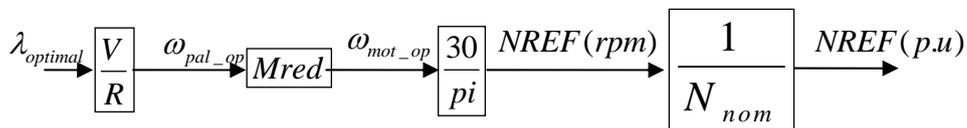


Figure II-9 : Système de calcul de la vitesse optimale pour DFIG

II.3.3.3 Macroblock REGDFIG

La tension du rotor de DFIG est contrôlée par le macroblock REGDFIG.

La sortie de la régulation de la tension rotor $V2$ est sous la forme des composantes directe et en quadrature V_{2d} et V_{2q} . Le référentiel d-q correspondant tourne à la vitesse de synchronisme avec un axe q à 90° devant l'axe D .

L'axe d est dans la direction du flux stator maximal ψ_{max} . La tension stator est sur l'axe q .

Les courants de référence (I_{2dref} , I_{2qref}) définies par la suite sont utilisés respectivement pour le contrôle de la vitesse de rotation du rotor et de la puissance réactive de la génératrice. Ils interviennent dans le calcul de $V2d$ et $V2q$.

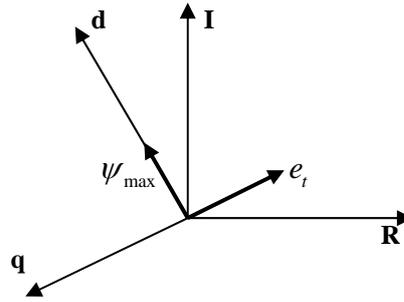


Figure II-10 : Référence d,q

Avec le choix de référence d,q de manière que l'axe d est dans la direction du flux stator maximal, la puissance réactive du stator est proportionnelle à la composant I_{2d} et le couple électrique est proportionnelle à la composant I_{2q} [ACKERMANN-2005]:

$$Q_s = \frac{L_m}{L_1 + L_m} I_{2d} \quad ; \quad T_e = \frac{L_m}{L_1 + L_m} I_{2q}$$

La régulation de puissance réactive:

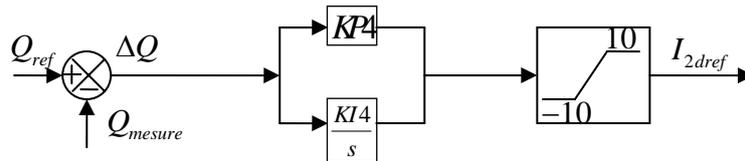


Figure II-11 : Système de régulation de puissance réactive pour DFIG

La régulation de la vitesse:

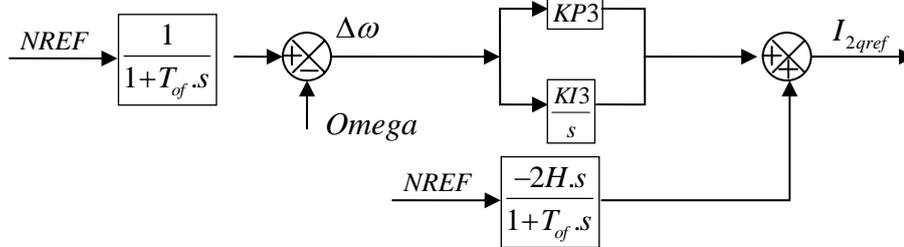


Figure II-12 : Système de régulation de vitesse

Calcul des tensions V_{2d} et V_{2q} :

$$V_{2d} = R_2 I_{2dref} - \left(L_m + L_2 - \frac{L_m^2}{L_m + L_1} \right) \left(\omega_2 I_{2q} - \frac{I_{2dref} - I_{2d}}{\Omega_0 T_{OD}} \right)$$

$$V_{2q} = R_2 I_{2qref} - \left(L_m + L_2 - \frac{L_m^2}{L_m + L_1} \right) \left(\omega_2 I_{2d} - \frac{I_{2qref} - I_{2q}}{\Omega_0 T_{OQ}} \right) + \omega_2 \frac{L_m}{L_m + L_1} \psi_1$$

où

ω_2 est la fréquence sur le réseau

$\Omega_0 = 2 * \pi * 50$ est la vitesse de référence (en rad/s)

Ω est la vitesse de rotation rotor (en pu)

ψ_1 est le flux stator ($\psi_1 = \frac{U_s}{\omega_s}$ avec U_s tension stator)

T_{OD} est la constante de temps reliant I_{2dref} et I_{2d}

T_{OQ} est la constante de temps reliant I_{2qref} et I_{2q}

II.3.3.4 Macroblock INTERRO

Le convertisseur électronique de puissance est représenté dans Eurostag par un injecteur de courant qui calcule le courant injecté correspondant à la puissance du rotor P2 sortie du macroblock REGDFIG.

Le courant I_{active} est calculé directement à partir de la puissance active P2.

Le courant $I_{reactive}$ est calculé avec la puissance réactive provient du système de régulation de tension.

En cas de creux de tension (en dessous de la valeur limite U_{Seuil}), le convertisseur est bloqué, la valeur réelle (I_R) et imaginaire (I_I) du courant sont égales à 0. Lorsque la tension augmente et dépasse le seuil U_{Seuil} , le convertisseur retrouve son mode de fonctionnement normal.

Le courant du convertisseur est limité à la valeur maximal $I_{max} = 1.1$ p.u

II.3.3.5 Macroblock RECONNE

En cas de creux de tension, l'automate A21 pourra déconnecter provisoirement le stator du réseau et la reconnecter lors que la situation devient normale. Pendant que le stator est déconnecté du réseau, le fonctionnement de DFIG est contrôlé par le macroblock RECONNE. La régulation de tension du rotor pendant le défaut est effectuée dans ce macroblock. Ces valeurs de tension du rotor seront utilisées dans le macroblock REGDFIG.

II.4 GED utilisant le système d'interface d'électronique de puissance pour se connecter au réseau :

A côté de plusieurs GEDs utilisant traditionnellement les machines tournantes comme l'interface directe pour produire de l'énergie électrique, il y a également les autres utilisant l'interface électronique de puissance pour coupler avec le réseau. Elles sont issues en majorité de nouvelles technologies telles que les systèmes photovoltaïques, les piles à combustibles, les microturbines ou quelques types de éolien. Le modèle générique de ce type de GEDs est illustré dans la figure II-13

La source primaire peut être une source continue (comme les photovoltaïques ou les piles à combustible) ou une source alternative (comme les éoliennes ou les microturbines). Dans les deux cas les sources doivent être équipées par un redresseur ou un hacheur pour convertir à une source continue de courant ou de tension.

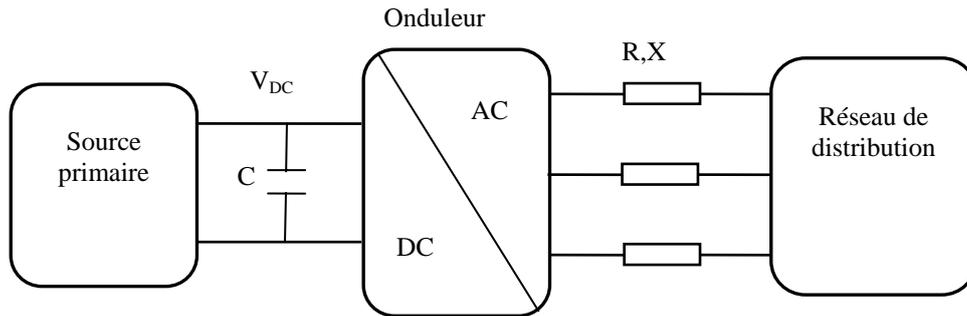


Figure II-13 : Modèle générique de GEDs utilisant les convertisseurs interfacés au réseau

Le contrôle de la puissance active et de la puissance réactive de ces GEDs sont effectués par le contrôle de l'onduleur. Dans le cas de l'onduleur de tension, la puissance active est contrôlée par la fréquence f_0 , la puissance réactive est contrôlée par l'amplitude V_0 de la composant fondamentale de la tension alternative sortie de l'onduleur. Ces contrôles sont relativement découplés.

Les modèles détaillés de tels systèmes peuvent se trouver dans la littérature scientifique comme modèle de pile à combustible et microturbine [LASEETER-2000],[CIGRE-2000] ou les travaux spécifiques sur les systèmes d'électronique de puissance pour les GEDs comme [OTADUI-2003]. La modélisation de structure de production d'énergie interfacée grâce à de l'électronique de puissance est un problème complexe. Cependant, ces modèles seront généralement simplifiés en fonction du problème à mettre en évidence.

Les modèles simplifiés de ces systèmes ont été développés par [RAMI-2006] et utilisés dans ses études de contrôle auto adaptatif de tension pour les GEDs connectées au réseau de distribution. Cette simplification est adoptée en émettant l'hypothèse que le contrôle «rapproché» de l'onduleur fonctionne et est capable de fixer les courants de références directement en sortie de l'onduleur. Celle-ci provient des études de Otadui [OTADUI-2003] qui a effectués de manière précise une modélisation et le contrôle de l'onduleur de tension lorsque ce dernier est interfacé au réseau de distribution électrique.

La dynamique des convertisseurs (onduleurs et hacheurs) est très rapide par rapport à la dynamique de l'élément de régulation (chaînes de mesures comprises) et celle de l'élément de production. Alors, la seule dynamique à prendre en compte est celle du système le plus lent, à savoir la dynamique de l'onduleur (en supposant l'élément de stockage sur le bus DC suffisant) ou la dynamique de l'unité de production (dans le cas contraire).

Avec ces considérations et ces hypothèses, la dynamique du système GED utilisant le convertisseur en interface du réseau peut être modélisée par des limitations et des systèmes du premier ordre dont la constante de temps est choisie de manière adéquate. Un tel système avec le contrôle de puissance active et réactive de GEDs est illustré comme dans la Figure II-14.

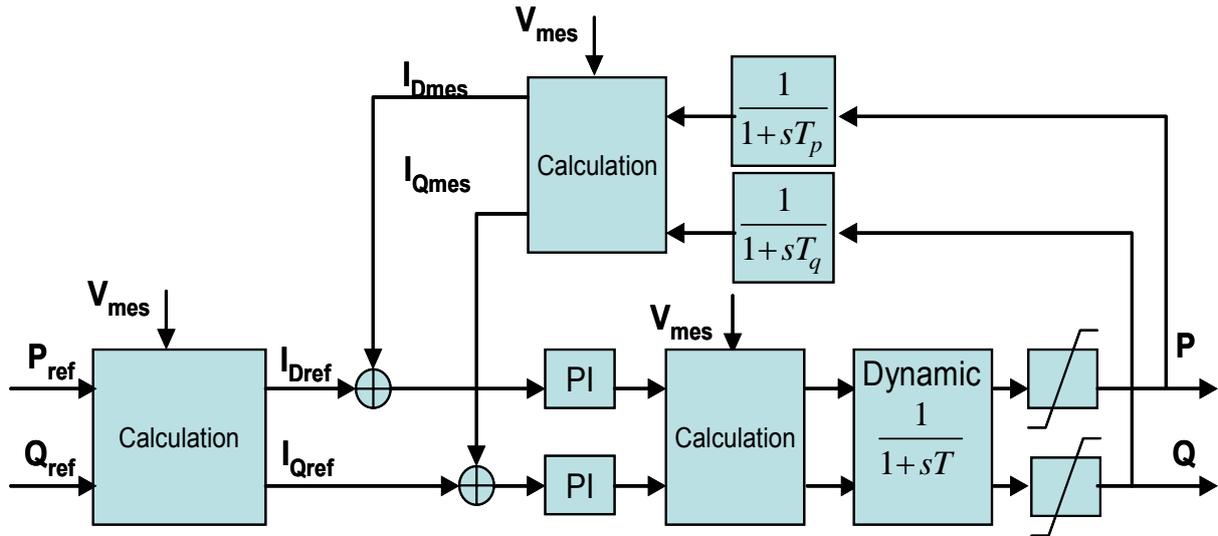


Figure II-14 : Production contrôlée en puissance [TRAN-2007]

La transformation de Park permet de transférer les valeurs triphasées du courant et de la tension en leurs deux composants d et q. Le calcul des courants injectés est basé sur le calcul de la puissance active et de la puissance réactive de référence et les composantes mesurées V_d , V_q de la tension:

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_d \cdot I_d + V_q \cdot I_q) \\ Q = \frac{3}{2}(V_q \cdot I_d - V_d \cdot I_q) \end{cases} \quad (2.46)$$

On en déduit:

$$\begin{cases} I_d = \frac{2(P \cdot V_d + Q \cdot V_q)}{3(V_d^2 + V_q^2)} \\ I_q = \frac{2(P \cdot V_q - Q \cdot V_d)}{3(V_d^2 + V_q^2)} \end{cases} \quad (2.47)$$

Les limitations consistent à la puissance active maximale de la source primaire et l'amplitude maximale du courant transité les convertisseurs.

II.5 Protection du réseau de distribution

II.5.1 Protection des réseaux de distribution sans GEDs

Le réseau de distribution est alimenté à partir de postes sources qui convertissent l'énergie électrique à haute tension du réseau de transport ou de répartition aux consommateurs à moyenne ou à basse tension [TI-D4810]. Par conséquent, le système de protection du réseau de distribution est conçu pour une direction unique du transit de puissance: du poste source au consommateur.

Le système de protection du réseau de distribution doit répondre aux objectifs:

- (i) préserver la sécurité des personnes et des biens,

- (ii) éviter la destruction partielle ou totale des matériels,
- (iii) assurer la continuité de fourniture aux consommateurs.

Les réseaux de distribution sont généralement exploités en antenne avec deux types de sous réseau:

- Réseaux aériens: en structure arborescente et envisageables pour les zones à très faible densité de charge comme les réseaux ruraux.
- Réseau souterrains: en structure radiale et envisageables pour les zones à forte densité de charge comme les réseaux urbains. Ces types des réseaux ont pour but d'améliorer la fiabilité pour les consommateurs et aussi pour répondre aux besoins d'amélioration de l'environnement.

Afin de rendre le système de protection simple et robuste, la mise à la terre du neutre des réseaux de distribution à moyen tension français est effectuée par une impédance destinée à limiter le courant du défaut à la valeur 300A pour les réseau aériens et 1000A pour les réseaux souterrains [TI-D4810].

Electricité de France (EDF) a mis en œuvre, en 1986, un nouveau palier de protection et de contrôle commande des postes sources. Il est destiné à la sélection et à l'élimination des défauts d'isolement de toute nature (monophasée et polyphasée). Le plan de protection est organisé en trois niveaux correspondant aux trois éléments principaux du poste source: les départs MT, les jeux de barres MT et les transformateurs HT/MT et leurs liaisons aux jeux de barres MT.

✚ protection au niveau des départs MT: Chaque départ MT est protégé par une Protection Sans Alimentation Auxiliaire (PSAA). Elle comporte des éléments suivants: (Figure II-15)

- Ensemble de Protection Autonome à Maximum d'Intensité (EPAMI). Il comprend deux relais de phase $Re \varphi$ à maximum de courant phase pour contre les défauts entre phases, un relais à maximum de courant homopolaire pour contre les défaut à la terre, un relais de temporisation de déclenchement du disjoncteur ($Re T$).
- Ensemble de Protection Autonome de Terre Résistance (EPATR). C'est un relais à temps inverse qui permet de traiter de façon sélective les défauts à la terre sur les départs MT. En effet, la protection du départ en défaut, qui a le courant résiduel plus élevé par rapport celui des départ sains, sera déclenché avant que les protections des départs sains n'aient le temps de fonctionner.
- Percuteur qui est un organe électromécanique à réserve d'énergie mécanique, provoque l'ouverture du disjoncteur par action sur sa commande.

✚ protection au niveau des arrivées MT a pour l'objectif d'éliminer les défauts de barres et de secourir les éventuelles défaillances des disjoncteurs et des protections de départs. Elle est constituée d'un ensemble de protection autonome maximum d'intensité.

✚ protection au niveau de liaison entre le transformateur et le tableau MT qui a le rôle d'assurer la protection de la liaison entre le transformateur et le tableau MT et des matériels

raccordés à cette liaison. Elle est aussi constituée d'un ensemble de protection autonome à maximum d'intensité.

Le réglage des relais est effectué de manière à assurer le meilleur compromis entre les qualités exigées d'un système de protection comme la sensibilité, la sélectivité, la rapidité et la fiabilité.

Le réglage des relais à maximum de courant est spécifique comme suivant:

- Pour les relais de phase: $I_{admissible} \leq I_{s,p} \leq 0.8 I_{cc,bi}$

où $I_{admissible}$: est le courant admissible de la ligne

$I_{s,p}$: est le courant de seuil de réglage de phase

$I_{cc,bi}$: est le courant de court-circuit biphasé apparaissant au point de départ pour lequel l'impédance de court-circuit est la plus grande.

- Pour les relais homopolaires: $I_{s,h} \geq 1.2(3.C.\omega.V)$

où $I_{s,h}$ est le courant de seuil de réglage homopolaire

C: la capacité homopolaire des lignes

V: la valeur de phase de tension de la ligne

$\omega = 2\pi f$

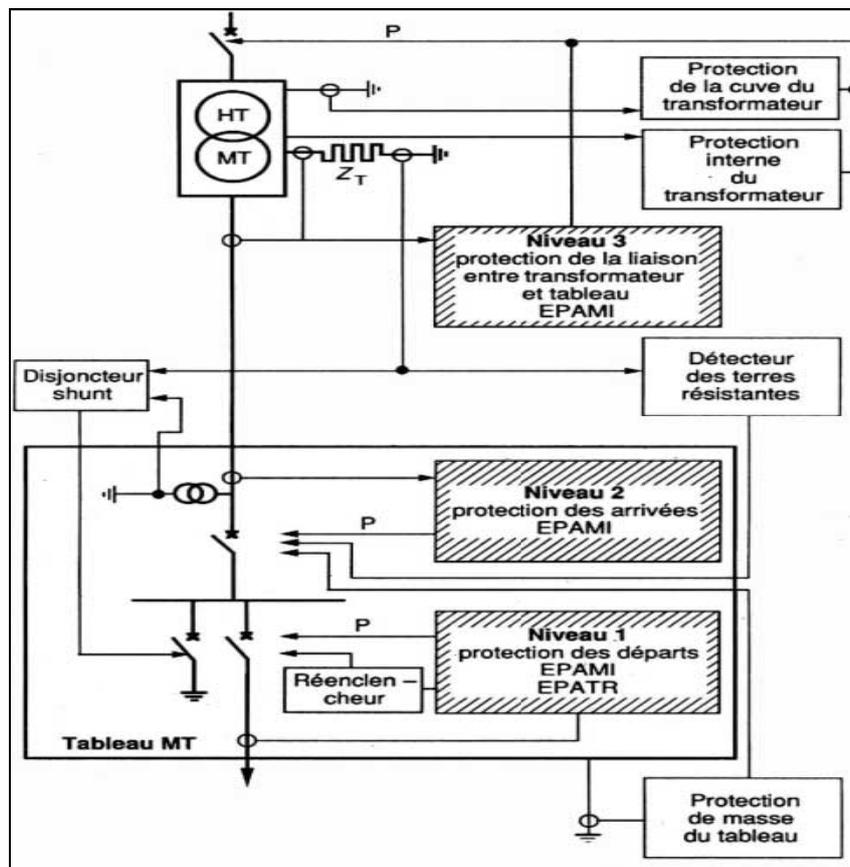


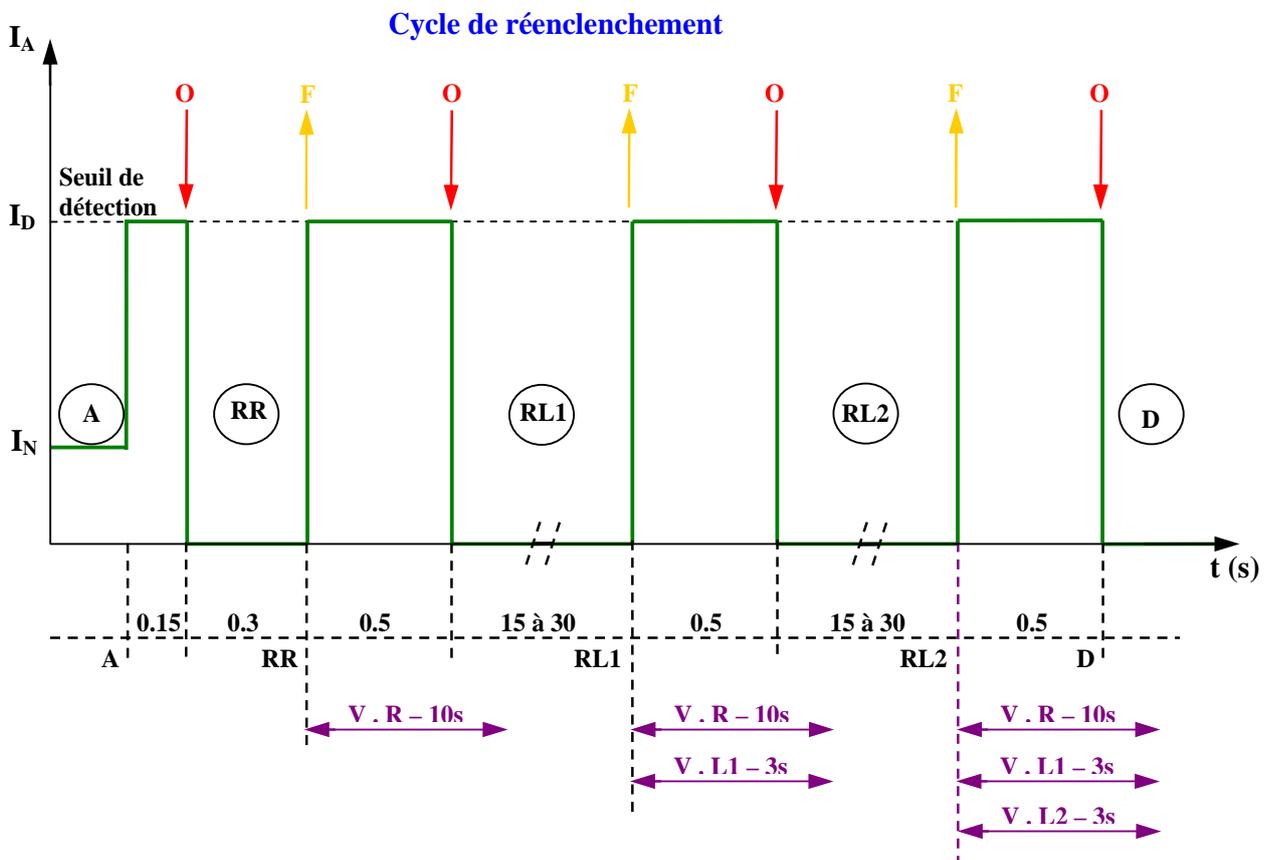
Figure II-15 : Protection du poste source HT/MT (extrait du TI – D4810)

Le plupart des défauts dans les réseaux de distribution MT aérien sont du type défaut fugitif. Afin de limiter la durée de la coupure d'électricité des clients au minimum, les différents automates de reprise de service (réenclencher) sont installés sur les départs. Sur les départs aériens du réseau de distribution MT français issue d'un poste source, on peut trouver un disjoncteur commandé par un dispositif de réenclenchement triphasé avec les cycles rapide et lent. L'instruction d'action de réenclencher est automatiquement effectuée selon ces étapes consécutives au dessous Figure II-16:

✚ Cycle rapide, c'est le cycle de déclenchement-réenclenchement triphasé rapide. Après 150ms du moment de l'apparition du défaut, le disjoncteur est ouvert pour coupure de l'alimentation du réseau en défaut. La durée de mise hors tension est d'environ 300ms pour permettre la désionisation de l'arc électrique. Si le défaut est éliminé après un cycle rapide, il est de type de défauts fugitifs.

✚ Cycles lents, si le défaut réapparaît après la fermeture du disjoncteur à la fin du cycle rapide, on effectue automatiquement un cycle de déclenchement-réenclenchement triphasé lent. Un deuxième déclenchement a lieu 500ms après la réapparition du défaut. La durée de coupure est de 15 à 30 s. Ce cycle peut être suivi d'un deuxième cycle analogue; c'est le cas général lorsqu'il est fait usage d'interrupteurs aériens à ouverture dans le creux de tension (IACT). Si le défaut est éliminé après les cycles lents, il est de type de défauts semi-permanents.

✚ Déclenchement définitif, si le défaut persiste encore après des cycles de réenclenchement (cycle rapide, 1 ou 2 cycles lents), c'est un défaut permanent. Le disjoncteur est déclenché après 500ms jusqu'à la fin de l'intervention nécessaire.



A	Apparition d'un courant de défaut sur le départ
D	Déclenchement définitif
F	Fermeture du disjoncteur
O	Ouverture du disjoncteur
RL	Réenclenchement lent (lent 1 et lent 2)
RR	Réenclenchement lent
VR	Verrouillage réenclenchement rapide pendant 10 à 15s
V. L1	Verrouillage réenclenchement lent 1 pendant 3s
V. L2	Verrouillage réenclenchement lent 2 pendant 3s

Figure II-16 : Diagramme d'un cycle de réenclenchement (extrait du référentiel technique de EDF)

II.5.2 Protection de découplage :

Le raccordement des GEDs sur le réseau de distribution a un impact important sur le fonctionnement du système de protection. La participation des GEDs au courant de défaut dépend non seulement de la disposition relative entre le point de raccordement et le lieu de défaut, mais aussi du type de technologie utilisée et de la puissance installée. Cela provoque la perte de sélectivité des protections. De plus, lorsqu'un défaut apparaît sur le réseau, le disjoncteur du départ sur lequel une GEDs est connecté peut être activé. Le fonctionnement en mode isolé d'un générateur n'est pas souhaitable car le passage en fonctionnement isolé risque de s'effectuer avec des variations dangereuses de tension et de fréquence.

Pour protéger la sécurité des personnes et assurer la sûreté du réseau de distribution HTA, les arrêtés relatifs aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique sont apparus. Ils prescrivent que « les installations de production doivent pouvoir assurer la fonction de protection de découplage destinée à les séparer du réseau public de distribution en cas de défaut sur celui-ci ».

Cette protection a pour objet, en cas de défaut sur le réseau:

- de permettre le fonctionnement normal des protections et automatismes installés par le gestionnaire du réseau de distribution;
- d'éviter le fonctionnement en îlotage indésirable où les autres utilisateurs sont alimentés par une fréquence et une tension anormale et d'éviter les faux couplages au moment de la reconnexion des réseaux îlotés au réseau public de distribution;
- de déconnecter instantanément les installations de production en cas de défaut survenant pendant le régime spécial d'exploitation instauré lors des travaux sous tension effectués sur le réseau aérien HTA.

Les temps d'action des protections de découplage doivent être coordonnés avec ceux du plan de protection du réseau de distribution.

Cette protection doit détecter:

- les défauts qui affectent le raccordement HTA, les défauts d'isolement polyphasés ou monophasés.
- la perte de liaison avec le réseau amont HTB ou HTA et un éventuel maintien par le producteur de l'alimentation du réseau dans des conditions non maîtrisées par le distributeur.

Les protections de découplage utilisent les critères suivants:

- maximum de tension homopolaire,
- minimum de tensions composées,
- maximum de tension composée,
- maximum et minimum de fréquence.

Ces critères peuvent être complétés par un dispositif de surveillance de la liaison au réseau HTB du départ HTA de raccordement portant sur la position des disjoncteurs de départ, de couplage et des transformateurs HTB/HTA du poste source.

Aujourd'hui, avec la pénétration de plus en plus importante des GEDs dans le réseau de distribution, elles alimentent donc un grand nombre de charges. Les gestionnaires de réseau souhaitent également qu'elles puissent participer au service système, partager la responsabilité d'assurer le bon fonctionnement du réseau avec les grandes productions traditionnelles. La déconnexion des GEDs lors du défaut peut provoquer par conséquent, la perte d'une grande partie de fourniture pour les consommateurs et risque d'avoir une influence technico-économique néfaste pour la gestion du réseau [LE-2006] [VALERIJS-2004].

C'est pourquoi l'objectif principal de notre étude est d'analyser les risques de perte des GEDs lors du défaut. Particulièrement ceux qui proviennent des contraintes thermiques et mécaniques des GEDs dans le régime transitoire. Les méthodes de détection rapide de l'instabilité transitoire des GEDs dans le régime transitoire et les méthodes préventives et correctives en tenant compte de la coordination entre les systèmes de protection seront proposées. Le cycle de réenclement des protections est étudié de manière à pouvoir éliminer le défaut en diminuant la perturbation au niveau des consommateurs et en limitant la déconnexion indésirable des GEDs [LE-2007].

II.6 Modèle de charge

Le fonctionnement stable du réseau électrique est assuré par la capacité d'alimenter des charges de manière continue. Les caractéristiques des charges ont une influence très importante sur la stabilité du système électrique.

Les caractéristiques des charges sont très diverses et leur participation à la dynamique du réseau varie également en dépendant des périodes de temps, du changement du climat, de l'indice économique... Par conséquent, il est difficile d'avoir un modèle général pour toutes les études. Selon le but de chaque étude, le modèle de charge est modélisé avec des simplifications en assurant que l'erreur due au modèle de charge est acceptable.

Les modèles des charges électriques sont généralement divisés en modèle statique et modèle dynamique. Une charge statique est la charge dont le caractéristique ne dépend pas

du temps. Les relations entre la puissance active et réactive en fonction de la tension et de la fréquence sont uniques à tout instant. Par contre, le modèle dynamique de charge exprime cette relation pour chaque instant du temps. Parmi les charges dynamiques, les moteurs asynchrones s'occupent une grande partie. Les moteurs jouent donc un rôle le plus significatif sur les caractéristiques dynamiques des charges dans le système. Pour cette raison, le modèle du moteur asynchrone est considéré comme le type de charge dynamique le plus caractéristique.

II.6.1 Modèle statique

Le modèle statique d'une charge exprime la puissance active et réactive comme une fonction polynomiale ou exponentielle de la tension et parfois de la fréquence [IEEE-1993],[IEEE-1995]. La puissance active et la puissance réactive sont considérées de façon séparée.

II.6.1.1 Modèle exponentiel de la charge :

La caractéristique de la charge en fonction de la tension comme une fonction exponentielle [KUNDUR-1994]:

$$P = P_0 * \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p}$$

$$Q = Q_0 * \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q}$$

où P_0 et Q_0 sont les puissances active et réactive de la charge pour la tension nominale V_0 . Les paramètres de ce modèle sont les exposants n_p et n_q . Ces valeurs dépendent des caractéristiques agrégées des composants de la charge. Les valeurs communes des exposants du modèle pour différents composants de la charge sont incluses dans le tableau au dessous:

Composant de la charge	n_p	n_q
Climatiseur	0.5	2.5
Chauffage résistant	2	0
Eclairage en fluorescent	1	3
Pompe, ventilateur	0.08	1.6
Grand moteur industriel	0.05	0.5
Petit moteur industriel	0.1	0.6

Tableau II-1 : Les valeurs des exposants pour les différents types de charge

Avec les valeurs spéciale, $n_p = n_q = 0, 1$ et 2 , le modèle représente respectivement des charges de puissance constante, de courant constant et d'impédance constante.

- Charge de puissance constante est un modèle statique de charge dont la puissance ne varie pas avec le changement de la tension.

- La charge à courant constant est un modèle statique de charge dont la puissance varie proportionnellement avec le changement de la tension.
- La charge à impédance constante ou admittance constante est un modèle statique de charge dont la puissance varie proportionnellement avec le carré du changement de la tension.

II.6.1.2 Modèle polynomial de la charge:

Le modèle polynomial est un modèle statique qui exprime la puissance de la charge comme une fonction de polynôme de la tension:

$$P = P_0 \left(p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right)$$

$$Q = Q_0 \left(q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right)$$

Ce modèle est appelé modèle ZIP parce qu'il est composé par une charge d'impédance constante (Z), de courant constant (I) et de puissance constante (P). Les paramètres du modèle sont les coefficients p_1 à p_3 et q_1 à q_3 qui définissent la proportion de chaque composante.

II.6.1.3 Modèle de charge dépendant de la fréquence

La dépendance de la charge en fonction de la fréquence est généralement représentée par la multiplication du modèle exponentiel ou du modèle polynomial avec un facteur représentant la fréquence comme suit:

$$P = P_0 * \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} (1 + K_{pf} \Delta f)$$

$$Q = Q_0 * \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} (1 + K_{qf} \Delta f)$$

Ou

$$P = P_0 \left(p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right) [1 + K_{pf} (f - f_0)]$$

$$Q = Q_0 \left(q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right) [1 + K_{qf} (f - f_0)]$$

Où

f est la fréquence sur le nœud de charge, f_0 est la fréquence nominale du réseau (50Hz).

K_{pf} est la paramètre de sensibilité de la puissance active avec la variation de la fréquence.

K_{qf} est le paramètre de sensibilité de la puissance réactive avec la variation de la fréquence.

II.6.2 Modèle dynamique

Dans quelques études, les modèles statiques ne sont pas suffisamment précis pour représenter le comportement de la charge, Les modèles dynamiques de charge sont donc nécessaires. La construction de ce modèle de charge peut-être basée sur les mesures expérimentales ou sur l'agrégation du modèles dynamiques des composants élémentaire de charge [LIANG-1998], [LIN-1993], [JU-1996].

Les moteurs asynchrones représentent la majorité des charges dynamiques du réseau électrique.. Ils consomment 60-70% de l'énergie totale du système électrique [KUNDUR-1994]. Les moteurs jouent donc un rôle le plus significatif sur les caractéristiques dynamiques des charges dans le réseau Pour cette raison, le modèle dynamique des charges considéré dans notre étude est celui des moteurs asynchrones. La modélisation du moteur asynchrone a été présentée dans le paragraphe II.3.1

II.7 Stockage

Les systèmes de stockage d'énergie électrique permettent d'emmagasiner l'électricité sous différentes formes d'énergie intermédiaire qui permettent de transformer à nouveau en électricité pour alimenter les charges à tout instant [BARTON-2004; MULTON-1996; TI-D-4030]. Il existe deux types de stockage: les grands stockages centralisés et les stockages décentralisés. Dans le cadre des études sur le réseau de distribution, on n'aborde que la deuxième type qui ont une faible puissance et le temps de charge et de décharge le moins élevé.

Les stockages décentralisés sont conjointement utilisés avec les ressources d'énergie dispersées et ceux-ci peuvent favoriser le fonctionnement des GEDs. L'installation du système de stockage en parallèle avec les GEDs dans le but d'assurer le bon fonctionnement du réseau se manifeste en différents points suivants:

- Le système de stockage peut être utilisé pour assurer une stabilité de l'énergie fournie par les GEDs. Les GEDs peuvent fonctionner avec la puissance de sortie constante, même s'il y a des variations brusque et rapide des charges parce que la différence entre la production et la charge est compensée (dans le cas de forte charge) ou absorbée (dans le cas de faible charge) par le système de stockage.
- Le système de stockage peut fournir l'énergie dans les périodes où les GEDs ne sont pas disponibles. La quantité de puissance produite par des GEDs intermittentes, comme des panneaux solaires dont leur puissance dépend des variations de l'ensoleillement ou des

éoliennes dont leur puissance dépend de la vitesse du vent, ne permet pas de fournir de l'énergie continue sans utiliser d'organe de stockage.

- L'énergie de stockage permet aux GEDs non-dispatchables de pouvoir contribuer au dispatching du système. Avec un système de stockage, les propriétés des GEDs peuvent bien suivre le plan de production à un moment quelconque sans se soucier de la capacité de propre GED à ce temps. De plus, le stockage électrique peut jouer le rôle de source ou pour assurer un secours ou une régulation locales des flux d'énergie.

Les principes de fonctionnement et les caractéristiques de quelques types de stockage décentralisé seront présentés ici.

II.7.1 Stockage électrostatique

Ce type de stockage comprend les condensateurs et les supercondensateurs. Le déplacement des électrons ou des ions entre deux électrodes sous l'effet d'un champ électrique appliqué entre les deux électrodes leur permet produit le courant électrique si les deux électrodes sont connectées au réseau externe. Leur énergie accumulée est limitée par le claquage diélectrique de l'isolant et proportionnelle à la permittivité relative de l'isolant utilisé et au carré de la tension appliquée entre les deux électrodes.

$$W_{capacitance} = \frac{1}{2} C.V^2$$

Un supercondensateur ou un ensemble des condensateurs connectés en série ou en parallèle peut produire une grande quantité d'énergie de stockage susceptible de rendre des services pour la lutte contre les creux de tension et les perturbations brèves dans un environnement à basse tension.

II.7.2 Stockage électromagnétique

L'énergie magnétique est stockée dans l'air si un courant parcourt un bobinage:

$$W_{Inductance} = \frac{1}{2} LI^2$$

En outre, cette énergie est rapidement dissipée en chaleur par l'effet de Joule sur la résistance de la bobine conductrice normale. Pourtant, la bobine supraconductrice présente une résistance nulle au dessous de la température critique du matériau. L'énergie reste stockée sous forme de champ magnétique.

Grâce aux nouveaux dispositifs de stockage d'énergie magnétique par les bobines supraconductrices (SMES: Superconducting Magnetic Energy Stores) dits à "haute température critique", on peut avoir un champs magnétique plus élevé et donc l'énergie stockée plus importante par rapport les anciens dits:à "base température critique". D'autre part, l'avantage des inductances supraconductrices réside dans leur très grande puissance jusqu'à centaines Mégawatts [TI-D-4030] et leur possibilité de décharge à 50% en moins de 1s. Le dernier le permet d'être utilisé pour supporter le réseau dans les cas urgents.

II.7.3 Stockage avec l'accumulateur électrochimique

C'est le principe de fonctionnement des batteries. A la différence des condensateurs, le déplacement des électrons et des ions dans l'accumulateur électrochimique est considérablement accru par la réaction chimique dans l'électrolyte entre les deux électrodes. Ils sont distingués par les différents types d'électrode et d'électrolyte.

II.7.4 Stockage sous forme d'énergie cinétique

L'énergie cinétique est stockée dans un volant d'inertie:

$$W_{cinétique} = \frac{1}{2} J \Omega^2$$

Le volant d'inertie doit être conçu avec des matériaux à la fois légers et résistants. Leur forme doit également conduire à des efforts uniformément répartis. De plus, il faut des dispositifs auxiliaires comme les paliers magnétiques et le moteur. Le moteur joue le rôle d'interface électromécanique permettant la charge et la décharge de l'énergie cinétique accumulée. Il fournit l'énergie pour accélérer la vitesse du volant d'inertie et retransformer en énergie électrique en fonctionnant du générateur.

III CHAPITRE III : REDUCTION DU RESEAU DE DISTRIBUTION

III.1 Introduction

La dérégulation des marchés de l'énergie électrique à l'Europe, qui a commencé au début des années 1990, a créé plusieurs changements profonds dans le secteur d'électricité. La séparation entre la production, le transport et la distribution donne une nouvelle occasion aux entreprises de re-structurer afin de affronter la nouvelle concurrence. D'ailleurs, l'utilisation de quelques ressources conventionnelles comme le charbon, le pétrole, l'énergie nucléaire... est actuellement limitée ou n'est pas encouragée pour des raisons liées à l'environnement (Protocole de Kyoto) et/ou de la crise éventuelle de prix sur le marché mondial de l'énergie. De plus, jusqu'à maintenant, les nouvelles technologies plus propres et renouvelables sont fortement développées et prêtes à utiliser de façon massive.

Stimulée par ces conditions favorables, la production décentralisée pénètre de plus en plus dans le réseau électrique. Dans la mesure où leur puissance est limitée et leur installation se situe dans le réseau de distribution (la limite actuelle pour les raccordements HTA est de 12MW), ces producteurs sont généralement désigné sous le terme de "Génération d'Énergie Dispersée" ou GED.

Ces installations créent un nouveau mode de fonctionnement et d'exploitation du réseau de distribution qui n'était pas conçu pour cela car le réseau de distribution a été conçu pour distribuer l'énergie électrique aux consommateurs à partir du réseau de transport.

Pour simplifier, le gestionnaire du réseau de distribution (DSO: Distribution System Operator) considère les GEDs comme les composants passifs dans la planification et la conception du réseau. En effet, leur comportement dynamique n'est pas pris en considération en cas d'incident parce que dans telle situation, ils seront généralement déconnectés du réseau. Cela provient du fait que le taux de pénétration actuel des GEDs est faible par rapport aux charges et la capacité de transformation du poste source. Dans la mesure où le taux de pénétration des GEDs va devenir important, la direction de flux de puissance changera et contribuera considérablement au comportement du réseau électrique lors d'une perturbation. Plusieurs recherches indiquent que si le taux de pénétration des GED dans le réseau de distribution est significatif, leur impact sur le comportement dynamique du réseau n'est pas négligeable [GORAN-2002], [CANARD-2000], [CAIRE-2004].

Les GEDs doivent donc être traités de manière plus active. Par conséquent, le gestionnaire du réseau aura besoin de réaliser les nouveaux calculs de planification et conception du réseau, développer les nouvelles stratégies de contrôle et de commande afin d'assurer la

fiabilité et la bonne qualité de l'énergie fournie. Cela demande une très bonne connaissance et une bonne identification des GEDs dans le réseau. C'est-à-dire qu'on doit avoir les informations sur leur type de technologie, leur point de connexion, leur régime de fonctionnement, leur comportement avec le réseau lors d'une perturbation ainsi que l'état du réseau total.

En effet, la simulation d'un réseau de distribution qui contient des milliers de nœuds avec les modèles détaillés de tous les GEDs ne sera pas possible à cause des contraintes de calcul et de temps et de limites des données disponibles. Le découpage du réseau de distribution en subdivisions – en « poches » ou sous réseau - peut simplifier le pilotage du système et le calcul dans son ensemble. Les avantages les plus évidents sont entre autres:

- une réduction du système à simuler (celui-ci est décomposé en sous-ensembles au nombre de nœuds beaucoup moins élevé, et découplés partiellement les uns des autres)
- une robustesse plus importante des poches et éventuellement la possibilité de fonctionnement en îloté, si la production décentralisée le permet (TVPP)

Dans ce cas, le réseau est séparé en deux sous réseaux: le réseau à étudier et le réseau à agréger.

Cela fait partie également de la conception de la Centrale Virtuelle dans le cadre du projet européen FENIX. L'idée principale est de rassembler l'ensemble de producteurs et de consommateurs coordonnés par un ou plusieurs centres de supervision et de contrôle en utilisant un système propre d'échange d'informations [SURDU-2006]. Il a pour objectif l'étude des possibilités de participation active de GED à la sûreté du réseau électrique interconnecté et leur capacité à réaliser des économies sur les infrastructures. Les solutions envisagées passent par les deux agrégations: commerciale et technique sous les deux notions respectives: CVPP (Commercial Virtual Power Plant) et TVPP (Technical Virtual Power Plant). Seulement la notion TVPP est abordé ici dans notre étude.

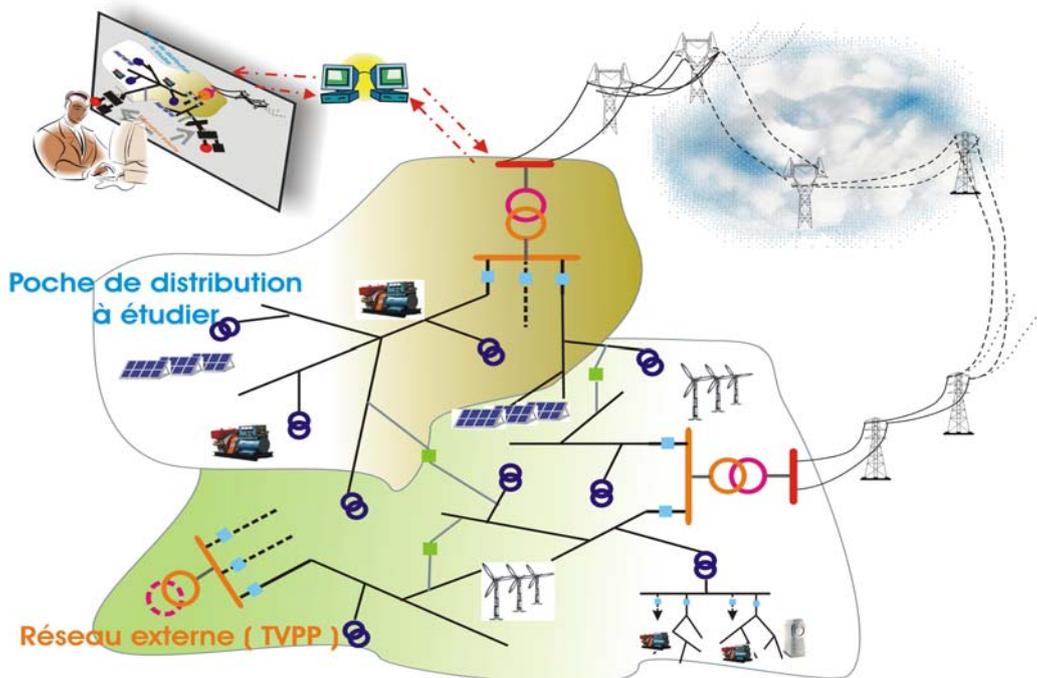


Figure III-1 : Contexte de l'équivalent du réseau de distribution

Le TVPP est un des concepts avancés pour agréger et mutualiser les GEDs et les charges dans un ensemble qui peut être observable et contrôlable par le gestionnaire du réseau. En effet, ces sources, de par leur petite taille et leur caractéristique intermittente, ne peuvent pas contribuer à l'assurance de la sécurité du réseau. Cependant, si leur nombre devient important, leur rassemblement et leur mutualisation dans un TVPP permettent d'améliorer leurs inconvénients ci-dessous. Et puis, si la puissance agrégée est suffisamment importante, le TVPP peut contribuer au service système comme le font les centrales conventionnelles connectées au réseau de transport.

D'autre part, le TVPP peut se composer d'un certain nombre de technologies différentes de GEDs, de charge contrôlable impliquant éventuellement des contraintes du réseau en aval. Son fonctionnement sera apparemment plus compliqué par rapport aux centrales classiques. De plus, au cours de fonctionnement, leur point de connexion au réseau n'est pas aussi le même, les caractéristiques du réseau comme la topologie, les impédances, les pertes, les contraintes... auront également des impacts sur la caractéristique de TVPP.

Dans le but d'évaluer de manière plus rapide la sécurité du réseau total qui comporte aussi le réseau de distribution avec des GEDs, et de favoriser le fonctionnement d'un TVPP, les méthodes de construction d'équivalents du réseau de distribution et d'agrégation des GEDs seront présentées dans ce chapitre.

On distinguera des équivalents statiques et des équivalents dynamiques qui seront utilisés selon type d'études réalisées. Ces deux types de modèle équivalent seront présentés dans les parties suivantes.

III.2 Méthode de construction d'un équivalent statique

L'équivalent statique est utilisé dans les analyses statiques du réseau. Dans ces analyses on ne considère que l'image stationnaire (ou quasi stationnaire) du réseau [ELECTRA-1991]. Le système est supposé avoir passé avec succès la période transitoire, ou d'être dynamiquement stable. Par conséquent, les variables importantes sont le transit de puissance sur les lignes et la tension aux nœuds.

En effet, toutes les tensions doivent donc évoluer dans une limite de sécurité (pour le réseau de distribution: $-10\% \div +6\%$ de la tension nominale). Si la tension aux nœuds est au dessous d'un certain niveau, il y aura de risque de l'instabilité de tension du fait de l'augmentation des pertes dans le réseau. Par contre, si les tensions sont très élevées, il y aura de risque de destruction des équipements. Par ailleurs, la puissance transitée dans les lignes doit être inférieure à sa limite maximale qui est généralement la limite thermique de la ligne.

C'est pourquoi le modèle équivalent statique, qui reflète la réponse quasi stationnaire du réseau externe, doit assurer une précision acceptable entre le calcul de répartition de charge (load-flow) du réseau complet en et celui du réseau agrégé.

Les méthodes de détermination des équivalents statiques du réseau extérieur développées ces dernières années se basent principalement sur les trois familles: Equivalent extérieur de type WARD, Equivalent extérieur de type REI-DIMO, et Equivalent extérieur à transformateurs idéaux [EREMIA-2000] [ELECTRA-1991].

Nous allons d'abord présenter les principes des trois méthodes. A partir de leurs avantages et de leurs inconvénients, les méthodes ou leurs combinaisons qui conviennent à notre étude seront appliquées au contexte du réseau de distribution. Enfin, nous discuterons et conclurons.

III.2.1 Méthode d'équivalent de type WARD

La méthode d'équivalent extérieur Ward développée par Ward (1949) pour réduire le réseau extérieur reste encore employée et améliorée avec plusieurs versions. Cette méthode est basée sur la matrice d'admittance du réseau complet pour réduire au maximum le réseau extérieur vu du réseau intérieur.

Le réseau total est généralement divisé en trois types des noeuds: les noeuds du réseau externe, (référé par la lettre E), les noeuds de la frontière (référé par la lettre F), et les noeuds du réseau interne (référé par la lettre I). On peut décomposer la matrice nodale:

$$\begin{bmatrix} [Y_{II}] & [Y_{IF}] & [0] \\ [Y_{FI}] & [Y_{FF}] & [Y_{FE}] \\ [0] & [Y_{EF}] & [Y_{EE}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [U_I] \\ [U_F] \\ [U_E] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [I_I] \\ [I_F] \\ [I_E] \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

La méthode Ward classique consiste à éliminer tous les noeuds de charge et de générateur dans la partie externe du réseau. Si l'on suppose que tous les noeuds extérieurs ont une puissance réactive constante, la méthode classique donne les résultats satisfaisants. Afin de représenter un comportement correct des générateurs (noeuds PV) du réseau externe, on a développé la méthode Ward étendue qui s'appelle Ward PV.

III.2.1.1 Méthode WARD des admittances

La première méthode Ward de l'admittance consiste à convertir les apports dans les noeuds externes aux conductances shunt. Cela aboutit à une équation matricielle des admittances nodales passifs pour les noeuds extérieurs.

$$[Y_{EE}]U_E + [Y_{EF}]U_F = I_E = \frac{-S_{ce}^*}{U_E^*} \Leftrightarrow \left[Y_{EE} + \frac{S_{ce}^*}{U_E^2} \right] U_E + [Y_{EF}]U_F = 0 \quad (3.2)$$

$$\begin{bmatrix} [Y_{II}] & [Y_{IF}] & [0] \\ [Y_{FI}] & [Y_{FF}] & [Y_{FE}] \\ [0] & [Y_{EF}] & [Y'_{EE}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [U_I] \\ [U_F] \\ [U_E] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [I_I] \\ [I_F] \\ [0] \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

$$\text{Avec } [Y'_{EE}] = \left[\left(Y_{EE} + \frac{S_e^*}{U_E^2} \right) \right]$$

On peut donc éliminer par la méthode Gaussienne les noeuds extérieurs avec l'injection nulle.

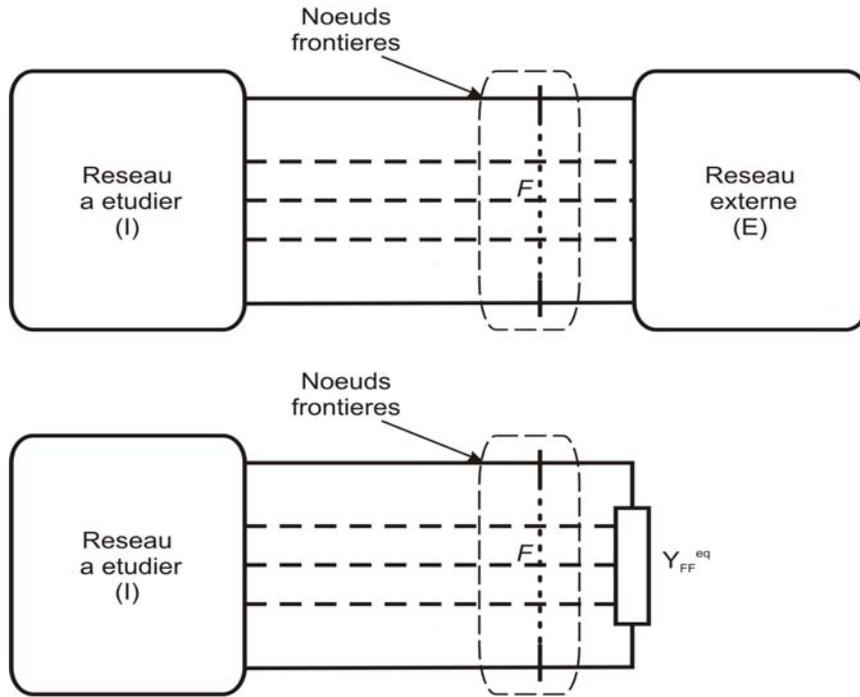


Figure III-2 : Equivalent Ward de l'admittance (WA)

On obtient:

$$\begin{bmatrix} [Y_{II}] & [Y_{IF}] \\ [Y_{FI}] & [Y_{FF}^{eq}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [U_I] \\ [U_F] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [I_I] \\ [I_F] \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Avec

$$[Y_{FF}^{eq}] = [Y_{FF}] - [Y_{FE}] [Y_{EE}']^{-1} [Y_{EF}] \quad (3.5)$$

La matrice $[Y_{FF}^{Eq}]$ représente le réseau fictif équivalent du réseau extérieur attaché au réseau intérieur. Dans ce cas, le réseau passif dépend du point de fonctionnement du réseau extérieur. Cette version ne peut pas être appliquée dans l'analyse en temps réel.

III.2.1.2 Méthode WARD des injections

La version Ward avec des injections a été développée pour les applications en temps réel [BALDWIN-1994]. On doit s'assurer que toutes les admittances shunt et les charges sont converties en apports additionnels aux nœuds avant la réduction. On applique la méthode d'élimination Gaussienne pour séparer les deux réseaux au niveau de nœud frontière:

$$\begin{bmatrix} [Y_{II}] & [Y_{IF}] & [0] \\ [Y_{FI}] & [Y_{FF}^I + Y_{FF}^E] & [Y_{FE}] \\ [0] & [Y_{EF}] & [Y_{EE}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [U_I] \\ [U_F] \\ [U_E] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [I_I] \\ [I_F] \\ [I_E] \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Après avoir appliqué l'élimination Gauss pour éliminer les nœuds extérieurs, on obtient:

$$\begin{bmatrix} [Y_{II}] & [Y_{IF}] \\ [Y_{FI}] & [Y_{FF}^I + Y_{FF}^{Eq}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [U_I] \\ [U_F] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_I \\ I_F - \Delta I_F \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Où:

$$[Y_{FF}^{Eq}] = [Y_{FF}^E] - [Y_{FE}] [Y_{EE}]^{-1} [Y_{EF}]; \quad (3.8)$$

$$[\Delta I_F] = [Y_{FE}] [Y_{EE}]^{-1} [I_E] \quad (3.9)$$

La matrice $[Y_{FF}^{Eq}]$ représente le réseau fictif équivalent du réseau extérieur attaché au réseau intérieur.

La matrice $[\Delta I_F]$ décrit l'injection de courant additionnelle aux nœuds frontières. Ces injections de courant aux nœuds frontières seront transformées en injections de puissance attachées aux nœuds frontières.

$$[\Delta S_F] = -[U_{F,d}] [\Delta I_F]^* = -[U_{F,d}] \{ [Y_{FE}] [Y_{EE}^{-1}] [Y_{EF}] [I_E] \}^* \quad (3.10)$$

où, $[U_{F,d}]$ est la matrice diagonal dont les éléments sont les composantes du vecteur $[U_F]$.

D'autre part, on a: $[I_E]^* = [U_{E,d}]^{-1} [S_E]$ avec $[U_{E,d}]$ est la matrice diagonale de $[U_E]$.

Remplacer à l'équation (3.10) on a:

$$[\Delta S_F] = -[U_{F,d}] [Y_{FE}]^* [Y_{EE}^*]^{-1} [U_{E,d}]^{-1} [S_E] \quad (3.11)$$

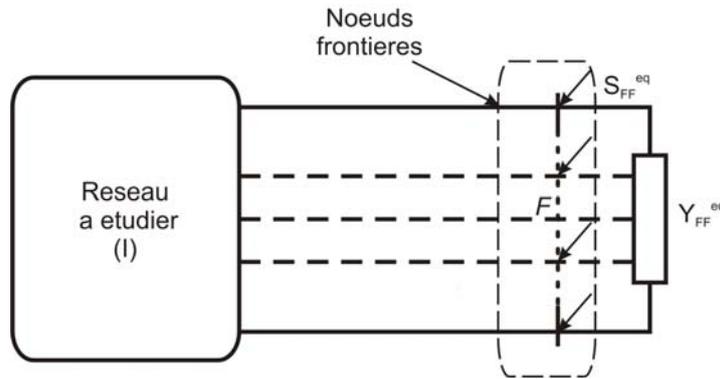


Figure III-3 : Equivalent Ward avec des injections (WI)

III.2.1.3 Equivalent WARD-PV

Les méthodes Ward PQ ne considèrent pas l'influence des nœuds PV dans le réseau externe. Dans le but d'améliorer l'exactitude de cette méthode surtout en ce qui concerne la réponse de la puissance réactive des générateurs dans le réseau externe, la méthode Ward classique est étendue en gardant les nœuds de générateur comme les nœuds de frontière (Ward-PV). Pour cette méthode, la relation entre l'apport réactif et la tension au nœud de

frontière et est décrite par une matrice complète de sensibilité. Cette dernière peut être modélisée soit en ajoutant un élément shunt à chaque nœud fictif [MOTICELLI-1978], [HOUSOS-1981], [LO-1993] soit en ajoutant une branche fictive comportant un nœud PV [AMERONGEN-1982], [MACHOWSKI-1988].

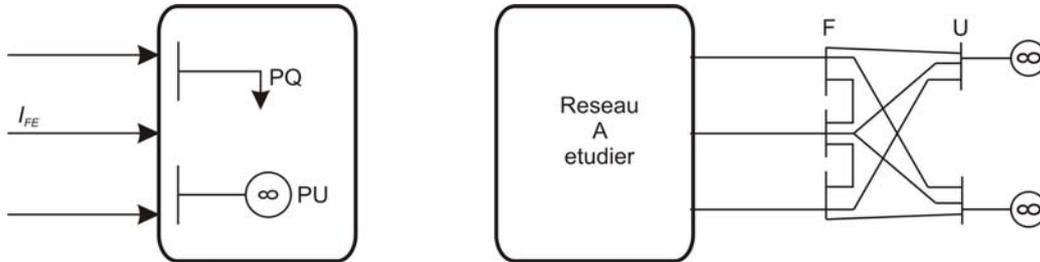


Figure III-4 : Equivalent Ward PV

Pour toutes les méthodes Ward, elles ne nécessitent qu'une seule fois la connaissance du réseau externe et il sera actualisé en changeant les injections de courant pour satisfaire l'état des nœuds frontières.

La méthode équivalente Ward est un équivalent simple, qui garde le même rapport R/X que le réseau réel et qui ne pose pas de problèmes de convergence dans les calculs de régime permanent. Cependant en théorie, il ne conserve pas les pertes de puissance dans le réseau externe.

III.2.2 Méthode d'équivalent de type REI

La méthode équivalente REI (Radial Equivalent Independant) a été développée par P. DIMO dans les années soixante et a été attiré beaucoup d'attention. Plusieurs applications ont été effectuées [HOUSOS-1981], [L.OATTS-1990], et on trouve que pour les analyses statiques en temps réel, cette méthode est mieux que la méthode Ward, [A.D.PATTON-1993], [KATO-1994]. Toutefois, elle présente également des inconvénients.

III.2.2.1 REI à un nœud fictif

Cette méthode consiste à remplacer l'ensemble des nœuds du réseau externe par un réseau auxiliaire linéaire, dit «à bilan nul». Tous les apports sont retirés des nœuds extérieurs et regroupés sur un ou plusieurs nouveaux nœuds fictifs REI. Les nœuds extérieurs deviennent ensuite passifs et seront éliminés par la méthode d'élimination Gaussienne. Le réseau réduit ne contient que les nœuds du réseau à étudier et un nœud fictif. En théorie, la perte totale du réseau est égale à zéro.

La procédure de construction du modèle équivalent est présentée au-dessous:

- On crée un nœud fictif "f", regroupant toutes les injections aux nœuds du réseau extérieur. C'est-à-dire la puissance au nœud fictif est la somme des apports des nœuds extérieurs:

$$S_f = \sum_{i \in E} S_i \quad (3.12)$$

- On linéarise toutes les charges du réseau externe en les remplaçant par des admittances Y_{ok} (k = nombre des nœuds du réseau externe E) entre les nœuds du réseau externe et un nœud supplémentaire à bilan nul (nommé "nœud 0").

- + Ensuite, on ajoute une admittance (nommé Y_{of}) entre le nœud «0» et le nœud «f» telle que les pertes dans celle-ci compensent exactement les pertes dans les branches entre 0 et les nœuds externes.

Le courant et la puissance du nœud fictif sont calculés par:

$$I_{fo} = \sum_{k \in E} I_{ok} \tag{3.13}$$

$$S_f = \sum_{k \in E} S_k \tag{3.14}$$

$$S_k = S_{kg} - S_{kc} \tag{3.15}$$

Les charges du réseau extérieur sont linéarisée par:

$$S_f^* / U_f^* = I_f = I_{fo} = Y_{of}(U_f - U_0) \tag{3.16}$$

$$S_k^* / U_k^* = I_{ok} = Y_{ok}(U_0 - U_k) \tag{3.17}$$

$$y_{of} = I_{fo} / U_f = I_{fo}^2 / S_f = I_{fo}^2 / \sum_{k \in E} S_k \tag{3.18}$$

$$y_{ok} = -I_{ok} / U_k = -S_k^* / U_k^2 \tag{3.19}$$

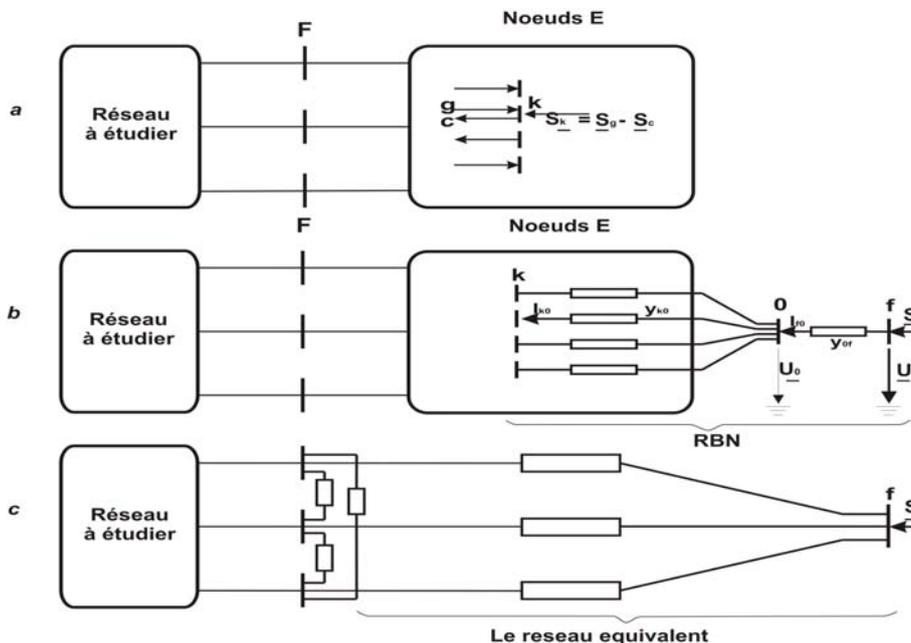


Figure III-5 : Equivalent REI à un seul nœud fictif

U_k est la tension des nœuds du réseau externe. Ces tensions peuvent être déterminées avec l'estimation d'état ou fixée à la valeur du point de fonctionnement. Le réseau total qui comprend deux nœuds fictifs devient maintenant comme la figure III-5b. La matrice d'admittance de ce réseau est obtenue par:

$$\begin{bmatrix} [Y_{EE}] & [Y_{EO}] & [0] & [Y_{EF}] \\ [Y_{OE}] & Y_{00} & -y_{of} & [0] \\ [Y_{EE}] & -y_{of} & Y_{ff} & [0] \\ [Y_{FE}] & [0] & [0] & [Y_{FF}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [U_E] \\ U_0 = 0 \\ U_f \\ [U_F] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [0] \\ 0 \\ I_f \\ [I_F] \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

$$Y_{00} = y_{of} + \sum_{k \in E} y_{ko} \quad (3.21)$$

$$Y_{ff} = y_{of} \quad (3.22)$$

Le nœud fictif et le nœud «0» s'ajoutent au réseau actuel. Cependant, les nœuds externes deviennent passifs parce que leurs injections sont nulles et on peut donc tous les éliminer par une élimination Gaussienne, ainsi que le nœud «0». On ne garde que le nœud «f» et les nœuds frontières (F). Alors, on obtient:

$$Y'_{ff} U_f + [Y'_{fF}] [U_F] = I_f \quad (3.23)$$

$$[Y'_{Ff}] U_f + [Y'_{FF}] [U_F] = [I_F] \quad (3.24)$$

Le réseau réduit comprend les nœuds du réseau à étudier, les nœuds frontières et le nœud fictif «f».

III.2.2.2 REI à deux nœuds fictifs

Dans plusieurs cas, on prend des équivalents REI à deux nœuds fictifs, l'un de type générateur (G), l'autre de type consommateur (C). La procédure de construction de cet équivalent est identique à celle de l'équivalent REI à un seul nœud fictif.

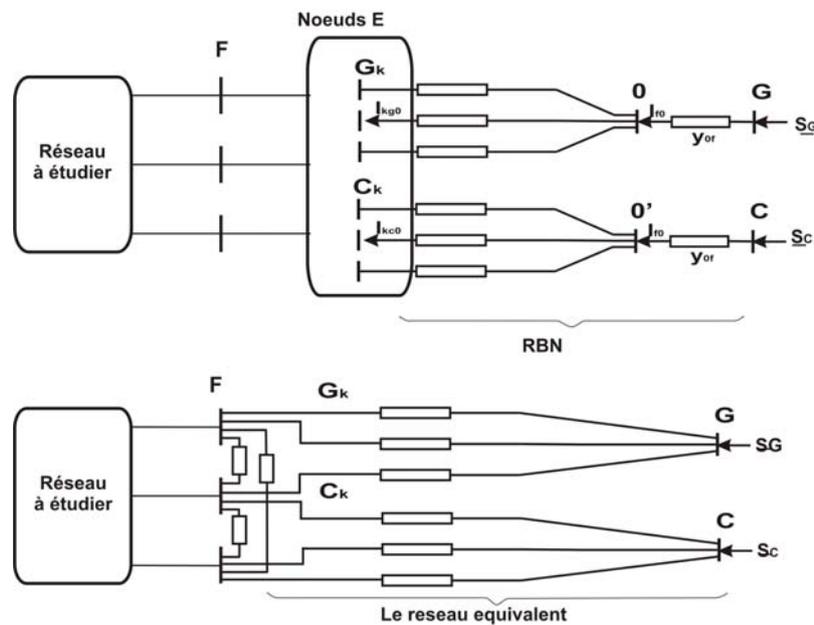


Figure III-6 : Equivalent REI à deux nœuds fictifs

On s'aperçoit que dans cet équivalent, le point de fonctionnement est intégré dans les admittances des branches du réseau REI, par conséquent, après la réduction, l'équivalent

REI dépend non seulement des données du réseau extérieur, mais aussi du point de fonctionnement du réseau externe.

On note que, à partir de l'équation (3.12) et la figure III-5, la méthode REI conserve théoriquement les pertes dans le réseau externe. Cependant, puisque les admittances du réseau à bilan nul sont déterminées à partir des injections de puissance aux nœuds du réseau externe, le rapport R/X diffère de celui du réseau réel. Les admittances du réseau équivalent peuvent donc être négatives ou prendre une grande valeur. Ce phénomène posera le problème de la convergence lors du calcul de répartition de charge.

III.2.3 Méthode d'équivalent de type de transformateurs idéaux (ETI)

III.2.3.1 ETI à un nœud fictif

La méthode d'équivalent à transformateurs idéaux est une méthode hybride qui combine WARD et REI. Le réseau à bilan nul est également introduit dans le réseau, mais la différence essentielle par rapport à l'équivalent REI réside dans le traitement de ce réseau.

Au lieu d'ajouter des admittance au réseau à bilan nul comme la méthode REI, on introduit des transformateurs idéaux à rapport complexe entre les nœuds du réseau extérieur et le nœud fictif.

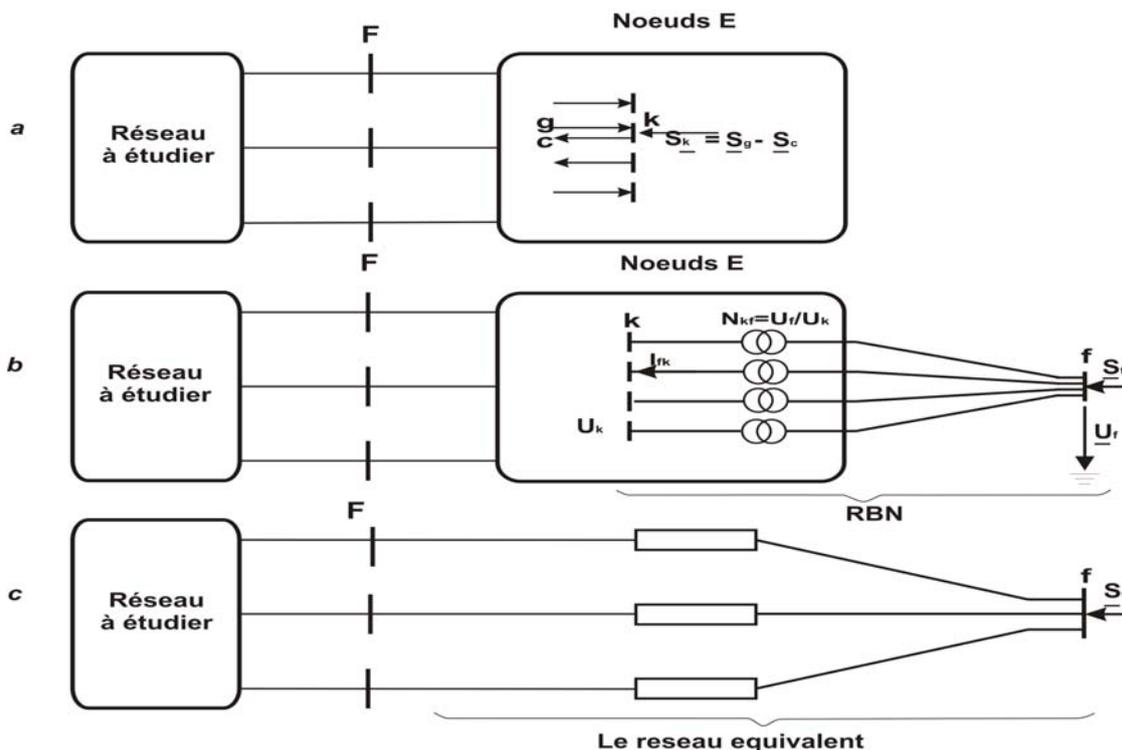


Figure III-7 : Equivalent ETI à un nœud fictif

Le réseau équivalent connecté aux noeuds frontières doit satisfaire deux conditions suivantes:

- (i) Les courants et les tensions aux nœuds de frontière ne sont pas changés.

(ii) La puissance totale injectée au nœud fictif doit être égale à la somme des injections des nœuds extérieurs.

$$S_F = \sum_{i \in E} S_i \quad (3.25)$$

Une fois que l'on connaît les valeurs de tension aux nœuds extérieurs, en supposant la

tension au nœud fictif $U_f = 1$ (p.u) ou $U_f = \frac{\sum_{i=1}^k U_i}{k}$ (p.u) où k est le nombre des nœuds extérieurs, on peut calculer le rapport de transformation complexe entre les nœuds du réseau extérieurs et le nœud fictif:

$$N_{if} = \frac{U_i}{U_f} \quad (3.26)$$

L'application de la condition 2 à la formule (3.26) nous donne:

$$\frac{S_f}{U_f} = \frac{\sum_{i \in E} U_i I_{fi}^*}{U_f} \Rightarrow I_f^* = \sum_{i \in E} N_{if} I_{fi}^* \Rightarrow I_f = \sum_{i \in E} N_{if}^* I_{if} \quad (3.27)$$

On peut récrire les équations (3.26) et (3.27) sous forme des matrices:

$$[U_E] = [N_{if}] U_f \quad (3.28)$$

$$[I_E] = \left([N_{if}^*]^T \right)^{-1} I_f \quad (3.29)$$

A partir de l'équation (3.6), on retire la partie du réseau extérieur dans la matrice d'admittance:

$$\begin{bmatrix} [Y_{FF}^E] & [Y_{FE}] \\ [Y_{EF}] & [Y_{EE}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [U_F] \\ [U_E] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [I_{FE}] \\ [I_E] \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Remplacer les équations (3.28), (3.29) à l'équation (3.30), on a:

$$\begin{bmatrix} [Y_{FF}^E] & [Y_{Ff}] \\ [Y_{fF}] & [Y_{ff}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [U_F] \\ [U_f] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [I_{Ff}] \\ [I_f] \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Avec:

$$[Y_{ff}] = [N_{if}^*]^T [Y_{EE}] [N_{if}]$$

$$[Y_{fF}] = [N_{if}^*]^T [Y_{EF}]$$

$$[Y_{Ff}] = [Y_{FE}] [N_{if}]$$

Le réseau réduit ne contient maintenant que le réseau à étudier et un nœud fictif de génération.

III.2.3.2 ETI à deux nœuds fictifs

De manière identique que l'équivalent REI, il existe également la version ETI à deux nœuds fictifs. Il s'agit du nœud fictif G qui regroupe tous les nœuds de générateur et du nœud fictif C qui regroupe tous les nœuds de charge. Le réseau équivalent final de ETI à deux nœuds fictifs est présenté dans la Figure III-8.

La méthode ETI présente des avantages par rapport aux méthodes Ward et REI. En effet, d'une part les pertes de puissance dans le réseau externe sont conservées grâce à la création du réseau à bilan nul.

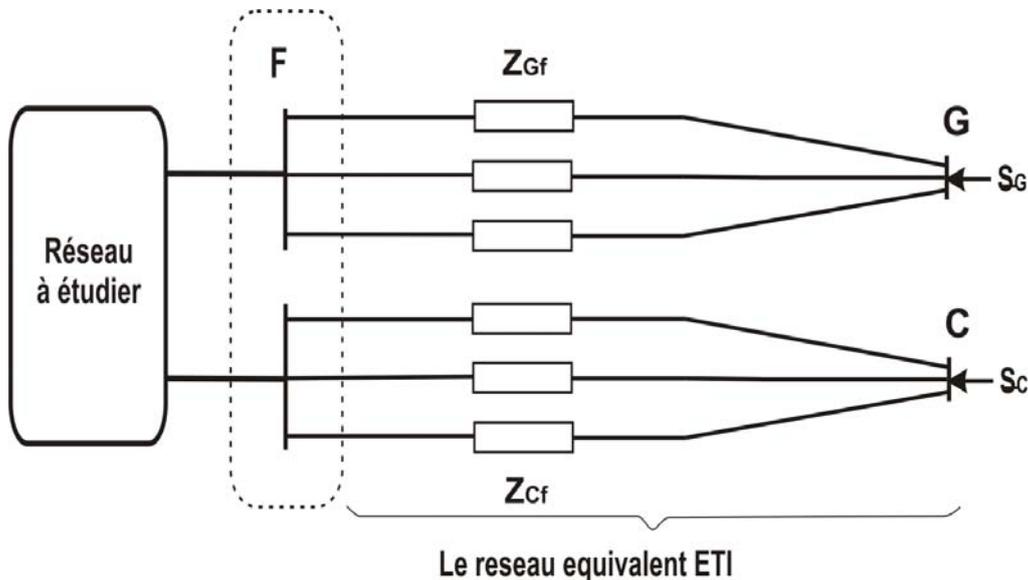


Figure III-8 : Equivalent ETI à deux nœuds fictifs

D'autre part, il n'y a pas des admittances négatives et le rapport R/X n'est pas très modifié. Elle ne pose pas le problème de convergence.

III.2.4 Choix de la méthode pour les études

Dans le cadre d'une analyse de la sécurité d'une poche à étudier qui appartient à un très grand réseau de distribution ainsi qu'au point de vue de VPP, on voudrait avoir une représentation la plus simple possible du réseau externe.

Comme on n'a précédemment mentionné au dessus, les variables importantes dans l'analyse statique sont le transit de puissance sur les lignes et la tension aux nœuds du réseau à étudier. C'est pourquoi, le modèle du réseau externe n'est que simplement représenté tel que la variation de tension et du transit de puissance dans le réseau à étudier reste faible. L'exemple du modèle est présenté dans la Figure III-9.

La topologie du réseau extérieur sera remplacée par les impédances très simples entre les nœuds frontière et deux nœuds fictifs:

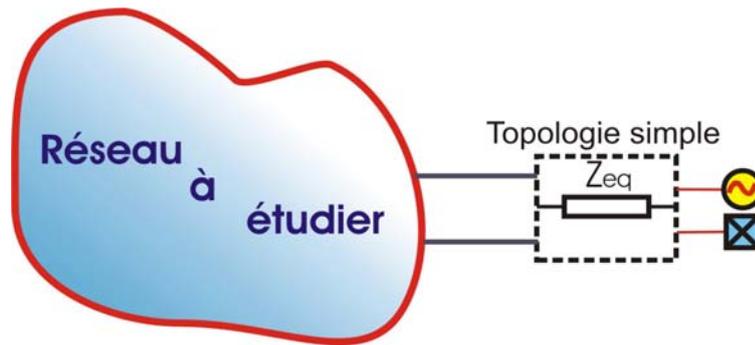


Figure III-9 : Modèle équivalent simplifié pour l'analyse statique

- Nœud de production fictif qui représente la puissance totale produite dans le réseau externe.
- Nœud de charge fictif qui représente la charge équivalent du réseau externe.

Par ailleurs, il y a probablement des charges équivalentes attachées aux nœuds de frontière.

Afin de satisfaire ces conditions, les trois versions parmi les méthodes équivalentes ont été choisies pour développer les fonctions élémentaires du programme équivalent statique:

- Méthode REI à deux nœuds fictifs
- Méthode ETI à deux nœuds fictifs
- Méthode mixte qui combine entre la méthode WARD et la méthode ETI

Les principes de chaque méthode individuelle ont été présentés au dessus.

III.2.5 Développement d'un outil de calcul d'équivalent statique

III.2.5.1 Organisation du programme

Dans le cadre de cette étude, un outil de calcul d'équivalent statique des réseaux a été développé. Ce programme est développé sous Matlab.

La procédure de calcul du programme est présentée comme suit:

(i) Importer les données du réseau

Lire les données statiques dans les fichiers de données du calcul de répartition de charge dans Eurostag qui est le programme dédié pour la simulation dynamique du réseau (fichiers *.ech et *.dta). Ces données comprennent:

- données des nœuds, type de nœud
- données des lignes
- données des transformateurs
- données des générateurs et du nœud bilan
- données des charges

Les données du réseau sont stockées dans les vecteurs et les matrices de données qui serviront après au calcul de répartition de charge.

- (ii) Effectuer le calcul de la répartition de charge du réseau totale (avant de réduire le réseau) afin de connaître l'état initial du réseau complet
- (iii) Diviser les nœuds du réseau en trois groupes de nœuds: Nœuds intérieurs (I), Nœuds frontières (F) et nœuds extérieurs (E)
- (iv) Effectuer les calculs d'équivalent du réseau extérieur par l'algorithme choisi qui est nommé «fonction élémentaire» (voir III.2.5.2)
- (v) Exploiter les résultats

III.2.5.2 Description des fonctions élémentaires

Les noyaux des programmes équivalents sont les fonctions élémentaires. Il y a trois fonctions élémentaires correspondant trois versions d'équivalent:

- "fonction_ETI_WARD" utilise d'abord la méthode ETI pour agréger les nœuds de production dans le réseau externe à un nœud de production équivalente. Ensuite, le nœud de production sera considéré comme le nœud de frontière, les nœuds de charges externes seront éliminés par la méthode WARD. Le réseau équivalent comportera un nœud fictif de charge, un nœud fictif de production, les charges attachées aux nœuds de frontière et les impédances entre les nœuds frontières et les nœuds fictifs,
- "fonction REI_2_fictifs" utilise la méthode d'équivalent REI à deux nœuds fictifs pour regrouper les nœuds de charge et les nœuds de production aux deux nœuds équivalents REI de charge et de production.
- "fonction_ETI_2_fictifs" utilise la méthode d'équivalent ETI à deux nœuds fictifs pour regrouper les nœuds de charge et les nœuds de production aux deux nœuds équivalents REI de charge et de production.

III.2.6 Illustration du programme sur un réseau test

III.2.6.1 Description du réseau test

La Figure III-10 présente le réseau de distribution à étudier. Ce réseau a été développé au sein du GIE-IDEA. Il est alimenté par le poste source avec un transformateur de 63/20kV - 20MVA. A côté secondaire du transformateur, il est constitué de trois départs représentatifs de trois types de réseau de distribution:

- C0202 est le réseau de type rural
- C0505 est le réseau de type urbain
- RMDE est le réseau semi-urbain

Dans cette étude, on suppose que les GEDs produisent de la puissance constante. C'est-à-dire qu'elles injectent la puissance active et réactive constantes aux nœuds générateurs. Les puissances injectées sont choisies dépendant de la position d'installation de la GED à cause de la capacité de transit de puissance des conducteurs.

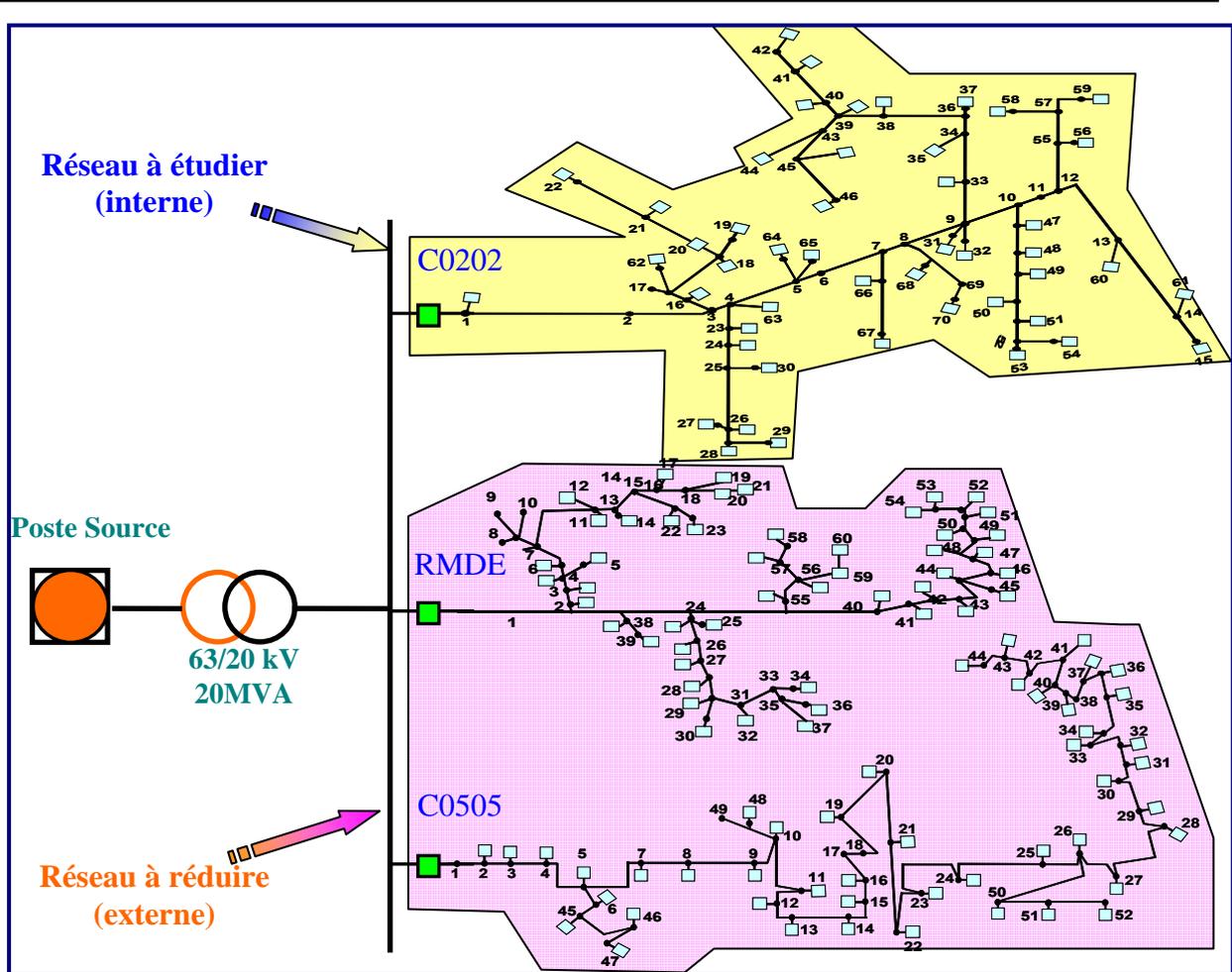


Figure III-10 : Réseau test1 complet

Le nombre de nœuds et les caractéristiques de charge de ces réseaux se trouvent dans le Tableau III-1:

Grandeur	Réseaux		
	C0202	C0505	REMD
Charge ($tg\phi = 0.2$)			
Nombre de nœuds	70	53	60
Active (MW)	2.18	7.15	11.3
Réactive (MVAR)	0.36	1.44	2.32
Injection de puissance	1MW au nœud 7C2 2.85MW au nœud 58C2	4MW au nœud 38C5	2.85MW au nœud 45RE 4MW au nœud 60RE

Tableau III-1 : Caractéristiques du réseau test1

Le calcul de la répartition de charge du réseau complet est présenté dans le Tableau III-2

Grandeur	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
Génération	20.97	5.87
Charge	20.63	4.12
Perte	0.346	1.75
Transit via poste source	6.27	5.87

Tableau III-2 : Résultat du calcul de répartition de charge du réseau complet

Maintenant, la partie suivante présente les résultats d'étude en utilisant les différentes méthodes d'équivalent statique. Une comparaison est effectuée afin de déterminer l'algorithme d'équivalent le plus efficace pour le réseau externe. La meilleure méthode représente un écart très faible des résultats obtenus (pertes et plan de tension) entre le réseau complet et le réseau réduit. Dans cette étude, le sous-réseau C0202 est choisi comme le réseau à étudier, deux sous-réseaux C0505 et RMDE seront agrégés par un réseau équivalent.

III.2.6.2 Application de la méthode REI à deux nœuds fictifs

La méthode REI à deux nœuds fictifs, l'un représentant l'ensemble de charge (C), l'autre représentant l'ensemble de la production (G) du réseau externe. Le jeu de barre est également le nœud de frontière. On lance le programme REI à deux nœuds fictifs, et on obtient des paramètres:

Les informations du réseau équivalent attaché au nœud frontière sont données dans le Tableau III-3. On constate que avec l'équivalent REI, les impédances négatives sont apparues, cela provient du fait que les admittances du réseau à bilan nul qui ont été linéarisées à partir des charges et des productions du réseau externe, sont à valeur assez faible. Le rapport R/X des lignes n'est pas donc gardé.

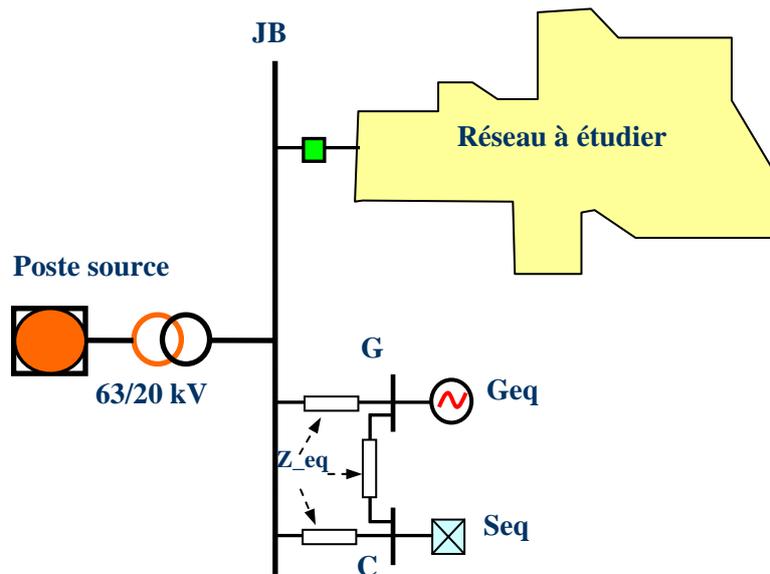


Figure III-11 : Schéma du réseau avec l'équivalent REI à deux nœuds fictifs

Grandeur	Valeur
Puissance du générateur équivalent G (MW)	10.85
Charge équivalente au C (MVA)	18.40 + 3.69i
Impédance du réseau fictif attaché au nœud frontière: (p.u)	Ligne G-C: -3.4393 + 3.2783i
	Ligne G-JB: 0.2972 + 0.8909i
	Ligne C-JB: 0.0227 + 0.9172i
Transit de puissance via le poste source (MVA)	5.71+ 8.87i
Puissance consommée par le réseau (MVA)	-0.249+ 5.25i

Tableau III-3 : Paramètres de l'équivalent REI à deux nœuds fictifs

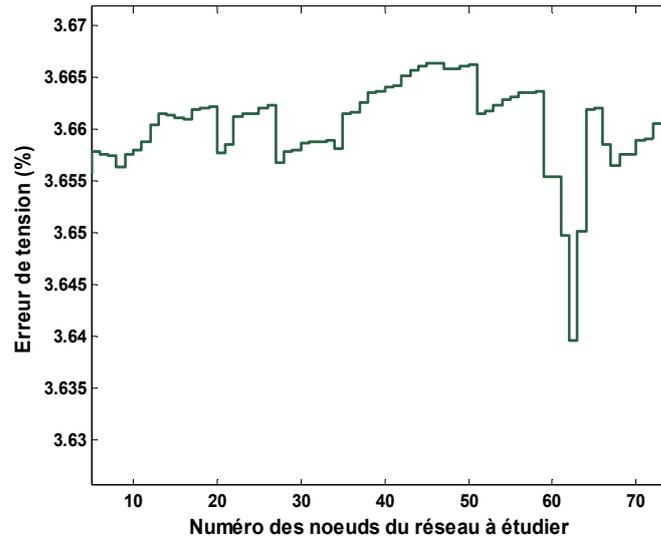


Figure III-12 : Erreur des tensions du réseau à étudier (méthode REI à deux nœuds fictifs)

On trouve qu'il y a une erreur importante de puissance transmise du poste source.

La Figure III-12 présente l'erreur des tensions du réseau à étudier (C0202) entre les tensions obtenues par le réseau complet et le réseau réduit. Ces valeurs sont importantes car le transit de puissance réactive via le poste source est plus élevé que celui du réseau complet

III.2.6.3 Application de la méthode ETI à deux nœuds fictifs

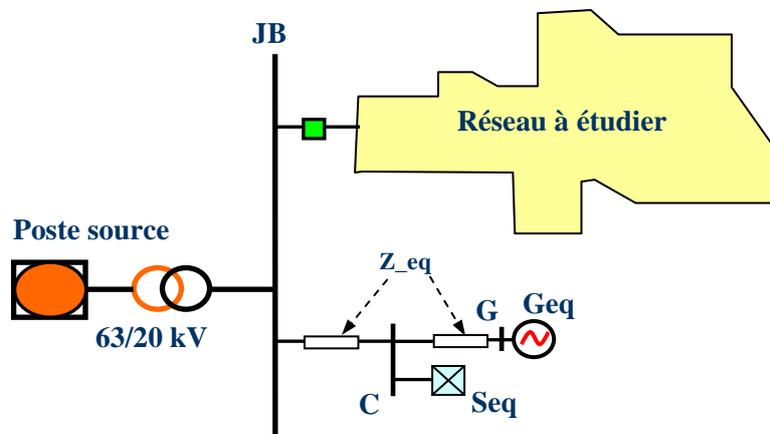


Figure III-13 : Schéma du réseau avec l'équivalent ETI à deux nœuds fictifs

De manière identique que la méthode REI à deux nœuds fictifs, la méthode ETI à deux nœuds fictifs utilise le même jeu de barre comme le nœud de frontière. Les deux nœuds fictifs "G" et "C" sont créés. On peut observer dans la Figure III-13 que le réseau équivalent ne comprend que deux lignes. L'une lie le nœud C et le nœud frontière, l'autre lie le nœud de charge fictif C et celui de générateur fictif G. Il n'y a pas de ligne entre le nœud G et le nœud frontière car dans le réseau complet, il n'existe aucune connexion directe entre le nœud frontière et le nœud de générateur du réseau extérieur.

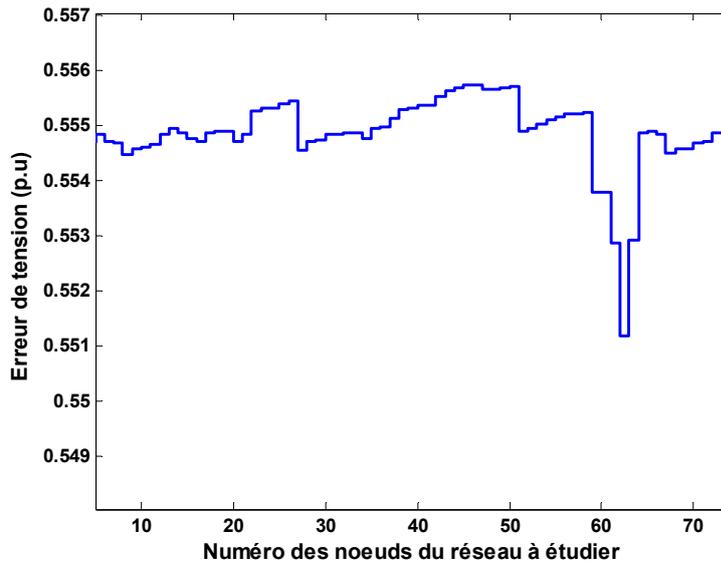


Figure III-14 : Erreur de tension du réseau à étudier (méthode ETI à deux nœuds fictifs)

Grandeur	Valeur
Puissance du générateur équivalent G (MW)	10.85
Charge équivalente au C (MVA)	18.40 + 3.69i
Impédance du réseau fictif attaché au nœud frontière: (p.u)	Ligne G-C: 0.0517 + 0.0539i
	Ligne C-JB: 0.0122 + 0.6328i
Transit de puissance via le poste source (MVA)	6.17 + 4.84i
Puissance consommée par le réseau (MVA)	0.245+1.24

Tableau III-4 : Paramètres de l'équivalent ETI à deux nœuds fictifs

La Figure III-14 présente l'erreur des tensions du réseau à étudier (C0202) entre les tensions obtenues par le réseau complet et le réseau réduit. On trouve que ces valeurs sont moins importantes car les transits de puissance via le poste source du réseau réduite est à peu près de ceux du réseau complet.

III.2.6.4 Application de la méthode mixte WARD-ETI

Afin d'obtenir le meilleur résultat, la méthode mixte qui combine entre la méthode Ward et la méthode ETI à un nœud fictif est proposée. Dans cette méthode mixte, tous les générateurs du réseau extérieur sont agrégés à un nœud de générateur fictif par la méthode ETI. Les nœuds de charge sont ensuite éliminés par la méthode Ward.(WI)

En appliquant au réseau test, le jeu de barre (JB) est choisi comme le nœud de frontière. D'abord, tous les générateurs du réseau externe sont agrégés à un nœud de générateur fictif (G) avec la méthode ETI. Ensuite, les nœuds de charge du réseau externe seront éliminés avec la méthode WARD.

La Figure III-15 présente le réseau équivalent fourni par la méthode mixte. On observe qu'il est très simple. Il n'existe qu'une connexion entre deux nœuds de frontière nœud de frontière (nœud JB et nœud G D'ailleurs, il y a aussi des charges équivalentes ajoutées aux nœuds de frontière (Tableau III-5).

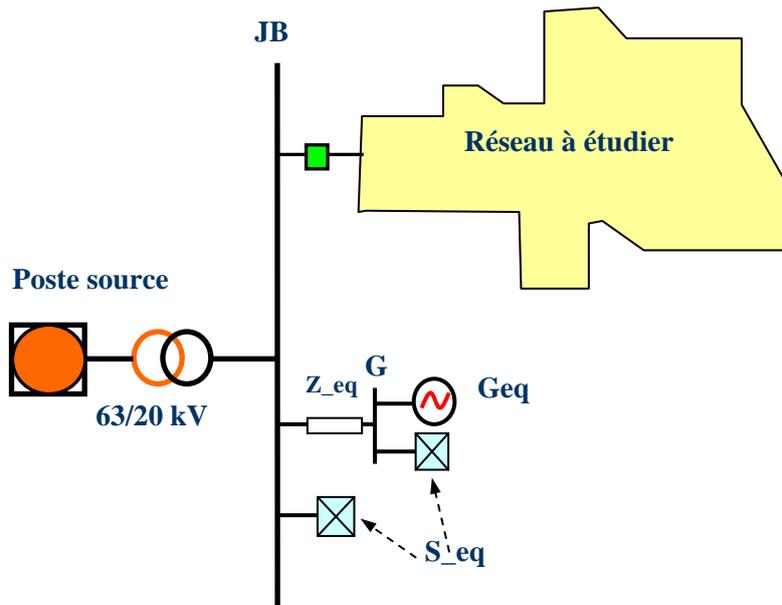


Figure III-15 : Schéma du réseau avec l'équivalent WARD-ETI

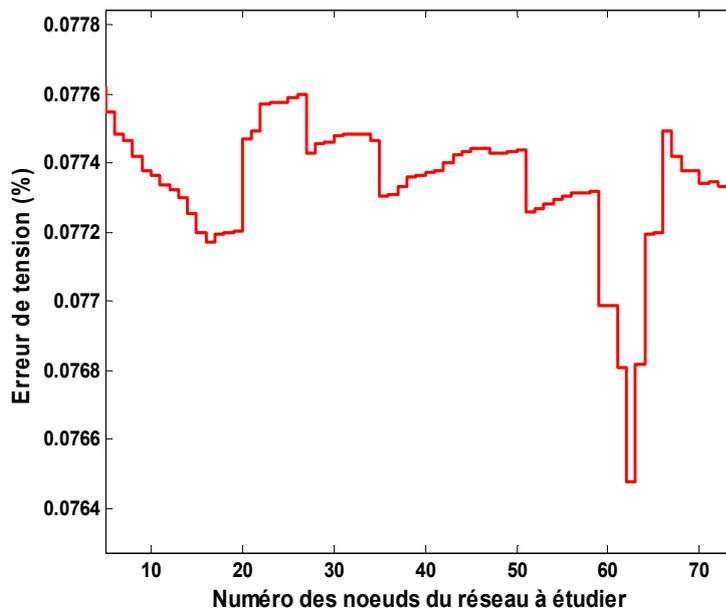


Figure III-16 : Erreur des tensions du réseau à étudier (méthode WARD-ETI)

Grandeur	Valeur
Puissance du générateur équivalent (MW)	10.85
Impédance équivalente entre JB et G (p.u)	$0.1700 + 0.7482i$
Charge équivalente au JB (MVA)	$16.4210 + 1.1469i$
Charge équivalente au G (MVA)	$1.9577 + 2.7416i$
Transit de puissance via le poste source (MVA)	$6.26 + 5.77i$
Puissance consommée par le réseau (MVA)	$0.354 + 1.45i$

Tableau III-5 : Paramètres de l'équivalent WARD-ETI

La Figure III-16 présente l'erreur des tensions du réseau à étudier (C0202) entre les tensions obtenues par le réseau complet et le réseau réduit. Cette méthode d'équivalent donne les meilleurs résultats. Les erreurs de tension sont moins de 0.1%.

III.2.7 Comparaison et conclusions sur les méthodes d'équivalent statiques:

La Figure III-17 présente l'erreur maximale des tensions et le transit de puissance via le transformateur du poste source obtenus par trois méthode: Ward-ETI, REI et ETI à deux nœuds fictifs.

En observant les résultats présentés au dessus, on constate que les résultats les moins satisfaits sont ceux de la méthode d'équivalent REI à deux nœuds fictifs. L'inconvénient principal de cette méthode est qu'elle ne garde pas le même rapport R/X du réseau réel. Cela provient du fait de la linéarisation des injections de puissance du réseau externe. C'est pourquoi après élimination Gaussienne, il apparaît des admittances négatives qui causent des difficultés dans le calcul de répartition du réseau réduit. Les résultats ne sont pas donc fiables.

La méthode ETI à deux nœuds fictifs donne les résultats assez bons. Cependant, du fait que les charges équivalentes sont concentrées à un nœud qui est connecté au jeu de barres via une faible impédance (Tableau III-1), les pertes du réseau équivalent sont diminuées.

Par contre la méthode WARD-ETI est la plus efficace parce que elle permet à la fois de garder les pertes du réseau externe, d'assurer la réduction au maximum du réseau externe vue du réseau à étudier. Pour cette raison, cette méthode est choisie pour déterminer l'équivalent statique du réseau extérieur. Dans la partie suivante, l'agrégation dynamique des sources de production va compléter ces études d'équivalence.

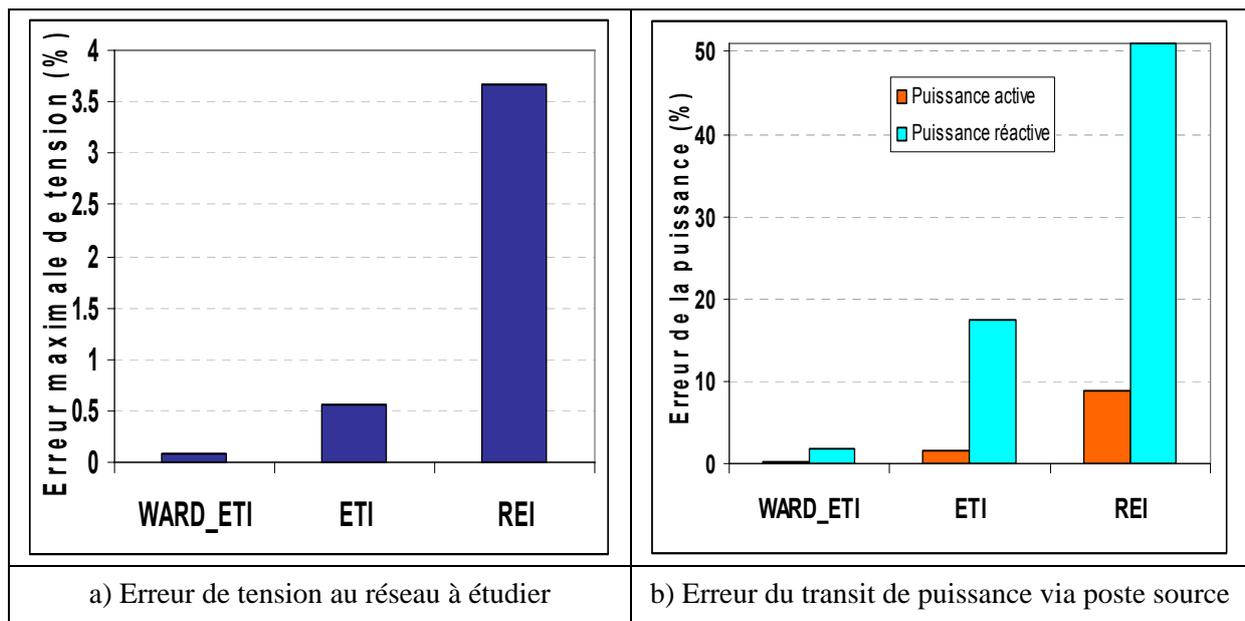


Figure III-17 : Comparaison des méthodes d'équivalent

III.3 Méthodes d'équivalent dynamiques

III.3.1 Synthèse des méthodes dynamiques

L'équivalent dynamique est utilisé pour les analyses dynamiques du réseau à étudier. L'analyse dynamique de la sécurité du réseau est une étude de l'évolution temporelle des variables essentielles dans une courte période de temps comme les problèmes de stabilité transitoire, des oscillations non amorties ou de l'instabilité dynamique de tension [KUNDUR-1994], [EREMIA-2000]. L'étude dynamique dans le système électrique est généralement liée au comportement en régime transitoire des moyens de production (machines tournantes, système d'électronique de puissance), des systèmes d'automatisation et de réglage.

Il y avait plusieurs méthodes d'équivalent dynamique développées ces dernières années. On peut diviser en deux grandes familles de méthodes:

- Méthode d'équivalent qui ne conserve pas la structure du réseau
- Méthode d'équivalent qui conserve la structure du réseau

La première consiste des analyses dans le domaine fréquentiel, qui visent à diminuer l'ordre de la fonction de transfert. C'est-à-dire qu'on produit les modèles d'ordre réduit dans lesquels l'ensemble des variables d'état du réseau réduit est plus simple et différent de celui du réseau original. [CHANIOTIS-2005], [ISHCHENKO-2006]. Par ailleurs, ces méthodes qui sont basées sur l'analyse modale du système linéaire, ne conservent pas généralement la structure du réseau original. Elles perdent éventuellement certaines significations physiques du système.

La deuxième a été souvent utilisée dans les grands réseaux de transmission. Elle était basée sur le fait que certains composants actifs (surtout des générateurs synchrones) dans le réseau présentent des comportements presque identiques lorsqu'un défaut apparaît dans le réseau à étudier. Ces composants seront agrégés par un équivalent représentant la réponse de la partie du réseau qui contient ces composants cohérents. Les générateurs synchrones et leurs systèmes de régulation ont souvent été l'objet principal de cette agrégation. [KIM-2001], [MOHD-2003], [OURARI-2006].

Les avantages de ces méthodes résident dans la conservation de la structure et les caractéristiques physiques du réseau. Le gestionnaire du réseau peut donc appliquer presque tous les techniques de contrôle commande pour le réseau réduit comme pour le réseau original. Ces avantages conviennent à l'initiative du gestionnaire de la centrale virtuelle qui veut agréger les parties du réseau contenant des différents types de GEDs dans les TVPP. Dans le but d'encourager la contribution de grand nombre des GEDs à puissance limitée au service système et à l'assurance d'un fonctionnement sécurisé du système, il est nécessaire de les agréger et les remplacer par un modèle équivalent qui représente éventuellement leurs flexibilités et leurs contrôlabilités.

Comme on a mentionné dans la chapitre 2, il y avait plusieurs technologie de GEDs qu'on peut citer ici: machine synchrone, machine asynchrones et les systèmes électroniques de puissance. C'est pourquoi, il faut développer les différentes techniques d'agrégation qui correspondent à chaque technologie.

Le modèle général pour notre étude dynamique est présenté dans la figure suivante:

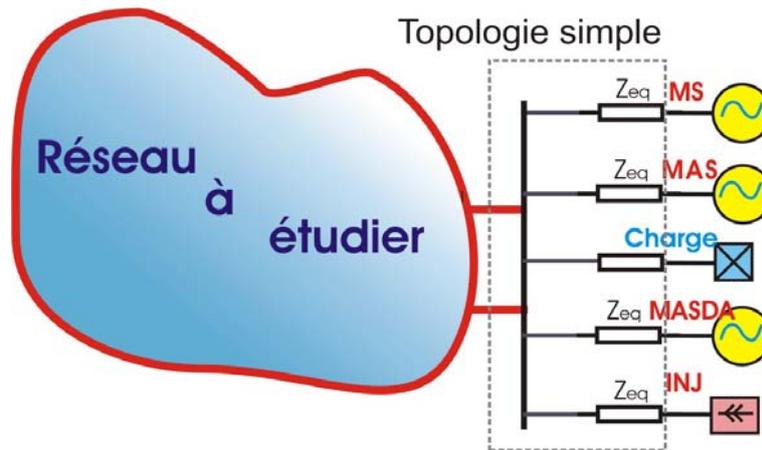


Figure III-18 : Modèle équivalent simplifié pour l'analyse dynamique

On va présenter ci-dessous les techniques d'agrégation pour les GEDs d'abord de type synchrones, ensuite de type asynchrone et enfin de type électronique de puissance.

III.3.2 Agrégation des machines synchrones et leurs systèmes de régulations

III.3.2.1 Agrégation des générateurs synchrones

La méthode d'agrégation utilise un procédé non itératif pour déterminer les paramètres de la machine équivalente à partir d'un ensemble des machines cohérentes, y compris leurs systèmes de régulation. Cette méthode est basée sur la conservation des matrices de coefficient représentant le modèle du générateur, de l'excitation et du système de régulation de vitesse en fonction de temps.

Le problème d'identification de groupe cohérent des GEDs de type de générateurs synchrones dans le réseau de distribution peut être négligé en supposant que dans une poche tous les générateurs sont cohérents. En effet, cette hypothèse est raisonnable en notant que les générateurs sont généralement au même niveau de puissance et la distance électrique entre les nœuds de raccordement n'est pas très grande. Cette hypothèse sera confirmée dans le test après.

On considère maintenant un ensemble des générateurs connectés en parallèle au réseau et détermine les paramètres de la machine équivalente qui aura leur même comportement.

Le modèle simplifié de la machine synchrone est décrite par les équations de Park avec le choix de l'axe q situé 90° en avant de l'axe d dont le sens de courant correspondent à la convention de générateur: le courant du stator est positif en sortant de la machine (les explications dans Annexe I).

$$T_{do}' \frac{dE_q'}{dt} = -E_q' - (x_d - x_d') I_d + E_{fd} \quad (3.31)$$

$$T_{qo}' \frac{dE_d'}{dt} = -E_d' + (x_q - x_q') I_q \quad (3.32)$$

Le générateur dans ce modèle est présenté par les f.e.ms transitoires E'_d et E'_q derrière les réactances x'_d , x'_q :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E'_d \\ E'_q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & -x'_q \\ x'_d & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Le rapport complexe de transformateur entre les nœuds de l'ensemble des machines cohérentes et la machine équivalente est:

$$a_k = V_k / V_e \quad (3.34)$$

Où: V_e est la tension du nœud équivalent; V_k est la tension du nœud k dans l'ensemble des machines cohérentes.

a) Calcul des réactances de la machine équivalente X_d , X_q , X'_d , X'_q , X''_d , X''_q

On suppose qu'il y ait m machines synchrones cohérentes. On reforme l'équation (3.34) pour une machines numéro k ($k = 1 \dots m$) sous forme des matrices, on a:

$$\begin{bmatrix} I_{dk} \\ I_{qk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -1/x'_{dk} \\ 1/x'_{qk} & 0 \end{bmatrix} \left(\begin{bmatrix} V_{dk} \\ V_{qk} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} E'_{dk} \\ E'_{qk} \end{bmatrix} \right) \quad (3.35)$$

ou

$$I_k = A'_k V_k - A'_k E'_k \quad (3.36)$$

L'équation correspondante de la machine équivalente doit être sous forme identique:

$$I_e = A'_e V_e - A'_e E'_e \quad (3.37)$$

Où A'_e est la matrice ayant la même structure que la matrice A_k définie par (3.37).

I_e est l'injection de courant de la machine équivalente qui doit être la somme des injections de courant des toutes les machines cohérentes.

Afin de calculer la somme des injections de courant de toutes les machines cohérentes, elles doivent être transformées à la référence de la machine équivalente.

Pour convertir la tension V_k aux bornes de la machine k présentée dans la référence (d_k , q_k) à la référence (D, Q) correspondante à la vitesse de synchronisme, la matrice de transformation entre les références est utilisées:

$$T_k = \begin{bmatrix} \cos(\delta_k) & \sin(\delta_k) \\ -\sin(\delta_k) & \cos(\delta_k) \end{bmatrix}$$

Où δ_k est l'angle rotorique de la machine k dans la référence de synchronisme

Le courant de la machine équivalente est donc comme suivant:

$$I_{DQe} = \sum_{k=1}^m I_{DQk} = \sum_{k=1}^m (T_k A'_k T_k^{-1} a_k) V_{DQe} - \sum_{k=1}^m T_k A'_k E'_{dqk} \quad (3.38)$$

Cette équation est convertie à la référence liée à la machine équivalente:

$$I_e = \sum_{k=1}^m (T_e^{-1} T_k A_k' T_k^{-1} T_e a_k) V_e - T_e^{-1} \sum_{k=1}^m T_k A_k' E_{dqk} \quad (3.39)$$

On peut déduire:

$$A_e' = \sum_{k=1}^m a_k (T_e^{-1} T_k A_k' T_k^{-1} T_e) = \begin{bmatrix} A_{e11}' & A_{e12}' \\ A_{e21}' & A_{e22}' \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

Où:

$$A_{e11}' = -A_{e22}' = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^m a_k \left(\frac{1}{x_{dk}'} - \frac{1}{x_{qk}'} \right) \sin 2(\delta_k - \delta_e) \quad (3.41)$$

$$A_{e12}' = \sum_{k=1}^m a_k \left(\frac{\cos^2(\delta_k - \delta_e)}{x_{dk}'} + \frac{\sin^2(\delta_k - \delta_e)}{x_{qk}'} \right) \quad (3.42)$$

$$A_{e21}' = -\sum_{k=1}^m a_k \left(\frac{\cos^2(\delta_k - \delta_e)}{x_{qk}'} + \frac{\sin^2(\delta_k - \delta_e)}{x_{dk}'} \right) \quad (3.43)$$

δ_e est l'angle rotorique de la machine équivalente dans la référence de synchronisme

En comparant la matrice A_e' dans l'équation (3.41) avec celle dans l'équation (3.38), on peut calculer δ_e :

$$\tan 2\delta_e = \frac{\sum_{k=1}^m (1/x_{qk}' - 1/x_{dk}') \sin 2\delta_k}{\sum_{k=1}^m (1/x_{qk}' - 1/x_{dk}') \cos 2\delta_k} \quad (3.44)$$

Les réactances de la machine équivalente:

$$X_d'^e = \frac{1}{\sum_{k=1}^m a_k \left[\frac{1}{x_{dk}'} \cos^2(\delta_k - \delta_e) + \frac{1}{x_{qk}'} \sin^2(\delta_k - \delta_e) \right]} \quad (3.45)$$

$$X_q'^e = \frac{1}{\sum_{k=1}^m a_k \left[\frac{1}{x_{qk}'} \cos^2(\delta_k - \delta_e) + \frac{1}{x_{dk}'} \sin^2(\delta_k - \delta_e) \right]} \quad (3.46)$$

$X_d^e, X_q^e, X_d''^e, X_q''^e$ peuvent être calculées de façon similaire:

$$X_d^e = \frac{1}{\sum_{k=1}^m a_k \left[\frac{1}{x_{dk}} \cos^2(\delta_k - \delta_e) + \frac{1}{x_{qk}} \sin^2(\delta_k - \delta_e) \right]} \quad (3.47)$$

$$X_q^e = \frac{1}{\sum_{k=1}^m a_k \left[\frac{1}{x_{qk}} \cos^2(\delta_k - \delta_e) + \frac{1}{x_{dk}} \sin^2(\delta_k - \delta_e) \right]} \quad (3.48)$$

$$X_d^e = \frac{1}{\sum_{k=1}^m a_k \left[\frac{1}{x_{dk}} \cos^2(\delta_k - \delta_e) + \frac{1}{x_{qk}} \sin^2(\delta_k - \delta_e) \right]} \quad (3.49)$$

$$X_q^e = \frac{1}{\sum_{k=1}^m a_k \left[\frac{1}{x_{qk}} \cos^2(\delta_k - \delta_e) + \frac{1}{x_{dk}} \sin^2(\delta_k - \delta_e) \right]} \quad (3.50)$$

b) Calcul des constantes de temps de la machine équivalente

Les équations (3.32), (3.33) seront reformées sous forme des matrices (Annexe 1):

$$\begin{bmatrix} \dot{E}'_{dk} \\ \dot{E}'_{qk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1/T'_{qok} & 0 \\ 0 & -1/T'_{dok} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{dk} \\ E_{qk} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1/T'_{dok} \end{bmatrix} E_{fdk} \quad (3.51)$$

$$\dot{E}'_k = C_k E_k + D_k E_{fdk} \quad (3.52)$$

De manière identique que précédemment, l'équation correspondante de la machine équivalente est:

$$\dot{E}'_e = C_e E_e + D_e E_{fde} \quad (3.53)$$

Les matrices C_e et D_e seront obtenues en assemblant à partir de l'ensemble des matrices représentant le comportement de chaque machine cohérente:

L'agrégation des matrices entre E_e et $[E_1, E_2, \dots, E_m]$ est réalisée:

$$A_e E_e = \sum_{k=1}^m P_k A_k E_{dqk}$$

ou

$$E_e = A_e^{-1} \sum_{k=1}^m P_k A_k E_{dqk} = \sum_{k=1}^m N_k E_{dqk} \quad (3.54)$$

Où

$$P_k = \begin{bmatrix} \cos(\delta_k - \delta_e) & \sin(\delta_k - \delta_e) \\ -\sin(\delta_k - \delta_e) & \cos(\delta_k - \delta_e) \end{bmatrix} \quad (3.55)$$

$$N_k = A_e^{-1} P_k A_k$$

On fait la même manière que l'agrégation des matrices entre E'_e et $[E'_1, E'_2, \dots, E'_m]$:

$$E'_e = A'^{-1}_e \sum_{k=1}^m P_k A'_k E'_{dqk} = \sum_{k=1}^m N'_k E'_{dqk} \quad (3.56)$$

$$\text{Où } N'_k = A_k^{-1} P_k A'_k \quad (3.57)$$

Similairement, on a:

$$\dot{E}'_e = \sum_{k=1}^m N'_k \dot{E}'_{dqk} \quad (3.58)$$

De l'équation (3.53) on obtient:

$$\begin{bmatrix} \dot{E}'_1 \\ \vdots \\ \dot{E}'_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & C_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ \vdots \\ E_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} D_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & D_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{fd1} \\ \vdots \\ E_{fdm} \end{bmatrix} \quad (3.59)$$

De (3.60) on peut écrire:

$$\ddot{E}'_e = \begin{bmatrix} N'_1 & \cdots & N'_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & C_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} N'_1 & \cdots & N'_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} D_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & D_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{fd1} \\ \vdots \\ E_{fdm} \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

Le vecteur $[E_1, E_2, \dots, E_m]$ peut être exprimé en E_e :

$$[E_1 \cdots E_m]^t = [N'_1 \cdots N'_m]^R E_e \quad (3.61)$$

Finalement, on déduit:

$$E'_e = [N'_1 C_1 \cdots N'_m C_m] [N'_1 \cdots N'_m]^R E_e + [N'_1 D_1 \cdots N'_m D_m] [E_{fd1} \cdots E_{fdm}] \quad (3.62)$$

Et

$$C_e = [N'_1 C_1 \cdots N'_m C_m] [N'_1 \cdots N'_m]^R \quad (3.63)$$

$$D_e = [N'_1 D_1 \cdots N'_m D_m] \quad (3.64)$$

Alors, on a les constantes de temps de la machine équivalente:

$$T'_{doe} = -\frac{1}{C_{e22}} \quad T'_{qoe} = -\frac{1}{C_{e11}} \quad (3.65)$$

T''_{ed} and T''_{eq} sont similairement calculés

$$T''_{doe} = -\frac{1}{C'_{e22}} \quad T''_{qoe} = -\frac{1}{C'_{e11}} \quad (3.66)$$

c) Calcul de H et D de la machine cohérente

Le comportement électromécanique de la machine synchrone est décrit par l'équation "de mouvement":

$$2H\Delta\dot{\omega} = P_m - P_e - D(\omega - \omega_s) \quad (3.67)$$

Où: H est la constante d'inertie (MWs/MVA)

D est le coefficient d'amortissement (p.u)

ω, ω_s sont la vitesse du rotor et la vitesse synchronisme (p.u)

P_m et P_e sont respectivement la puissance mécanique et électrique (p.u)

L'équation mécanique de la machine équivalente est agrégée comme suivant:

$$\left(\sum_{k=1}^m 2H_k \right) \Delta \dot{\omega} = \sum_{k=1}^m P_{mk} - \sum_{k=1}^m P_{ek} - \left(\sum_{k=1}^m D_k \right) (\omega - \omega_s) \quad (3.68)$$

Les paramètres agrégés en base MVA:

$$H_e = \sum_{k=1}^m H_k \quad D_e = \sum_{k=1}^m D_k \quad (3.69)$$

III.3.2.2 Agrégation des systèmes d'excitation

Comme on a mentionné dans le deuxième chapitre, il existe trois types de régulation de tension: soit la régulation automatique de tension (Automatic Voltage Regulator AVR), soit le régulateur qui contrôle du facteur de puissance ou contrôle de la puissance réactive.

- + Régulation du facteur de puissance (PF)
- + Régulation de la puissance réactive (VAR)
- + Régulation automatique de tension (AVR)

Le modèle simplifié du système d'excitation le plus utilisé dans les analyses dynamiques est présenté ici. Il s'agit du système de IEEE Type-I qui comporte une fonction d'excitateur du premier ordre, une fonction d'amplificateur et de correcteur du premier ordre et une boucle de stabilisation qui permet d'améliorer la stabilité du système [ANDERSON-1977], [IEEE-1992].

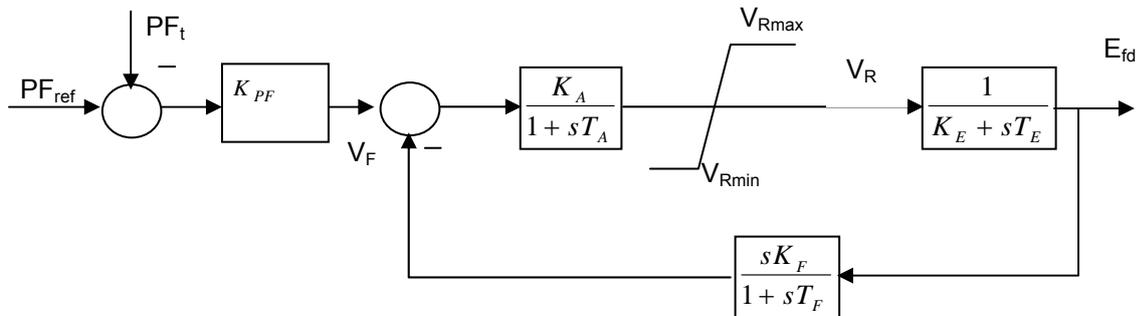


Figure III-19 : Modèle de régulation de facteur de puissance

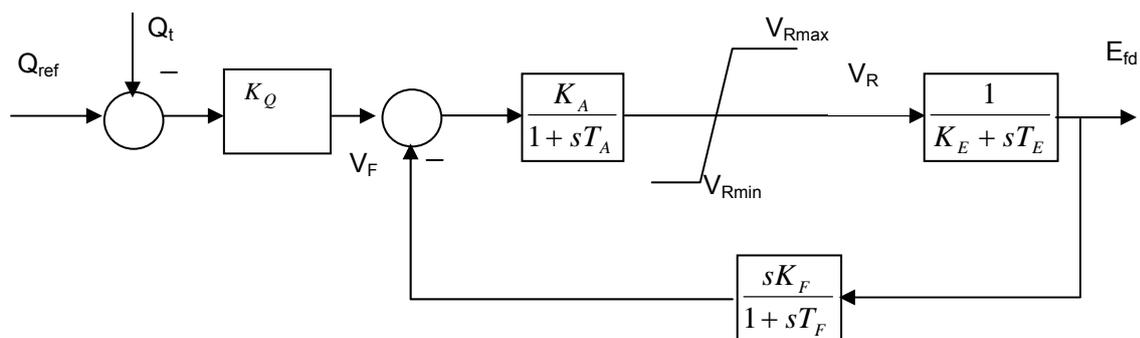


Figure III-20 : Modèle de régulation de la puissance réactive

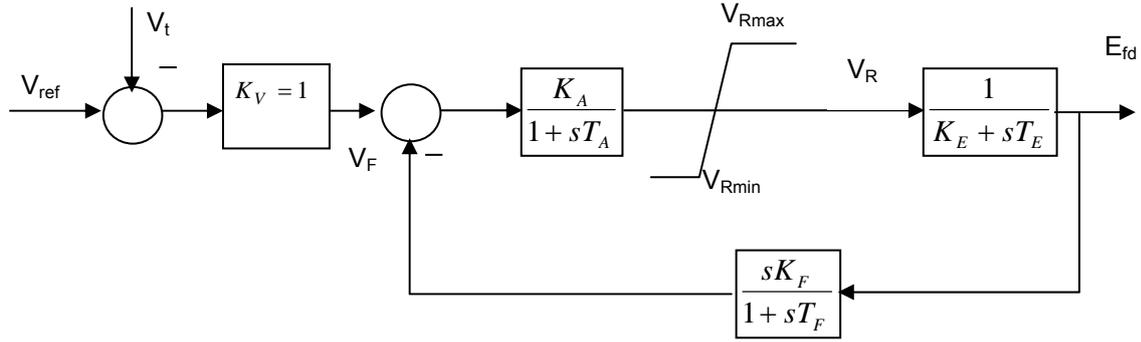


Figure III-21 : Modèle de régulation automatique de tension

Dans ces modèles au dessus, E_{fd} est la tension d'excitation.

La représentation d'état du système:

$$\dot{V}_F = \left[-V_F + \frac{K_F}{T_E} (V_R + K_E E_{fd}) \right] / T_F$$

$$\dot{V}_R = [-V_R + K_A V_F + K_A \Delta V_t] / T_A$$

$$\dot{E}_{fd} = (-K_E E_{fd} + V_R) / T_E$$

Où $\Delta V_t = K_{PF} (PF_{ref} - PF_t)$ pour régulation PF

$\Delta V_t = K_Q (Q_{ref} - Q_t)$ pour régulation VAR

$\Delta V_t = K_V (V_{ref} - V_t)$ pour régulation AVR

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_F \\ \dot{V}_R \\ \dot{E}_{fd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1/T_F & K_F / (T_E T_F) & K_E K_F / (T_E T_F) \\ K_A / T_A & -1/T_A & 0 \\ 0 & 1/T_E & -K_E / T_E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_F \\ V_R \\ E_{fd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ K_A / T_A \\ 0 \end{bmatrix} \Delta V_t \quad (3.70)$$

$$E_{fd} = [0 \quad 0 \quad 1] \begin{bmatrix} V_F \\ V_R \\ E_{fd} \end{bmatrix} \quad (3.71)$$

Le principe de l'agrégation linéaire est appliqué à l'agrégation du système d'excitation. Cependant, le principe de conservation de structure est également adopté pour construire le modèle équivalent du système d'excitation. Le modèle équivalent aura la même structure du modèle standard. On suppose que les parties linéaires et non linéaires du modèle équivalent puissent être séparément identifiées.

Donc, les équations différentielles qui représentent le comportement des variables d'état du modèle équivalent d'excitation sont écrites:

$$\dot{X}_{exe} = A_{exe} X_{exe} + B_{exe} \Delta V_{te} \quad (3.72)$$

$$E_{fde} = C_{exe} X_{exe} \quad (3.73)$$

L'agrégation linéaire des matrices des paramètres en conservant la structure unique du modèle, on a:

$$A_{exe} = L \text{diag}[A_{ex1} \ \dots \ A_{exm}] L' [L L']^{-1} \quad (3.74)$$

$$B_{exe} = L [B_{ex1} \ \dots \ B_{exm}]' \quad (3.75)$$

$$C_{exe} = [0 \ 0 \ 1] \quad (3.76)$$

Où:

$$L = [L_1 \ \dots \ L_m] \quad (3.77)$$

$$L_k = \text{diag}[l_{k11} \ l_{k22} \ l_{k33}] \quad (3.78)$$

l_{k33} correspond au coefficient de poids pondéré relié à la tension d'excitation équivalente E_{fde} et la tension d'excitation individuelle E_{fdk} :

$$l_{k33} = \frac{T'_{doe} x'_{de} \cos(\delta_k - \delta_e)}{T'_{dok} x'_{dk}} \quad (3.79)$$

Le coefficient l_{kii} ($i=1-2$) représente le poids relatif des variables d'état de chaque générateur:

$$l_{kii} = \frac{S_{bk}}{\sum_{i=1}^m S_{bi}} \quad l_{kii} = \frac{a_k^2}{\sum_{i=1}^m a_i^2} \quad (3.80)$$

Alors, les paramètres du système d'excitation équivalent peuvent être calculés comme suivant:

- Gain du régulateur équivalent: $K_{Ae} = \frac{\sum_{k=1}^m \frac{K_{Ak}}{T_{Ak}}}{\sum_{k=1}^m \frac{1}{T_{Ak}}} \quad (3.81)$

- Constante de temps du régulateur équivalent: $T_{Ae} = \frac{\sum_{k=1}^m a_k^2}{\sum_{k=1}^m \frac{a_k^2}{T_{Ak}}} \quad (3.82)$

- Gain d'excitateur équivalent: $K_{Ee} = T_{Ee} \frac{\sum_{k=1}^m \frac{l_{k33}^2 K_{Ek}}{T_{Ek}}}{\sum_{k=1}^m l_{k33}^2} \quad (3.83)$

- Constante de temps d'excitateur équivalent: $T_{Ee} = \frac{\sum_{k=1}^m l_{k22}^2}{\sum_{k=1}^m \frac{l_{k22} l_{k33}}{T_{Ek}}} \quad (3.84)$

- Gain du régulateur stabilisé équivalent: $K_{Fe} = T_{Fe} T_{Ee} \frac{\sum_{k=1}^m a_k l_{k22} \frac{K_{Fk}}{T_{Fk} T_{Ek}}}{\sum_{k=1}^m a_k^2 \sum_{k=1}^m l_{k22}^2} \quad (3.85)$

- Constante de temps du régulateur stabilisé: $T_{Fe} = \frac{\sum_{k=1}^m a_k^2}{\sum_{k=1}^m \frac{a_k^2}{T_{Fk}}} \quad (3.86)$

- Valeurs limites de la sortie du régulateur: $V_{Re(max/min)} = T_{Ee} \frac{\sum_{k=1}^m l_{k33} V_{Rk} (min/max)}{T_{Ek}}$

- Valeur de la fonction d'excitation: $S_{EMAX}^e = -K_E^e + \frac{V_{RMAX}^e}{E_{FDMAX}^e}$

Où: $E_{FDMAX}^e = \sum_{k=1}^m \frac{V_{RMAXk}}{(K_E + S_{EMAX})_k}$

III.3.2.3 Agrégation des systèmes de régulation de vitesse

Il existe divers systèmes de régulation de vitesse sur le marché dont deux types les plus utilisés sont les régulations en mode avec "statisme" et en mode "isochrone".

En mode "isochrone" du système de régulation de vitesse, le régulateur Proportionnelle – Intégrale (PI) est utilisé pour ramener la fréquence à la valeur nominale. Ce type est souvent utilisé pour les générateurs à petite dimension ou isolés car pour les grands ou les générateurs connectés aux réseaux, il provoquera des mouvements dangereux des alternateurs.

Par contre, en mode "statisme" du système de régulation de vitesse, le régulateur proportionnel permet de limiter la variation de fréquence au nœud lors d'une variation brutale de charge. Les variations de charge qui seront partagées entre les générateurs, dépendent du coefficient "statisme" de chaque générateur. Cette limitation varie entre 3% et 10% suivant les réglages [CLAEYS-2001].

Dans notre étude, pour le but d'analyse le comportement dynamique des GEDs de type machine synchrone à faible puissance connectée au réseau de distribution qui fait partie d'un grand réseau interconnecté, le système de régulation de vitesse de type "statisme" est choisi. La structure de cette régulation est présentée ci-dessous:

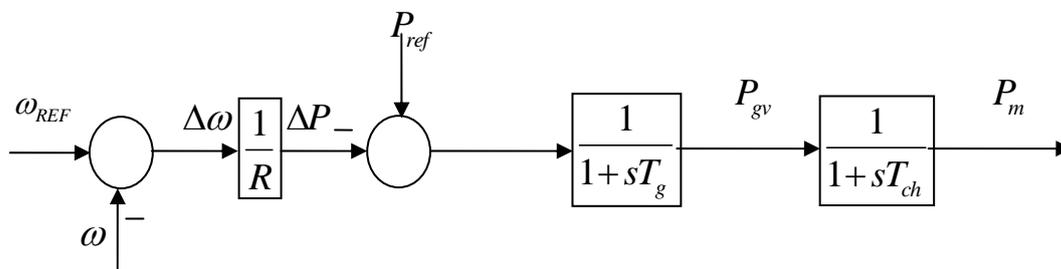


Figure III-22 : Régulation de vitesse en mode statisme

Où:

ω : Vitesse mesurée du groupe (p.u);	ω_{ref} : Vitesse de référence du groupe (p.u);
$\Delta\omega$: Ecart de vitesse du groupe (p.u)	P_{ref} : Puissance de référence (p.u);
ΔP : Ecart de puissance du groupe (p.u);	s : Opérateur de Laplace;
P_{gv} : Puissance sortie de l'actionneur (p.u);	R : Statisme;
P_m : Puissance mécanique sortie de la turbine (p.u);	T_{ch} : Constante de temps de la turbine (s);
T_g : Constante de temps du l'actionneur (governor) (s);	

La représentation d'état du système:

$$\begin{aligned} \dot{P}_{gv} &= (-P_{gv} + P_{ref} - (1/R)\Delta\omega)/T_g \\ \dot{P}_m &= (-P_m + P_{gv})/T_{ch} \end{aligned} \quad (3.87)$$

Pour le système de gouverneur de turbine, les coefficients de la matrice d'agrégation sont déterminés d'une manière évidente. En effet, la vitesse entrée est la même pour chaque générateur individuel du groupe cohérent. La puissance mécanique sortie du générateur équivalent exprimée en unités de SI est la somme de toutes les puissances mécaniques des générateurs individuels.

$$P_{me} = \frac{\sum_{k=1}^m S_{bk} \cdot P_{mk}}{\sum_{k=1}^m S_{bk}} \quad (3.88)$$

Où S_{bk} : est la puissance nominale du générateur k en unité de SI; P_{mk} est la puissance active du générateur k en unité relative (p.u).

Alors, les paramètres du système d'équivalent de régulation de vitesse sont calculés:

- Constante de temps de l'actionneur: $T_{ge} = \frac{\sum_{k=1}^m S_{bk}^2}{\sum_{k=1}^m \frac{S_{bk}^2}{T_{gk}}} \quad (3.89)$

- Constante de temps de la turbine: $T_{che} = \frac{\sum_{k=1}^m S_{bk}^2}{\sum_{k=1}^m \frac{S_{bk}^2}{T_{chk}}} \quad (3.90)$

- Coefficient de statisme: $R_e = \frac{\sum_{k=1}^m S_{bk}}{\sum_{k=1}^m \frac{S_{bk}}{R_k}} \quad (3.91)$

III.3.3 Agrégation des systèmes éoliens

Quand toutes les éoliennes reçoivent le vent dont la vitesse est presque identique et elles possèdent un même système de connexion au réseau, on peut les remplacer par une éolienne équivalente.

L'agrégation des turbines est effectuée en supposant qu'elles sont connectées en parallèle au même nœud. Pour obtenir les paramètres de la turbine équivalente, on conserve les paramètres mécaniques et électriques en valeur réduite (en pu), la puissance mécanique de la turbine équivalente est la somme des puissances mécaniques de toutes les turbines individuelles [TRUDNOWSKY-2004].

Puisque la puissance mécanique est calculée par l'équation (2.40), on peut calculer les paramètres équivalents de la turbine équivalente si l'on considère un groupe se composant de m éoliennes:

$$\text{La surface circulaire balayée par la turbine: } A_{eq} = \sum_{i=1}^m A_i \quad (3.92)$$

$$\text{Le coefficient équivalent: } C_p = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m C_{pi} \quad (3.93)$$

$$\text{La vitesse du vent équivalent: } V_{eq} = \left[\frac{1}{AC_p} \sum_{i=1}^m A_i C_{pi} V_{0i}^3 \right]^{\frac{1}{3}} \quad (3.94)$$

Le système d'interface avec le réseau est agrégé selon leur type.

III.3.3.1 Générateur éolien à vitesse constante (machine synchrone ou asynchrone):

- Pour les machines asynchrones, le modèle réduit à ordre de trois est généralement utilisé pour les simulations dynamiques:

$$T_0' \frac{dE'}{dt} = -\frac{X}{X'} E' + \frac{X - X'}{X'} V_t \cos(\delta - \theta_t) \quad (3.95)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s - \frac{X - X'}{X'} \frac{V_t \sin(\delta - \theta_t)}{T_0' E'} \quad (3.96)$$

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = -\frac{V_t E' \sin(\delta - \theta_t)}{X'} - T_m \quad (3.97)$$

où:

V_t et θ_t : amplitude et angle de la tension au nœud de raccordement	δ : angle rotorique de la machine
X : réactance synchrone de la machine	ω la vitesse du rotor
X' : réactance transitoire de la machine	ω_s : vitesse synchronisme
T_{do}' : constante de temps transitoire à vide de la machine	H_i : constante d'inertie
E' : tension rotorique de la machine	T_{ei} : Couple électrique
X_l : réactance de la ligne connexion au réseau	

Les paramètres de la machine asynchrone équivalente peuvent être déterminées comme suivants [POTAMIANAKIS-2003] [TAIEB-1994]:

$$\text{La réactance transitoire équivalente: } \frac{1}{X'_{eq}} = \sum_{i=1}^m \frac{1}{X'_i}$$

La tension du rotor équivalente: $E'_{eq} \angle \delta_{eq} = X'_{eq} \sum_{i=1}^m \frac{E_i \angle \delta_i}{X_i}$

La réactance synchrone équivalente: $X_{eq} = \frac{x_l E'_{eq} + X'_{eq} V \cos(\delta_{eq})}{-E'_{eq} + V \cos(\delta_{eq})}$

La constante de temps à vide équivalente: $T'_{o,eq} = \frac{X_{eq}}{\omega_s R_{eq}}$

La vitesse rotorique équivalente: $\omega_{eq} = \omega_s - \frac{X_{eq} - X'_{eq}}{X'_{eq} + x_l} \frac{V \sin(\delta_{eq})}{T'_{o,eq} E'_{eq}}$

La constante d'inertie équivalente: $H_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^m H_i \omega_i^2}{\omega_{eq}^2}$

Le couple électrique équivalent: $T_{e,eq} = -\frac{V E'_{eq} \sin(\delta_{eq})}{X'_{eq} + x_l}$

- Pour les générateurs de type synchrone, l'agrégation dynamique est réalisée comme la partie III.3.2.

III.3.3.2 Générateur éolien à vitesse variable (Machine asynchrone à double alimentation DFIG)

Le modèle du générateur éolien de type machine asynchrone à double alimentation simplifié peut être présenté comme dans la Figure III-23. suivante:

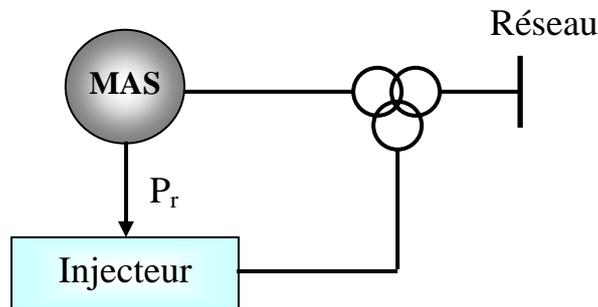


Figure III-23 : Modèle simplifié de DFIG

Les paramètres de la machine asynchrone sont déterminés de la même manière que la partie III.3.3.1. La puissance nominale équivalente est la somme des puissances nominales des machines individuelles.

Les parties d'injecteur comprenant les interfaces électroniques de puissance (convertisseurs AC-DC-AC) sont agrégées de la même manière que la partie suivante.

III.3.3.3 Générateur éolien avec l'interface électronique de puissance (IEP)

Comme nous l'avons mentionné dans la partie II.4, avec ces considérations et ces hypothèses, la dynamique du système GED utilisant le convertisseur interfacé au réseau peut être modélisée par des limitations et des systèmes du premier ordre dont la constante

de temps est choisie de manière adéquate. Ces système ont été développés dans [TRAN-2007].

La Figure III-24 et Figure III-25 présentent respectivement le modèle agrégé dans GEDs avec l'interface électronique de puissance en control P/Q et V/F.

Les paramètres équivalents peuvent être déterminés:

- Puissance de référence équivalente:

$$P_{ref}^{eq} = \sum_{i=1}^{Ng} P_{ref}^i \quad Q_{ref}^{eq} = \sum_{i=1}^{Ng} Q_{ref}^i \quad (3.98)$$

- La limite de la machine cohérente:

$$P_{max_eq} = \sum_{i=1}^{Ng} P_{max_i} \quad Q_{max_eq} = \sum_{i=1}^{Ng} Q_{max_i} \quad Q_{min_eq} = \sum_{i=1}^{Ng} Q_{min_i} \quad (3.99)$$

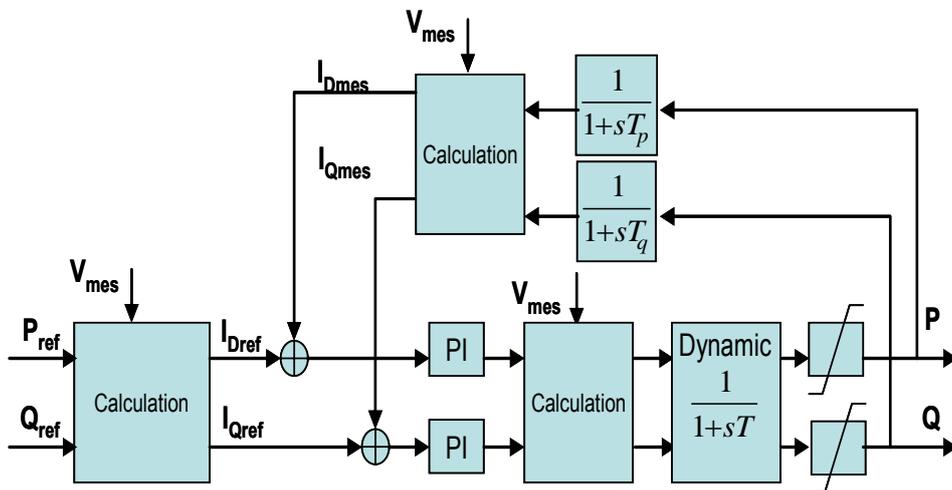


Figure III-24 : Modèle équivalent des GEDs avec IEP en control P/Q

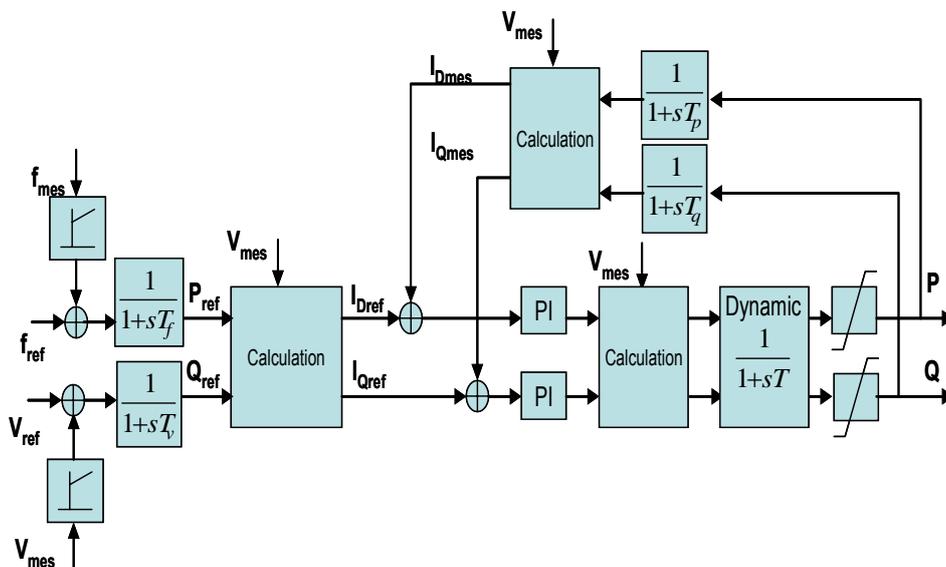


Figure III-25 : Modèle équivalent des GEDs avec IEP en control V/F

III.3.4 Illustration sur un réseau test

III.3.4.1 Description du réseau

Afin de mieux illustrer les méthodes équivalentes développées, nous avons pris dans le cadre de ce travail un extrait du réseau électrique français.

La partie de transport du réseau se compose d'une unité de production de 1000MW qui alimente une charge de $600 + j200$ MVA localisée, connectée à une tension de 150kV à travers un transformateur élévateur 24/400 kV, deux ligne 380 kV de 100km et un transformateur 400/158 kV. Il y a également la liaison avec le grand réseau interconnecté représenté par un nœud infini.

La partie de répartition est liée avec le réseau de transport par un transformateur 400/63 kV, 150 MVA et avec les poches de distribution par les transformateurs 63/20 kV dans les postes de station. Deux groupes d'alternateurs thermiques, l'un de 86MVA (noté GR_1) et l'autre de 15MVA (noté GR_2) sont connectés au réseau de 63kV.

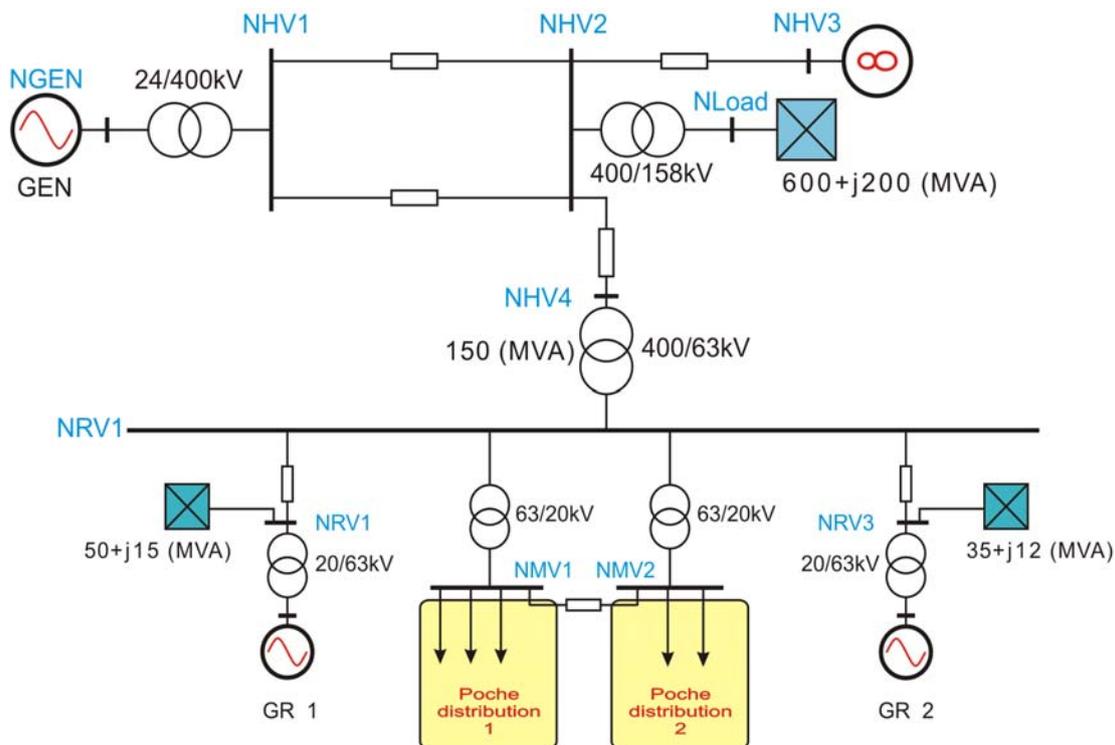


Figure III-26 : Réseau test 2 (Annexe 2)

Il y a plusieurs de poches de distribution alimentées par les postes sources HTB/HTA (63/20 kV), pour cette étude, nous allons considérer les deux types suivants:

- le premier, appelé "**poche de distribution 1**", dont la consommation totale est de 20.63MW et 4.12 MVAR, se compose de 183 nœuds à 3 départs.
- le second, appelé "**poche de distribution 2**", dont la consommation totale est de 18,4 MW et 3,69 MVAR, se compose de 113 nœuds à 2 départs.

La topologie du réseau est présentée dans la Figure III-26. Toutes les données détaillées des réseaux, des générateurs, des régulateurs associés seront détaillées dans l'Annexe 2.

III.3.4.2 Outils de simulation

- Dans le cadre de cette étude, un outil qui permet de réaliser les calculs d'agrégation dynamiques des paramètres de GED a été développé sous MATLAB7 (R14) [MATLAB7-2004]. Il permet de lire d'abord des paramètres du réseau total, de calculer l'état initial du réseau avant de le réduire. Ensuite, la réduction du réseau et l'agrégation des groupes de GEDs seront effectuées. La sortie du programme sera les paramètres statiques et dynamiques des modèles équivalents représentant le réseau à réduction. Ces paramètres seront envoyés à EUROSTAG pour lancer des simulations selon les scénarios choisis.

- La simulation dynamique des réseaux avec des événements choisis sera réalisée avec EUROSTAG (V.4.3). Ce logiciel développé par Tractebel Energy Engineering et Electricité de France (EDF) a pour but de réaliser des simulations dynamiques et électromécaniques de grands systèmes électriques. En effectuant une simulation, il calcul tout d'abord la répartition de charge, afin d'obtenir, l'état initial, le profil de tension aux nœuds, les courants et les transits de puissance dans le réseau. Puis, il permet de modéliser le comportement dynamique du réseau face à des événements envisagés [EDF-2000].

III.3.4.3 Calcul des paramètres du réseau équivalent

Dans le scénario d'étude, deux poches de distribution (TVPP) est d'abord agrégées de manière statique, la méthode WARD-ETI est appliquée.

Pour la poche de distribution 1, le nœud frontière choisi est le nœud à côté secondaire (NMV1) du transformateur 63/20 kV, appelé F1. Un nœud de générateur G1, qui représente toute la production dans la poche de distribution 1, est créé.

Pour la poche de distribution 2, le nœud frontière choisi est le nœud à côté secondaire (NMV2) du transformateur 63/20 kV, appelé F2. Un nœud de générateur G2, qui représente toute la production dans la poche de distribution 2, est créée. Les paramètres des équivalents sont présentés dans les tableaux suivants:

Equivalent statique de la poche de distribution 1	
Grandeur	Valeur
Nœud Frontière (F1)	NMV1
Puissance du générateur équivalent	13.45 (MW)
Impédance équivalente entre F1 et G1	$0.1389 + 0.5981i$ (p.u)
Charge équivalente au F1	$18.7093 + 1.7756i$ (MVA)
Charge équivalente au G1	$1.9264 + 2.6169i$ (MVA)

Tableau III-6 : Equivalent statique de la poche de distribution 1

Equivalent statique de la poche de distribution 2	
Grandeur	Valeur
Nœud Frontière (F2)	NMV2
Puissance du générateur équivalent	12(MW)
Impédance équivalente entre F2 et G2	$0.1043 + 0.8059i$ (p.u)
Charge équivalente au F2	$17.2190 + 2.0150i$ (MVA)
Charge équivalente au G2	$1.2524 + 1.9152i$ (MVA)

Tableau III-7 : Equivalent statique de la poche de distribution 2

Maintenant, les générateurs et leurs systèmes de régulation dans chaque poche seront agrégés de manière dynamique. D'après la méthode présentée au dessus. Le schéma du réseau réduit est présenté dans la Figure III-27.

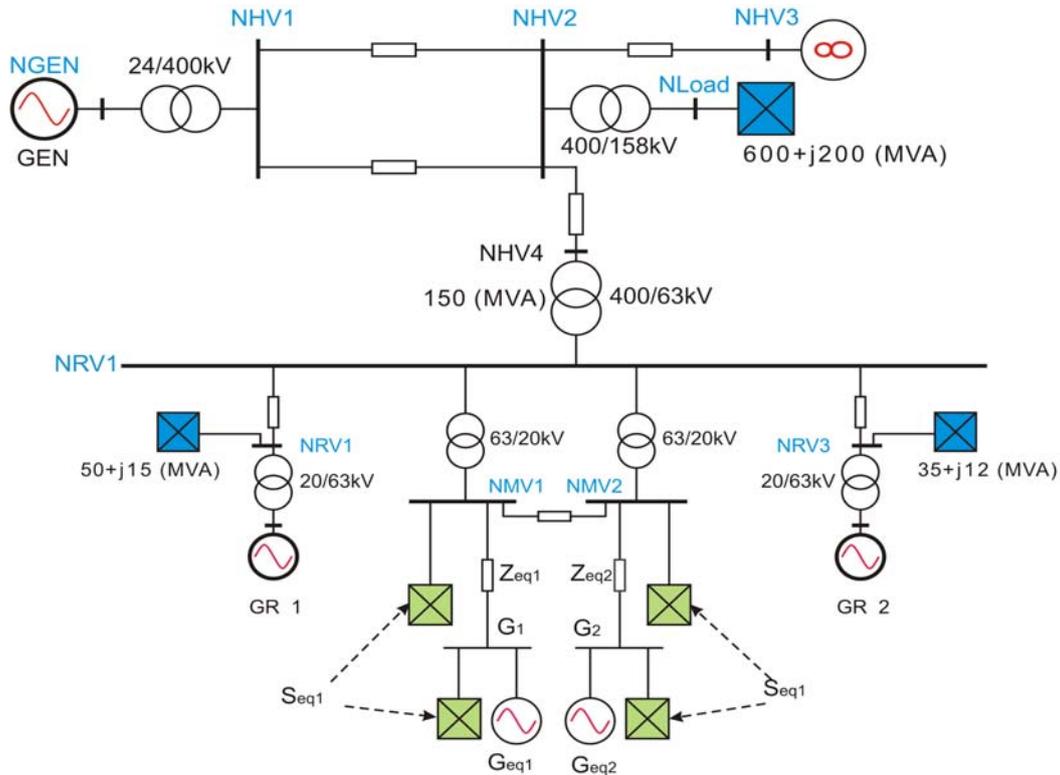


Figure III-27 : Schéma équivalent du réseau test

Afin de confirmer l'hypothèse que les générateurs synchrones dans une poche seront presque cohérents, le Tableau III-8 présente l'amplitude et l'angle de la tension aux nœuds de raccordement des GEDs, ainsi que l'angle interne des machines dans le régime stationnaire. En observant des l'angle interne des générateurs dans une même poche, on trouve qu'elles sont des groupes cohérents.

Caractéristique de cohérence des GEDs				
Grandeur GED	V_i (p.u)	Angle(°)	Rapport	δ (°)
G1	0.959	4.537	1.006	73.318
G2	0.965	5.134	1.012	57.153
G3	0.949	7.517	0.996	58.013
G4	0.943	5.533	0.989	57.382
G5	0.946	7.257	0.993	57.898
G_{eq1}	0.953	6.168	1	57.508
G6	0.949	7.606	1.002	57.726
G7	0.948	7.547	1.001	57.669
G8	0.945	7.486	0.997	57.841
G_{eq2}	0.947	7.546	1.000	57.743

Tableau III-8 : Tension au nœud de raccordement et angle interne des groupes de machine cohérente et leur équivalent.

Générateur équivalent de la poche1						
Grandeur	G1	G2	G3	G4	G5	Geq1
Sn (MVA)	1.2	3.53	5	3.53	5	18.26
Pn (MW)	1	2.85	4	2.85	4	14.7
Un (kV)	1.008	0.4	11	0.4	11	20
H (MWs/MVA)	0.56	1.5	1	1.5	1	1.116
Ra (pu)	0.0025	0.004	0.0024	0.004	0.0024	0.00284
Xi (pu)	0.13	0.13	0.0765	0.13	0.0765	0.09373
X _d (pu)	3.15	2.82	1.89	2.82	1.89	2.2376
X' _d (pu)	0.24	0.215	0.193	0.215	0.193	0.20365
X'' _d (pu)	0.14	0.145	0.139	0.145	0.139	0.14127
T' _{do} (pu)	2.35	3	2.35	3	2.35	2.62988
T'' _{do} (pu)	0.035	0.06	0.026	0.06	0.026	0.03020
X _q (pu)	3.15	1.6	1.478	1.6	1.478	1.57854
X' _q (pu)	0.24	0.3	0.24	0.3	0.24	0.25993
X'' _q (pu)	0.14	0.195	0.15	0.195	0.15	0.16373
T' _{qo} (pu)	2.35	1	2.35	1	2.35	2.31734
T'' _{qo} (pu)	0.035	0.03	0.042	0.03	0.042	0.04109

Tableau III-9 : Paramètres des GEDs dans poche de distribution 1 et leur équivalent

Générateur équivalent de la poche2				
Grandeur	G6	G7	G8	Geq2
Sn (MVA)	5	5	5	15
Pn (MW)	4	4	4	12
Un (kV)	11	11	11	20
H (MWs/MVA)	1	1	1	1
Ra (pu)	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024
Xi (pu)	0.0765	0.0765	0.0765	0.0765
X _d (pu)	1.89	1.89	1.89	1.89
X' _d (pu)	0.193	0.193	0.193	0.193
X'' _d (pu)	0.139	0.139	0.139	0.139
T' _{do} (pu)	2.35	2.35	2.35	2.35
T'' _{do} (pu)	0.026	0.026	0.026	0.026
X _q (pu)	1.478	1.478	1.478	1.478
X' _q (pu)	0.24	0.24	0.24	0.24
X'' _q (pu)	0.15	0.15	0.15	0.15
T' _{qo} (pu)	2.35	2.35	2.35	2.35
T'' _{qo} (pu)	0.042	0.042	0.042	0.042

Tableau III-10 : Paramètres des GEDs dans poche de distribution 2 et leur équivalent

Les paramètres du générateur équivalent correspondants à chaque poche de distribution sont présentés dans le Tableau III-9 et Tableau III-10.

Les paramètres des systèmes de régulation sont présentés dans le Tableau III-11 et le Tableau III-12.

Equivalent du système d'excitation			
	KQ	KE	TE
GED_poche1	1	1	0.01
Geq1	1	1.01242	0.0112
GED_poche2	1	1	0.01
Geq2	1	1	0.01

Tableau III-11. Paramètres de l'équivalent du système d'excitation

Equivalent du système de régulation de vitesse			
	R	Tg	Tch
GED_poche1	0.04	0.1	0.5
Geq1	0.04	0.1	0.5
GED_poche2	0.04	0.1	0.5
Geq2	0.04	0.1	0.5

Tableau III-12 : Paramètres de l'équivalent du système de régulation de vitesse

III.3.4.4 Résultats de simulation

Afin d'observer l'efficacité des méthodes de construction d'équivalent choisies, un scénario de simulation des événements a été créé avec le logiciel de simulation Eurostag. Il s'agit un court-circuit triphasé à la terre avec la résistance de défaut est de 0.01 (p.u) sur le jeu de barre NVR1 du réseau de réseau de répartition. Le défaut est éliminé après 150ms. Ce scénario est appliqué sur le réseau complet et le réseau réduit.

Le comportement transitoire des grandeurs dynamiques du système est présenté dans les figures de III-28 à III-30.

Les Figures III-28 et III.29 présentent la variation des angles rotoriques et la variation de puissance des groupes G1-G5 et du groupe équivalent (Geq1) de la poche 1 et G6-G8 et du groupe équivalent (Geq2) de la poche 2. Les résultats montrent que la réponse de l'équivalent Geq1 n'est bien identique que celle des GEDs G2-G5, parce que c'est un groupe de forte cohérence tandis que la réponse de la GED G1 est un peu différente.

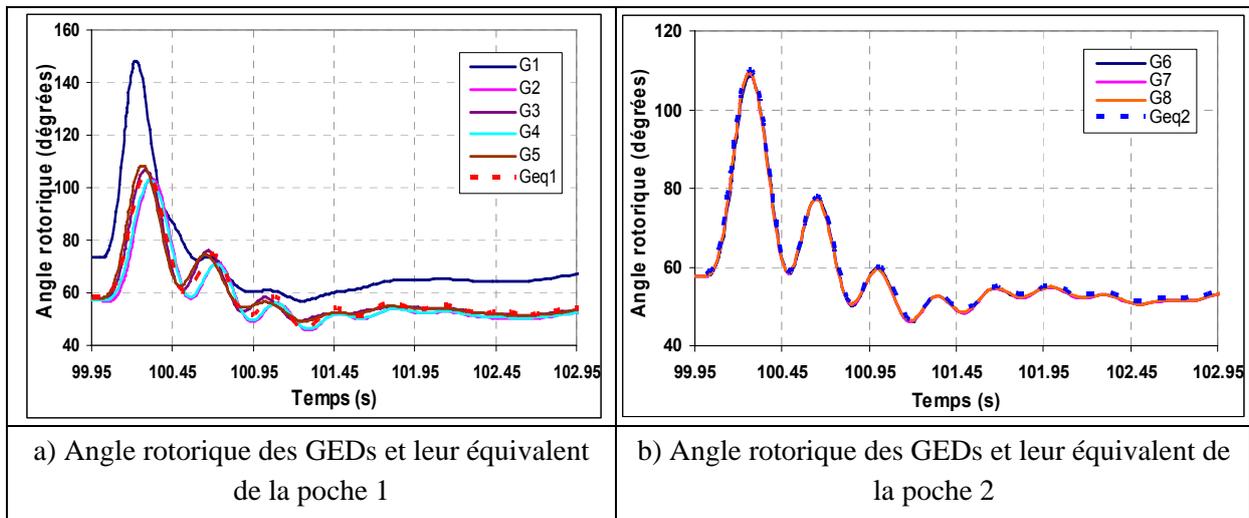


Figure III-28 : Comparaison des angles rotoriques des GEDs et leur équivalent

Pour la poche2, parce que la réponse des GEDs individuelles est très cohérente, la réponse de l'équivalent est parfaitement identique.

La Figure III-30 présente la variation des angles rotoriques de GR_1 et Gr_2 avec le réseau complet et le réseau réduit. Le résultat montre qu'il n'y a aucune différence entre le comportement dynamique pour ces cas.

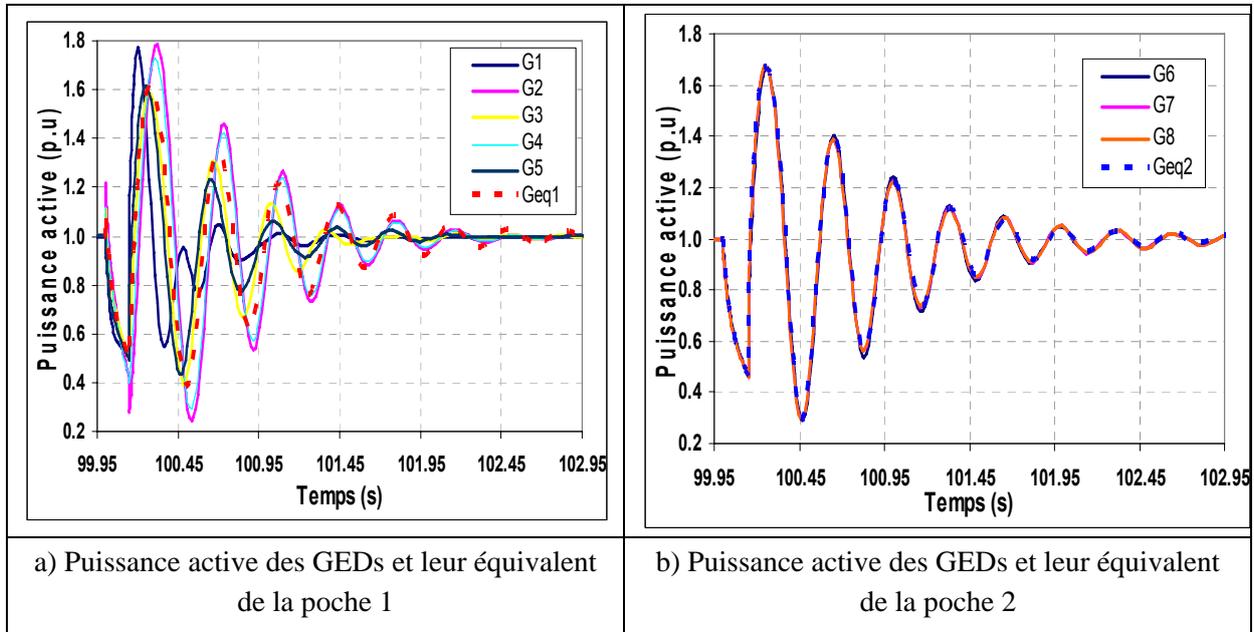
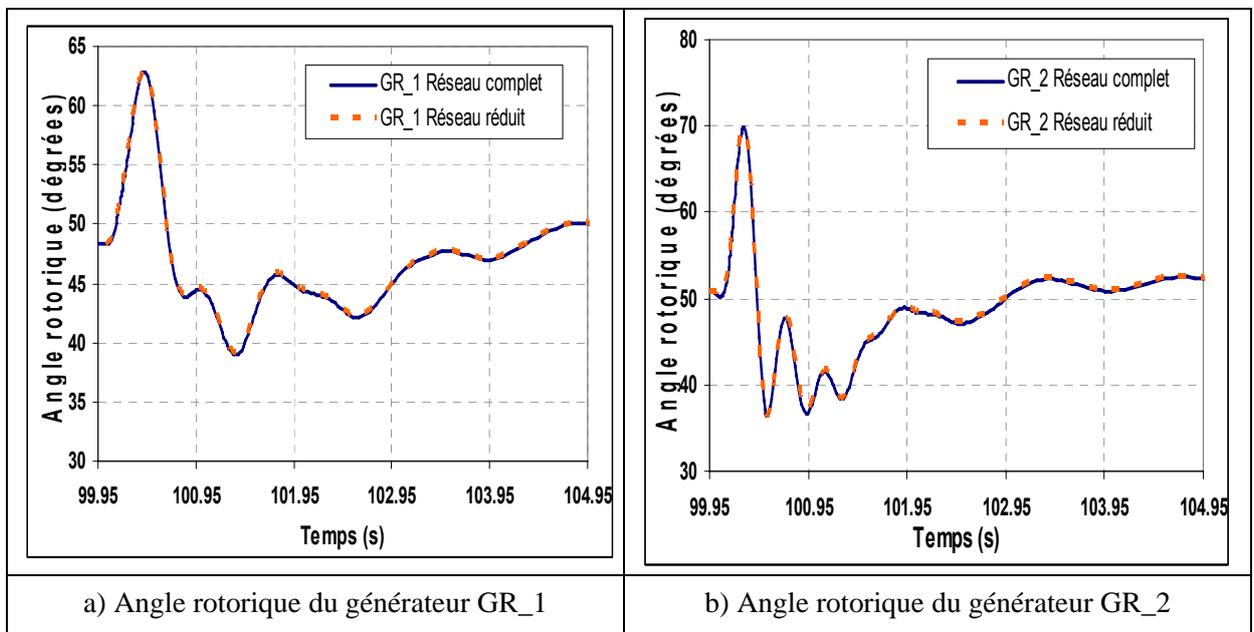


Figure III-29 : Comparaison de puissance active injectée des GEDs et leur équivalent



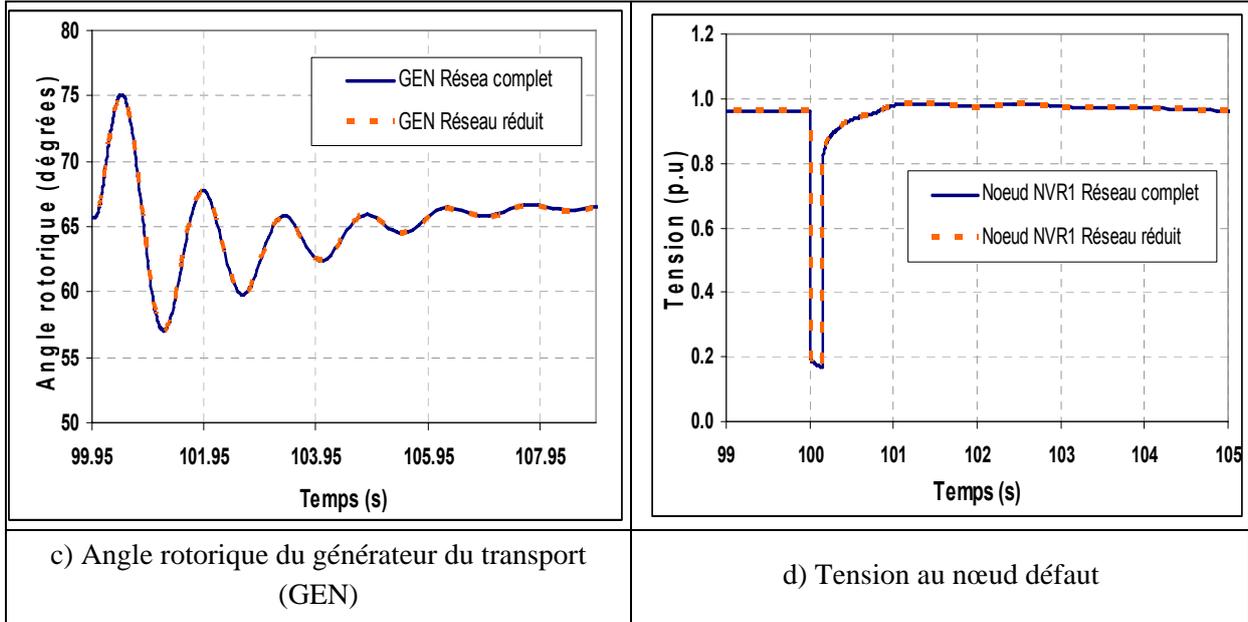


Figure III-30 : Comparaison des comportements entre ceux du réseau complet et ceux du réseau réduit

III.4 Conclusions

Dans le cadre de cette étude, les outils de calcul d'équivalent statique et dynamique pour les différentes méthodes ont été développés. La validation par la simulation de ces outils appliquée sur un exemple significatif a donné des résultats satisfaisants. Cela permet de diminuer la taille du réseau à étudier en gardant la structure et la signification physique du réseau à réduire.

La précision de la méthode équivalente dynamique dépend de la caractéristique de la cohérence des GEDs. Toutefois, on peut améliorer cet inconvénient en divisant le réseau de distribution en plusieurs poches dans lesquelles le GEDs sont identiques.

Par ailleurs, ces méthodes d'équivalent sont de type non itératif, elles demandent une quantité de calcul moins importante que les méthodes itératives appliquées dans le domaine fréquentiel.

De plus, tous les calculs peuvent être effectués dans un programme de simulation, il est facile à implanter dans les centres de dispatching local comme des TVPP ou le dispatching centralisé.

Grâce à l'outil développé, il permet d'effectuer les analyses rapides (en temps réel) de la stabilité statique ou dynamique du système. Cette application sera étudiée en détail dans le chapitre 4.

IV CHAPITRE IV : STABILITE DYNAMIQUE DES GEDS DANS LE RESEAU DE DISTRIBUTION

IV.1 Introduction

IV.1.1 Stabilité du système électrique - Définition et Classification

La stabilité a été identifiée comme un problème très important dans l'exploitation des premiers systèmes électriques. Ce problème se manifeste en particulier par la stabilité transitoire des angles rotoriques des alternateurs. Il s'agit de la perte de synchronisme entre les vitesses de rotation des alternateurs lors d'une perturbation.

Par ailleurs, le réseau électrique évolue de temps en temps. Les configurations du réseau sont de plus complexes du fait de la généralisation du principe d'interconnexion, des différents types de centrales, de charges, de dispositifs de protection et de régulation, ces derniers étant maintenant électroniques ou numériques. De plus, pour un certain nombre de réseaux, des grandes centrales de production se trouvent loin des centres de consommation, et y sont connectées par l'intermédiaire des lignes très haute tension. L'augmentation de la charge transitée sur les circuits existants, due à un accroissement des transits de puissance pour un nombre de lignes demeurant constant, peut pousser le système de plus en plus proche des limites de la sécurité. Il apparaît donc les autres types de l'instabilité comme l'instabilité de tension, l'instabilité de fréquence.

Afin de mieux comprendre les mécanismes d'apparition et puis d'avoir des actions préventives et curatives convenables pour différents types de l'instabilité dans le nouveau contexte, les nouvelles définitions et classifications ont été faites [IEEE/CIGRE-2004].

"La stabilité des systèmes électriques est définie par leur capacité, pour une condition initiale de fonctionnement, de rester dans un état d'équilibre après l'apparition d'une perturbation avec leur variables étant dans la limite de sorte que l'intégrité du système soit conservée".

La stabilité du système électrique se manifeste en différents aspects:

✚ **La stabilité angulaire** des machines synchrones connectées à un réseau concerne leur aptitude à conserver une marche au synchronisme avec le réseau dans les conditions normales de fonctionnement ou à la suite d'une perturbation. Elle est conditionnée par

l'équilibre des couples électromagnétiques et mécaniques sur les masses en rotation des groupes.

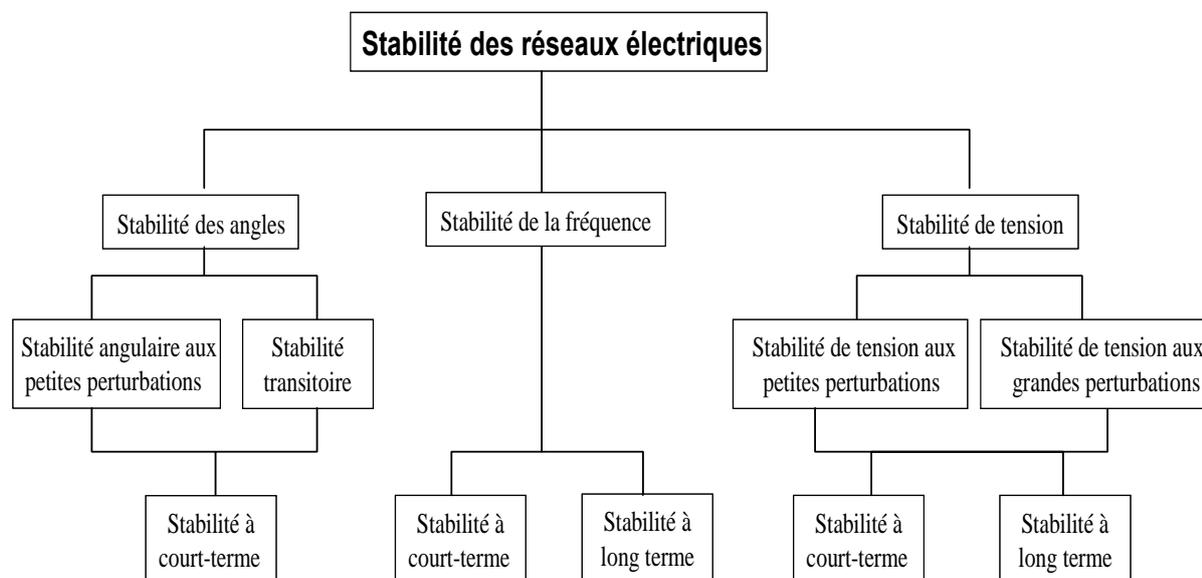


Figure IV-1 : Classification de la stabilité des réseaux électriques [IEEE/CIGRE-2004]

Toutes les ruptures de cet équilibre se traduisent par des oscillations des rotors autour de leur position d'équilibre qui correspondent au régime synchrone. La perte de synchronisme se produit probablement entre une machine et le reste du système, ou entre les groupes de machines, avec le synchronisme maintenu chez chaque groupe après séparation l'un de l'autre. Ces oscillations peuvent entraîner la perte de synchronisme avec le réseau et le découplage de certaines machines [KUNDUR-2000].

En ce qui concerne le degré de sévérité de la perturbation, la stabilité angulaire peut être distinguée:

- **La stabilité angulaire aux petites perturbations** représente la capacité du système électrique de retrouver un régime de fonctionnement synchrone identique ou proche du régime initiale suite aux fluctuations normales de faibles amplitudes des grandeurs électriques et mécaniques, dues aux variations de charges ou de productions et aux manœuvres. Une petite perturbation est celle avec laquelle le système des équations non linéaires, qui décrivent la dynamique du système, peuvent être linéarisées autour du point initial de fonctionnement.

- **La stabilité transitoire** (aux grandes perturbations) examine le comportement suite à des perturbations de grandes amplitudes comme les courts-circuits qui impose la modélisation des phénomènes dynamiques par un système d'équations non linéaires.

- ✚ **La stabilité de tension** concerne l'aptitude du système électrique à maintenir des niveaux acceptables de la tension sur l'ensemble du réseau, tant en régime normal qu'à la suite de perturbations de faibles ou de grandes amplitudes et à éviter l'effondrement de tension. Ce type de stabilité est déterminé par le bilan des puissances réactives aux nœuds du réseau électrique.

- ✚ **La stabilité de la fréquence** concerne l'aptitude du système électrique à maintenir la fréquence dans des limites assignées, à la rupture de l'équilibre de

production/consommation. L'instabilité de la fréquence due au mouvement de fréquence peut aboutir au déclenchement des groupes de génération ou de charges.

La classification du problème de stabilité se base également sur les dispositifs de réglage, les processus, l'échelle de temps à prendre en compte, les méthodes de calcul de prédiction de la stabilité concernées. La classification détaillée est décrite dans la Figure IV-1

Dans le cadre de notre travail, nous ne nous intéressons qu'au problème de la stabilité angulaire. La stabilité de la tension et de la fréquence n'est pas l'objet de notre étude.

IV.1.2 Stabilité transitoire des GEDs dans le réseau de distribution

Jusqu'à maintenant, lorsqu'on parle de la stabilité transitoire, on pense immédiatement au grand réseau de transport. Ce dernier comprend de grandes centrales qui sont appelées "production centralisée". Chaque centrale de production représente une puissance considérable par rapport à la puissance totale du réseau. Dans ces centrales, les générateurs sont des machines synchrones. Lors de l'apparition d'une perturbation sur le réseau, quelques machines perdent le synchronisme par rapport aux autres machines. L'angle relatif entre les rotors de deux machines synchrones quelconques est modifié de manière significative par la perte de l'équilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique de chaque machine synchrone. Suite à un tel phénomène, si la perturbation n'est pas éliminée à temps, les contraintes de toutes natures (mécaniques, thermiques...) ne permettent pas aux machines de poursuivre leur fonctionnement normal. La perte d'une grande partie de production provoquera donc une situation très dangereuse pour le système électrique. C'est pour cette raison, la stabilité transitoire est étudiée en premier lieu parmi les problèmes liés au réseau de transport.

Cependant, cela ne sera plus le cas avec la pénétration de plus en plus importante des générateurs synchrones aux réseaux de répartition et de distribution électriques ces prochaines années. Il est nécessaire d'élargir les études de la stabilité transitoire au réseau de distribution surtout lors d'un fonctionnement du réseau en îlotage.

En effet, les GEDs, en raison de leur petite taille, sont souvent connectées au réseau de distribution. D'après les prévisions européennes, les productions décentralisées fourniront 22% de la puissance en 2020. Grâce à leurs propres avantages, surtout pour les cogénérations, les générateurs synchrones de petite taille (<12MW) joueront un rôle majeur dans un future proche.

D'autre part ce type de machine est très sensible lors d'une perturbation du réseau du fait de leur faible inertie et que les temps relativement longs d'élimination des défauts (500ms sans systèmes de réenclechement automatique) en distribution ne s'adaptent pas au maintien de la stabilité angulaire des groupes. Le scénario critique réel dans le chapitre 1 montre que la perte de la stabilité transitoire des générateurs synchrones dans le réseau de distribution à fort taux de pénétration des GED aboutit éventuellement à un effondrement en cascade de grande partie de consommateurs. C'est peut-être l'origine d'un black-out.

Par ailleurs, avec un fort taux de pénétration des productions décentralisées dans le réseau de distribution, en dehors de la production d'énergie locale, elle peut, dans l'avenir, contribuer au service système. Par conséquent, la déconnexion des GED lors d'un défaut

par les protections de découplage est indésirable pour le gestionnaire du réseau qui veut maintenir le plus possible des sources sur le réseau.

Il faut également veiller à ce que la perte de la stabilité transitoire des groupes des GEDs synchrones ne conduise pas à l'effondrement complet du système. La stabilité angulaire est liée seulement à une machine ou un groupe des machines du système. Pour cette raison, il est nécessaire d'élargir quelques notions concernant la stabilité transitoire pour les petits générateurs synchrones installés au réseau de distribution:

- Premièrement, après une grande perturbation, si le système se trouve encore en état stable, le nouveau point de fonctionnement peut être identique ou différent de celui qui existait avant l'apparition de la perturbation. Cela dépend du type de perturbation, de la configuration du système ou des types de machines et de leurs systèmes de régulation.

- Deuxièmement, après une grande perturbation, la perte de la stabilité du système n'aboutit pas à un effondrement total du système. Ce phénomène peut provenir du changement de la configuration du réseau par les dispositifs de protection comme la déconnexion des lignes, des charges ou des générateurs pendant le régime transitoire. De plus, bien que le système reste stable avec un nouveau point de fonctionnement après le changement de la configuration, le système original est considéré comme instable.

D'autre part, les générateurs dans le réseau de distribution peuvent être non seulement des générateurs synchrones, mais encore des générateurs asynchrones ou des systèmes électroniques de puissance. Donc, la perte de stabilité transitoire n'est plus seulement la perte de synchronisme. C'est pourquoi, l'analyse de la stabilité transitoire dans le réseau de distribution consiste effectivement à l'étude de la stabilité des producteurs décentralisés.

IV.2 Stabilité angulaire aux petites perturbations

IV.2.1 Principe de la méthode

Le comportement dynamique d'un système électrique peut être modélisé par un système d'équation différentielle non linéaires et algébrique sous forme matricielle:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x, u) \\ y &= g(x, u) \end{aligned} \tag{4.1}$$

où: $x = [x_1 \quad x_2 \quad \dots \quad x_n]$: vecteur des variables d'état

$u = [u_1 \quad u_2 \quad \dots \quad u_r]$: vecteur des variables d'entrée influant sur le système

$y = [y_1 \quad y_2 \quad \dots \quad y_m]$: vecteur des variables de sortie qu'on peut observer du système

On désigne que le point (x_o, u_o) correspond au point d'équilibre autour duquel on veut linéariser le système pour étudier la stabilité. C'est-à-dire: $\dot{x}_o = f(x_o, u_o) = 0$

Lorsqu'une petite perturbation est appliquée au système: $x = x_o + \Delta x$; $u = u_o + \Delta u$

Si le signal de perturbation est suffisamment petit, on peut linéariser l'équation en négligeant les composantes d'ordre supérieur dans la série de Taylor, et obtient la présentation du système linéarisé sous forme matricielle:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{x} &= A\Delta x + B\Delta u \\ \Delta y &= C\Delta x + D\Delta u\end{aligned}\quad (4.2)$$

où:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \dots & & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \dots & & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \dots & & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \dots & & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

La transformation de Laplace du système dynamique donne:

$$\Delta y(s) = C \frac{adj(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B\Delta u(s)] + D\Delta u(s) \quad (4.3)$$

Les valeurs satisfaisant l'équation $\det(sI - A) = 0$ correspondent aux pôles du système. Ces valeurs sont les valeurs propres de la matrice d'état A. Cette équation est appelée équation caractéristique du système.

Caractéristiques des valeurs propres

La forme générale d'une valeur propre est sous forme:

$$\lambda_i = \sigma_i + j\omega_i \quad (4.4)$$

- la fréquence d'oscillation: $f_i = \frac{\omega_i}{2\pi}$
- le taux d'amortissement:

$$\zeta_i = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}} \quad (4.5)$$

Pour chaque valeur propre λ_i de la matrice A, il existe un vecteur Φ_i appelé le vecteur propre de droite associé à la valeur propre λ_i . Il doit satisfaire:

$$A\Phi_i = \lambda_i\Phi_i \quad i = 1, \dots, n$$

Il existe également le vecteur Ψ_i appelé vecteur propre de gauche associé à la valeur propre λ_i . Il satisfait l'équation suivante:

$$\Psi_i A = \lambda_i \Psi_i \quad i = 1, \dots, n$$

Les vecteurs propres de gauche et de droite correspondant aux différentes valeurs propres sont orthogonaux par conséquent:

$$\Psi_j \Phi_i = 0 \quad \text{si } i \neq j \quad \text{et } \Psi_i \Phi_i = 1 \quad \text{si ces vecteurs sont normalisés.}$$

L'ensemble des vecteurs propres de droite et de gauche forme les matrices modales:

$$\Phi = [\Phi_1 \quad \Phi_2 \quad \dots \quad \Phi_n] \quad \text{et} \quad \Psi = [\Psi_1 \quad \Psi_2 \quad \dots \quad \Psi_n] \quad (4.6)$$

Afin de connaître la participation de chaque variable d'état du système sur les différents modes d'oscillation, les facteurs de participation sont déterminés à partir des matrices modales:

$$P = [P_1 \quad \dots \quad P_n] \quad \text{avec} \quad P_i = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} & \Psi_{i1} \\ \dots \\ \Phi_{ni} & \Psi_{in} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$$P = \begin{matrix} \left. \begin{matrix} \text{j}^{\text{ième}} \text{ colone de mode d'oscillation} \\ \left[\begin{matrix} P_{11} & P_{12} & \dots & P_{1n} \\ P_{21} & P_{22} & \dots & P_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ P_{n1} & P_{n2} & \dots & P_{nn} \end{matrix} \right] \end{matrix} \right\} \begin{matrix} \text{i}^{\text{ième}} \\ \text{ligne} \\ \text{de} \\ \text{variable} \\ \text{d'état} \end{matrix} \end{matrix}$$

P_{ij} représente le degré de participation relative de la $i^{\text{ième}}$ variable d'état au $j^{\text{ième}}$ mode d'oscillation et réciproquement. Ils permettent d'identifier les variables d'état les plus impliquées dans chaque mode.

Critère de stabilité à petite perturbation:

Les valeurs propres correspondent les pôles d'un système dynamique. Ces valeurs déterminent les caractéristiques de comportement du système.

Le critère de stabilité de Lyapunov pour un système dynamique en petites perturbation dit: **"le système est stable en petites perturbations si et seulement si toutes les valeurs propres de la matrice d'état A sont situées dans la partie gauche du plan complexe, autrement dit leur partie réelle est négative".**

Dépendant de la valeur imaginaire des valeurs propres, le système sera en mode d'oscillation amortie si cette dernière diffère de 0, dans le cas contraire le système n'a pas d'oscillation.

IV.2.2 Application au réseau de distribution

Les études de la stabilité aux petites perturbations des GEDs synchrones ont été précisément effectuées dans le travail de J F Canard [CANARD-2000]. Cette étude avait montré que la stabilité d'une GED synchrone, et par conséquent celle du réseau auquel elle est connectée, dépend de plusieurs paramètres concernant la GED.

Premièrement, l'oscillation de la puissance sortie de la GED dépendait du modèle de régulation utilisé. Les pôles complexes proviennent des variables différentielles des régulations. Ils ajoutent des amortissements plus ou moins important à la réponse du système.

Deuxièmement, l'effet des caractéristiques électromécaniques des GEDs joue un rôle important dans l'amortissement des oscillations provoquées par une perturbation. Pour une même perturbation, l'oscillation est moins importante avec les GEDs dont l'inertie est plus importante.

Troisièmement, l'oscillation est augmentée si la GED est connectée à des nœuds éloignés du poste source. Cela provient du fait que l'angle interne (concernant pôle électromécanique) de la GED augmente lorsque la tension diminue.

Le dernier paramètre qui influence sur la stabilité à petite perturbation concerne le nombre de GED installées dans le réseau de distribution. La connexion des GEDs au même nœud entraîne le déplacement des pôles électromécaniques vers l'axe imaginaire (limite de la stabilité). Le système devient instable. Si les GEDs sont connectées loin les unes des autres (sur les différents nœuds), cette influence est moins importante car il n'y a pas d'interaction entre elles.

Dans la partie suivante, nous étudierons la stabilité du réseau à une petite perturbation avec les différents types de modèle des GEDs ainsi que leurs systèmes de régulation associés qui ont été présentés dans le chapitre 2 afin de vérifier et mesurer leur degré d'influence sur leur stabilité.

IV.2.2.1 Influence des systèmes de régulation de tension de la GED synchrone

On a mentionné dans le chapitre 2 l'existence de deux types de régulateur de tension applicables aux GEDs de type de machine synchrone dans le réseau de distribution: le régulateur automatique de tension (AVR : Automatic Voltage Regulator) et le régulateur de facteur de puissance (Var/PF : Var/Power Factor). La sélection dépend de la puissance des GEDs ou de l'état de la tension au point de raccordement du générateur.

Dans cette partie, on va étudier l'influence de tous les deux types de régulateurs sur la stabilité aux petites perturbations des GEDs.

Le modèle détaillé des machines synchrones (ordre 6) sera utilisé. En tenant compte les caractéristiques électromécaniques des petites machines synchrones, quatre générateurs synchrones de 100, 250, 1200, 5000kVA seront respectivement connectés aux nœud 21, 54, 37, 60 du réseau RMDE [TRAN-2005A].

L'analyse modale a été utilisée pour déterminer les valeurs propres et par conséquent les modes d'oscillation apparues dans le système lors d'une petite perturbation.

Les valeurs propres du système correspondantes aux deux types de régulateur de tension sont présentées dans le Tableau IV-1 et le Tableau IV-2. Dans tous les deux tableaux, les quatre premiers modes d'oscillation sont les modes électromécaniques de 4 générateurs. On constate que les générateurs 100 et 250kVA avec leur faible valeur de l'inertie produisent des oscillations locales dont la fréquence atteinte à peu près de 17 Hz, tandis que la fréquence d'oscillation de grands générateurs connectés au réseau de transport reste de 1-2 Hz [KUNDUR-1994]. Cette valeur des générateurs 1200 et 5000kVA est moins importante (5,6 et 3,6Hz).

D'autre part, puisque les GEDs sont connectées aux nœuds différents éloignés les uns des autres, il n'y a pas donc d'interaction entre eux. Le mode 7 dans le Tableau IV-1 et le mode 5 Tableau IV-2 représentent les modes du système de régulation de vitesse.

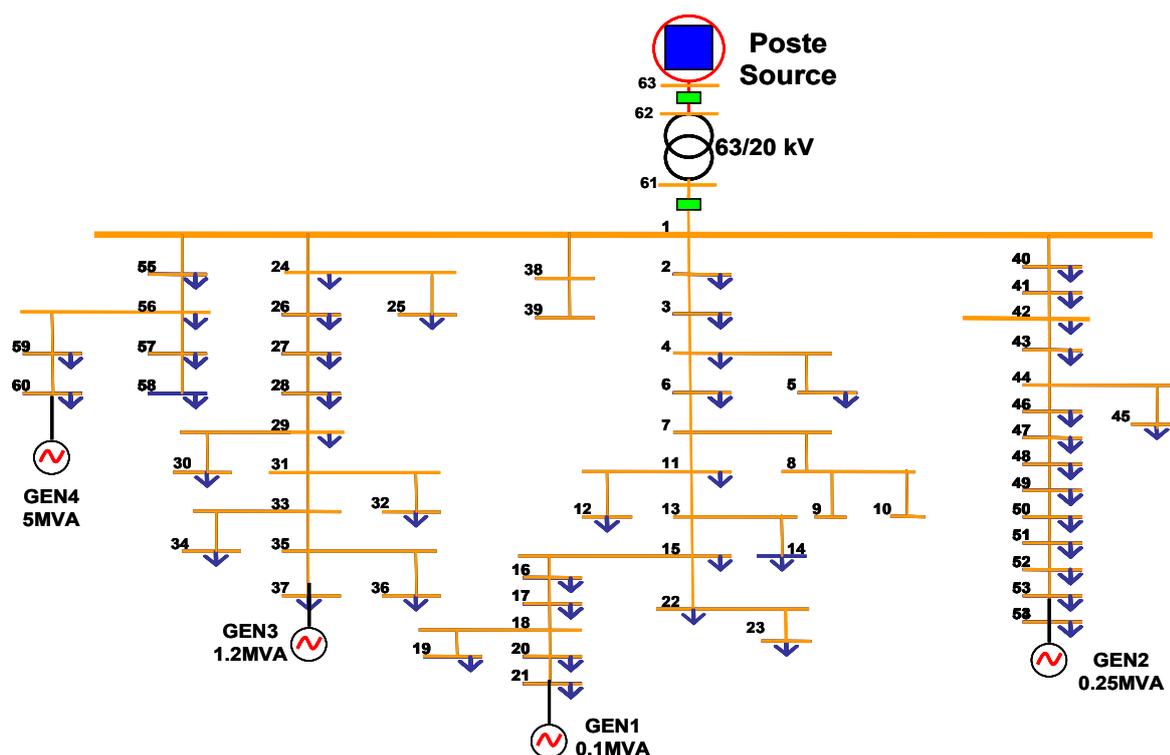


Figure IV-2 : Réseau RMDE

Mode	Partie réelle	Partie imaginaire	Fréquence d'oscillation (Hz)	Taux d'amortissement
1	-17,080	108,535	17,2738	0,1555
2	-17,839	105,834	16,844	0,1662
3	-6,756	35,431	5,639	0,1873
4	-2,437	22,296	3,5485	0,1086
5	-8,439	20,408	3,248	0,3821
6	-7,987	18,409	2,9299	0,3980
7	-36,365	4,592	0,7308	0,9921
8	-7,426	11,794	1,877	0,5328
9	-9,336	8,459	1,3464	0,7411
10	-1,247	0,379	0,0603	0,9568
11	-0,976	0,332	0,0528	0,9468
12	-0,879	0,348	0,0554	0,9299
13	-0,823	0,231	0,0368	0,9626

Tableau IV-1 : Valeurs propres avec régulateurs VAR/PF

Le reste concerne le système de régulation de tension. Les résultats obtenus montrent que ces modes d'oscillation ont le taux d'amortissement très élevé. On peut conclure qu'il n'y a pas de différence entre les deux type de régulation au niveau d'influence sur la stabilité à petite perturbation.

Mode	Partie réelle	Partie imaginaire	Fréquence d'oscillation (Hz)	Taux d'amortissement
1	-16,4535	108,3089	17,2379	0,1502
2	-16,9723	105,5948	16,8059	0,1587
3	-5,9170	35,4529	5,6425	0,1646
4	-2,3115	22,6688	3,6079	0,1014
5	-35,8009	4,8948	0,7790	0,9908
6	-13,3812	0,7346	0,1169	0,9985
7	-4,5026	1,1925	0,1898	0,9667
8	-2,5743	0,8046	0,1281	0,9545
9	-0,3348	0,1614	0,0257	0,9007
10	-0,3816	0,0455	0,0072	0,9930
11	-0,0604	0,0042	0,0007	0,9976

Tableau IV-2 : Valeurs propres avec régulateurs AVR

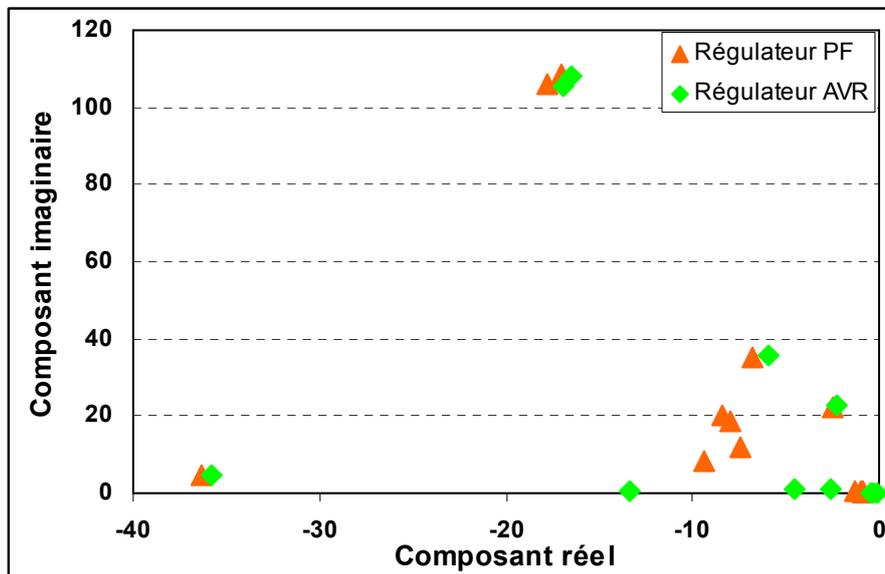


Figure IV-3 : Répartition des valeurs propres avec deux types de régulation

La Figure IV-3 donne l'image de la répartition des valeurs propres sur le plan réel-imaginaire. Toutes les valeurs propres se situent à gauche de l'axe imaginaire.

IV.2.2.2 Influence des différents modèles de GEDs

Dans cette partie, l'influence de différents modèles de GEDs présentés dans le chapitre 2 sur la stabilité à petite perturbation sera étudiée. L'analyse modale est appliquée pour bien mettre en évidence les oscillations et leurs amortissements apparus dans le réseau.

Le réseau de distribution comprend une GED synchrone de 1200kVA et une autre GED de type différent (MAS, DFIG et IEP) avec leur régulation:

- La connexion d'une GEDs de type machine asynchrone au réseau fait apparaître deux modes d'oscillation supplémentaires (Tableau IV-3). Le mode 1 concerne les flux magnétiques de l'enroulement 2 du rotor dont le taux d'amortissement est très élevé. Le mode 3 est l'oscillation électromécanique de la machine asynchrone. Sa fréquence

d'oscillation et son taux d'amortissement sont à peu près de même ordre que le mode d'oscillation électromécanique de la machine synchrone (mode 4) Le mode 10 concerne le système d'excitation de la machine synchrone.

Mode	Partie réelle	Partie imaginaire	Fréquence d'oscillation (Hz)	Taux d'amortissement
1	-421.8881	12.5181	1.9923	0.9996
3	-6.5214	32.9287	5.2408	0.1943
4	-5.7045	29.8968	4.7582	0.1874
10	-0.7882	0.6489	0.1033	0.7720

Tableau IV-3 : Valeurs propres avec machine asynchrone

- La connexion d'une éolienne de type machine asynchrone à double alimentation (DFIG Double Fed Induction Generator) au réseau fait apparaître plusieurs modes d'oscillation supplémentaires. Les quatre premiers modes dans le Tableau IV-4 concernent les variables d'état de leurs systèmes de régulation. Le mode 12 est le mode électromécanique du générateur DFIG. On trouve que son taux d'amortissement devient maintenant très élevé.

Mode	Partie réelle	Partie imaginaire	Fréquence d'oscillation (Hz)	Taux d'amortissement
2	-1232.4666	253.4376	40.3358	0.9795
3	-1014.1916	337.1317	53.6562	0.9489
4	-714.4649	267.8539	42.6303	0.9364
5	-1041.8284	30.5260	4.8584	0.9996
9	-6.1063	30.7276	4.8904	0.1949
12	-15.7551	1.0848	0.1727	0.9976
17	-0.7837	0.6421	0.1022	0.7735

Tableau IV-4 : Valeurs propres avec DFIG

- Le Tableau IV-5 présente des modes d'oscillation du système lors d'une présence d'une GED de type interface électronique de puissance au réseau. Leur fréquence d'oscillation est très élevée.

Mode	Partie réelle	Partie imaginaire	Fréquence d'oscillation (Hz)	Taux d'amortissement
1	-502.8302	499.9985	79.5772	0.7091
3	-500.0000	500.0000	79.5775	0.7071
4	-6.0593	30.7216	4.8895	0.1935
10	-0.7827	0.6413	0.1021	0.7735

Tableau IV-5 : Valeurs propres avec le système d'interface électronique de puissance

On peut conclure que l'introduction des GEDs de type de machine asynchrone (MAS) provoque un mode d'oscillation dominant du système. Les modes supplémentaires concernant le DFIG et IEP sont des "modes de contrôle". Ils sont très bien amortis.

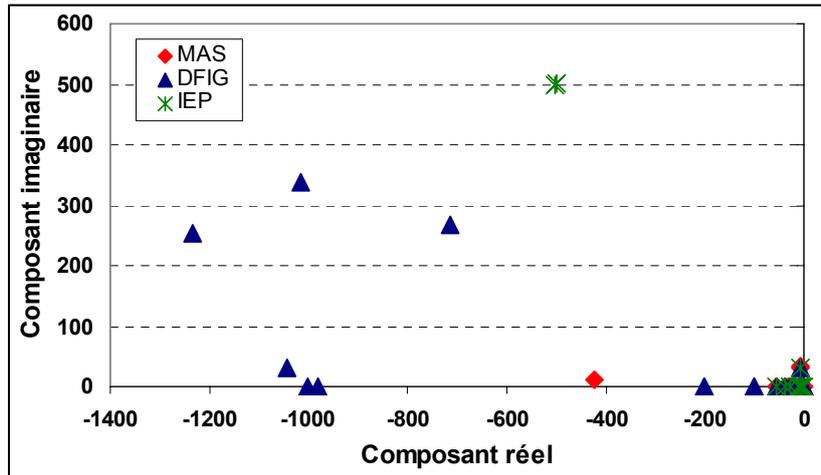


Figure IV-4 : Répartition des valeurs propres avec trois types des GEDs

IV.3 Stabilité transitoire

IV.3.1 Synthèse des méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

L'évaluation de la stabilité transitoire a été commencée dès qu'il existait les réseaux de transport électrique qui relient les grandes centrales de production afin d'assurer un bon fonctionnement et d'estimer la fragilité du réseau en cas de perturbation. L'avènement des ordinateurs digitaux dans les «années soixante» a permis l'essor des méthodes de simulation temporelles et leur utilisation intensive. Les calculs numériques pour résoudre les équations intégrés-différentielles sont effectués grâce à des ordinateurs de forte puissance. Malgré le développement extraordinaire dans le secteur de calcul numérique et informatique ces dernières années, le temps d'évaluation pour la méthode de simulation temporelle reste encore très important du fait du très grand nombre de calculs réalisés pendant et après du défaut concernant un grand nombre des composants du réseau.

Par ailleurs, l'augmentation de plus en plus importante des charges et la déréglementation des marchés électriques ces dernières années rendent le fonctionnement du réseau proche des limites de la stabilité transitoire. D'autre part, il est impossible de prévoir les limites critiques plusieurs jours à l'avance, d'où la nécessité de travailler dans des conditions plus proches du temps réel. C'est pourquoi les méthodes d'évaluation des limites de stabilité transitoire doivent être rapides et, si possible, utilisable en temps réel comme l'ensemble des programmes de dispatching.

Ce sont des raisons mentionnées ci-dessus qui ont motivé le développement de méthodes non conventionnelles dont la rapidité est bien améliorée, dans certains cas, applicables en temps réel. On distingue trois grandes catégories de ces méthodes:

- les méthodes directes basées sur le critère de stabilité de Lyapunov et sur la construction de Fonction d'Energie Transitoire du même nom (FET)
- les méthodes de l'apprentissage automatique basées sur la construction de la base des données préanalysées

- la méthode hybride SIME (Single Machine Equivalent) basée sur la combinaison entre la méthode de simulation temporelle pas à pas appliquée au système multimachines à l'étude et le critère d'égalité des aires pour une machine équivalente.

Dans le cadre de notre étude, en raison du compromis nécessaire entre la rapidité, la précision et les indices de la stabilité récupérés de ces méthodes, nous n'étudierons que la méthode de fonction d'énergie transitoire et la méthode SIME. Les méthodes de l'apprentissage automatique qui exigent des préanalyses très lourdes sur un réseau déterminé sont hors du cadre de notre étude.

Cependant la méthode de simulation temporelle avec l'algorithme de calcul de l'indice de stabilité TEC sera présentée en premier. Grâce à sa bonne précision, elle est considérée comme la méthode de référence.

IV.3.2 Méthode de simulation temporelle

Cette méthode se base sur la résolution pas à pas de l'ensemble des équations intégrées-différentielles non linéaire qui gouvernent le phénomène de stabilité transitoire.

Normalement, soit on cherche à savoir si le système perd le synchronisme pour un temps d'élimination du défaut donné, soit on considère un des deux indices de limite de stabilité suivants: le Temps d'Elimination Critique (TCE) du défaut pour une puissance donnée, ou la marge de puissance pour un temps d'élimination donné [CRAPPE-2003].

Cette méthode est toujours considérée comme la méthode de référence en comparaison avec les autres au niveau de la précision et de la fiabilité. Du fait qu'elle peut donner presque toutes les informations importantes sur la dynamique du système avec n'importe quelle modélisation des composants et s'adapter à n'importe quel scénario de stabilité.

L'inconvénient de cette méthode consiste dans l'application à l'évaluation de la stabilité en temps réel. En effet, il est nécessaire d'effectuer plusieurs simulations du réseau pendant et après du défaut afin d'estimer le TEC pour une contingence. Cela rend la méthode très lente qui ne permet pas de l'utiliser en temps réel.

Le temps d'élimination critique qui est la durée maximale d'application d'une perturbation telle que le système ne perde pas la stabilité (synchronisme des machines), est souvent utilisé comme l'indice de la stabilité transitoire en Europe. L'algorithme dichotomique a été inséré dans le logiciel de simulation dynamique Eurostag.

L'algorithme dichotomique pour calculer le TEC:

Pour un réseau avec le scénario de contingence donné, l'intervalle de calcul de TEC est choisi tel que le système doit être stable au début de l'intervalle (T_{min}) et instable à la fin de l'intervalle (T_{max}). Ensuite, Eurostag lance la simulation du réseau avec le temps d'élimination du défaut égal au temps à la moitié de l'intervalle $T_i = (T_{max} - T_{min})/2$. Le critère de la stabilité est vérifié. Si le système est stable, le TEC doit être dans la moitié supérieure de l'intervalle. Si le système est instable, le TEC doit être dans la moitié inférieure de l'intervalle. Le calcul continue de manière consécutive. Après chaque phase de calcul, un nouvel intervalle est déterminé. La recherche s'arrête lorsque l'intervalle de recherche devient inférieur à la précision demandée. Le TEC se situe dans le dernier intervalle et on prend souvent la valeur minimale de l'intervalle comme la valeur finale de TEC.

Dans le cadre de cette thèse, nous avons développé un programme IETC pour le calcul automatique de TEC. Le programme est codé sous Matlab en utilisant la simulation de Eurostag via le mode batch. Le principe du programme est présenté dans la Figure IV-5.

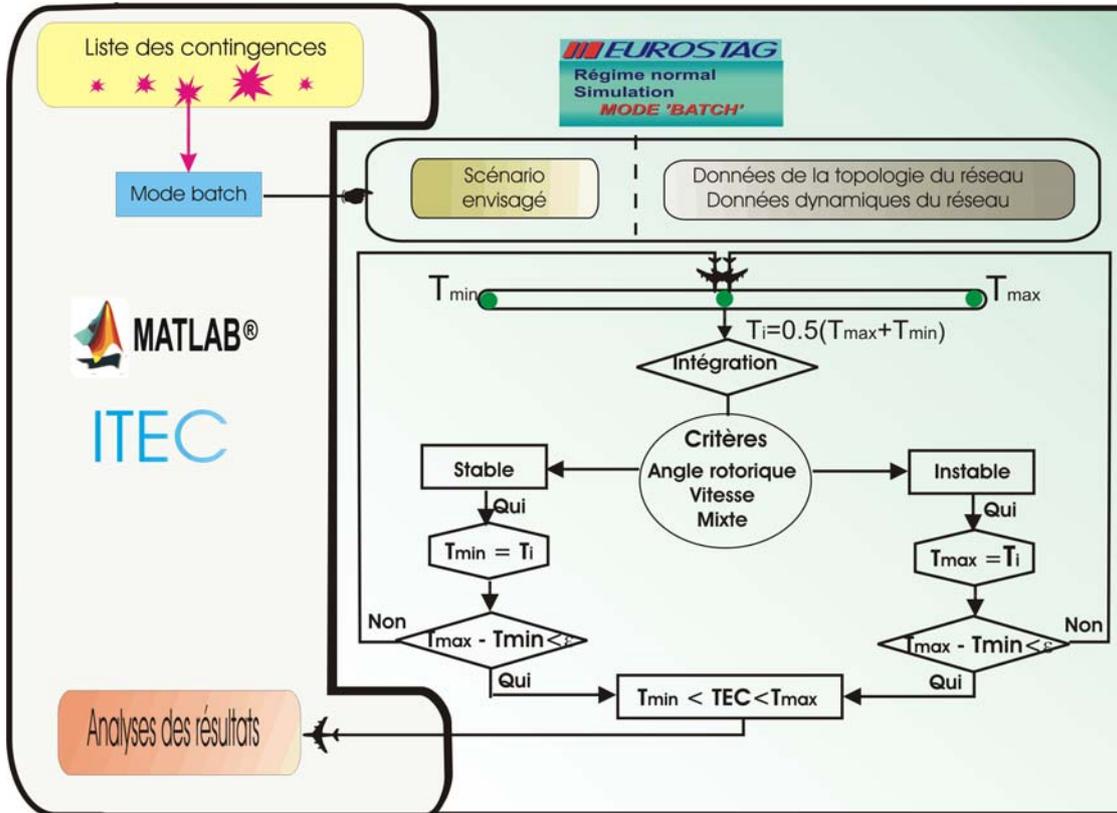


Figure IV-5 : Le filtrage des contingences avec l'algorithme Dichotomique

IV.3.3 Méthode directe – Fonction d'énergie transitoire

IV.3.3.1 Principe de la méthode de Fonction d'Energie Transitoire

✚ Système d'une machine à un nœud infini

La première méthode directe appliquée à l'évaluation de la stabilité transitoire est la méthode d'égalité des aires. Cette méthode présente la signification physique essentielle du problème de stabilité transitoire.

La méthode d'égalité des aires n'est appliquée que dans le cas où une machine est connectée à un nœud infini. D'après le critère d'égalité des aires, la stabilité est assurée si l'aire d'accélération A_1 est inférieure à celle de décélération A_2 (Fig. IV-5). Dans cette condition, sans amortissement, l'angle rotorique du générateur oscille autour du Point d'Equilibre Stable (PES) avant le défaut. Le générateur ne perd pas le synchronisme. Dans le cas contraire, l'angle rotorique s'évolue sans cesse, la machine perd la stabilité. TEC est déterminé en faisant égalité entre deux aires: $A_1=A_2$.

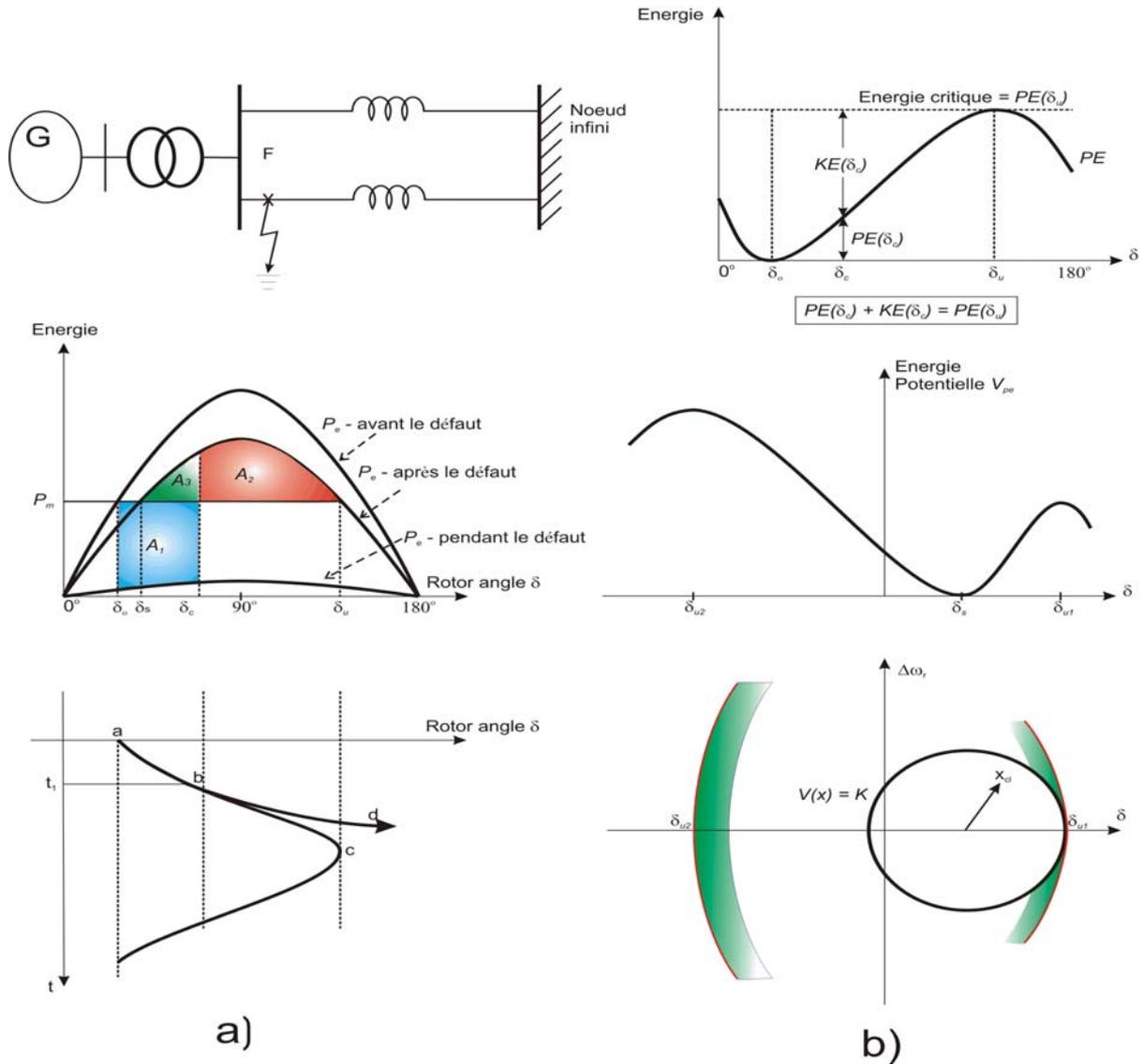


Figure IV-6 : Illustration de l'équivalent entre la méthode FET et la méthode EAC (Kundur-94)

Le phénomène est également expliqué du point de vue des fonctions d'énergies apparues pendant le régime transitoire. En régime permanent, le réseau se trouve au PES. Lorsqu'un défaut apparaît, l'équilibre est rompu et les machines synchrones se mettent à accélérer ou décélérer avec la variation de l'énergie potentielle et l'énergie cinétique. La somme de l'énergie cinétique accumulée pendant le défaut avec l'énergie potentielle au point d'élimination du défaut (au point δ_c) est l'énergie transitoire totale du générateur. Si cette dernière est plus faible que l'énergie transitoire critique au point δ_u (Point d'Equilibre Instable PEI), le générateur reste stable.

La relation analytique entre des fonctions d'énergie transitoires et des aires est montrée dans la Figure IV-6.

L'énergie cinétique accumulée pendant le défaut s'écrit sous forme:

$$V_{ci} = \frac{1}{2} M \omega^2 = \text{aire } A_1 \quad (4.8)$$

Où M est le moment d'inertie et ω est la vitesse rotorique du générateur.

L'énergie potentielle accumulée pendant le défaut prend l'expression suivante:

$$V_{PO} = -P_m(\delta_c - \delta_s) + P_{\max}(\cos \delta_c - \cos \delta_s) = \text{aire } A_3 \quad (4.9)$$

Où P_m est la puissance mécanique et δ est l'angle rotorique.

Il en déduit l'énergie transitoire totale:

$$V_I(\omega, \delta) = \text{aire } A_1 + \text{aire } A_3 \quad (4.10)$$

La valeur de l'énergie critique est égale à la valeur de l'énergie potentielle au point d'équilibre instable:

$$V_{CR} = -P_m(\delta_u - \delta_s) + P_{\max}(\cos \delta_u - \cos \delta_s) = \text{aire } A_3 + \text{aire } A_2 \quad (4.11)$$

Alors, la condition de la stabilité avec la fonction Lyapunov $V_I < V_{CR}$ correspond à la relation suivante:

$$\text{aire } A_1 + \text{aire } A_3 \leq \text{aire } A_2 + \text{aire } A_3 \Leftrightarrow \text{aire } A_1 \leq \text{aire } A_2 \quad (4.12)$$

On peut retrouver le critère d'égalité des aires.

Pour chaque perturbation, il existe un PES post-défaut. *Le domaine de stabilité* est défini comme la zone d'attraction de ce point [MAGINIER-1998]. La trajectoire post-défaut du système issue de l'intérieur de ce domaine converge vers le PES post-défaut et le système est dit stable. Au contraire, si la trajectoire issue de l'extérieur de ce domaine ne converge pas au point d'équilibre stable et le système est dit instable.

On peut voir dans la figure IV.6b si l'angle rotorique du générateur oscille dans l'intervalle $[\delta_{u1}, \delta_{u2}]$, le système reste stable. Si le mouvement de l'angle rotorique se trouve à l'extérieur de cet intervalle, le système est instable. La surface joignant les PEIs δ_{u1}, δ_{u2} entourant le PES forme *la surface limite d'énergie potentielle PEBS* (Potential Boundary Energy Surface).

L'analyse de la stabilité transitoire avec les méthodes FET consiste à:

- construire la fonction d'énergie transitoire totale du système au moment d'élimination du défaut V_e
- estimer l'énergie critique V_{cr} qui est l'énergie sur la frontière du domaine de la stabilité
- calculer la marge de la stabilité $\eta = V_e - V_{cr}$ ou le TEC correspondant le temps d'élimination du défaut où l'énergie totale du système est égale à l'énergie critique ($\eta = 0$).

Système multimachine

Centre d'inertie angulaire

Dans un système multimachine, les angles rotoriques des machines doivent être évalués par rapport à un angle de référence. Le Centre d'Inertie Angulaire (CIA) est souvent utilisé dans l'étude de la stabilité transitoire d'un système multimachine. Il permet d'obtenir des expressions plus symétriques et plus compactes pour les équations différentielles du réseau.

Il est défini par l'équation suivante:

$$\omega_{CI} = \frac{\sum_{i=1}^n M_i \omega_i}{\sum_{i=1}^n M_i}; \quad \delta_{CI} = \frac{\sum_{i=1}^n M_i \delta_i}{\sum_{i=1}^n M_i} \quad (4.13)$$

- où: δ_{CI} angle rotorique en CIA,
 ω_{CI} vitesse rotorique en CIA,
 δ_i angle rotorique du générateur i , ($i=1,2,\dots,n$)
 ω_i vitesse rotorique du générateur i , ($i=1,2,\dots,n$)

Le mouvement du CIA est décrit par l'équation (4.14)

$$M_T \ddot{\delta}_{CI} = M_T \dot{\omega}_{CI} = \sum_{i=1}^n M_i \ddot{\delta}_i = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}) \quad (4.14)$$

Où P_m et P_e sont la puissance mécanique et électrique respectivement et $M_T = \sum_{i=1}^n M_i$;

Dans la référence du centre d'inertie angulaire, les angles rotoriques relatifs et les vitesses relatives des générateurs sont:

$$\tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_{CI}; \quad \tilde{\delta}_i = \delta_i - \delta_{CI} \quad (4.15)$$

On remplace l'équation (4.15) de mouvement des générateurs, on obtient:

$$\begin{cases} M_i \frac{d\tilde{\omega}_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{CI} \\ \dot{\tilde{\delta}}_i = \tilde{\omega}_i \end{cases} \quad (i=1,2,\dots,n) \quad (4.16)$$

Fonction d'énergie transitoire avec le modèle classique des générateurs:

Les hypothèses afin de simplifier ces études consistent en:

- le modèle classique du générateur utilisé dans l'étude de stabilité transitoire est représenté par une force électromotrice (FEM) constante derrière la réactance transitoire correspondante à la réactance transitoire d'axe direct de la modélisation de Park
- la puissance mécanique des générateurs est constante
- les effets des amortisseurs et des dispositifs de réglage et de contrôle ne sont pas pris en compte
- les charges du réseau sont considérées comme des impédances constantes avec lesquelles la matrice d'admittance peut être réduite aux nœuds internes des générateurs (Y_{bus} réduite). Les réactances des générateurs et des charges sont alors incluses dans cette matrice.

Avec ce modèle et ces hypothèses, le vecteur des courants des générateurs est donné par l'équation suivante:

$$[I] = [Y_{bus \text{ réduite}}] [E] \quad (4.17)$$

La puissance électrique fournie par chaque machine dans le réseau est calculée par:

$$\begin{aligned} P_{e_i} &= \text{Réel} \left(E_i I_i^* \right) \\ P_{e_i} &= \text{Réel} \left(\left(\sum_{j=1}^n Y_{ij} E_i E_j \angle (\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \right) \right) \\ P_{e_i} &= E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (C_{ij} \sin \delta_{ij} + D_{ij} \cos \delta_{ij}) \end{aligned} \quad (4.18)$$

Avec: $C_{ij} = E_i E_j Y_{ij} \sin \theta_{ij}$; $D_{ij} = E_i E_j Y_{ij} \cos \theta_{ij}$

Où $Y_{ij} \angle \theta_{ij}$ (ou $G_{ij} + jB_{ij}$) est l'élément ij de la matrice d'admittance réduite ($Y_{bus_reduite}$)

La fonction d'énergie transitoire de chaque générateur est maintenant obtenue par la première intégrale de son équation du mouvement. Elle est écrite dans la référence du centre d'inertie angulaire (4.16) [FOUAD-1992]:

$$V_i(\tilde{\delta}_i, \tilde{\omega}_i) = \int_{\tilde{\delta}_i^s, \tilde{\omega}_i^s}^{\tilde{\delta}_i, \tilde{\omega}_i} \left(M_i \dot{\tilde{\omega}}_i - (P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{Cl}) \right) d(\tilde{\delta}_i, \tilde{\omega}_i) \quad (4.19)$$

$$V_i(\tilde{\delta}_i, \tilde{\omega}_i) = \frac{1}{2} M_i \tilde{\omega}_i^2 - \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} \left(P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{Cl} \right) d(\tilde{\delta}_i, \tilde{\omega}_i) \quad (4.20)$$

Les équations (4.19) et (4.20) donnent la valeur de FET individuelle de chaque générateur dont le premier élément représente l'énergie cinétique individuelle, le deuxième représente l'énergie potentielle individuelle.

L'énergie transitoire totale du réseau est égale à la somme des énergies individuelles:

$$\begin{aligned} V(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) &= \sum_{i=1}^n \int_{\tilde{\delta}_i^s, \tilde{\omega}_i^s}^{\tilde{\delta}_i, \tilde{\omega}_i} \left(M_i \dot{\tilde{\omega}}_i - (P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{Cl}) \right) d(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) \\ V(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) &= \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i^2 + \left(\sum_{i=1}^n (-P_{mi} - E_i^2 G_{ii})(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} C_{ij} \sin \tilde{\delta}_{ij} d\tilde{\delta}_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} D_{ij} \cos \tilde{\delta}_{ij} d\tilde{\delta}_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} \frac{M_i}{M_T} P_{Cl} d\tilde{\delta}_i \right) \end{aligned} \quad (4.21)$$

L'équation ci-dessus peut être simplifiée en tenant compte de:

$$\sum_{i=1}^n \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} \frac{M_i}{M_T} P_{Ci} d\tilde{\delta}_i = P_{Ci} \sum_{i=1}^n \frac{M_i}{M_T} \tilde{\delta}_i = 0$$

$$B_{ij} = B_{ji} \text{ et } G_{ij} = G_{ji} \quad \forall i, j = 1, 2, \dots, n$$

$$\text{et} \quad C_{ij} = E_i E_j B_{ij} \quad ; \quad D_{ij} = E_i E_j G_{ij} \quad ; \quad \delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$$

L'équation (4.21) devient:

$$V(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^n P_i (\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s) + \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \left[C_{ij} (\cos \tilde{\delta}_{ij} - \cos \tilde{\delta}_{ij}^s) - \int_{\tilde{\delta}_i^s + \tilde{\delta}_j^s}^{\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j} D_{ij} \cos \tilde{\delta}_{ij} d(\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j) \right] \quad (4.22)$$

$$\text{Avec } P_i = P_{mi} - E_i^2 G_{ii}$$

La fonction d'énergie transitoire peut se diviser en plusieurs composants dont les interprétations physiques sont les suivantes:

$$\sum_{i=1}^n \frac{1}{2} M_i \tilde{\omega}_i^2 : \text{représente l'énergie cinétique du système}$$

$$\sum_{i=1}^n P_i (\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s) : \text{la première partie de l'énergie potentielle qui représente la variation de l'énergie de position des rotors}$$

$$\sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n (C_{ij} (\cos \tilde{\delta}_{ij} - \cos \tilde{\delta}_{ij}^s)) : \text{la deuxième partie de l'énergie potentielle qui représente la variation de l'énergie magnétique stockée dans les branches du réseau}$$

$$\sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n D_{ij} \int_{\tilde{\delta}_i^s + \tilde{\delta}_j^s}^{\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j} \cos \tilde{\delta}_{ij} d(\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j) : \text{la troisième partie de l'énergie potentielle qui représente la variation de l'énergie de dissipation dans les branches du réseau}$$

On remarque que la dernière partie de l'énergie potentielle est dépendante de la trajectoire post-défaut du système. La formulation analytique de cette dernière peut être obtenue en utilisant l'approximation de la trajectoire linéaire [FOUAD-1992], [KUNDUR-94]:

$$\sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n D_{ij} \frac{\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s + \tilde{\delta}_j - \tilde{\delta}_j^s}{(\tilde{\delta}_i^s - \tilde{\delta}_j^s) - (\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j)} (\sin(\tilde{\delta}_i^s - \tilde{\delta}_j^s) - \sin(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j)) \quad (4.23)$$

Fonction d'énergie transitoire avec le modèle détaillé des générateurs:

Malgré de sa simplification, l'utilisation du modèle classique d'ordre deux sans effets de réglage et de contrôle provoque une perte de précision dans l'évaluation de la stabilité

transitoire. La validité de ce modèle est donc limitée. Afin de rendre l'évaluation de la stabilité plus précise, on doit utiliser le modèle détaillé.

Le modèle détaillé tenant en compte l'influence du système de régulation de tension a été donné dans [FOUAD-1992]. Il s'agit d'une FEM transitoire derrière la réactance transitoire x' (approximation du moyen de x'_d et x'_q). Cependant, cette tension n'est pas constante, elle se compose de deux composant E'_d , E'_q qui varient selon les constantes de temps différentes.

La puissance électrique fournie dans le régime transitoire par chaque générateur est donnée par:

$$P_{ei} = E'_{di} I_{di} + E'_{qi} I_{qi} + (x'_{qi} - x'_{di}) I_{di} I_{qi} \quad (i=1,2,\dots,n) \quad (4.24)$$

où: x'_d, x'_q : réactance transitoire de l'axe direct et en quadrature

I_d, I_q : courant statorique de l'axe direct et en quadrature

$$I_{di} = \sum_{j=1}^n (F_{B-G}(\delta_{ij}) E'_{qj} + F_{G+B}(\delta_{ij}) E'_{dj}) \quad (4.25)$$

$$I_{qi} = \sum_{j=1}^n (F_{G+B}(\delta_{ij}) E'_{qj} - F_{B-G}(\delta_{ij}) E'_{dj}) \quad (4.26)$$

avec $F_{G+B}(\delta_{ij}) = G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}$;

$$F_{B-G}(\delta_{ij}) = B_{ij} \cos \delta_{ij} - G_{ij} \sin \delta_{ij}$$

En remplaçant les courants dans l'équation de la puissance électrique et négligeant le terme $(x'_{qi} - x'_{di}) I_{di} I_{qi}$ on obtient:

$$P_{ei} = \alpha_{ii} G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \left[B_{ij} (\alpha_{ij} \sin \delta_{ij} + \beta_{ij} \cos \delta_{ij}) + G_{ij} (\alpha_{ij} \cos \delta_{ij} - \beta_{ij} \sin \delta_{ij}) \right] \quad (4.27)$$

avec: $\alpha_{ij} = E'_{di} E'_{dj} + E'_{qi} E'_{qj}$; $\beta_{ij} = E'_{di} E'_{qj} - E'_{qi} E'_{dj}$

La fonction d'énergie transitoire pour le modèle détaillé des générateurs est donnée avec l'approximation de la trajectoire linéaire:

$$\begin{aligned} V(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = & \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^n (P_{mi} - \alpha_{ii} G_{ii}) (\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s) \\ & + \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \left[B_{ij} \alpha_{ij} (-\cos \tilde{\delta}_j + \cos \tilde{\delta}_j^s) - B_{ij} \beta_{ij} (\sin \tilde{\delta}_j - \sin \tilde{\delta}_j^s) \right] \\ & + \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \left[G_{ij} \alpha_{ij} \frac{\delta_i + \delta_j - \delta_i^s - \delta_j^s}{\delta_j - \delta_j^s} (\sin \tilde{\delta}_j - \sin \tilde{\delta}_j^s) + G_{ij} \beta_{ij} \frac{\delta_i + \delta_j - \delta_i^s - \delta_j^s}{\delta_j - \delta_j^s} (\cos \tilde{\delta}_j - \cos \tilde{\delta}_j^s) \right] \end{aligned}$$

Pour le modèle détaillé, E'_d , E'_q ne sont pas constantes à cause du système d'excitation. Afin de construire la fonction d'énergie transitoire pour le modèle détaillé, on doit estimer une valeur constante pour la force électromotrice pendant la première oscillation. On suppose que elle prenne la valeur moyenne de la force électromotrice du moment début de défaut et du moment d'élimination de défaut:

$$E'_d = \frac{1}{2}(E'_{d_de} + E'_{d_eli}) \quad E'_q = \frac{1}{2}(E'_{q_de} + E'_{q_eli}) \quad (4.28)$$

Ces valeurs sont supposées d'être constantes pendant la première oscillation du régime transitoire.

IV.3.3.2 Calcul de l'énergie critique

Le calcul de l'énergie transitoire critique est une des difficultés majeures qui rendent les méthodes FET moins intéressantes. Plus précisément, la détermination du domaine de la stabilité exacte est compliquée et consomme beaucoup de temps. Cela fait perdre aux méthodes FET l'avantage essentiel par rapport aux méthodes de simulation temporelle. Trois approches pour déterminer l'énergie critique peuvent se trouver dans plusieurs littératures. On peut donc citer ici:

- l'approche "Closest Unstable Equilibrium Point" CUEP [LIU-1997]
- l'approche "Potential Energy Boundary Surface" PEBS [ANTHONY-1983], [FANG-1997]
- l'approche basées sur le "Controlling UEP" qui se compose de deux types de méthode: (i) "Mode of Disturbance" (MOD) et (ii) "Boundary of stability region based Controlling UEP" (BCU). [TREINEN-1996], [IRISARRI-1993]

L'analyse comparative des méthodes d'analyse de la stabilité transitoire effectuée par Maginier [MAGINIER-1998] est présentée dans le tableau IV-6:

Méthode	FIABILITE	RAPIDITE	PRECISION
CUEP	***	*	*
PEBS	**	***	**
BCU	***	*	*
Caractéristiques désirées	****	****	***

Tableau IV-6 : Tableau récapitulatif des méthodes FET d'évaluation de la stabilité transitoire

En observant ce tableau, on trouve que la méthode PEBS est la plus intéressante pour l'évaluation rapide de la stabilité transitoire. Cependant, elle n'est pas très fiable et sa précision est assez moyenne. Afin de surmonter ces difficultés, la méthode hybride PEBS individuelle est développée dans la partie suivante. Cette solution consiste à utiliser les informations de la simulation numérique avec les modélisations voulues pour la construction de la fonction d'énergie totale et de la fonction d'énergie critique. Puis les indices de la stabilité comme la marge et le TEC seront estimés avec une bonne précision.

IV.3.3.3 Rappel de la méthode PEBS

La méthode PEBS a été proposée pour la première fois par Kakimoto [KAKIMOTO-1978] en 1978. L'avantage de cette méthode est que le temps d'élimination critique peut être estimé sans avoir besoin de calculer les points d'équilibre instables après le défaut. Il rend la méthode PEBS très rapide et simple pour mettre en application.

Dans la méthode PEBS, le défaut est maintenu en permanence. Ensuite, on cherche le point d'intersection entre la trajectoire de défaut et la surface limite d'énergie potentielle (PEBS). L'énergie critique est estimée égale à l'énergie potentielle à ce point d'intersection.

Le point d'intersection entre la trajectoire de défaut avec PEBS est déterminé en cherchant le premier maximum d'énergie potentielle rencontrée le long de trajectoire de défaut.

C'est une méthode rapide et simple, mais sa précision reste modeste. Cela provient généralement du fait d'une part de l'utilisation des modèles classiques dans le calcul des fonctions d'énergie, et d'autre part de l'hypothèse que l'énergie potentielle critique est égale à l'énergie potentielle maximale. Ceci n'est pas toujours le cas car il existe aussi une partie de l'énergie cinétique consacrée à la séparation des groupes de machines dans le système.

IV.3.3.4 Méthode hybride PEBS individuelle (HPEBSI)

Afin d'éviter la première difficulté de la méthode PEBS traditionnelle qui n'a que la bonne validité avec le modèle classique, la combinaison entre la méthode de simulation temporelle et la méthode PEBS est fait. La trajectoire du système ainsi que l'énergie totale et critique seront calculées à partir des informations sorties du programme de simulation dynamique.

Cependant, l'utilisation de la fonction d'énergie totale du système pour évaluer la stabilité consiste en deux inconvénients à améliorer:

- des grandes erreurs dans l'estimation de l'énergie critique lorsqu'il existe des machines qui emmagasinent beaucoup d'énergie pendant le défaut mais deviennent stables après l'élimination du défaut [MAGINIER-1998].
- les calculs de la correction de l'énergie cinétique qui est responsable de la séparation entre les groupes de machines dans le système. Les groupes de machines critiques et non critiques doivent être déterminés. Par contre, ce n'est pas toujours évident.

Par ailleurs, les informations sur la fonction d'énergie totale du système ne sont pas très intéressantes dans notre cas d'étude. Car la perte de synchronisme d'une GED (machine synchrone) à faible puissance ne provoque pas la perte de la stabilité du réseau. Ce qui nous intéresse est la stabilité de chaque machine et sa contribution au système lors d'un défaut.

Ce sont des raisons qui nous conduisent à développer la méthode hybride PEBS individuelle. La méthode PEBS individuelle est présentée en premier par [ANTHONY-1983] et puis par [FOUAD-1992]. La formule de la fonction d'énergie individuelle donnée dans (4.20) est réécrite ici.

$$V_i(\tilde{\delta}_i, \tilde{\omega}_i) = \frac{1}{2} M_i \tilde{\omega}_i^2 - \int_{\tilde{\delta}_i}^{\tilde{\delta}_i} \left(P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{CI} \right) d(\tilde{\delta}_i, \tilde{\omega}_i) \quad (4.29)$$

Le principe de la méthode hybride PEBS individuelle s'effectue en trois étapes:

- calcul de la trajectoire du système avec le défaut maintenant en permanence ($T_e > T_{cr}$) avec les informations d'un programme de simulation dynamique (Eurostag)
- calcul de l'énergie critique qui est égale à l'énergie potentielle rencontrée le long de cette trajectoire

- calcul des indices de la stabilité (TEC, marge, générateur critique)

Calcul du temps d'élimination critique avec hybride PEBS individuelle

Le TEC correspond au moment où l'énergie transitoire totale est égale à l'énergie critique. Pour la méthode PEBS, cette dernière est considérée égale au maximum d'énergie potentielle le long de la trajectoire. Alors, dans le cas instable où le temps d'élimination du défaut est implicitement supérieur au temps d'élimination critique, le TEC est calculé en évaluant l'énergie transitoire totale le long de la trajectoire. Lorsque cette valeur est égale à la valeur maximale de l'énergie potentielle, le TEC est déterminé.

Par contre, dans le cas stable, le calcul de l'énergie critique est beaucoup plus compliqué car il est difficile de déterminer le point par lequel la trajectoire instable va sortir du domaine de stabilité. Les différentes méthodes ont été proposées pour calculer l'énergie critique pour un défaut stable [TREINEN-1996], [TANG-1994]. Mais elles étaient généralement moins efficaces. De plus, l'analyse d'un défaut stable n'a pas beaucoup de valeur dans le calcul de la stabilité. Il est donc inutile de calculer le TEC pour un tel défaut.

Calcul de la marge de stabilité dans le cas instable ($T_e > TEC$)

Le système multimachines est dit stable en première oscillation si l'angle de post-défaut de toutes les machines dans le système atteint la valeur maximale où elle commence à retourner au point stable de fonctionnement [HAQUE-1989]. Autrement dit, l'existence de la valeur maximale de l'angle rotorique qui correspond à la vitesse nulle de toutes les machines garantit la stabilité en première oscillation du système.

Pendant le défaut, les générateurs accumulent à la fois l'énergie potentielle et l'énergie cinétique. Après le défaut, si toute l'énergie cinétique peut être convertie en énergie potentielle, le générateur est stable. Cette conversion dépend de la capacité d'absorption additionnelle de l'énergie potentielle des générateurs et du système. De plus, on a prouvé que dans cette conversation, l'énergie totale est constante [ANTHONY-1983]. Par conséquent, la quantité de l'énergie potentielle additionnelle que les générateurs peuvent absorber en gardant leur stabilité est une indice pour mesurer le degré de la stabilité du système. Cette caractéristique est utilisée pour calculer la marge de la stabilité pour un temps d'élimination du défaut donné Il y a deux cas:

- Quand T_e est proche du TEC, c'est-à-dire qu'au moins une machine dans le système perd le synchronisme après l'élimination du défaut. Dans ce cas, l'angle rotorique de la machine critique augmente progressivement car elle n'a pas de valeur maximale.

La Figure IV-7 présente l'évolution des énergies transitoire du générateur 1.2MVA avec le modèle classique pour un court circuit triphasé. Le temps d'élimination du défaut $T_e = 0.31s$ tandis que le temps d'élimination critique dans ce cas $TEC = 0.298s$.

On constate que toutes l'énergie potentielle et l'énergie cinétique du générateur augmentent pendant le défaut. Lorsque le défaut est éliminé après 0.31s, l'énergie cinétique commence à convertir en énergie potentielle pour maintenir sa stabilité. Cette conversation satisfait les critères suivants:

$$\begin{aligned} V_{CI}(Te + \Delta t) &< V_{CI}(Te) \\ V_{PO}(Te + \Delta t) &> V_{PO}(Te) \end{aligned} \tag{4.30}$$

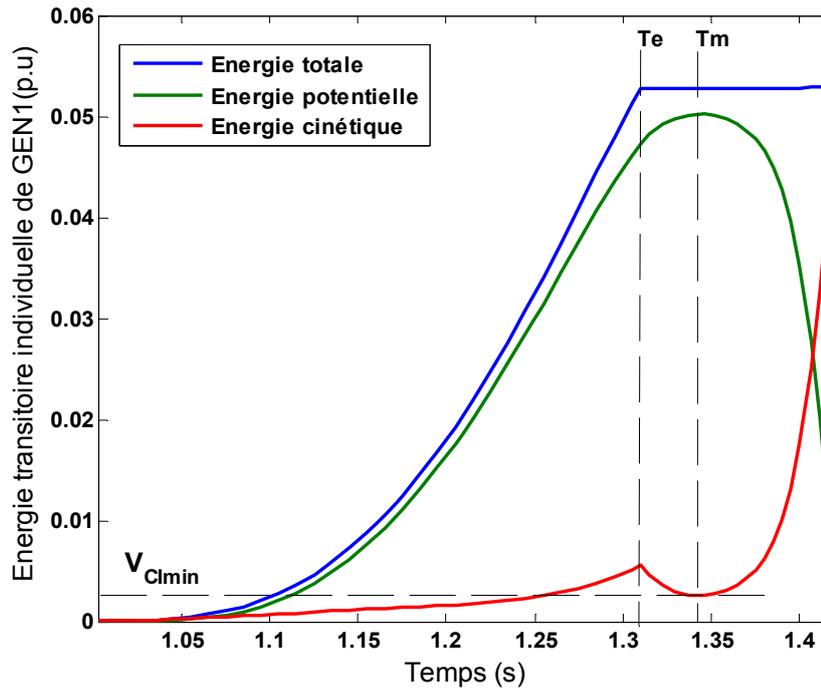


Figure IV-7 : Evolution des énergies du générateur 1.2MVA pour un court circuit triphasé d'une durée de 0.31s

où: V_{Cl} est l'énergie cinétique du générateur critique

V_{PO} est l'énergie potentielle du générateur critique

T_e est le temps d'élimination du défaut

Δt est l'incrément de temps

On observe que l'énergie cinétique diminue initialement et atteint la valeur minimum V_{Clmin} au temps T_m tandis que l'énergie potentielle de la machine atteint sa valeur maximale en même temps T_m . Donc, l'énergie cinétique minimum V_{Clmin} est l'énergie cinétique excessive du générateur qui ne peut pas être absorbée ou convertie en énergie potentielle. Ainsi, Il n'existe pas de valeur maximale de l'angle rotorique car l'énergie cinétique post-défaut n'est pas nulle. Le générateur critique est instable.

Dans ce cas, la marge de stabilité transitoire de la machine peut être considérée comme la quantité de l'énergie cinétique non absorbée V_{Clmin} .

$$\eta = -V_{Clmin} \quad (4.31)$$

La valeur négative de la marge de stabilité indique que le générateur (ou par conséquent le système) est instable. D'ailleurs, on peut noter que l'énergie totale du générateur après l'élimination du défaut est constante.

- Cependant, si $T_e > TEC$ la valeur maximale de l'énergie potentielle peut être atteinte avant l'élimination du défaut (Fig. IV-7). Dans ce cas-là, aucune quantité de l'énergie cinétique n'est convertie en énergie potentielle dans la période après le défaut. La Figure IV-8 montre que la valeur maximale de l'énergie potentielle est atteinte au moment 0.33s ce

qui est plus tôt que le temps d'élimination du défaut ($T_e=0.35s$). L'énergie cinétique augmente sans cesse dans la période post-défaut. Cette situation satisfait le critère suivant:

$$V_{CI}(Te + \Delta t) > V_{CI}(Te) \quad (4.32)$$

On trouve que le générateur est très instable dans ce cas-ci. La marge de stabilité est donc considérée comme la valeur minimum de l'énergie cinétique après le défaut. Cela correspond à la valeur du moment d'élimination de défaut:

$$\eta = -V_{CI}(Te) \quad (4.33)$$

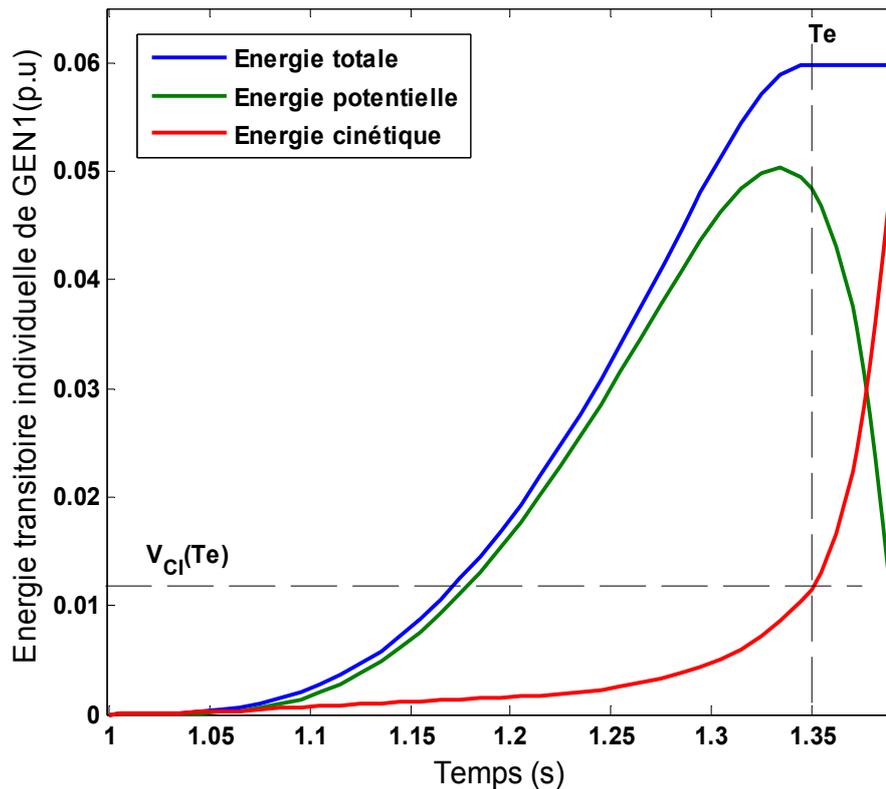


Figure IV-8 : Evolution des énergies du générateur 1.2MVA pour un court circuit triphasé d'une durée de 0.35 s

Dans le cadre de cette thèse, un programme d'évaluation par la méthode HPEBSi a été développé. Le schéma principe du programme HPEBSi est présenté dans la Figure IV-9. C'est un programme Matlab couplé avec logiciel de simulation dynamique temporelle Eurostag via le mode batch. A partir du temps initial du défaut, Matlab lit d'abord l'évolution des variables d'état pour chaque instant ($T_0 + \Delta t$). Puis, l'évolution des énergies transitoires sera calculée. La marge de la stabilité et le TEC est déterminée par:

- l'équation (4.31) si la condition (4.30) est satisfaite.
- l'équation (4.33) si la condition (4.32) est satisfaite.

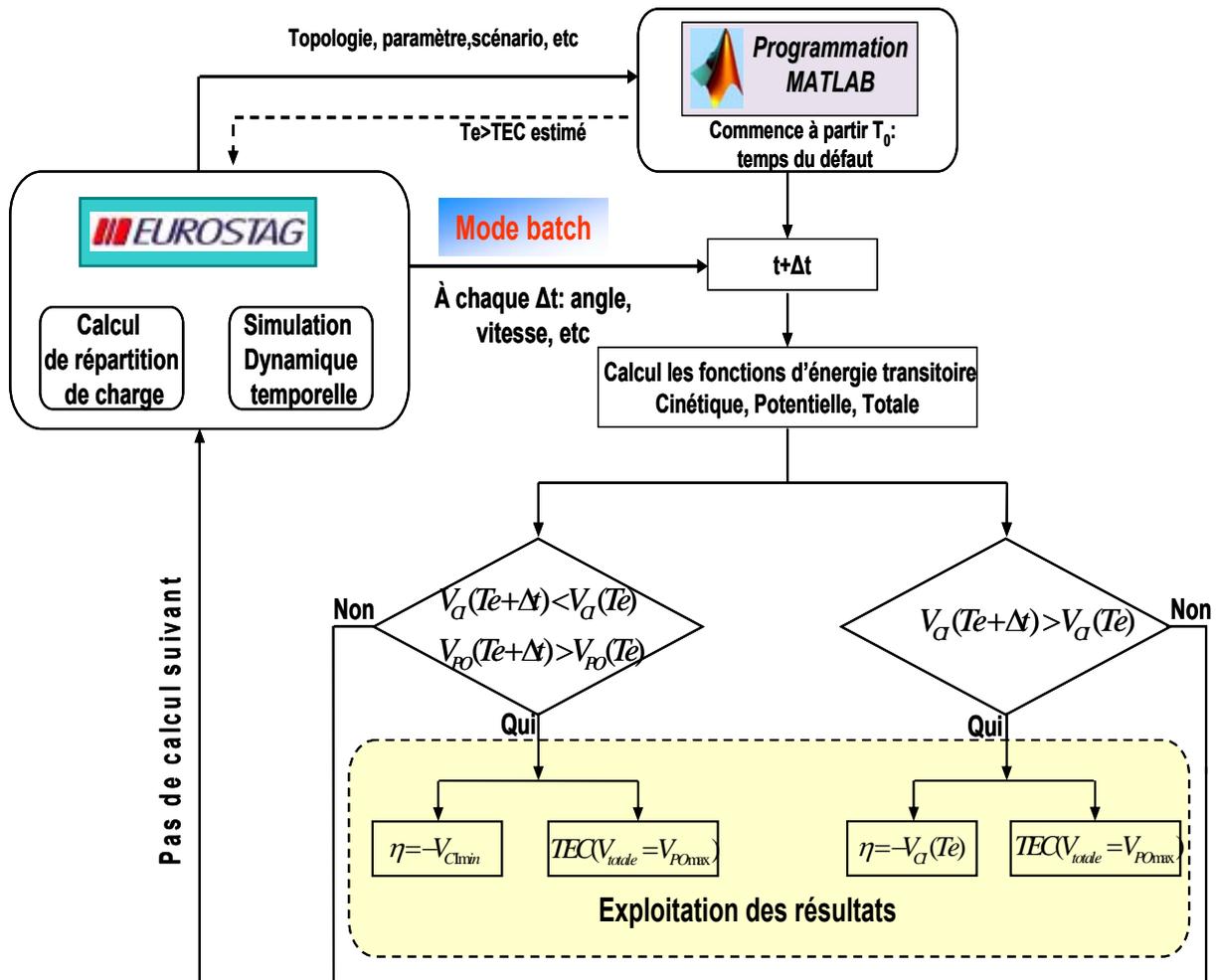


Figure IV-9 : Schéma principe de la méthode HPEBSI

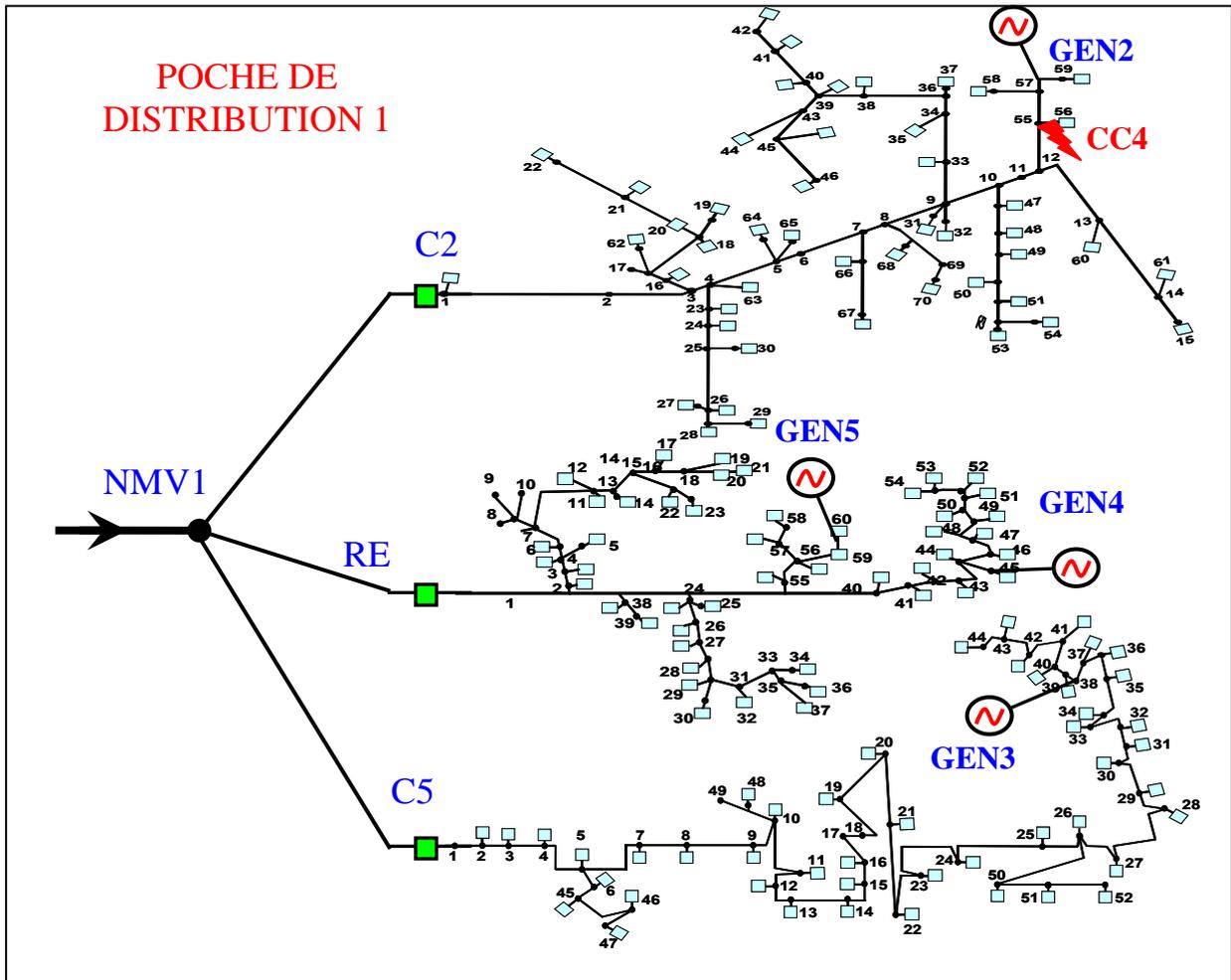
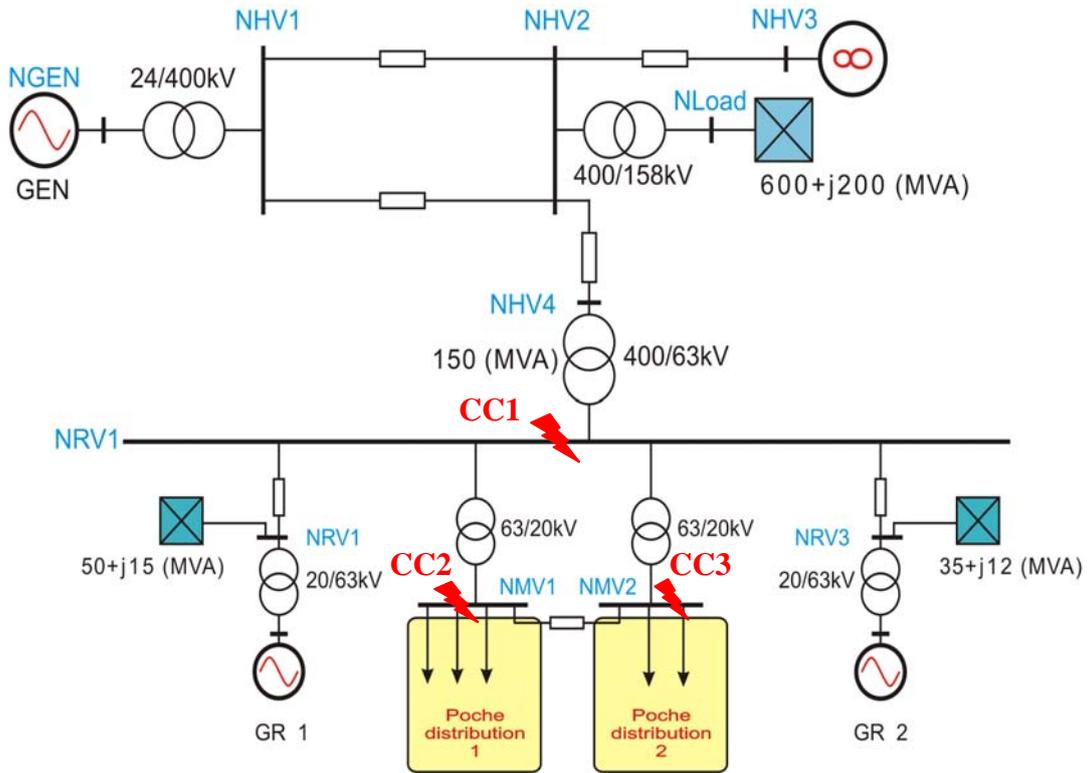
IV.3.3.5 Application pour les GEDs de type de machine synchrone

L'analyse a été effectuée pour le réseau test 2 (Annexe 2) qui contient 10 générateurs synchrones avec les niveaux différents de puissance nominale. Tous les deux types de modèle classique et détaillé sont testés pour valider la méthode proposée. La GED 1.2MVA n'est pas utilisée car ses paramètres détaillés pour le régime transitoire ne sont pas bons.

Du fait que notre étude concentre sur les GEDs de type de petites machines synchrones, les défauts testés seront effectués à partir du réseau répartition HTB au réseau de distribution HTA. Le défaut le plus dangereux qui est le court circuit triphasé direct à la terre sera étudié. Le scénario des défauts est présenté dans le Tableau IV-7.

N° de court circuit	CC1	CC2	CC3	CC4	CC5
Nœud du défaut	NRV1	NMV1	NMV2	12C2	3C4
Te estimé pour calculé HFETI (s)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3

Tableau IV-7 : Scénario des défauts testés



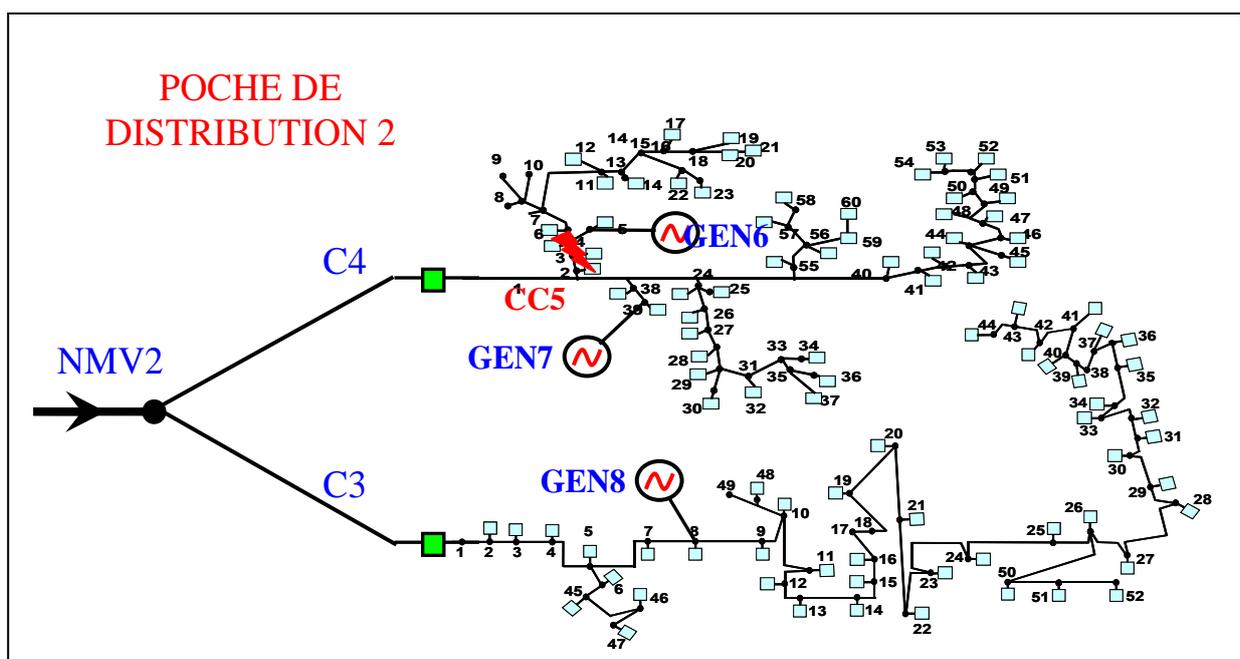


Figure IV-10 : Réseau test 2 pour l'étude de la stabilité

Le pas de lecture des données du programme de simulation dynamique pour la méthode HPEBSI est de 0.005(s). Plusieurs simulations ont été effectuées avec Eurostag, on a estimé que le temps d'élimination du défaut qui assure la trajectoire instable pour les machines critiques, est égal 0.3s.

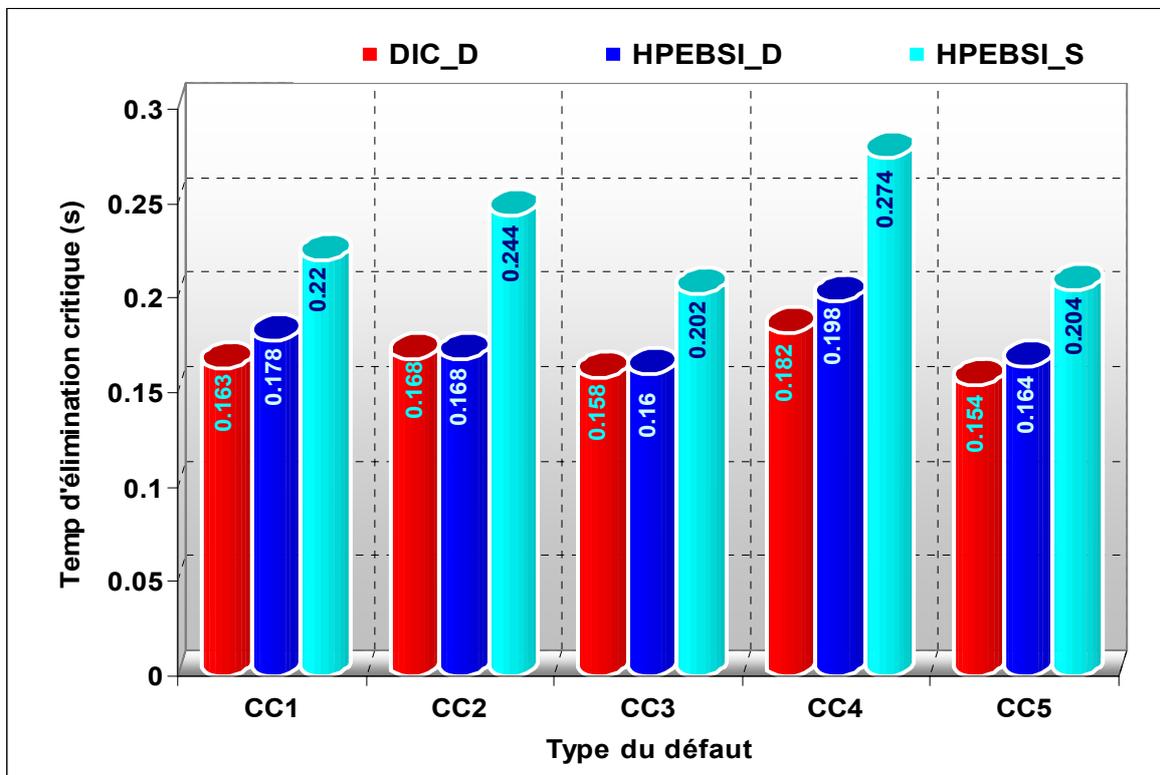


Figure IV-11 : TECs calculés avec différentes méthodes et modèles

La Figure IV-11 donne le temps d'élimination critique calculé par les deux méthodes: Dichotomique et HPEBSI, en utilisant le modèle simplifié et le modèle détaillé qui sont désignés:

- DIC_D: méthode dichotomique avec les modèles détaillés
- HPEBSI_D: méthode hybride PEBS individuelle avec les modèles détaillés
- HPEBSI_S: méthode hybride PEBS individuelle avec les modèles simplifiés

Les valeurs de TECs calculées par la méthode Dichotomique dans Eurostag en utilisant les modèles détaillés sont considérées comme les valeurs de référence. Les résultats obtenus montrent qu'il y a des erreurs importantes pour les TECs calculés avec HPEBSI en utilisant les modèles simplifiés des générateurs. Ces erreurs proviennent du fait que les systèmes des régulations n'ont pas été considérés. La puissance mécanique et la force électromotrice des générateurs étaient supposées d'être constantes pendant le défaut, mais ce n'est pas le cas avec le modèle détaillé.

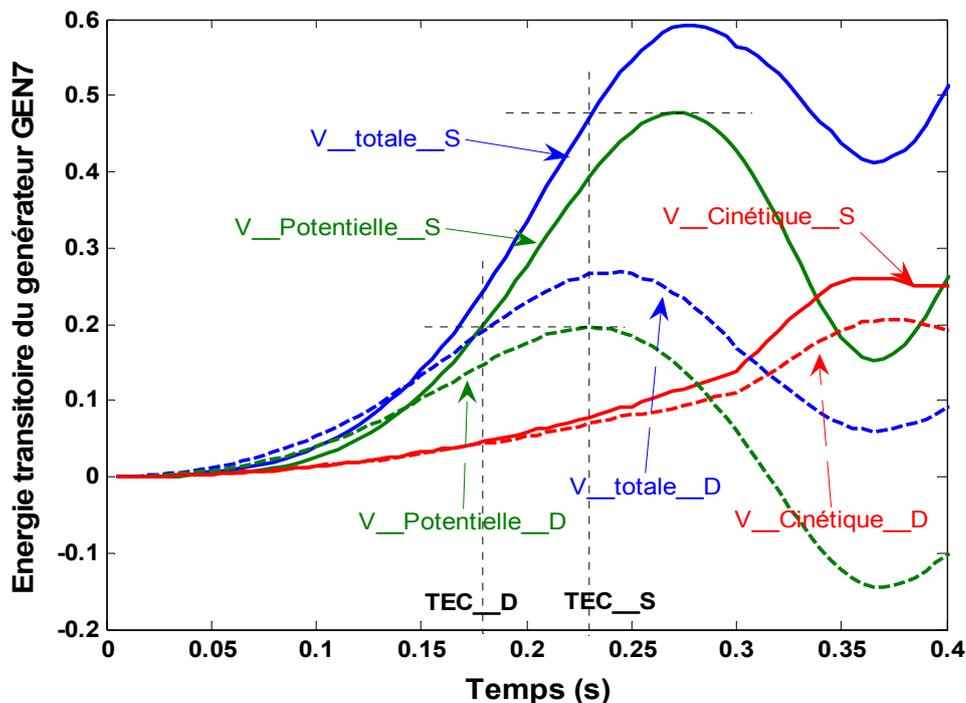


Figure IV-12 : Energies transitoires avec modèle simplifié (S) et détaillé (D)

La Figure IV-12 montre l'évolution des énergies transitoires du générateur GEN7 lors du défaut CC1 pour les modèles simplifiés (S) et détaillés (D). On observe que l'énergie potentielle du générateur en utilisant le modèle détaillé atteint sa valeur maximale plus rapidement que celle en utilisant le modèle simplifié. Cela explique la surestimation de TEC lors qu'on utilise le modèle simplifié avec la méthode HPEBSI.

Les figures IV-13, IV-15, IV-16, IV-17, IV-18 présentent l'évolution des énergies transitoires et l'évolution des angles rotoriques des générateurs. Les énergies transitoires du générateur qui perd la stabilité en premier sont tracées par les courbes continues. Les courbes discontinues présentent les énergies potentielles des autres générateurs du système.

Pour le défaut CC1, on trouve que les générateurs GEN6, 7, 8 perdent la stabilité en premier. Pour le défaut au nœud NRV1 qui est le jeu de barre du réseau de répartition, presque toutes les machines perdent la stabilité sauf l'alternateur du réseau de transport GENHV. On observe que leur énergie potentielle pendant le défaut est importante (Figure IV-13).

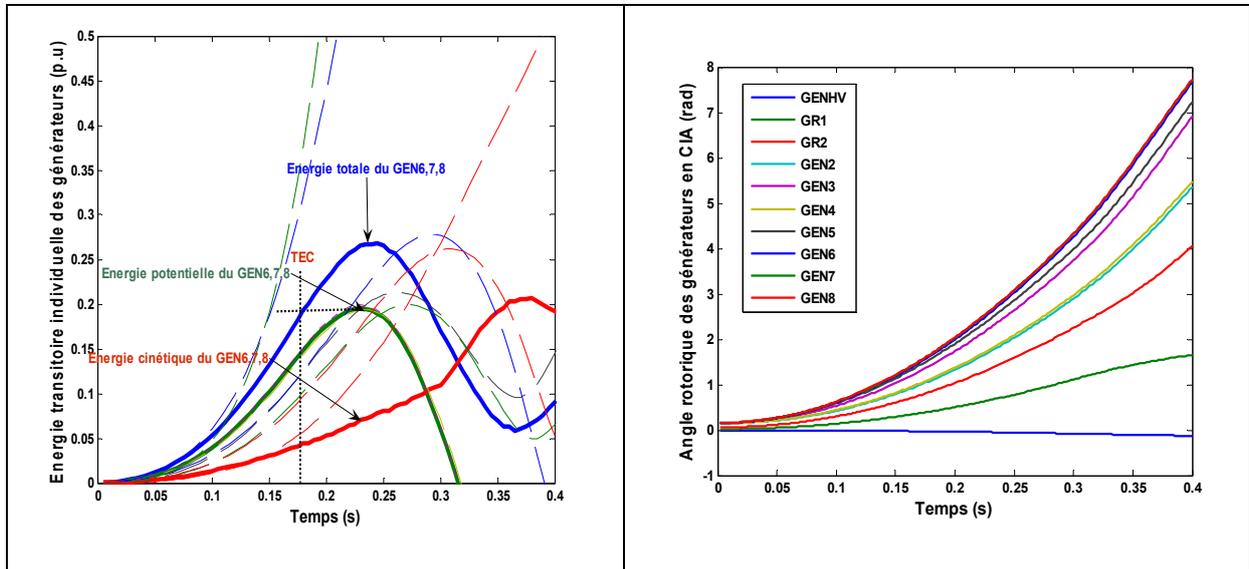


Figure IV-13 : Energie transitoire et angle rotorique des générateurs pour le cas HPEBSI_D avec le défaut CC1

Il est possible de calculer la marge des autres générateurs instables et leur TEC individuelle. Ce dernier est le temps d'élimination maximum du défaut correspondant à l'état stable de chaque machine individuelle. Le TEC et la marge de la stabilité individuelle des générateurs sont présentés dans la Figure IV-14.

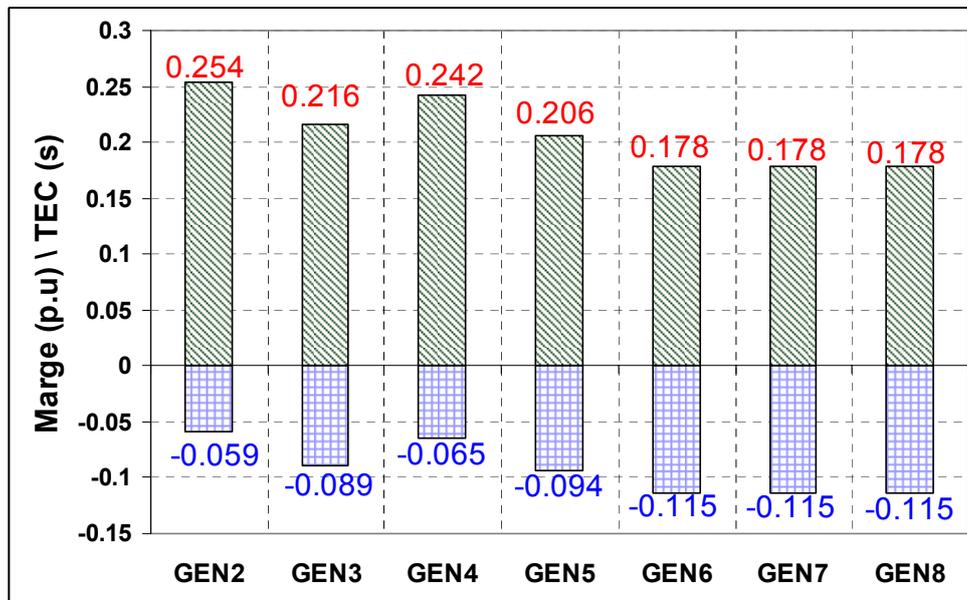


Figure IV-14 : Le TEC et la marge individuelle des générateurs pour le défaut CC1

Pour le défaut CC2, la Figure IV-15 montre que toutes les quatre générateurs dans les poches de distribution 1 perdent la stabilité. Le générateur GEN5 atteint sa valeur potentielle

maximale. Par conséquent, il est responsable dans le calcul de TEC. Les autres générateurs restent stables. Leur énergie potentielle contribué pendant le défaut est moins importante.

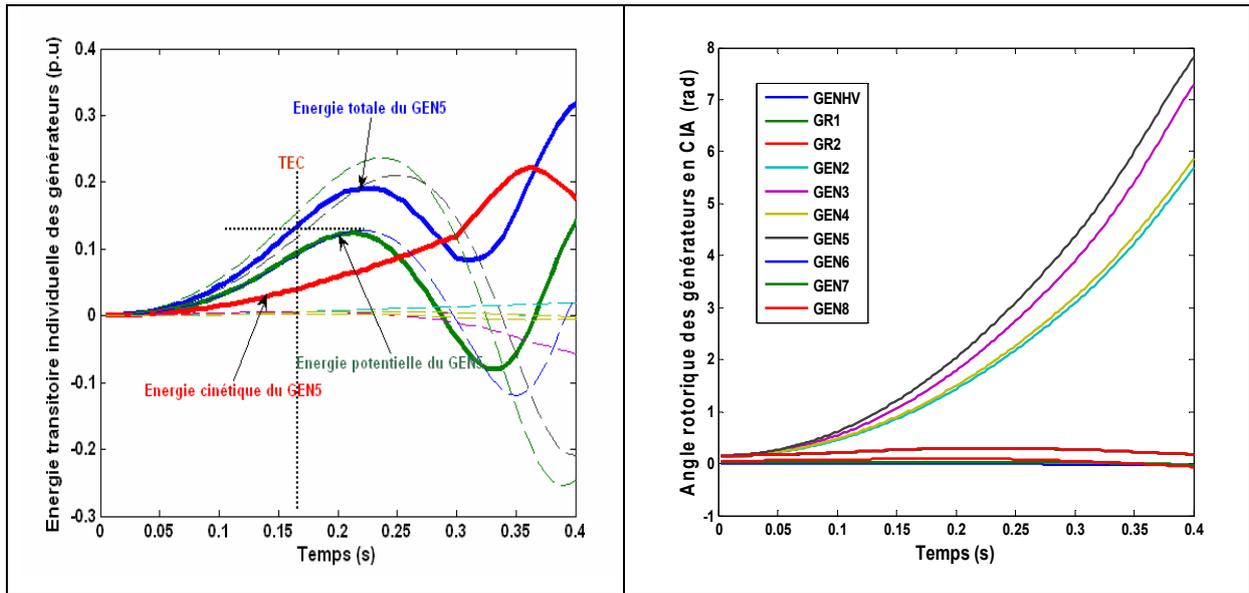


Figure IV-15 : Energie transitoire et angle rotorique des générateurs pour le défaut CC2 avec HPEBSI_D

De manière similaire, le défaut CC3 a lieu au jeu de barre de la poche de distribution 2. Toutes les machines dans cette poche perdent la stabilité dont le GEN8 est le plus instable (Figure IV-16).

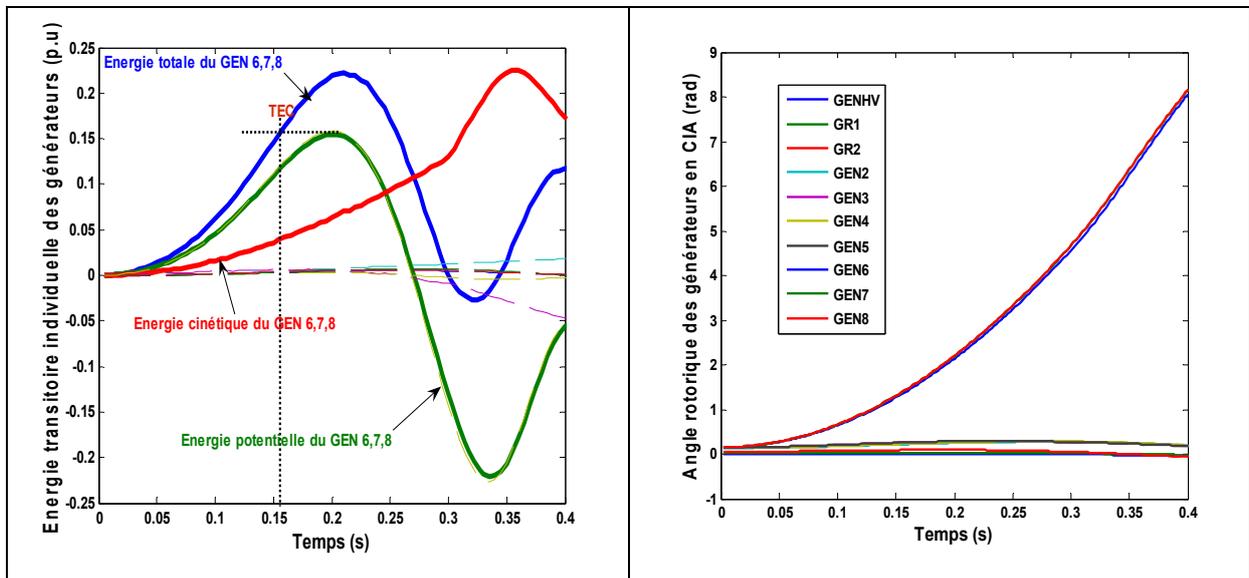


Figure IV-16 : Energie transitoire et angle rotorique des générateurs pour le défaut CC3 avec HPEBSI_D

Le défaut CC4 qui a lieu au nœud 12C2 dans la poche 1 est très proche du générateur GEN2. Par conséquent, il perte de la stabilité, les autres restent très stables.

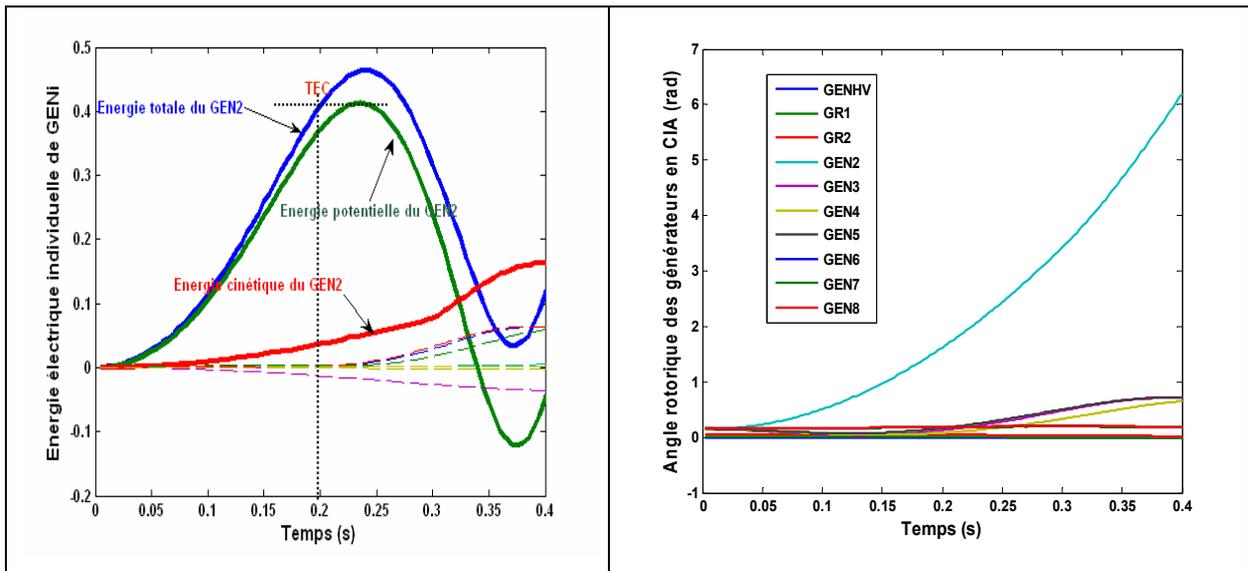


Figure IV-17 : Energie transitoire et angle rotorique des générateurs pour le défaut CC4 avec HPEBSI_D

Le défaut CC5 qui se produit au nœud 3C4 provoque une perte de la stabilité de deux générateurs GEN6, GEN7 qui se trouvent proche du point de défaut.

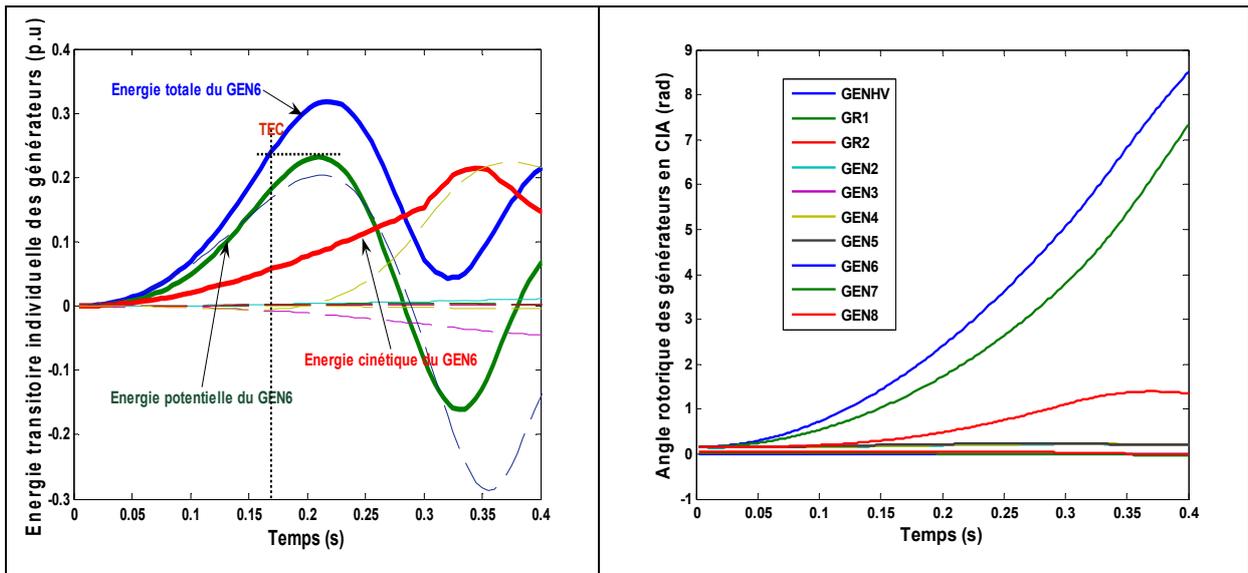


Figure IV-18 : Energie transitoire et angle rotorique des générateurs pour le défaut CC5 avec HPEBSI_D

Alors, les résultats obtenus montrent que la méthode HPEBSI peut donner une bonne évaluation de la stabilité transitoire. Les valeurs TEC estimées atteignent une bonne précision. Quelques petites surestimations peuvent se produire, c'est-à-dire le TEC estimé est plus grand que celui en réalité. Cependant, cela peut être expliqué dans la Figure IV-19.

On trouve qu'il y a deux possibilités pour la trajectoire post-défaut. Pour le cas stable, la trajectoire n'arrive pas à PEBS. Pour la situation instable, la trajectoire réelle post-défaut touche le PEBS à un point d'interaction ayant le niveau de l'énergie à l'inférieur de l'énergie critique dans le cas de défaut maintenu.

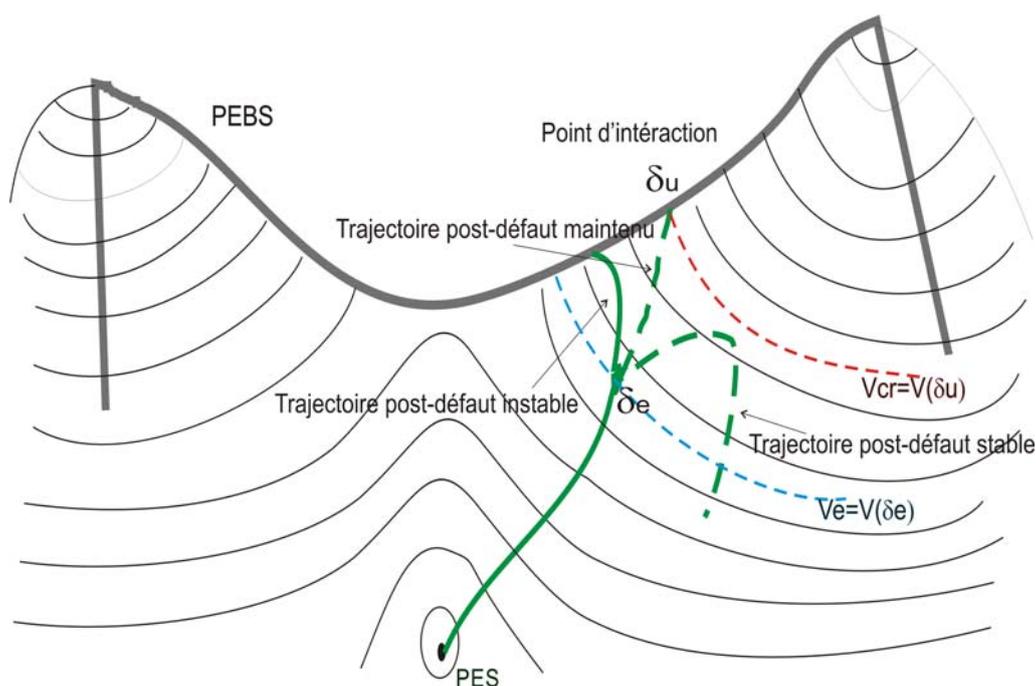


Figure IV-19 : Illustration des possibilités d'interaction entre la trajectoire post défaut et PEBS

Le système est donc stable avec la méthode PEBS mais il est instable en réalité. Autrement dit, le TEC surestimé avec la méthode PEBS.

IV.3.4 Méthode SIME

La méthode SIME hérite des avantages de la méthode égalité des aires et la méthode de simulation temporelle. Ses théories et ses premières applications ont été introduites vers les années quatre-vingt dix, [PAVELLA-1996], [ZHANG-1997]. Après, plusieurs versions de la méthode SIME ont été développées pour le filtrage et la stabilisation des contingences ces dernières années: SIME préventive [ERNST-2001; VEGA-2003]: SIME curative [PAVELLA-2000], [VEGA-2003].

IV.3.4.1 Principe de la méthode

La méthode SIME est fondée sur les deux propositions ci-dessous [CRAPPE-2003]:

- Aussi complexe soit-il, le phénomène d'instabilité transitoire est déclenché dès que les machines du système se scindent en deux groupes qui conduisent à la rupture irrévocable de synchronisme.
- En remplaçant la trajectoire de chacun des deux groupes de machines par celle d'une machine équivalente, puis la trajectoire des deux machines équivalentes par celle d'un système unimachine à un nœud infini (OMIB: one-machine infinite bus) et en faisant appel au critère d'égalité des aires, SIME remplace l'étude de la dynamique du système multimachines par celle de l'OMIB; à son tour, cette étude est confiée au critère d'égalité des aires.

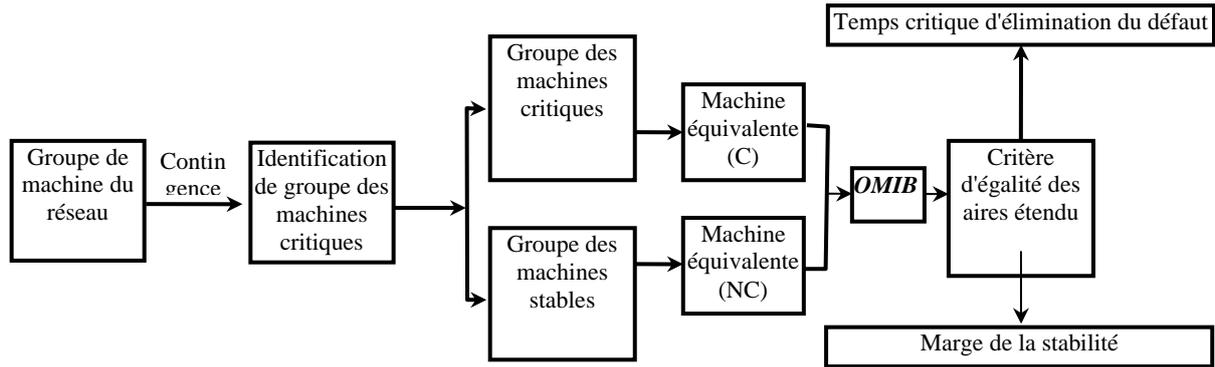


Figure IV-20 : Principe de la méthode SIME

Pour un scénario instable donné qui est défini par les paramètres du réseau, le type, la location et la séquence d'événement, la méthode SIME commande d'abord le programme temporel pour la phase pendant puis après le défaut. Dès le début de cette dernière phase, SIME utilise les données du système multimachine fournies à chaque pas de simulation dynamique pour construire les candidats d'une machine à noeud infini et leurs appliquer le critère d'égalité des aires.

Le processus s'arrête dès qu'un de ces candidats est détecté instable par ce critère. Ensuite, SIME identifie les machines critiques et déclare que l'OMIB est vraiment candidat et enfin calcule les indices de la stabilité.

IV.3.4.2 Détermination du candidat OMIB

A chaque pas de calcul à partir de T_e (temps d'élimination du défaut), SIME classe les machines par ordre décroissant de leurs angles rotoriques. La "distance électrique" entre les deux machines adjacentes décompose les machines en deux groupes: *Groupe des machines Critiques*, désigné (I) et *Groupe des machines Stables*, désigné (S), situés de part et d'autre de celle-ci.

Les candidats OMIBs sont formés successivement pour chaque "distance". S'il y a "n" machines dans le système, on trouve qu'il y aura (n-1) distances électriques qui correspondent à (n-1) candidats OMIB (Figure IV-21).

Les paramètres du candidat OMIB sont calculés comme suit:

Les deux groupes sont ensuite agrégés en deux machines équivalentes en utilisant le centre d'inertie angulaire partiel de chaque groupe:

$$\delta_I(t) = \frac{\sum_{j \in I} M_j \delta_j(t)}{M_I} \quad ; \quad \delta_S(t) = \frac{\sum_{k \in S} M_k \delta_k(t)}{M_S} \quad (4.34)$$

où:

$$M_I = \sum_{j \in I} M_j \quad ; \quad M_S = \sum_{k \in S} M_k$$

Puis, les deux machines équivalentes correspondantes à deux groupes seront agrégées pour former le candidat OMIB.

L'angle rotorique du candidat OMIB est calculée par:

$$\delta(t) = \delta_I(t) - \delta_S(t) \quad (4.35)$$

La vitesse du candidat OMIB est déterminée de façon analogue:

$$\omega(t) = \omega_I(t) - \omega_S(t) \quad (4.36)$$

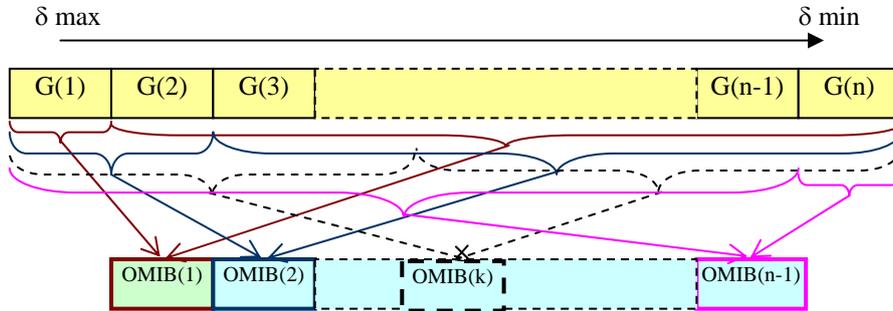
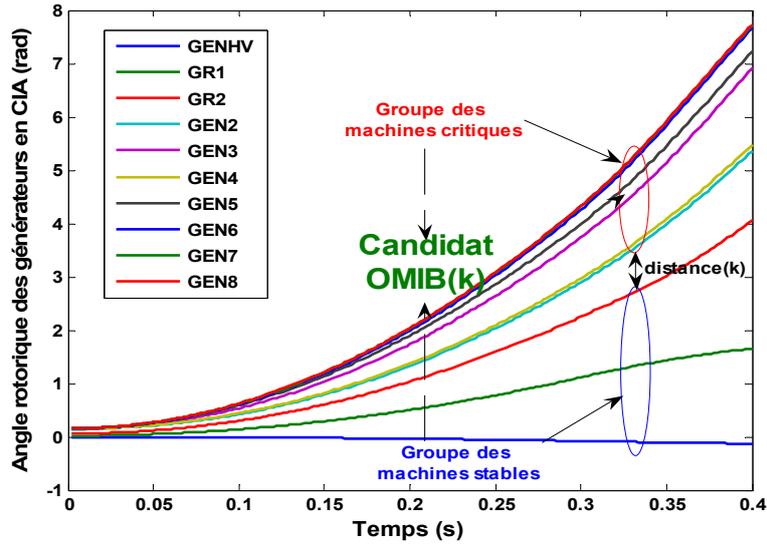


Figure IV-21 : La constitution des candidats OMIB

Le coefficient d'inertie du candidat OMIB:

$$M = \frac{M_I \cdot M_S}{M_I + M_S} \quad (4.37)$$

Enfin, les puissances du candidat OMIB sont calculées par:

$$P_m = \frac{M_S P_m^I - M_I P_m^S}{M_I + M_S} \quad (4.38)$$

$$P_e = \frac{M_S P_e^I - M_I P_e^S}{M_I + M_S} \quad (4.39)$$

Avec les notations calculées ci-dessus, la dynamique du candidat OMIB obéit à:

$$M \frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} = P_m(t) - P_e(t) = P_a(t) \quad (4.40)$$

IV.3.4.3 Application du critère d'égalité des aires

Ensuite, on applique le critère d'égalité des aires aux candidats OMIB. Si un des ces candidats satisfait les conditions d'arrêt issues du critère d'égalité des aires, il est considéré comme le "vrai OMIB". Les machines critiques sont celles des groupes au-dessus de la distance. SIME calcule la marge de stabilité correspondante aux conditions d'arrêt.

De manière identique que le problème d'une machine à un nœud infini présenté dans la partie IV.3.3.1, la stabilité du générateur est évaluée, selon le critère égalité des aires, par:

$$\eta = A_{dec} - A_{acc} \quad (4.41)$$

où A_{dec} représente l'aire de décélération.

A_{acc} représente l'aire d'accélération.

Le système sera stable si η est positive, instable si η est négative. La limite entre stabilité et instabilité ayant lieu pour $\eta = 0$.

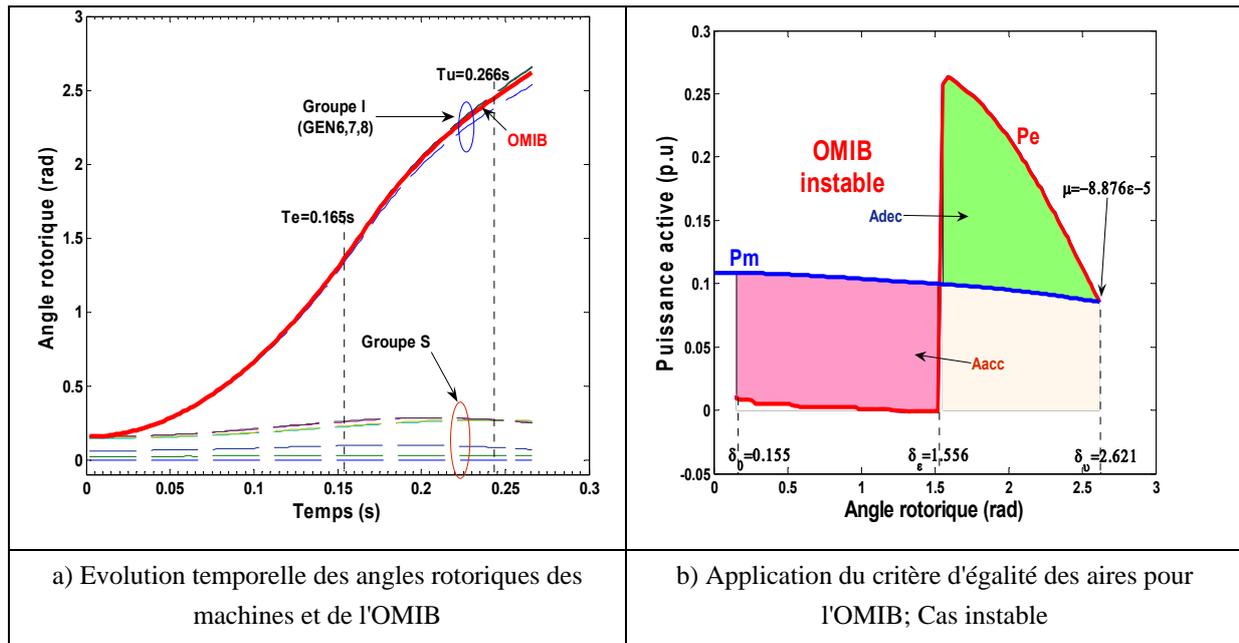


Figure IV-22 : SIME pour le réseau test lors du CC3 avec $T_e=0.165s$. Trois générateurs instables (GEN6,7,8).

A partir de l'équation (4.41), les conditions d'arrêt ont été déterminées respectivement pour les deux cas: Instable et Stable:

- Une trajectoire instable de l'OMIB atteint point d'équilibre instable δ_u à instant T_u où:

$$P_a(t_u) = 0; \quad \dot{P}_a(t_u) = \left. \frac{dP_a}{dt} \right|_{t=t_u} > 0 \quad (4.42)$$

avec $\omega > 0$ pour $t > T_0$

Les conditions (4.42) sont les "conditions d'arrêt instable" qui indiquent que le système est instable avec la méthode SIME.

La Figure IV-22 montre le cas instable lors que le défaut CC3 a lieu pendant 0.165s. Dans ce cas, le vrai OMIB détecté par la condition (4.42) se compose des machines 6, 7, 8 comme groupe des machines critiques, le reste comme groupe des machines stables.

La marge de la stabilité dans le cas d'instabilité est calculée par:

$$\eta_I = -\frac{1}{2} M \omega_u^2 \quad (4.43)$$

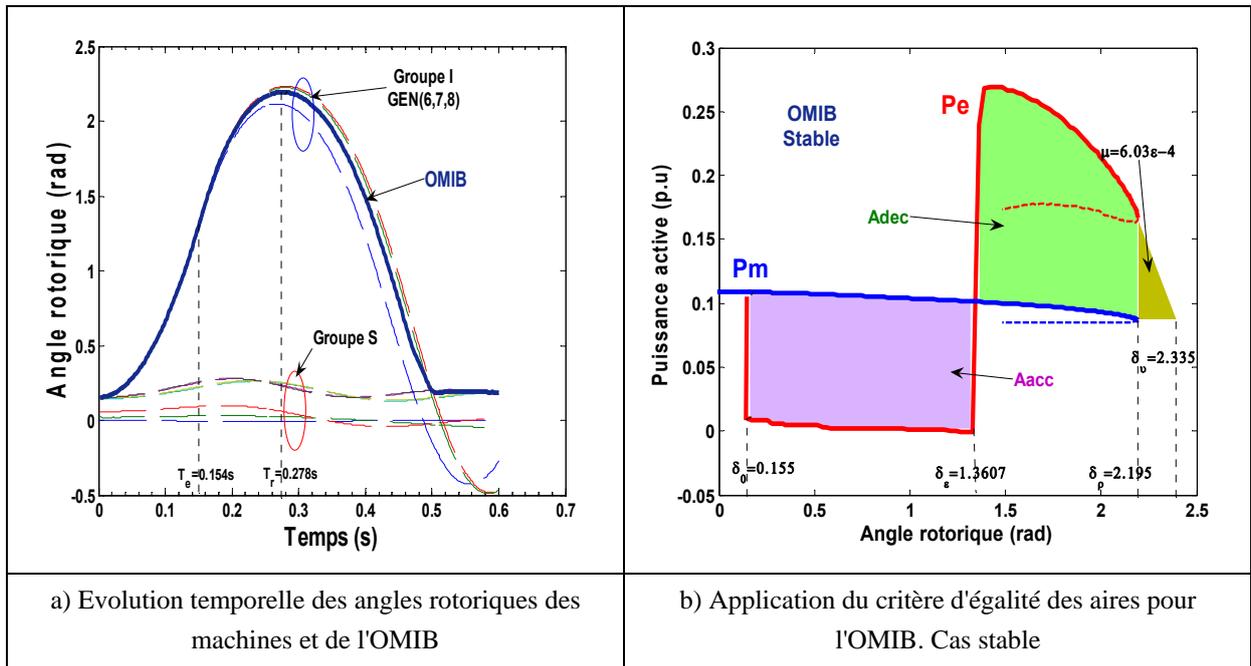


Figure IV-23 : SIME pour le réseau test lors du CC3 avec $T_e=0.154$ s; Trois générateurs instables (GEN6,7,8).

- Une trajectoire stable de l'OMIB atteint son "angle de retour" δ_r ($\delta_r < \delta_u$) à l'instant t_r où l'angle de l'OMIB atteint sa valeur maximale puis décroît:

$$\omega(t_r) = 0 \text{ avec } P_a(t_r) < 0 \quad (4.44)$$

Les conditions (4.44) sont les "conditions d'arrêt stable" qui indiquent le système est stable avec la méthode SIME.

La Figure IV-23 illustre le cas stable lors que le défaut CC3 est éliminé après 0.154s. On observe que l'angle rotorique de l'OMIB atteint sa valeur maximale au moment où la surface de freinage est égale à celle d'accélération.

La marge de la stabilité dans le cas stable est calculée par:

$$\eta_S = \int_{\delta_r}^{\delta_u} |P_a| d\delta \quad (4.45)$$

On trouve que la marge stable ne peut être calculée qu'approximativement. En effet, ni l'angle δ_u ni trajectoire $P_a(\delta_r < \delta < \delta_u)$ ne sont connus puisque la trajectoire de l'OMIB retourne comme dans la Figure IV-23b.

La formule approximative a été proposée dans [CRAPPE-2003]:

$$\eta_s = \frac{1}{2} P_a^{tr}(\delta_u - \delta_r) \quad (4.46)$$

Il est également à noter que la puissance mécanique pendant et après le défaut de l'OMIB n'est pas constante. Ce n'est pas le cas d'une machine à un nœud infini utilisant le modèle simplifié. Cela ne provient du fait que sous la réaction du système de régulation de vitesse, le couple mécanique du générateur pendant et après le défaut n'est pas constant. De manière identique, la puissance électrique pendant et après le défaut n'est pas sinusoïdale car le modèle détaillé avec des systèmes de régulation du générateur a été utilisé.

IV.3.4.4 Calcul du Temps d'Elimination Critique (TEC)

Le temps d'élimination critique du défaut est approximativement calculé en tenant en compte des caractéristiques suivantes:

- le TEC correspond à une marge nulle;
- la variation de la marge en fonction du TEC est quasi-linéaire; d'où l'idée d'extrapoler (ou interpoler) linéairement des marge successives;
- Puisque le cas instable donne le calcul rapide et exact de la marge de stabilité, SIME utilise essentiellement des scénarios instables d'où la nécessité de procéder de "droite vers la gauche", c'est-à-dire de considérer des scénarios de moins en moins instables.

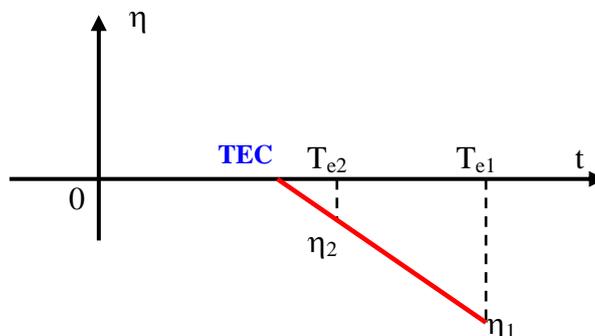


Figure IV-24 : Calcul du temps d'élimination critique avec SIME

La Figure IV-24 décrit schématiquement la recherche d'un TEC par extrapolations linéaires successives à partir de la marge de stabilité de deux scénarios instables. La précision du calcul dépend de la distance entre la marge des scénarios instables et la marge "nulle". C'est-à-dire que plus le temps d'élimination instable est proche du TEC, plus le calcul TEC est exact.

On remarque que, pour les scénarios très instables, la puissance d'accélération peut être toujours positive ($P_a > 0$) dans la trajectoire après le défaut. Aucun point d'équilibre instable $\delta_u(P_a = 0)$ n'est trouvé, la marge de stabilité n'existe pas en conséquence.

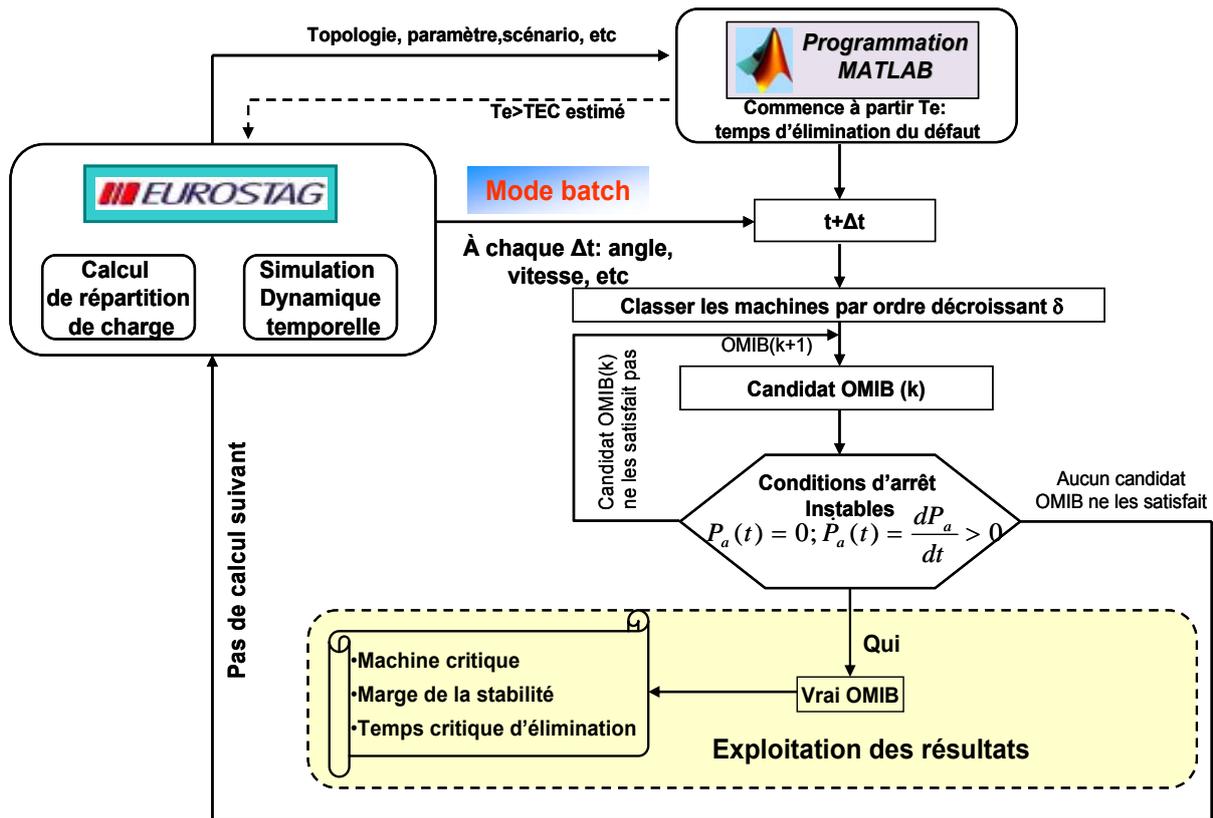


Figure IV-25 : Schéma principe de la méthode SIME

Dans le cadre de cette thèse, un programme d'évaluation de la stabilité en utilisant la méthode SIME a été développé. Le schéma principe du programme d'évaluation de la stabilité transitoire en utilisant la méthode SIME est présenté dans la Figure IV-25. Il est codé en Matlab en utilisant les informations des évolutions des variables obtenus par la simulation sous Eurostag via le mode batch.

IV.3.4.5 Application pour les GEDs de type de machine synchrone

On applique maintenant la méthode SIME à l'évaluation de la stabilité du réseau test. Le même réseau, les mêmes scénarios des défauts présentés dans la partie IV.3.3.5 ont été utilisés.

La méthode SIME est couplée avec le programme de simulation Eurostag dont les modèles détaillés des générateurs qui prennent en compte tous les systèmes de régulation du système sont utilisés. Aucune hypothèse simplificatrice (autre que celles utilisées par le programme temporel) n'est faite.

Pour tous les défauts, deux scénarios instables ont été réalisés afin de déterminer le temps d'élimination critique. L'expérience de calcul indique que le choix du temps d'élimination instable pour les deux scénarios proches du TEC ayant la distance entre eux à peu près de 10% donne une valeur très précise de TEC.

Par exemple, pour le CC3 ayant le TEC calculé avec la méthode dichotomique de Eurostag est de 0.158s. Le choix de $T_{e1} = 180\text{ms}$, $T_{e2} = 165\text{ms}$ donne la valeur TEC de 158,789ms avec le calcul d'extrapolation.

Les résultats d'évaluation de stabilité avec la méthode SIME sont présentés dans le tableau suivant:

Défaut	TEC (ms) calculé avec Dichotomique	SIME					
		T_{e1} (ms)	η_1 (p.u)	T_{e2} (ms)	η_2 (p.u)	Groupe des machines critiques	TEC (ms)
CC1	163	170	5.002e-5	187	1.88e-4	GEN 6,7,8	163.86
CC2	168	175	2.88e-5	200	1.4e-4	GEN 5	168.53
CC3	158	165	8.87e-5	180	3.03e-4	GEN 6,7,8	158.79
CC4	182	190	2.87e-5	210	8.8e-5	GEN 2	180.32
CC5	154	165	6.12 e-5	180	1.01 e-4	GEN 6	154.12

Tableau IV-8 : Résultats de la méthode SIME

Les résultats obtenus montrent que la précision de la méthode SIME est très bonne. On peut dire que les différences entre les valeurs de TEC calculées par la méthode dichotomique et celles calculées par la méthode SIME sont négligeables. D'autre part, on peut connaître les autres indices de la stabilité avec la méthode SIME: les machines critiques, la marge de stabilité pour chaque temps d'élimination du défaut.

IV.4 Comparaison des méthodes

IV.4.1 La rapidité

La méthode Dichotomique recherche le TEC en réalisant plusieurs simulations numériques successives dans un intervalle de temps de recherche choisi. Cette procédure itérative donne sans aucun doute la valeur la plus précise du TEC. Mais le nombre de simulation et le temps de calcul sont très importants.

Le calcul de TEC pour le défaut CC3 dans l'intervalle de temps [0s÷1s] avec la méthode Dichotomique a besoin de 9 simulations instables et 4 simulations stables. Il faut ajouter que la simulation pour évaluer le système stable prend en général plus de temps que celle pour évaluer le système instable. En effet, le programme s'arrêtera lorsque le critère d'instabilité est détecté pour une simulation instable tandis qu'il doit calculer jusqu'au bout de l'intervalle de temps pour une simulation stable afin de conclure la stabilité.

Pour la méthode HPERSI, on a besoin d'une simulation instable jusqu'au temps d'élimination estimé qui assure une trajectoire instable post défaut. Ensuite, le TEC est le temps où l'énergie totale est égale à l'énergie potentielle maximale. Cependant, on doit également compter le temps conservé au calcul intégral des fonctions d'énergie.

A propos de la méthode SIME, deux simulations instables avec temps d'élimination soigneusement choisi donnent la valeur exacte de TEC. La phase qui consomme du temps est l'identification des candidats OMIB. Pour diminuer le temps perdu dans cette phase, on n'a pas besoin d'évaluer tous les candidats. Le choix dépend de l'expérience. Pendant notre étude, on trouve que le vrai OMIB est souvent situé dans la moitié supérieure des candidats OMIB.

IV.4.2 La précision

Le TEC calculé par la méthode dichotomique est toujours le plus précis. Il est considéré comme la référence dans les comparaisons entre les résultats des méthodes d'évaluation de l'instabilité.

La méthode HPEBSI en utilisant les modèles détaillés des composants du système donne les valeurs de TEC avec une bonne précision. Les hypothèses de la force électromotrice constante pendant le défaut cause de petites erreurs. Cependant, ces erreurs ne dépassent pas de 10% Figure IV-26.

En utilisant les modèles détaillés avec tous les systèmes de régulation des générateurs, aucune simplification n'est faite, la méthode SIME présente les résultats avec la précision excellente. On peut trouver les mêmes valeurs de TEC que celles qui sont calculées avec la méthode dichotomique.

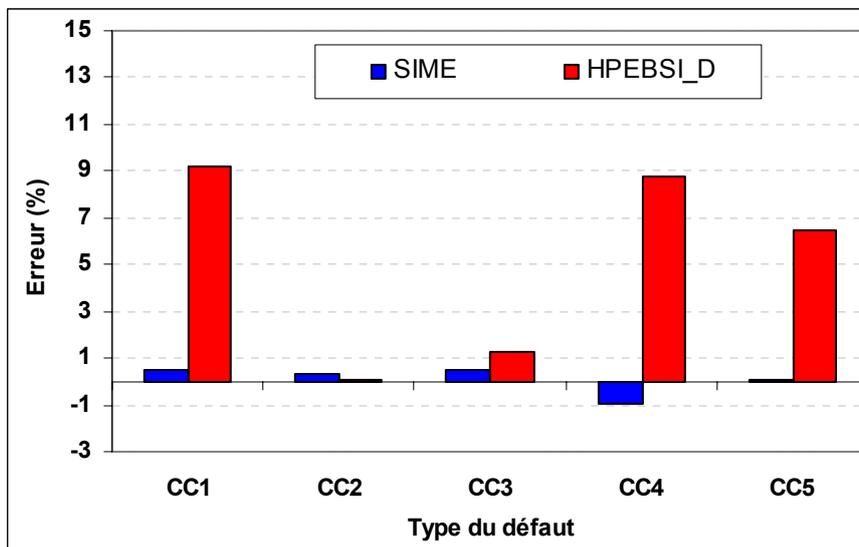


Figure IV-26 : Comparaison des méthodes hybrides

IV.4.3 Les indices de la stabilité

Les deux méthodes hybrides HPEBSI et SIME donnent tous les indices de stabilité qui comprennent:

- Les groupes des machines critiques
- La marge de la stabilité
- Le temps d'élimination critique (TEC)

Ces indices sont les informations très importantes qui aident à décider les actions préventives et curatives pour sauvegarder le système.

IV.5 Influence de différents paramètres sur la stabilité transitoire des générateurs synchrones

L'étude des facteurs d'influence sur la stabilité transitoire des GEDs est réalisée dans cette partie. On divise les différents types d'influences en trois grandes catégories:

- Influences concernant le lieu de raccordement des GEDs
- Influences concernant les différents régimes de fonctionnement
- Influences concernant les autres types GEDs dans le réseau.

Les études seront effectuées sur le réseau test 2. C'est un réseau réduit à partir du réseau RMDE. Ce réseau comprend 6 départs radiaux connectés au deux jeux de barre différents. Chaque jeu de barre est alimenté par un transformateur 63/20kV. Le réseau de répartition de 63 kV en amont est modélisé par un noeud infini. Un générateur de 15MVA (R_G) est connecté au jeu de barre de 63kV. Il existe éventuellement entre les départs des interrupteurs télécommandés (I1, 2 et 3). Les paramètres du réseau se trouvent dans l'annexe.

IV.5.1 Influence des positions relatives entre GED et le défaut

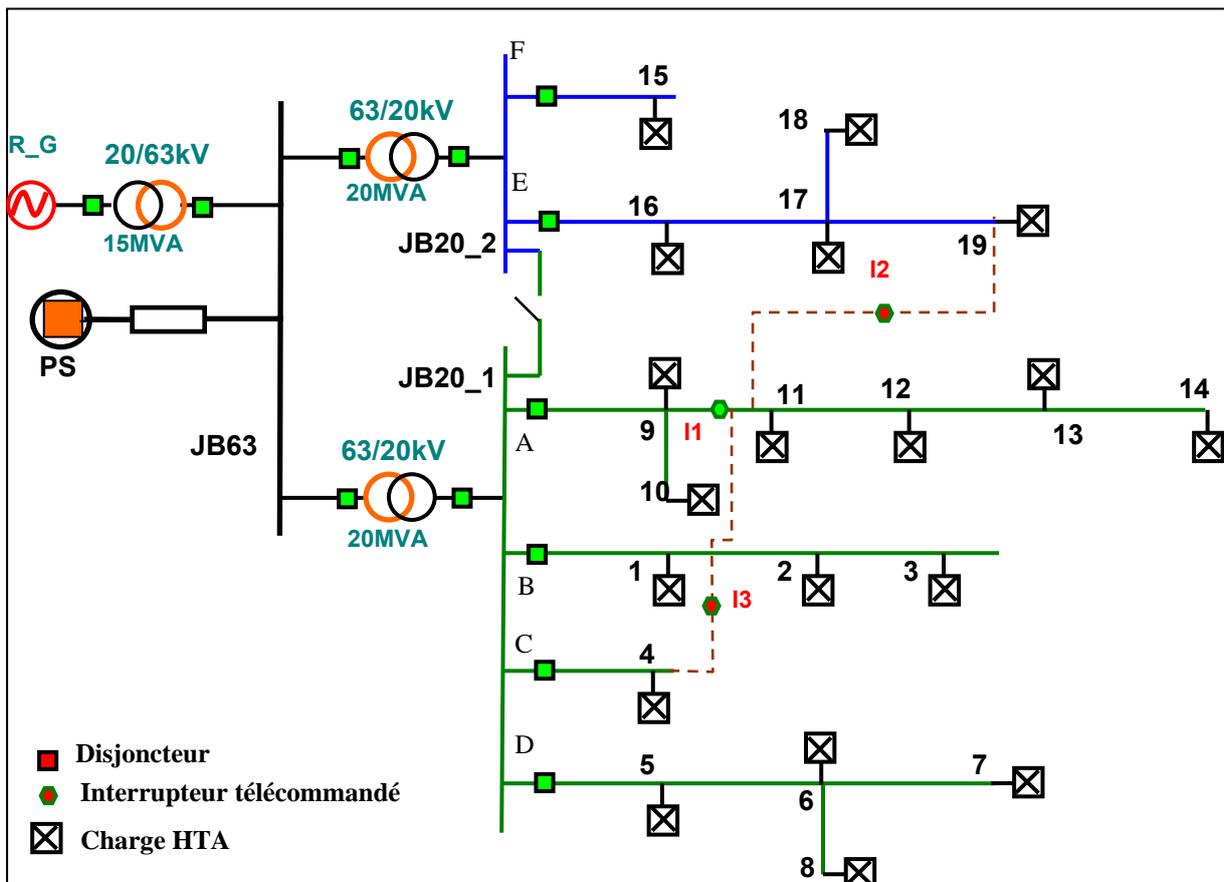


Figure IV-27 : Réseau RMDE réduit

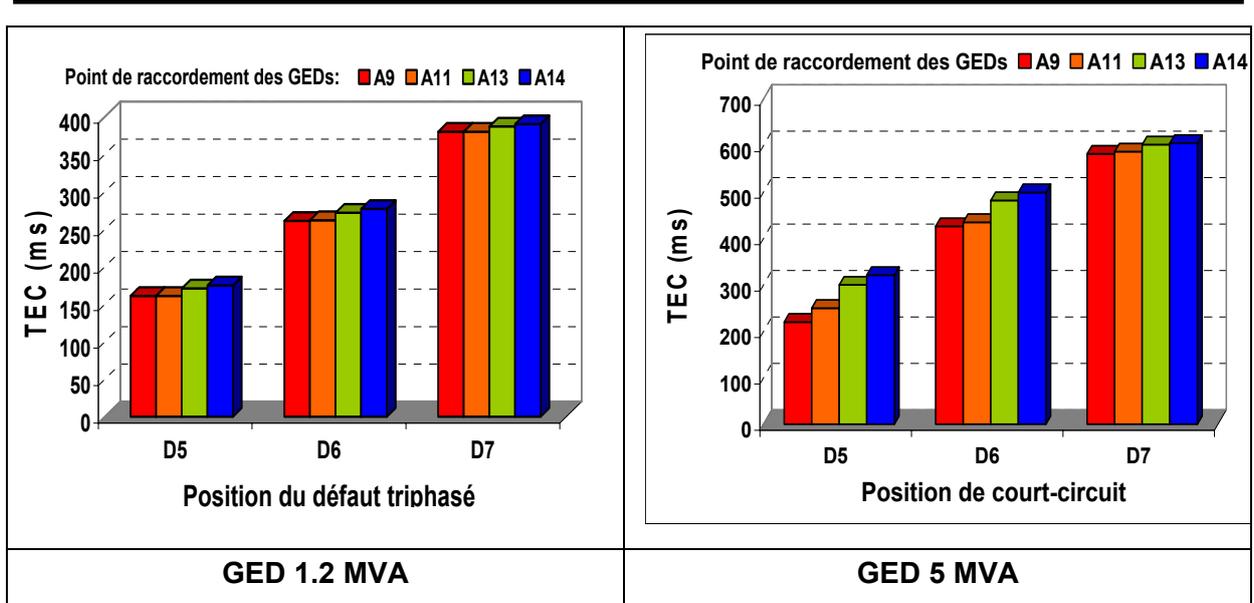


Figure IV-28 : Valeurs de TEC varie selon le point de raccordement

La Figure IV-28 nous montre la variation de TEC en fonction de la location du défaut sur le départ D (D5, 6 et 7) par rapport au lieu de raccordement de la GED (A9, 11, 13 et 14). On constate que le TEC est plus grand si le point du défaut est plus éloigné du poste source. Le générateur ayant la puissance plus importante a le TEC plus important.

IV.5.2 Influence des différents régimes de fonctionnement

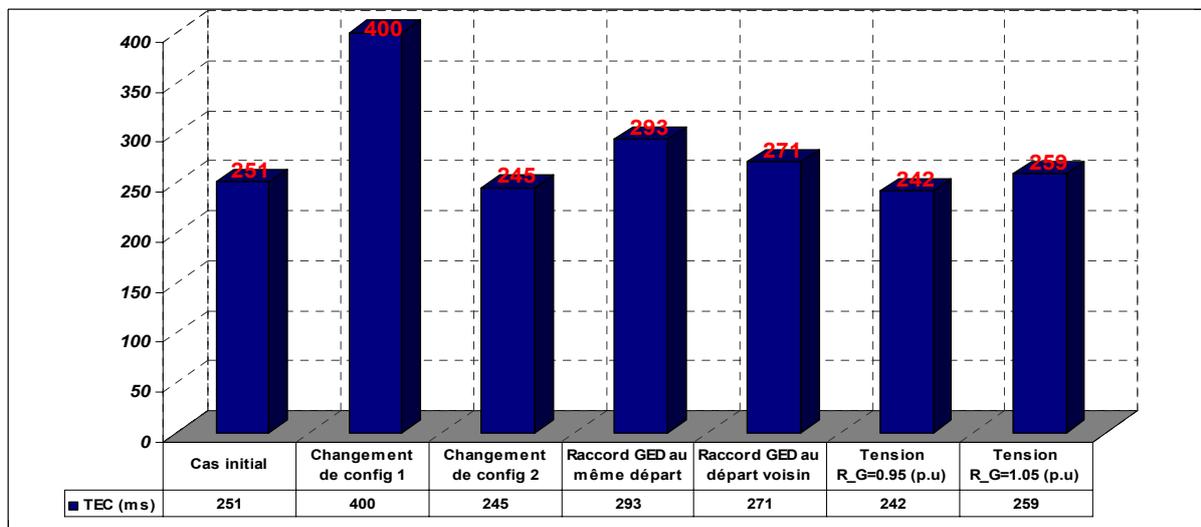


Figure IV-29 : Valeurs de TEC varie selon les différents types d'opération du système.

Ensuite, on considère l'influence du changement de différents régimes de fonctionnement du réseau sur le TEC d'une GED de 5 MVA connectée au nœud 11. Le TEC lors du court-circuit triphasé au nœud D5 est égale 251 ms. C'est le cas initial (référence). Les actions de changement du régime de l'exploitation sont présentées comme suit:

- ✚ Le changement de configuration 1 est réalisé par l'ouverture de l'interrupteur 1 (I1) et la fermeture de l'interrupteur 2 (I2) entre le départ A et le départ E

- ✚ Le changement de configuration 2 est réalisé par l'ouverture de l'interrupteur 1 (I1) et la fermeture de l'interrupteur 3 (I3) entre le départ A et le départ D
- ✚ Une autre GED de 5MVA est connectée au nœud 13 (même départ avec la GED1)
- ✚ Une autre GED de 5MVA est connectée au nœud 2 (départ voisin)
- ✚ Le changement de la tension de consigne du générateur R_G de 1(p.u) à 0.95 (p.u)
- ✚ Le changement de la tension de consigne du générateur R_G de 1(p.u) à 1.05 (p.u).

On observe que si le régime de fonctionnement change, le temps d'élimination critique change. Surtout le changement de configuration donne un changement de TEC important. Cela peut donner une solution d'amélioration de la stabilité par le changement de configuration. On constate aussi que le raccordement d'une grande GED (5MVA) sur le même départ avec la GED1 fait augmenter le TEC car cette GED augmente la tension sur ce départ. Par contre pour les autres cas, il n'y a pas de l'influence majeure sur le TEC de la GED1.

IV.5.3 Influence des différents types des éoliennes

Cette partie présente de l'influence des différents types des éoliennes sur la stabilité transitoire de la machine synchrone GED1. Tous les modèles de GED et des éoliennes présentés dans le chapitre 2 seront utilisés dans les simulations suivantes.

Le même réseau test 2 est utilisé mais dans cette étude, il y a un générateur synchrone (GED1) raccordé au nœud 3 et un autre générateur d'éolien raccordé au nœud 2. Trois cas d'étude correspondant aux trois types du modèle des éoliennes: Machine ASynchrone à cage (MAS), Machine Synchrone raccordée au réseau par l'interface d'électronique de puissance (IEP) et Machines ASynchrone à Double Alimentation (MASDA). Pour le cas de machine synchrone raccordé au réseau par un onduleur, cette éolienne est modélisée par une injection de puissance avec le réglage de facteur de puissance ($\text{tg } \varphi$). Ce type de l'interface d'électronique de puissance est aussi valable pour les photovoltaïques (PV). Un court-circuit triphasé a lieu au nœud 8 à l'instant de 100s. Le défaut est éliminé 0.27s (ou au moment 100.27s). Les simulations dynamiques sont effectuées grâce au logiciel EUROSTAG.

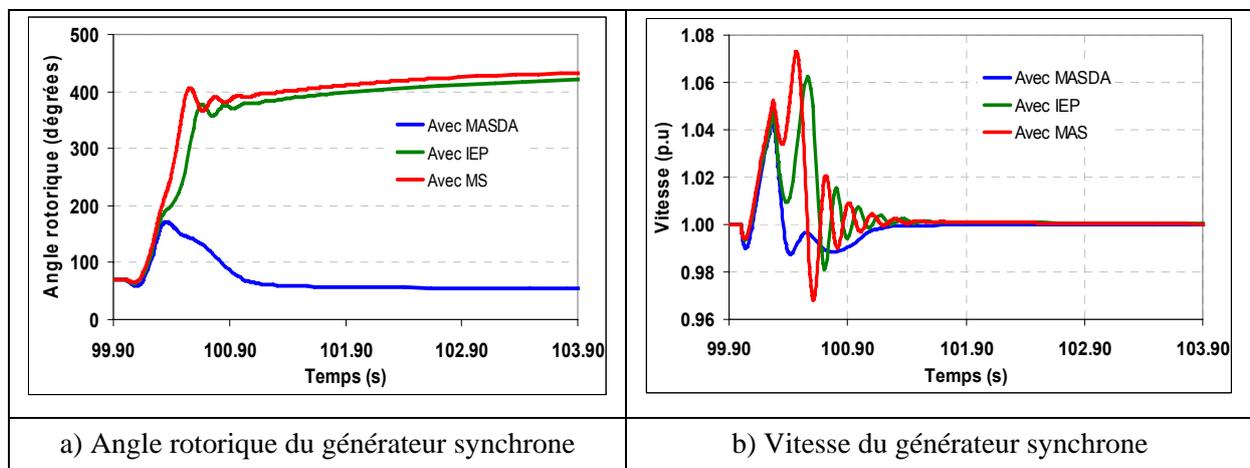


Figure IV-30 : Influence de différents types des éoliennes sur la stabilité dynamique du générateur synchrone

Les résultats obtenus montrent sur la Figure IV-30 que le raccordement d'un générateur d'éolien de type machine asynchrone à double alimentation permet d'améliorer la stabilité transitoire des générateurs synchrones raccordés sur le même réseau. Cela provient du fait que le système de régulation de vitesse et de tension de la MASDA participe pour stabiliser le système. On constate que le profil de tension pour ce cas est mieux que les autres cas (Figure IV-29). Cela contribue à diminuer la puissance d'accélération de la machine synchrone.

La Figure IV-31 présente le comportement dynamique de différents types des éoliens lors du défaut. Pour le cas d'une machine asynchrone à cage (MAS), pendant le court-circuit, elle appelle un courant plus important du réseau. Le phénomène de démagnétisation du générateur asynchrone à cage demande également de la puissance réactive très importante du réseau. Par conséquent, la tension de la machine dans ce cas ne peut pas revenir à l'état initial. C'est un plus grand inconvénient pour ces générateurs, puisqu'il n'y a la possibilité de re-excitation après les défauts de réseau. La vitesse du générateur asynchrone à cage s'envole lors du défaut à cause du déséquilibre entre la couple mécanique et électrique.

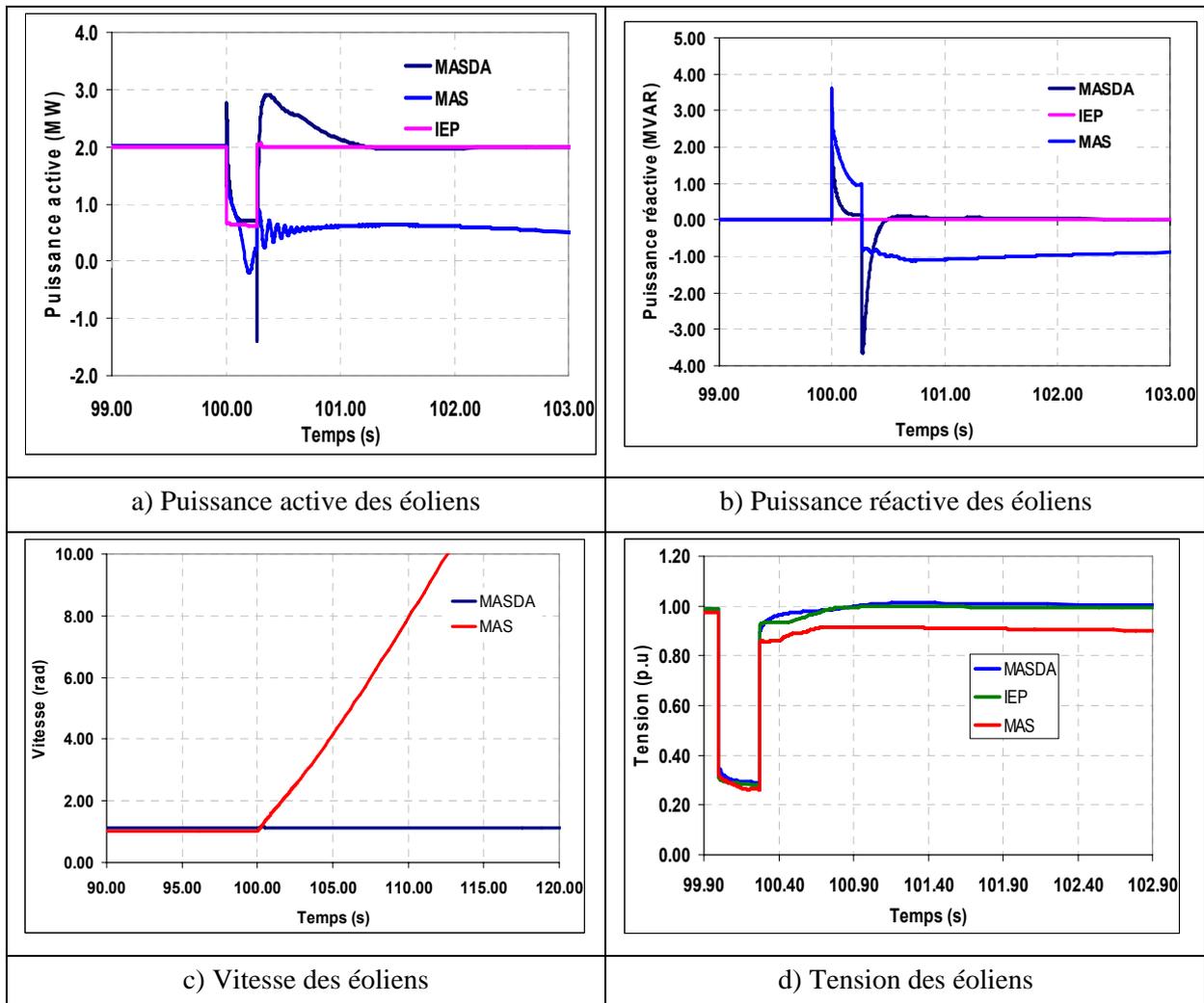


Figure IV-31 : Comportement dynamique de différents types des éoliens lors du défaut

D'autre part avec la MASDA, la tension récupère presque instantanément après l'élimination du défaut. La tension est assurée par l'action très rapide du système de régulation de la puissance réactive.

Pour l'éolienne raccordée au réseau via l'IEP, le courant fourni par la machine pendant le défaut est limité par le convertisseur. Il n'a pas donc beaucoup d'influence sur la stabilité transitoire du générateur synchrone. La tension au point de raccordement retrouve rapidement sa valeur initiale après l'élimination du défaut grâce au système de régulation des convertisseurs. Pour que ce type d'éolienne puisse participer à améliorer la stabilité des machines synchrones sur ce réseau, ces éoliennes doivent équiper les systèmes de régulation plus performants comme le régulateur autoadaptatif de tension [TRAN-2005B].

IV.6 Application de la réduction du réseau aux méthodes rapides d'évaluation de l'instabilité transitoire

Dans la partie suivante, nous allons appliquer la réduction du réseau présentée dans le chapitre III à l'évaluation rapide de l'instabilité transitoire des GEDs dans un réseau de distribution. Deux méthodes rapides présentées (HPEBIS et SIME) seront couplées avec la méthode de réduction de réseau. La comparaison de la méthode mixte avec le réseau réduit et de la méthode d'évaluation rapide avec le réseau complet sera effectuée.

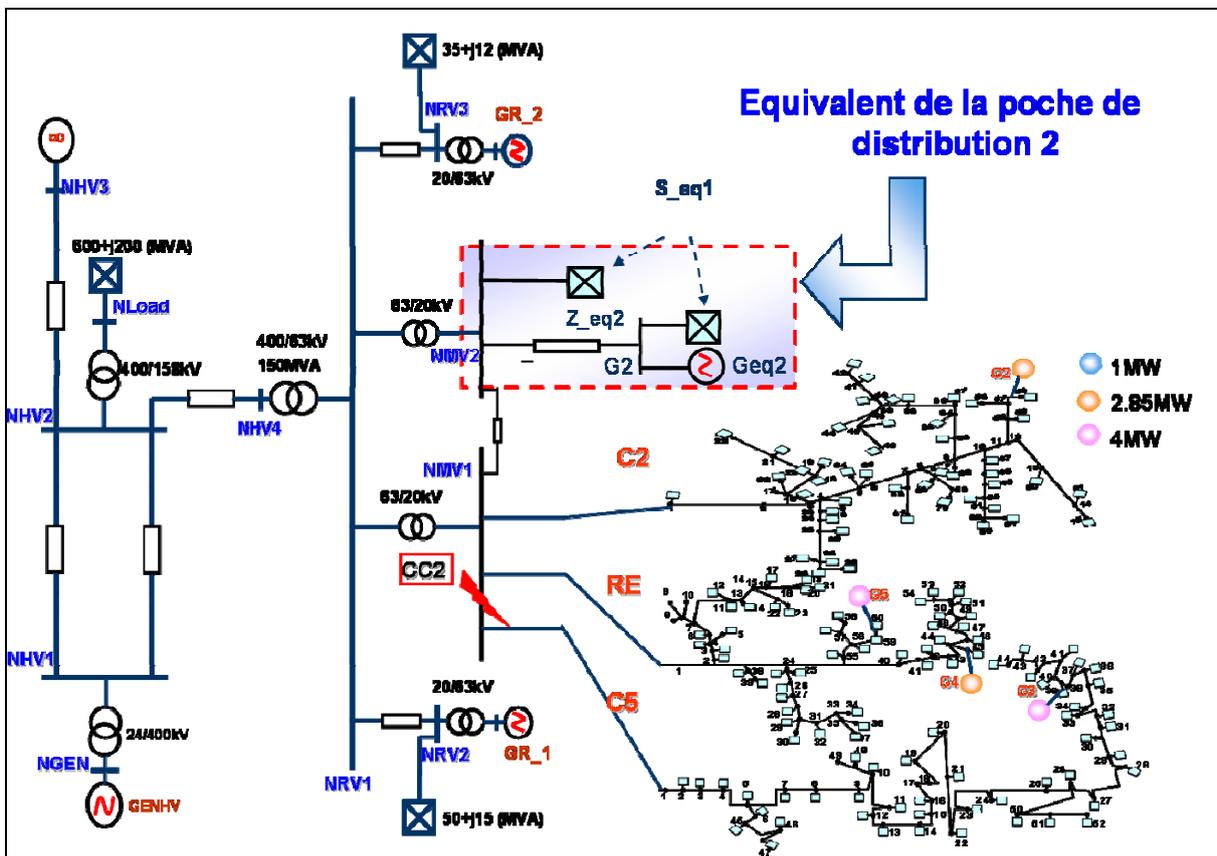


Figure IV-32 : Réseau réduit pour l'évaluation rapide de la stabilité transitoire

Dans cette étude, seulement la poche de distribution 2 sera remplacée par les modèles équivalents (Figure IV-32). Puis, la stabilité transitoire des GEDs de la poche de distribution 1 sera étudiée d'abord avec la méthode HPEBIS et ensuite avec la méthode SIME. Le défaut au nœud CC2 sera considéré dans ce cas (avec TEC = 168ms). Les résultats obtenus seront comparés avec ceux dans le cas du réseau complet.

IV.6.1 Application avec la méthode HPEBSI

Le court circuit au nœud CC2 qui a lieu au jeu de barre de la poche de distribution 1 provoquera la perte de la stabilité des GEDs dans cette poche. La GED5 est la plus sensible face à ce défaut, par conséquent, elle perd la stabilité en premier.

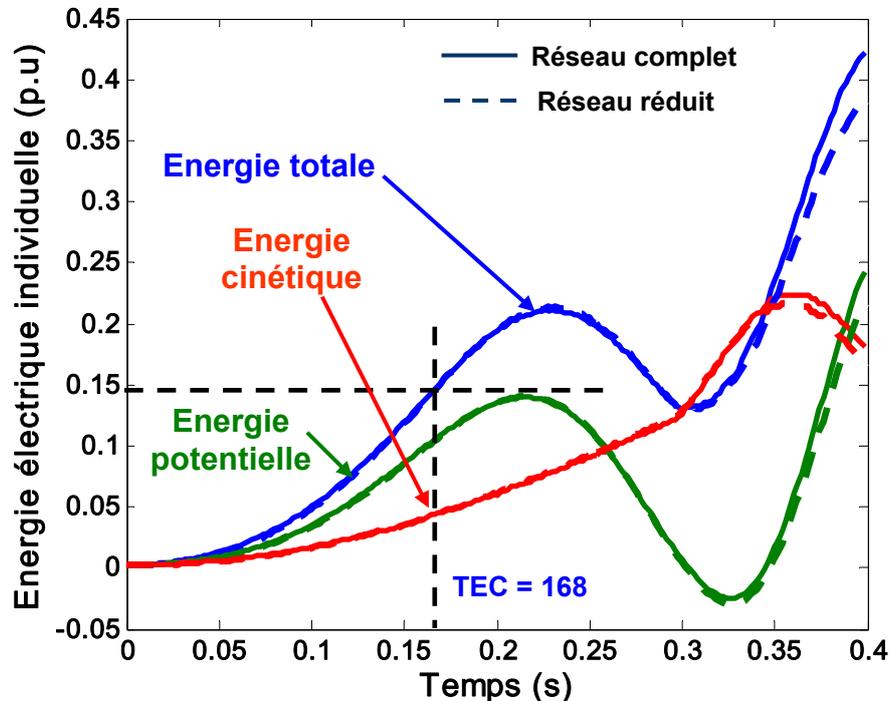


Figure IV-33 : Résultats de comparaison des évolutions des fonctions d'énergie transitoire entre le réseau réduit et le réseau complet avec la méthode HPEBSI

La Figure IV-33 montre l'évolution des fonctions d'énergie transitoire de la GED5 en cas de réseau complet et en cas de réseau réduit. Les résultats montrent qu'il y a une très bonne coïncidence entre eux à la première oscillation. Cela explique qu'il n'y aura pas de différence des indices de la stabilité trouvés par la méthode HPEBSI pour le réseau réduit en comparaison avec le réseau complet. Par contre, en utilisant la méthode de réduction de réseau, le nombre des nœuds et des éléments de calcul du réseau sont réduits considérablement. C'est pourquoi, le temps de calcul est très rapide.

IV.6.2 Application avec la méthode SIME

D'une manière similaire, la méthode SIME est appliquée maintenant pour évaluer la stabilité transitoire des GEDs avec le réseau réduit face au défaut au nœud CC2.

La Figure IV-34a montre la comparaison des trajectoires du vrai OMIB qui est satisfait la condition d'arrêt instable. On peut observer que toutes les deux trajectoires peuvent atteindre le point UEP (Point d'équilibre instable), qui donne la marge de la stabilité.

Le temps d'élimination critique du défaut est ensuite calculé avec les deux valeurs de marge de stabilité qui correspondent à deux cas instables. On peut trouver que les résultats sont identiques pour le cas du réseau réduit et le cas du réseau complet.

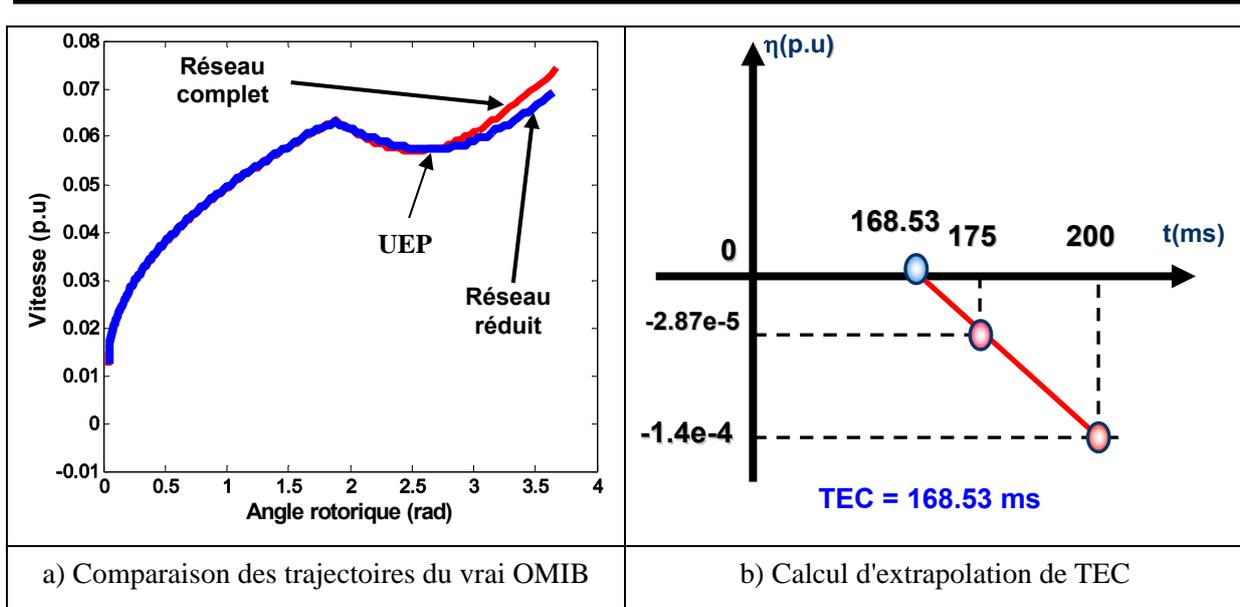


Figure IV-34 : Résultats de comparaison entre le réseau réduit et le réseau complet avec la méthode SIME

IV.7 Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre les méthodes d'évaluation de la stabilité angulaire des petits générateurs synchrones dans le réseau de distribution. L'étude de la stabilité à petite perturbation a montré qu'il y a des oscillations en mode local pour les petites machines avec la fréquence d'oscillation élevée à cause de leur faible inertie.

Des méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire ont été étudiées. Les deux méthodes hybrides ont été ensuite analysées afin d'améliorer leur rapidité, leur précision. La méthode HPEBSI qui combine les avantages de la méthode directe et de la méthode temporelle donne les informations complètes sur les générateurs individuels suite à un défaut. Les hypothèses proposées qui permettent d'utiliser les modèles détaillés des générateurs apportent une très bonne précision sur les résultats.

La méthode SIME, pour sa part, utilise les modèles complètement détaillés du réseau, aucune simplification n'est nécessaire. La précision de calcul peut être comparable avec la méthode dichotomique tandis que sa rapidité est bien meilleure.

Les analyses de la stabilité des GEDs par les méthodes rapides en couplant avec les méthodes de réduction du réseau présentées dans le chapitre III, ont été également étudiées. Les résultats obtenus montrent qu'il n'y a pas de différences entre les deux approches. Par contre, pour les grands réseaux, la méthode d'évaluation de la stabilité en couplant avec la méthode de réduction de réseau peut réduire considérablement le temps de calcul.

Pour compléter les études de la stabilité transitoire du générateur synchrone connecté au réseau de distribution, les analyses de différents facteurs d'influence ont été réalisées. Les résultats obtenus montrent que le générateur d'éolien de type Machine ASynchrone à Double Alimentation utilisé dans le réseau permet considérablement d'améliorer la stabilité transitoire des générateurs synchrones raccordés au même réseau.

V CHAPITRE V : ACTIONS PREVENTIVES ET CURATIVES

V.1 Introduction

La continuité de service est toujours le souhait de la gestion du réseau de transport. En effet la perte des groupes de productions du fait d'un défaut provoque probablement les dégâts technico-économique dangereux. Ce souhait est aussi le cas pour les petits générateurs installés dans le réseau de distribution, mais dans les aspects différents. Il s'agit d'assurer la continuité de l'intérêt de l'énergie fournie par les productions décentralisées et leur contribution au service système dans le contexte de la libéralisation du secteur électrique.

Cela donne la nécessité d'avoir des actions de commande, c'est-à-dire de stabilisation, le cas échéant. On y distingue les actions préventives et curatives.

V.2 Actions préventives

Les actions préventives sont des actions de stabilisation appropriées sur base d'une prédiction des conditions de fonctionnement et de simulation de perturbations jugées dangereuses. Autrement dit, ce sont des études de modification des paramètres du réseau afin d'affronter des perturbations potentiellement dangereuses.

Il y a plusieurs actions préventives, une des actions le plus utilisées consiste à modifier la puissance fournie des générateurs dans le système (generation rescheduling). Afin d'avoir la meilleure solution, la modification de puissance des GEDs doit tenir compte des coûts de production et de considérations propres du marché électrique. Cela peut être traité par l'utilisation d'un algorithme de Optimal Power Flow (OPF). Cependant, dans le cadre de notre étude, seulement l'aspect technique est considéré. C'est-à-dire la modification de puissance des générateurs sera simplement proportionnelle à leur "degré de sévérité".

Les actions préventives sont basées sur les informations de la phase d'évaluation de la stabilité transitoire du réseau. Par conséquent, les deux méthodes préventives qui correspondent aux deux méthodes d'évaluation rapides de la stabilité transitoire présentées dans le chapitre IV seront proposées et appliquées dans les parties suivantes.

En tenant compte des conditions de fonctionnement et des caractéristiques du réseau, nous admettons, dans notre étude, les deux hypothèses suivantes: (autre que celles utilisées par la méthode d'évaluation de la stabilité transitoire):

- l'équilibre de charge et de production dans le réseau est constant
- le petit changement de la puissance des générateurs ne modifie pas le mode de stabilité du système

La première hypothèse est précisée que la diminution de puissance des machines critiques soit compensée par une augmentation de la puissance des machines non-critiques ou du poste source afin d'assurer la production constante sur le réseau. La deuxième est raisonnable car les petits générateurs dans le réseau de distribution ont peu d'interaction entre eux.

D'ailleurs, les actions préventives proposées dans notre étude n'appliquent que pour un défaut potentiellement dangereux précis. Ce n'est pas une solution globale pour tous les défauts.

V.2.1 Première méthode préventive proposée basée sur HPEBSI (P-HPEBSI)

En réutilisant l'équation (4.10) on a l'expression de l'énergie transitoire individuelle pour une machine:

$$V(\delta_i, \omega_i) = \frac{1}{2} M_i \omega_i^2 - \int_{\delta_{si}}^{\delta_i} (P_{m0} - P_{eP}) d\delta_i \quad (5.1)$$

où P_{eP} est la puissance électrique post-défaut.

Une petite variation de la fonction d'énergie transitoire est calculée par l'approximation d'ordre 1:

$$\Delta V(\delta_i, \omega_i) = M_i \omega_i \Delta \omega_i - (P_{m0} - P_{eP}) \Delta \delta_i - (\delta_i - \delta_{si}) \Delta P_{mi} \quad (5.2)$$

On applique l'équation (5.2) pour calculer les variations de l'énergie transitoire au moment d'élimination du défaut et l'énergie critique du défaut.

Variation de l'énergie transitoire au moment d'élimination du défaut:

$$\Delta V(\delta_i^e, \omega_i^e) = M_i \omega_i^e \Delta \omega_i^e - (P_{m0} - P_{eP}) \Delta \delta_i^e - (\delta_i^e - \delta_i^s) \Delta P_{mi} \quad (5.3)$$

Variation de l'énergie transitoire critique:

$$\Delta V(\delta_i^u, \omega_i^u) = M_i \omega_i^u \Delta \omega_i^u - (P_{m0} - P_{eP}) \Delta \delta_i^u - (\delta_i^u - \delta_i^s) \Delta P_{mi} \quad (5.4)$$

D'autre part, on a la marge de stabilité calculée par:

$$\eta_i = \Delta V(\delta_i^u, \omega_i^u) - \Delta V(\delta_i^e, \omega_i^e) \quad (5.5)$$

On remplace les équations (5.3), (5.4) à l'équation (5.6) en tenant en compte $\Delta \delta_i^u = \omega_i^u = 0$

$$\eta_i = -M_i \omega_i^e \Delta \omega_i^e + (P_{m0} - P_{eP}) \Delta \delta_i^e + (\delta_i^e - \delta_i^s) \Delta P_{mi} \quad (5.6)$$

En supposant que l'accélération du générateur soit linéaire pendant le défaut, on obtient:

$$\Delta \omega_i^e = \frac{1}{M_i} \Delta P_{mi} t_e \quad (5.7)$$

$$\Delta \delta_i^e = \frac{1}{2M_i} \Delta P_{mi} t_e^2 \quad (5.8)$$

A partir des équations (5,6), (5,7), (5,8), on déduit la relation entre la marge de stabilité et la variation de la puissance mécanique:

$$\eta_i = -\omega_i^e t_e \Delta P_{mi} + \frac{1}{2M_i} (P_{m0} - P_{eP}) t_e^2 \Delta P_{mi} + (\delta_i^e - \delta_i^u) \Delta P_{mi} \quad (5.9)$$

L'angle rotorique du point d'équilibre instable δ_u correspond au moment où l'énergie cinétique atteint sa valeur maximale dans le cas (4.30) ou l'énergie potentielle atteint sa valeur maximale dans le cas (4.32).

Alors, la méthode préventive couplée avec le programme HPEBSI est proposée comme suit:

- utiliser le programme HPEBSI pour l'évaluation de la stabilité du système avec le temps d'élimination désiré
- si le système est stable, on s'arrête
- si le système instable, on calcule la marge de stabilité pour chaque machine individuelle
- la puissance mécanique réduite pour les machines critique est calculée par l'équation (5.9).
- le manque de puissance provoquée par les machines critiques sera compensé par le poste source ou par les machines instables
- évaluer la stabilité du système avec la nouvelle valeur de la puissance mécanique.

V.2.2 Deuxième méthode préventive proposée basée sur SIME (P-SIME)

La deuxième méthode préventive se base sur le programme SIME. Le principe de cette méthode est similaire de la méthode basée sur HPEBSI. La différence entre les deux méthodes est que la méthode P-SIME ne détermine pas la quantité de la puissance réduite de manière directe sur chaque machine individuelle. L'estimation de la puissance mécanique réduite est faite avec le vrai OMIB qui divise les machines en deux groupes au moment d'élimination du défaut:

$$\eta(OMIB) = -\omega_{OMIB}^e t_e \Delta P_{mOMIB} + \frac{1}{2M_i} (P_{m0OMIB} - P_{ePOMIB}) t_e^2 \Delta P_{mOMIB} + (\delta_{OMIB}^e - \delta_{OMIB}^u) \Delta P_{mOMIB} \quad (5.10)$$

Ensuite la somme de puissances réduites par OMIB est redistribuée aux machines dans les deux groupes critiques et stables:

$$\Delta P_m^{OMIB} = \Delta P_C = \sum_{i \in C} \Delta P_{mi} = -\Delta P_S = -\sum_{k \in S} \Delta P_{mk} \quad (5.11)$$

Pour la distribution de la puissance réduite du groupe des machines critiques, nous proposons la règle suivante.

Pour un cas d'instable au moment d'élimination du défaut T_e , les machines se divisent en deux groupes: groupe des machines critiques qui ont leur angle rotorique en haut, groupe des machines stables qui ont leur angle rotorique en bas. A partir de la formule de construction des candidats OMIB et de la formule de calcul la puissance mécanique avec la

méthode préventive proposée, on trouve que la relation entre le changement de puissance mécanique du vrai OMIB avec celui des candidates OMIB comme suit:

$$\Delta P_m^{OMIB(k)} = \sum_{i=1}^k \Delta P_m^{OMIB(i)} \quad (5.12)$$

où: $\Delta P_m^{OMIB(i)}$ est la puissance mécanique réduite en totale pour le $i^{\text{ème}}$ candidat OMIB

En profitant de cette caractéristique, on utilise la méthode d'élimination pas à pas pour calculer la puissance mécanique réduite de chaque machine dans le groupe critique qui suit la règle:

$$\begin{aligned} \Delta P_{m1} &= \Delta P_m^{OMIB(1)} \\ \Delta P_{m2} &= \Delta P_m^{OMIB(2)} - \Delta P_m^{OMIB(1)} \\ \Delta P_{mk} &= \Delta P_m^{OMIB(k)} - \sum_{i=1}^{k-1} \Delta P_m^{OMIB(i)} \end{aligned} \quad (5.12)$$

Le manque de puissance provoquée par les machines critiques sera compensé par le poste source ou par les machines instables.

V.2.3 Validation sur le réseau test

On applique maintenant les deux méthodes préventives présentées ci-dessus à stabiliser les machines critiques pour avoir un TEC désiré [LE-2008].

Les deux cas de défaut CC2 et CC3 seront analysés avec le temps d'élimination critique désiré TEC=0.2s.

Le cas du défaut CC2.

Le défaut CC2 est le défaut triphasé qui a lieu au jeu de barre de la poche de distribution 1. Toutes les machines sont supposées fournir la puissance mécanique nominale ($P_m=1p.u$). Le TEC est égale à 0.168s lié à la machine la plus critique GEN5. Avec le temps d'élimination de défaut $T_e=0.2$ s, toutes les autres machines dans cette poche perdent aussi la stabilité avec un degré d'instabilité différent qui est montré dans la Figure V-1.

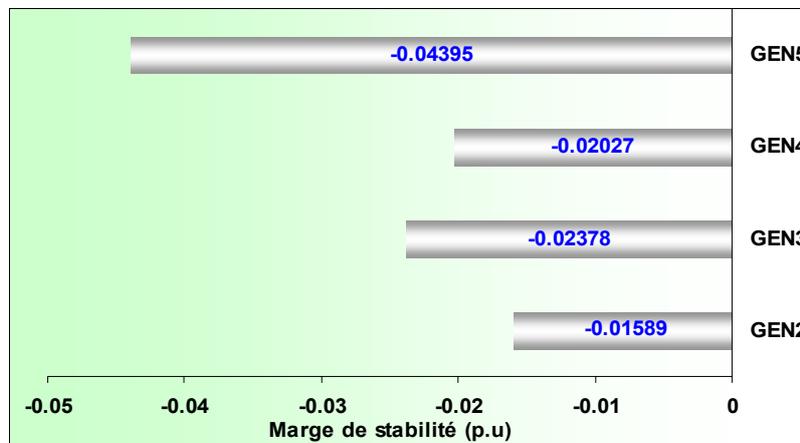


Figure V-1 : Le degré de stabilité des GEDs en défaut CC2 avec $T_e=0.2s$

La Figure V-2 présente l'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines lors du défaut CC2 avec le temps d'élimination du défaut égale à 0.2s qui est supérieur à $TEC = 0.168s$. On observe que l'angle rotorique de quatre GEDs dans la poche 1 s'envole et leur vitesse augmente jusqu'à peu près de 10% de la valeur nominale. Cela provoque des contraintes thermiques et mécaniques pour les petites machines.

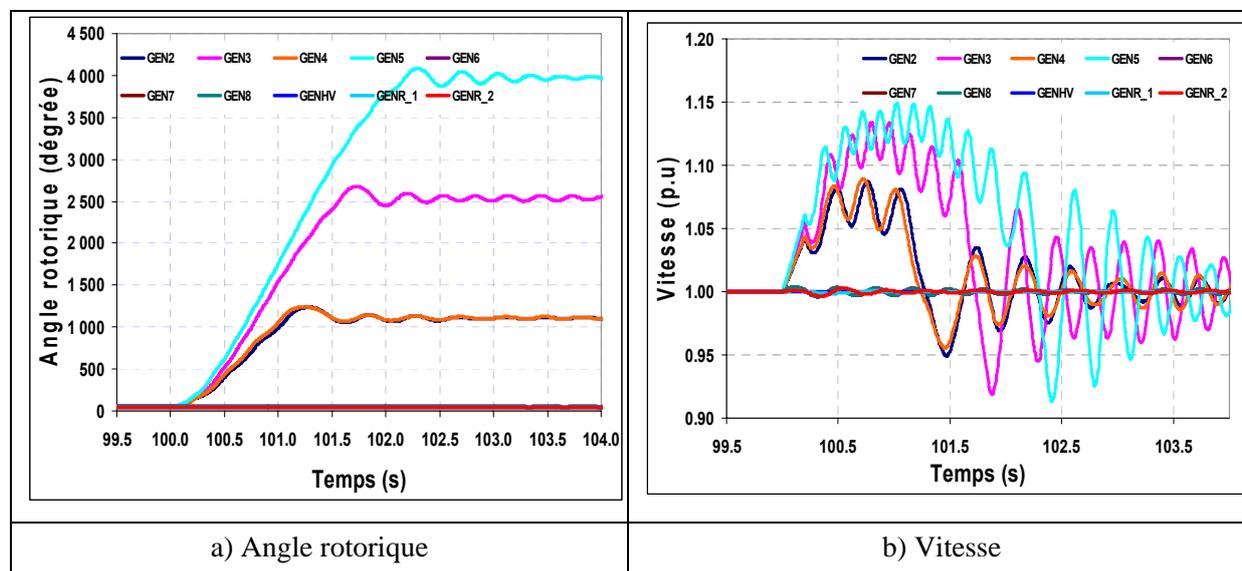


Figure V-2 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines critiques lors du CC2 avec $Te=0.2s$

Les deux méthodes préventives ont été appliquées, les résultats sont présentés dans le Tableau V-1. La troisième et quatrième colonne donne respectivement les valeurs de puissance mécanique des machines critiques après l'application des méthodes préventives P-HPEBSI et P-SIME. Ensuite, le TEC est recalculé et comparé avec le TEC désiré qui est égale à 0.2s. L'erreur de la méthode P-HPEBSI est de 4.5% tandis que celle de la méthode P-SIME est de 7%.

Machine critique	P_{m0} (p.u)	$P_{m,P-HPEBSI}$ (p.u)	$P_{m,P-SIME}$ (p.u)		P - HPEBSI	P- SIME
GEN2	1	0.8528	0.8205	TEC (s)	209	214
GEN3	1	0.8492	0.8632			
GEN4	1	0.8038	0.7991	Erreur (%)	4.5	7
GEN5	1	0.7554	0.7977			

Tableau V-1 : Résultats de deux méthodes préventives pour le défaut CC2

OMIB	P_{m0}^{OMIB} (MW)	ΔP_m^{OMIB} (MW)	Groupe de machine critique	Machine critique	ΔP_i (MW)
OMIB1	3.624	-0.978	GEN5	GEN5	-0.978
OMIB2	7.248	-1.582	GEN5,3	GEN3	-0.603
OMIB3	9.696	-2.141	GEN5,3,4	GEN4	-0.559
OMIB4	12.15	-2.560	GEN5,3,4,2	GEN2	-0.419

Tableau V-2 : Les paramètres des OMIBs avec la méthode P-SIME pour le défaut CC2

Dans le Tableau V-2, on présente de façon détaillée des paramètres des candidats OMIB obtenus pendant la procédure de calcul de la méthode P-SIME. La deuxième colonne

présente des valeurs de la puissance mécanique initiale des candidats OMIB. La troisième et la quatrième donnent la quantité de puissance mécanique réduite et les machines dans le groupe instable de chaque candidat OMIB.

D'après la règle (5.13), la diminution de puissance mécanique de chaque machine critique est obtenue et présentée dans la cinquième et sixième colonne.

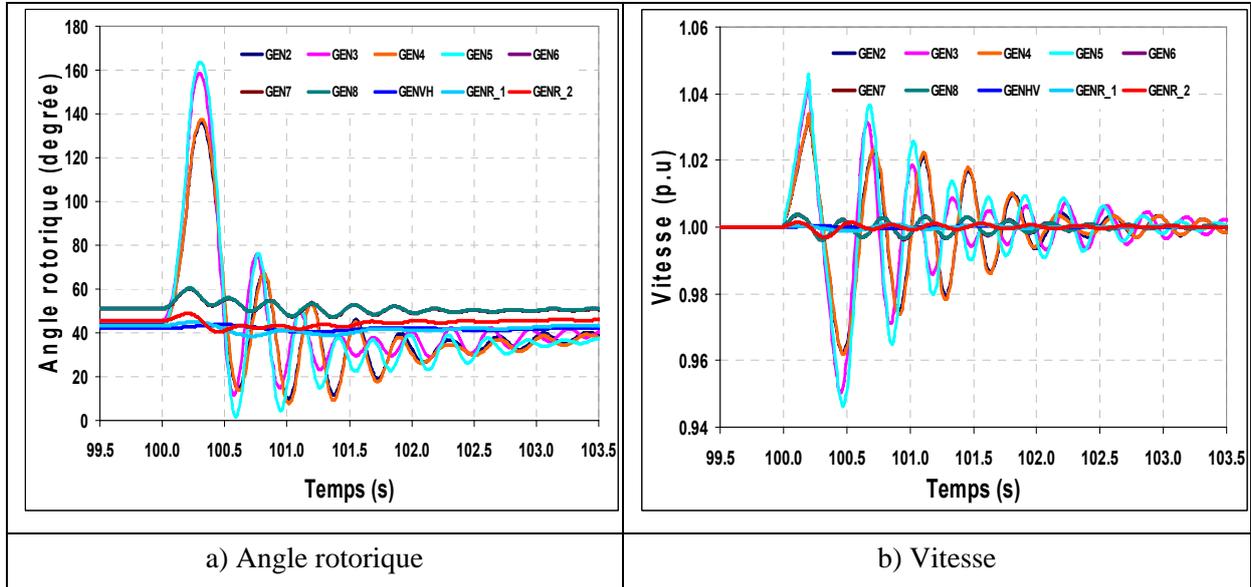


Figure V-3 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines après l'application de P-HPEBSI

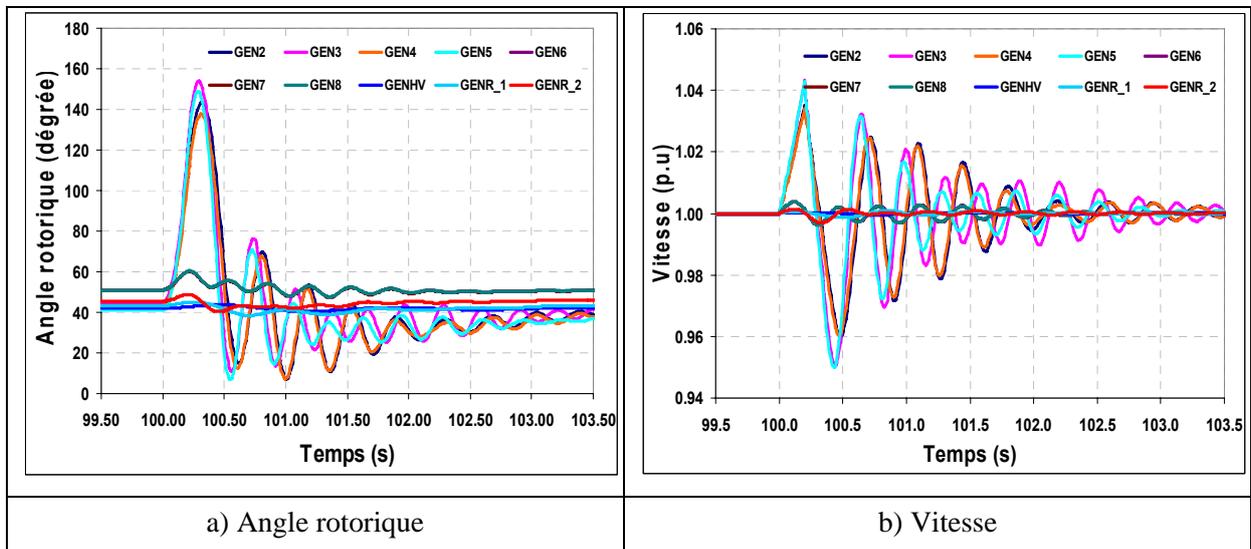


Figure V-4 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines après l'application de P-SIME

La Figure V-3 et Figure V-4 présentent le comportement des GEDs après que les actions préventives soient réalisées. Pour le défaut CC2 avec le temps d'élimination $T_e=0.2s$, toutes les machines sont stable.

Le cas du défaut CC3

Afin d'avoir une bonne comparaison entre les deux méthodes préventives, on refait les études pour le défaut CC3 avec le même temps d'élimination du défaut $T_e=0.2s$. Dans ce

cas, puisque les trois machines critiques dans la poche 2 sont de mêmes types, leur marge de stabilité est presque identique (Figure V-5, Figure V-6).

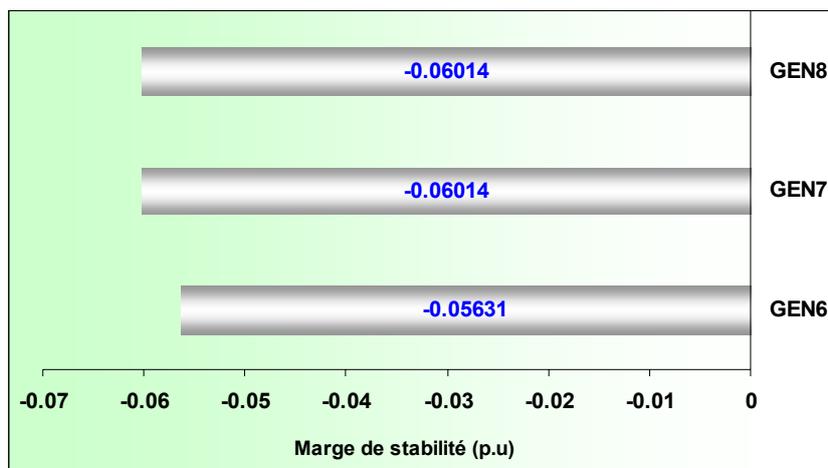


Figure V-5 : Le degré de stabilité des GEDs en défaut CC3 avec $T_e=0.2s$

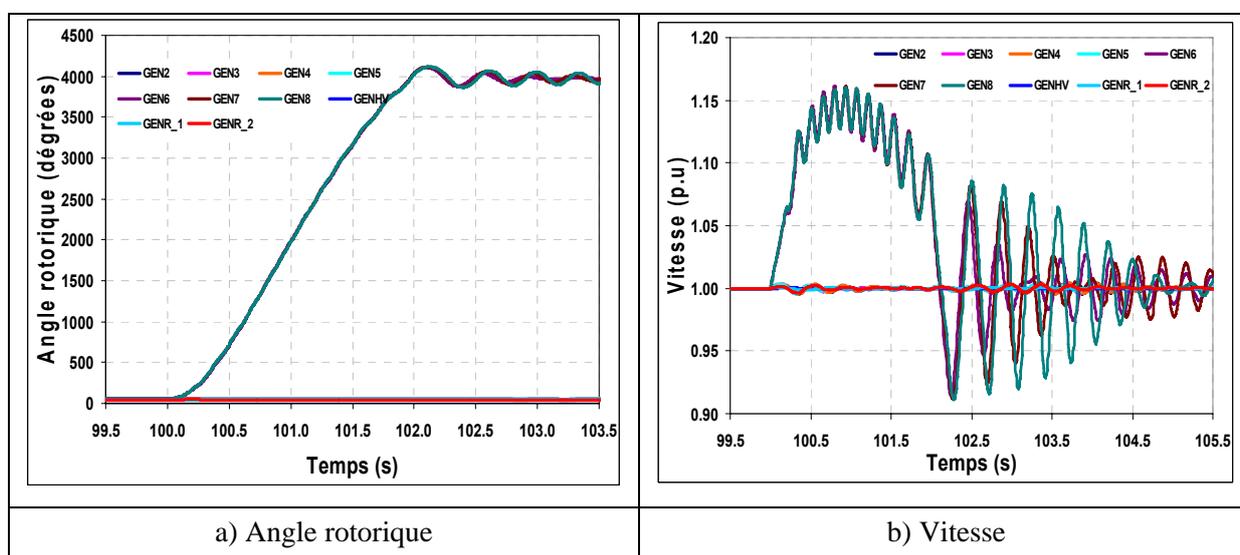


Figure V-6 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines critiques lors du CC2 avec $T_e=0.2s$

Machine critique	P_{m0} (p.u)	$P_{m_P-HPEBSI}$ (p.u)	P_{m_P-SIME} (p.u)		P - HPEBSI	P- SIME
GEN6	1	0.667	0.660	TEC (s)	226	229
GEN7	1	0.664	0.658	Erreur (%)	13	14.5
GEN8	1	0.664	0.671			

Tableau V-3 : Résultats de deux méthodes préventives pour le défaut CC3

OMIB	P_{m0}^{OMIB} (MW)	ΔP_m^{OMIB} (MW)	Groupe de machine critique	Machine critique	ΔP_i (MW)
OMIB1	3.624	-1.315	GEN8	GEN8	-1.315
OMIB2	7.248	-2.682	GEN8,7	GEN7	-1.368
OMIB3	10.87	-4.043	GEN8,7,6	GEN6	-1.360

Tableau V-4 : Les paramètres des OMIBs avec la méthode P-SIME pour le défaut CC3

Les paramètres obtenus sont présentés dans le Tableau V-3 et le Tableau V-4.

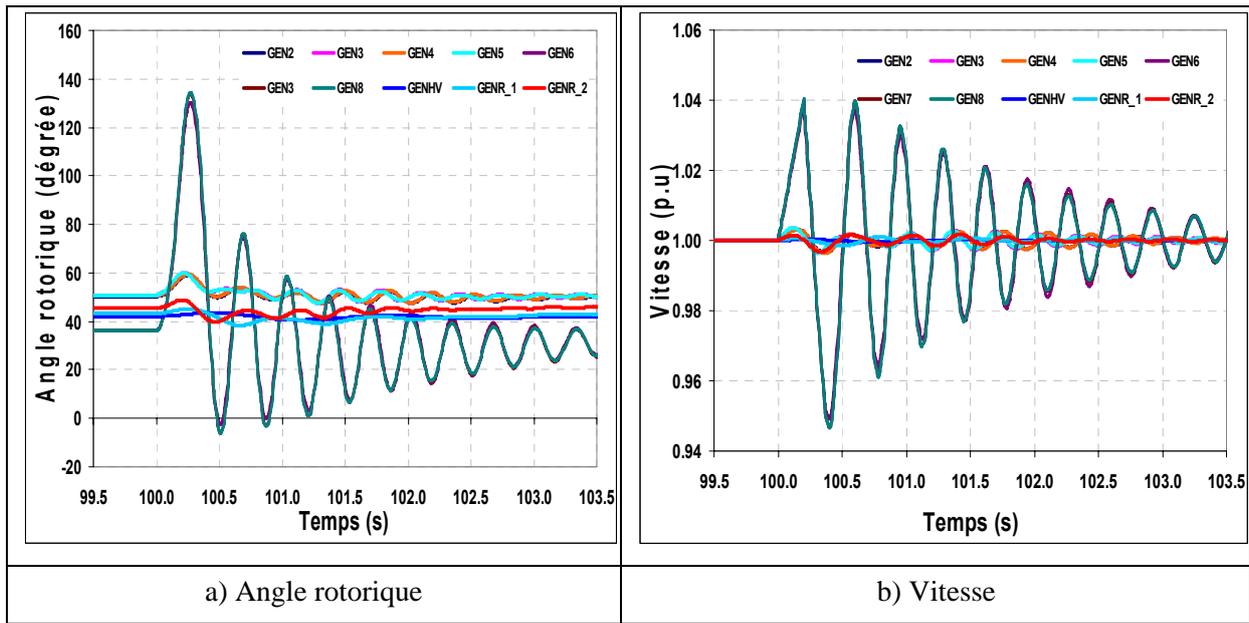


Figure V-7 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines après l'application de P-HPEBSI

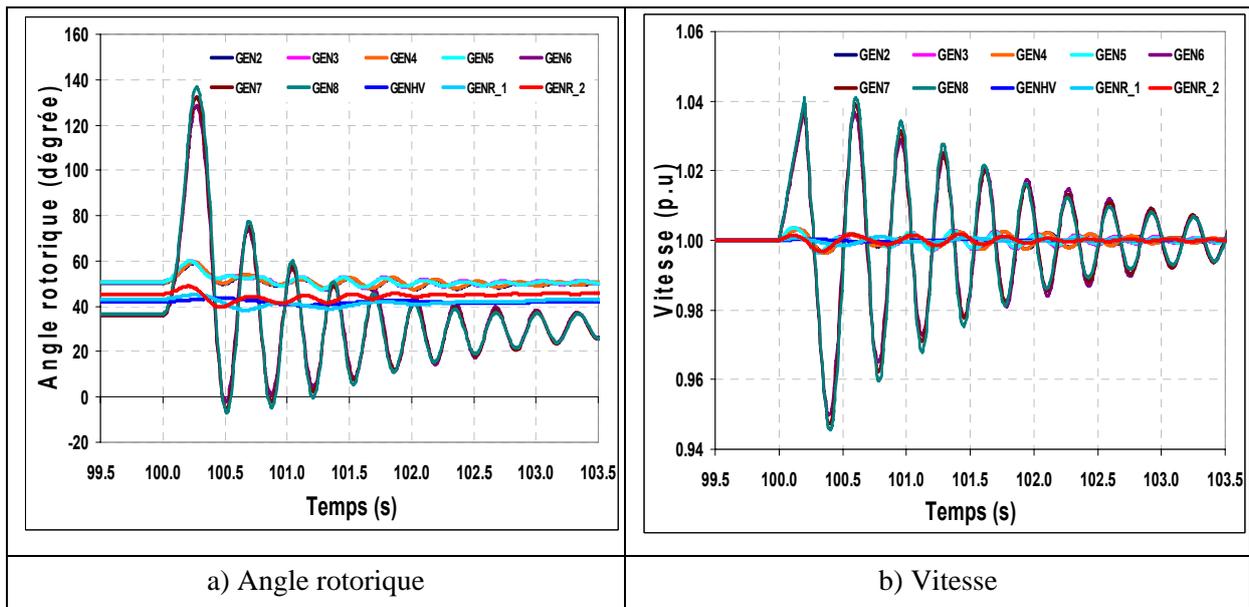


Figure V-8 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines après l'application de P-SIME

La Figure V-7 et la Figure V-8 présentent le comportement des GEDs après que les actions préventives soient réalisées. Pour le défaut CC3 avec le temps d'élimination $T_e=0.2s$, toutes les machines sont stables.

Alors, en comparaison entre les deux méthodes, on trouve que l'erreur due à la méthode P-HPEBSI est plus faible que celle due à la méthode P-SIME. Cela provient du fait que la méthode P-HPEBSI donne directement les informations sur chaque machine individuelle.

V.3 Actions curatives

Les actions curatives visent à rattraper une situation fragilisée suite à l'apparition effective d'une perturbation, c'est-à-dire sur la base du fonctionnement du réseau et de l'événement réel. Tandis que les méthodes préventives consistent à modifier la puissance des machines critiques, les méthodes curatives consistent généralement à déclencher des machines critiques. Cela provient du fait que le temps de réaction pour l'action curative est très court. En effet, toutes les actions curatives efficaces doivent être effectuées avant le temps à l'instabilité t_u où le système atteint sa configuration instable.

Il est à noter que la perturbation à stabiliser est souvent inconnue; seuls ses effets sont répercutés sur les mesures traitées. Par conséquent, la simulation temporelle n'est pas réalisée car on ne connaît pas le scénario de défaut. Les méthodes curatives ont donc besoin de mesures prélevées en temps réel sur les sites de production.

Les deux types des actions qui utilisent la boucle de commande fermée et ouverte ont été respectivement présentés récemment dans [ERNST-2000] et [RUIZ-VEGA-2003]. La première méthode basée sur le principe de la méthode SIME en utilisant des séries de Taylor qui reposent sur les ensembles de mesures (trois mesures ont été exploitées) pour prédire les angles rotoriques des machines du système. Cette prédiction permet d'identifier des candidats OMIB et leurs paramètres. Puis les commandes de déclenchement des machines critiques sont réalisées lors de la détermination de vrai OMIB. La deuxième combine entre les informations de la simulation temporelle rapide et les mesures en temps réel. Cependant, cette méthode n'est valable si les conditions de stabilité réelles sont "proches" de celles des simulations.

Alors, on trouve que toutes les actions curatives ne sont applicables qu'avec un système de mesure, de contrôle et de commande très rapide. Cela peut être réalisé avec les performances des PMU (Phasor Measurement Unit) pour l'acquisition des mesures et les nouvelles technologies en télécommunication pour le transfert des mesures.

Nous allons proposer dans la partie suivante une idée pour les actions curatives en tenant compte des caractéristiques du réseau de distribution. Cette idée est réalisée en supposant que toutes les exigences techniques de mesure et de commande soient satisfaites.

V.3.1 Déclenchement et enclenchement rapide des zones critiques

V.3.1.1 Principe

La méthode proposée exploite la configuration radiale du réseau de distribution et du fait que la charge est généralement plus importante que toute la puissance fournie par groupe de petits générateurs dans une poche de distribution. Après que le défaut soit détecté, la zone de réseau comprenant un générateur critique ou un groupe de générateurs critiques avec les charges d'alentour seront isolées.

La puissance électrique demandée au générateur critique dans la zone isolée sera augmentée. Cela augmente aussi la quantité de l'énergie de freinage qui aide à stabiliser le générateur critique.

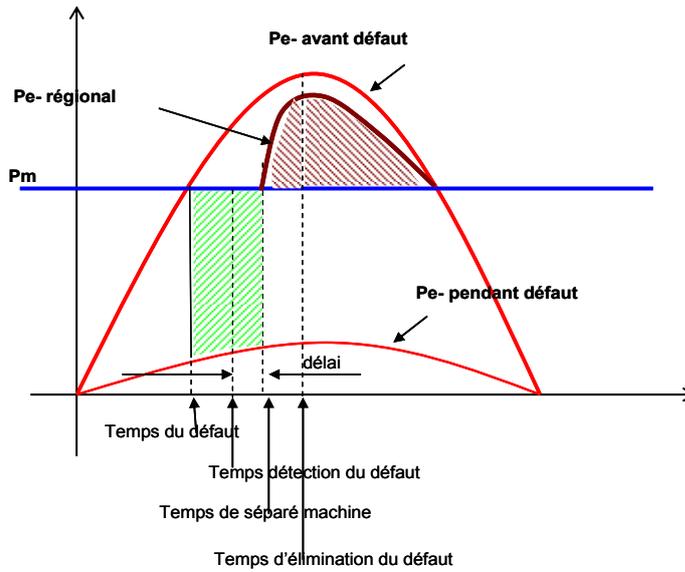


Figure V-9 : Schéma principe de la méthode curative proposée.

La zone critique peut être un départ ou une zone qui contient les charges et les générateurs critiques. On peut voir les cas réels sur les réseaux Iberdrola (Projet Fenix). Sur ces réseaux, les GEDs se trouvent à côté des charges importantes (usines fabriquant des céramiques) pour satisfaire la demande d'électricité et thermique. La déconnexion sera effectuée par le disjoncteur du départ ou les interrupteurs commandés à distance qui relient les zones.

Après l'élimination du défaut, les zones d'isolement sont rapidement reconnectées au réseau.

Le principe de la méthode proposée est décrit dans la Figure V-9.

L'action curative accompagnée par une méthode d'évaluation rapide de l'instabilité peut être intégrée dans une agence intelligente locale qui reçoit et traite toutes les données et des mesures du réseau comprenant les systèmes de protection, les systèmes de contrôle et de commande, les GEDs, les charges. L'idée de tel système est présentée dans la Figure V-10.

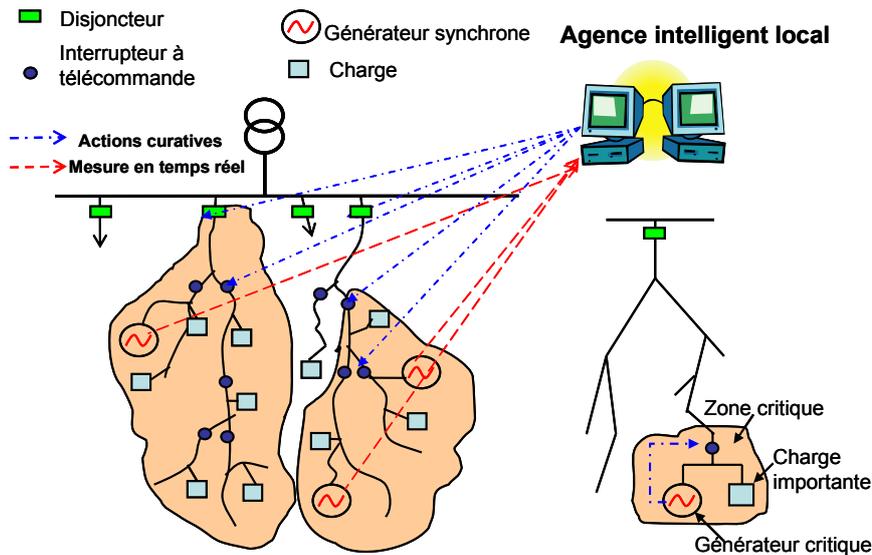


Figure V-10 : L'action curative intégrée à une agence intelligente locale.

V.3.1.2 Validation sur le réseau test

D'après ce qu'on a abordé ci-dessus, cette méthode ne peut être appliquée qu'aux défauts qui ont le TEC assez élevé. L'estimation des durées impliquées par les différentes tâches qui sont réalisées par [CRAPE-2003] donne une durée minimale de 150ms en total dont 50ms pour l'acquisitions des données mesurées, 50ms pour la transmission de la commande du centre de conduite aux sites de production à commander et 50ms pour l'exécution de la commande.

Le défaut choisi est un court-circuit triphasé au nœud 26RE dont le TEC est de 0.278s.

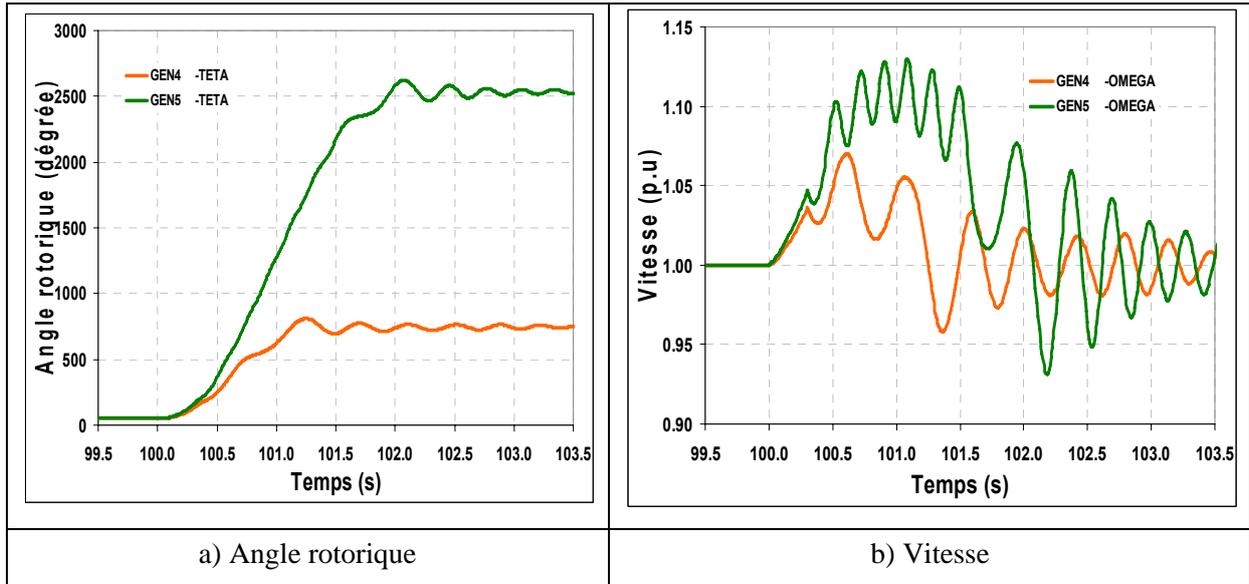


Figure V-11 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines critique lors du court circuit triphasé au nœud 26RE pendant 0.3s.

La Figure V-11 montre que le générateur GEN4 connecté au nœud 45RE et GEN5 connecté au nœud 60RE perd la stabilité.

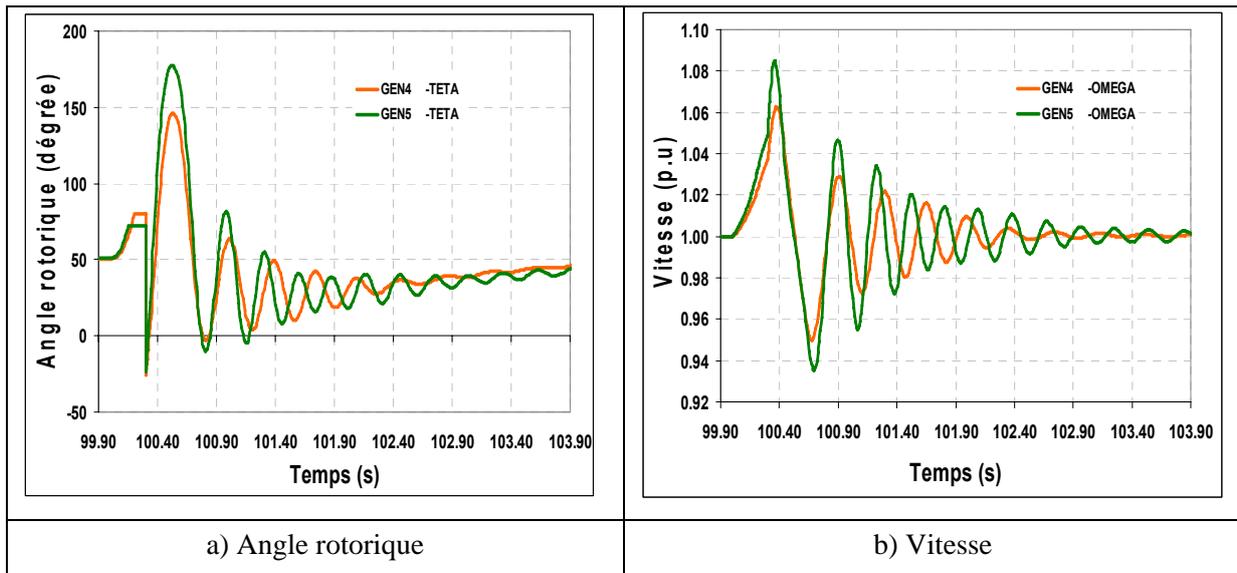


Figure V-12 : L'évolution de l'angle rotorique et de vitesse des machines critiques avec l'action curative

A l'instant 150ms et 200ms après le défaut, les disjoncteurs du départ qui contient le GEN5 et du départ qui contient GEN4 sont respectivement ouverts. Le résultat dans Figure V-12 montre que toutes les machines sont stables.

V.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les méthodes préventives et curatives pour garder les GEDs en fonctionnement lors du défaut. Les deux méthodes préventives sont très efficaces. Leur application est fiable et n'a pas besoin des systèmes de mesure en temps réel.

Au contraire, la méthode curative proposée exige un système de mesure, et de télécommunication rapide. Pour l'instant, tels systèmes sont très coûteux et compliqués. Mais dans l'avenir avec le développement de la technologie, cette méthode sera prometteuse. Pour que cette méthode soit totalement applicable, on doit régler aussi les contraintes opérationnelles qui concernent le changement de mode de fonctionnement connecté au mode isolé.

CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

La présence de générateurs dispersés dans le réseau de distribution a non seulement des avantages essentiels mais aussi des influences sur l'exploitation des réseaux électriques. Plus le taux de pénétration des GEDs augmente, plus l'influence est importante. Dans ce contexte, le gestionnaire du réseau cherche à faciliter l'intégration des GEDs sur les réseaux, maximiser les bénéfices contribués par les GEDs et minimiser les influences négatives des GEDs. Dans l'avenir, les GEDs devront maintenir la continuité de fourniture d'énergie pour les charges critiques et participer aux réglages du réseau en améliorant les situations critiques. Autrement dit, la participation des GEDs au service système sera envisageable. Afin d'atteindre ces objectifs, il est nécessaire de maîtriser bien les comportements des GEDs au régime dynamique dans le réseau.

Le travail de cette thèse concerne les analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées. Les solutions pour réduire une grande taille du réseau de distribution ont été proposées. Les méthodes d'équivalent dynamique des GEDs en tenant compte de leurs systèmes de régulation ont été abordées. Cela a pour but de diminuer le temps de simulation du réseau de distribution, par conséquent, d'améliorer la rapidité de la gestion du réseau. Afin d'identifier les cas critiques et de déterminer les grandeurs nécessaires de la protection dans la phase d'étude de raccordement des GEDs sur le réseau, cela nous conduit à étudier les méthodes rapides d'évaluation de la stabilité dynamique des GEDs lors d'un défaut. Et enfin, les méthodes de contrôle préventif et curatif ont été proposées pour sauvegarder les GEDs.

En ce qui concerne la réduction du réseau, le découpage du réseau de distribution de grande taille en subdivisions – en « poches » ou sous réseau - peut simplifier le pilotage du système et le calcul dans son ensemble. Les avantages les plus évidents sont entre autres :

- une réduction du système à simuler (celui-ci est décomposé en sous-ensembles au nombre de nœuds beaucoup moins élevé, et découplés partiellement les uns des autres)
- une robustesse plus importante des poches et éventuellement la possibilité de fonctionnement en îloté, si la production décentralisée le permet (contexte de la centrale virtuelle TVPP du projet Européen FENIX).

Dans ce cas, le réseau est séparé en deux sous réseaux : le réseau à étudier et le réseau à agréger. Ensuite, le réseau à agréger sera remplacé par un réseau équivalent. Les méthodes d'équivalent statiques et dynamiques ont été étudiées dans la thèse avec les résultats satisfaisants.

Les méthodes d'équivalent statique du réseau ont été analysées. La méthode hybride WARD-ETI proposée montre de bons résultats qui satisfont à la fois le plan de tension obtenu et la conservation des pertes du réseau original.

La méthode d'équivalent dynamique appliquée à notre étude consiste à agréger les GEDs. Cette méthode permet de diminuer la taille du réseau à étudier en gardant la structure et la caractéristique physique du réseau à réduire. L'avantage majeur de la méthode développée est l'application pour les modèles détaillés des GEDs en tenant compte des systèmes de régulation. Les résultats montrent que le comportement dynamique du réseau réduit se produit de manière identique en comparaison avec le réseau original. C'est-à-dire les méthodes d'équivalent ont une très bonne précision. La précision de la méthode équivalente dynamique dépend également de la caractéristique de la cohérence des GEDs. Toutefois, on peut améliorer cet inconvénient en divisant le réseau de distribution en plusieurs poches contenant des GEDs identiques.

Par la suite, les études de la stabilité angulaire des GEDs de type de machine synchrone ont été réalisées.

L'étude de la stabilité à petite perturbation a montré qu'il y a des oscillations en mode local pour les petites machines avec la fréquence d'oscillation élevée à cause de leur faible inertie. Les différents types de modèle de contrôle modélisé n'ont pas beaucoup d'influence néfaste sur la stabilité angulaire des GEDs. De plus, l'insertion des éoliens de type de machine asynchrone à double alimentation (MASDA) permet d'améliorer la stabilité des générateurs synchrones connectés sur le même réseau. Ces études ont été vérifiées par des simulations dynamiques.

Afin d'évaluer rapidement la stabilité transitoire des générateurs synchrones dans le réseau de distribution, les méthodes hybrides d'évaluation de la stabilité transitoire ont été proposées. Ces méthodes combinent la méthode de simulation temporelle avec les méthodes directes, c'est pourquoi cela permet de bénéficier tous les avantages des méthodes directes.

La méthode hybride basée sur la fonction d'énergie transitoire individuelle (HPEBSI) en utilisant les modèles détaillés des générateurs dans le calcul de la stabilité a été développée. Les résultats obtenus montre que cette méthode apporte une très bonne précision.

La méthode hybride SIME, pour sa part, utilise les modèles complètement détaillés des générateurs et du réseau (aucune simplification n'est nécessaire). La précision de calcul peut être comparable avec la méthode dichotomique (méthode de référence) tandis que sa rapidité est bien meilleure.

D'ailleurs, ces méthodes hybrides sont capables de donner tous les indices de la stabilité sur chaque machine critique qui comprend l'identification des machines critiques, la marge de la stabilité et le temps d'élimination critique de chaque machine critique. Ces avantages précieux nous conduisent à développer des méthodes de contrôles préventives et curatives qui basent sur les indices de la stabilité obtenus.

Les méthodes préventives proposées sont basées sur la sensibilité du changement de la puissance mécanique par rapport à la marge de la stabilité des GEDs. Leur application est fiable et très efficace en cas de prévention. Au contraire, la méthode curative basée sur le déclenchement et l'enclenchement rapide des zones critique exige un système de mesure,

et de télécommunication rapide. Dans le contexte actuel, cette solution n'est pas envisageable car les GEDs ne permettent pas de fonctionner en mode iloté. Mais dans l'avenir avec le développement de la technologie et la nouvelle politique, cette méthode sera prometteuse. Pour que cette méthode soit totalement applicable, on doit régler aussi les contraintes opérationnelles qui concernent le changement de mode de fonctionnement connecté au mode isolé.

En tant que perspectives de notre travail, nous allons de nombre axes pour l'avenir:

- ✚ Développer les études plus détaillées sur les autres type de GEDs dans le réseau de distribution
- ✚ Insérer les nouvelles méthodologies de coordination intelligente des informations de contrôle et de commande destinées au service de gestion des situations critiques du réseau aux méthodes d'équivalent et d'évaluation de la stabilité développées afin qu'elles puissent appliquer en temps réel
- ✚ Prendre en compte les systèmes de protections dans les études de la stabilité
- ✚ Appliquer les méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire développées à l'étude d'un réseau de fonctionnement en mode isolé
- ✚ Appliquer ces méthodes pour le réseau de répartition et le réseau de transport
- ✚ Utiliser les méthodes développées en comptant avec les études de fiabilité et de reconfiguration des réseaux
- ✚ Appliquer les méthodes d'étude de la stabilité rapide proposées pour les études de l'analyse de contingence afin de déterminer un réglage bien adapté pour les protections dans le cas d'étude de raccordement
- ✚ Appliquer les méthodes de réduction des réseaux et d'agrégation des GEDs pour former les centrales virtuelles (cette application a été contribué au Projet Européen FENIX)
- ✚ Chercher les autres applications des méthodes proposées sur le réseau de distribution en présence des GEDs.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [ABREU-2004]: V.L Abreu, A.S Federico, et al. "Impact of distributed synchronous generators on the dynamic performance of electrical power distribution systems." IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition 2004
- [ACKERMANN-2005]: Thomas Ackermann. "Wind Power in Power System" John Wiley & Sons, Ltd, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden 2005
- [AIMANI-2004]: Salma EL AIMANI. "Modélisation de différentes technologies d'éoliens intégrées dans un réseau de moyenne tension." Thèse en Génie Electrique Ecole Centrale de Lille 2004
- [A.D.PATTON-1993]: S.K.Sung A.D.Patton. "A Transmission Network Model dor Multi-Area Realisability Studies." IEEE Trans on Power Systems, Vol. 8, No. 2, 1993
- [AMERONGEN-1982]: R.A.M van Amerongen, H.P van Meeteren. "A generalised Ward Equivalent for security analysis." IEEE Trans on Power Apparatus and System, Vol. PAS-101, No. 6, 1982
- [ANDERSON-1977]: P.M Anderson, A.A Fouad. "Power System Control and Stability." The IOWA State University Press Ames IOW. USA, 1977
- [ANTHONY-1983]: N. Michel Anthony, A.A Fouad, et al. "Power system transient stability using individual machine energy functions." IEEE Transaction on circuits and systems, Vol. 30, No. 5, 1983
- [BALDWIN-1994]: Thomas L Baldwin, Mili Lamine, et al. "Dynamic Ward Equivalents for Transient Stability Analysis." IEEE Trans on Power Systems, Vol. 9, No. 1, 1994
- [BARTON-2004]: John P. Barton, David G. Infield. "Energy Storage and Its Use With Intermittent Renewable Energy." IEEE Trans on Energy Conversion Vol. 19, No. 2, June 2004
- [BORBELY-2001]: Ann Marie Borbely, Jan F Kreider. "Distributed Generation - The Power Paradigm for the new Millennium." CRC Press, 2001
- [CANARD-2000]: J.F CANARD, " Impact de la génération d'Énergie Dispensée dans les réseaux de distribution", Thèse de Doctorat INPG, 2000.

- [CAIRE-2004]: Raphaël CAIRE. "Gestion de la production décentralisée dans le réseau de distribution " Thèse de Doctorat en Génie électrique de INPG, 2004
- [CHANOTIS-2005]: Dimitrios Chaniotis, M.A. Pai. "Model Reduction in Power System Using Krylov Subspace Methods." IEEE Trans on Power Systems, Vol. 20, No. 2, 2005
- [CIGRE-2000]: CIGRE. "TF38.01.10 - Modeling new forms of generation and storage." CIGRE TECHNICAL BROCHURE, 2000
- [CIGRE-2005]: CIGRE. "TF C6.04.01 - Connection criteria at the distribution network for distributed generation" 2005
- [CLAEYS-2001]: Gérald Claeys. "Modélisation de la production indépendante dans le réseau de distribution." Docteur de l'INPG en Génie Electrique, 2001
- [EDF-2000]: EDF, Tractebel. "Eurostag Théorie." Chapitre 0, Preambule, 2000
- [IEEE-1993]: Task Force IEEE. "Load Representation for Dynamic Performance Analysis." IEEE Trans. on Power System, Vol. 8, No. 2, pp 472-482, May 1993
- [CANARD-2000]: J.F Canard. "Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution " Thèse de Docteur de l'INPG en Génie Electrique, 2000
- [CRAPPE-2003]: Michel Crappe. "Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques." Hermes Science - Lavoisier, Paris, 2003
- [ERNST-2000]: Damien Ernst, Mania Pavella. "Closed-Loop Transient stability emergency control." Proceedings of IEEE/PES Winter Meeting, 2000
- [EDF-2000]: EDF, Tractebel. "Eurostag Théorie." Vol. Chapitre 0, Preambule, 2000
- [ELECTRA-1991]: ELECTRA. "Equivalents extérieurs statiques et dynamiques -Rapport de synthèse." Groupe de travail 02 du comité d'étude 38,
- [EREMIA-2000]: Mircea EREMIA, Jacques TRECAT, et al. "RESEAU ELECTRIQUE - Aspects actuels." 2000
- [ERNST-2001]: Damien ERNST, Daniel Ruiz Vega, et al. "A Unified Approach to transient stability contingency filtering, Ranking and Assesment." IEEE Trans on Power Systems, Vol. 16, No. 3, August, 2001
- [FANG-1997]: D.Z Fang, T.S Chung, et al. "Corrected transient energy function and its application to transient stability margin assessment." Proceeding of the 4th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Hong Kong 1997
- [FOUAD-1992]: A.A Fouad, Vijay Vittal. "Power System Transient Stability Analysis using the transient energy function method." Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 07632, 1992
- [GORAN-2002]: Strbac GORAN. "Impact of dispersed generation on the distribution system: a European perspective." IEEE PES winter meeting Vol. 1, pp 118-120, 2002
- [HOUSOS-1981]: E HOUSOS, G IRUSARRI. "Real time results with on-line network equivalent for control center applications." IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 12, 1981

- [HURLEY-1999]: J.D Hurley, L.N.Bize C.R.Mummert. "The adverse effects of excitation system Var and Power Factor Controllers." IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, No. 4, pp 1636-1645, 1999
- [HAQUE-1989]: M.H Haque,AHMA Rahim. "Determination of first swing stability limit of multimachine power systems through Taylor series expansions." IEE Proc.C, Vol. 136, No. 6, pp 373-379, 1989
- [IEEE-1995]: Task Force IEEE. "Standard load models for power flow and dynamic performance simulation." IEEE Trans. on Power System, Vol. 10, No. 3, pp 1302-1313, August 1995
- [IEEE-1992]: IEEE. "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies." IEEE Std 421.5 - Power Engineering Society, 1992
- [IEEE/CIGRE-2004]: Task Force on Stability Terms and Definitions IEEE/CIGRE. "Definition and classification of power system stability." IEEE Trans on Power Systems Vol. 19, No. 2, May, 2004
- [IRISARRI-1993]: G.D Irisarri, G.C Ejebe, et al. "Efficient solution for equilibrium points in transient energy function analysis." IEEE Trans on Power Systems, 1993
- [ISHCHENKO-2006]: A Ishchenko, A Jokic, et al. "Dynamic equivalencing of distribution networks with dispersed generation " Proceedings of the IEEE PES Général Meeting 2006, Montreal, Canada, 2006
- [JU-1996]: P Ju, E Handschin, et al. "Nonlinear Dynamic Load Modeling: Model and parameter estimation." IEEE Trans. on Power System, Vol. 11, No. 4, pp 1689-1697, November 1996
- [KUNDUR-1994]: Prabha KUNDUR. "Power System Stability and Control", Electric Power Recherche Institute (EPRI), McGraw-Hill, USA 1994
- [KUNDUR-2000]: Prabha Kundur, John Paserba, et al. "Overview on definition and classification of Power System Stability" On behalf of IEEE/CIGRE Joint task force on stability terms and definitions, 2000
- [KATO-1994]: Ken Kato. "External Network Modeling - Recent Practical Experience." IEEE Trans on Power Systems - Task force IEEE, Vol. 9, No. 1, 1994
- [KIM-2001]: Jin-Yi Kim,Dong-Jun Won. "Development of the Dynamic Equivalent Model for Large Power System." IEEE Trans on Power Systems, 2001
- [L.OATTS-1990]: Michale L.Oatts. "Application of the REI equivalent for operations planning analysis of interchange schedules." IEEE Trans on Power Systems, Vol. 5, No. 2, 1990
- [LO-1993]: K.L Lo, L.J Peng, et al. "Extended Ward Equivalent of external system for on-line security analysis." IEE 2nd International Conference on Avances in Power Systel Control, Operation and Management, 1993
- [LORRIN-2003]: Phillipson Lorrin,H. Lee Willis. "Understanding Electric Utilities and de-regulation." 2003
- [LIANG-1998]: Y Liang, R Fischl, et al. "Dynamic reactive load model." IEEE Trans. on Power System, Vol. 13, No. 4, pp 1365-1372, November 1998

- [LIN-1993]: C Lin, Y Chen, et al. "Dynamic Load Models in Power Systems Using the Measurement Approach " IEEE Trans. on Power System, Vol. 8, No. 1, pp 309-315, February 1993
- [LASEETER-2000]: Robert LASEETER, P Piagi. "Providing premium power through distributed resources." Proceedings of the 33rd Hawaii International Conference on System Science, 2000
- [LAVERDURE-2005]: Nicolas LAVERDURE. "Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires." Docteur en Génie Electrique de l'INP Grenoble, 2005
- [LE-2006]: Thanh Luong LE, Quoc Tuan TRAN, J. Lossec, N.Hadjsaid, C.Kieny, J.C Sabinnadière, O.Devaux, O. Chilard. "Fast transient stability analysis of distribution network to keep distributed generation online." IEEE - Third Conference on Critical Infrastructures, VA, USA, 2006
- [LE-2007]: Thanh Luong LE, Quoc Tuan TRAN, O.Devaux, O.Chilard, N.Hadisaïd, J.C Sabonnadière "Dynamic behaviours of Distributed Generators and Proposed Solution to avoid Loss of Critical Generators." IEEE PES General Meeting, Florida, USA, Juin 2007
- [LE-2008]: Thanh Luong LE, Quoc Tuan TRAN, O.Devaux, O.Chilard, C.Kieny, N.Hadisaïd, J.C Sabonnadière, "Hybrid methods for transient stability assessment and preventive control for distributed generators". Submitted to IEEE General Meeting Conference, Pittsburgh, PA USA, 2008
- [LIU-1997]: Chih-Wen Liu, James S Thorp. "A novel method to compute the Closest Unstable Equilibrium Point for Transient Stability Region Estimate in Power Systems." IEEE Transaction on circuits and systems, Vol. 44, No. 7, 1997
- [MAGINIER-1998]: Sylvain MAGINIER. "Le filtrage des défauts dans l'analyse de la sécurité dynamique en temps réel des grands réseaux électriques." Docteur de l'INPG en génie électrique, 1998
- [MILANOVIĆ-2002]: J.V Milanović, T.M David. "Stability of distribution networks with embedded generators and induction motors." IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition, 2002
- [MULTON-1996]: Bernard Multon, Jean-Marie Peter. "Le stockage de l'énergie électrique moyens et applications." Revue 3E.I, Vol. 6, pp 59-64, Juin 1996
- [MACHOWSKI-1988]: J Machowski, A Cichy, et al. "External Subsystem Equivalent Model for Steady State and Dynamic Security Assessment." IEEE Trans on Power Systems, Vol. 3, No. 4, 1988
- [MATLAB7-2004]: Matlab7. "Matlab - The language of Technical Computing." The MathWorks, Inc, 2004
- [MOHD-2003]: A.A. Mohd, B.C. Zin, et al. "Time Domain Dynamic Aggregation of Generating Unit Based on Structure Preserving Approach." IEEE Trans on Power Systems, 2003
- [MOTICELLI-1978]: A Moticelli, S Deckmann, et al. "Real-time external equivalents for static security analysis." IEEE Trans on Power App. Syst, Vol. 98, pp 498-508, 1978

- [OURARI-2006]: M.Larbi Ourari, Louis Desaint, et al. "Dynamic Equivalent Modeling of Large Power Systems Using Structure Preservation Technique." IEEE Trans on Power Systems, Vol. 21, No. 3, August 2006
- [OTADUI-2003]: Ion ETXEBERRIA OTADUI. "Sur les systèmes de l'électronique de puissance dédiés à la distribution électrique - application à la qualité de l'énergie." Docteur en Génie Electrique - INP Grenoble, 2003
- [POTAMIANAKIS-2003]: E.G Potamianakis,C.D Vournas. "Aggregation of wind farms in distribution networks." MICROGIRD Conference 2003
- [PRAING-2000]: Chulasa Praing. "Stabilité d'un réseau de transport avec pôles de production et de consommation éloignées en période de forte croissance." Thèse en Génie Electrique de l'INP Grenoble, 2000
- [PAVELLA-1996]: Mania Pavella. "Power system transient stability assessment - traditional vs modern methods." Control Engineering Practice Vol. 6, pp 1233 - 1246, 1996
- [PAVELLA-2000]: Mania Pavella, D Ernst, et al. "Transient stability of Power systems: A unified Approach to assessment and control." Kluwer Academic Publishers, 2000
- [RAMI-2006]: Guillaume RAMI. "Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau de distribution." Thèse en Génie électrique de l'INPG, 2006
- [RUIZ-VEGA-2003]: Daniel Ruiz-Vega,Mania Pavella. "A comprehensive approach to transient stability control: Part II - Open Loop Emergency Control." IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 4, November, 2003
- [SURDU-2006]: Constantin SURDU, Leonardo-Geo MANESCU, et al. "On the interest of the virtual power plant concept in the distribution networks." CIGRE 2006
- [TAIEB-1994]: M Taieb, M Akbaba, et al. "Aggregation of Induction Machines for Power Systems Dynamic Studies." IEEE Trans on power system, Vol. 9, No. 4, 1994
- [TRAN-2005A]: TRAN Quoc Tuan, LE Thanh Luong, N.HADJSAID,J.C.SABONNADIÈRE, "Stability analysis for the distribution network with distributed generation." IEEE PES conference T&D, 2005
- [TRAN-2005B]: T.Tran-Quoc, G.Rami, A.Almeida, N.Hadjsaid, J.C Sabonnadiere, "Méthode et dispositif de régulation pour un dispositif de production décentralisée d'énergie, et installation comportant au moins deux dispositifs de production dotes dudit dispositif de régulation". Brevet (patent) d'intervention de Schneider Electric, 2005
- [TRAN-2006]: Quoc Tuan TRAN, Martin Braun, " Control capabilities of DER and evaluation of their steady state response", Fenix deliverable 1.2.1
- [TRAN-2007]: Quoc Tuan TRAN, M Braun, et al. "Using control Capabilities of DET to Participate in Distribution System Operation " IEEE PowerTech, Lausanne, Switzerland, 2007
- [TRUDNOWSKY-2004]: Daniel J Trudnowsky, Andrew Gentile, et al. "Fixed speed wind generator and wind park modeling for transient stability studies." IEEE Trans on power systems Vol. 19, No. 4, November, 2004

- [TANG-1994]: C.K Tang, C.E Graham, et al. "Transient stability index from conventinal time domain simulation " IEEE Trans on Power Systems Vol. 9, No. 3, 1994
- [TREINEN-1996]: Roger T Treinen, Vljay Vittal, et al. "An Improved Technique to determine the Controlling Unstable Equilibrium Point in a Power System." 1996
- [TI-D4810]: TI. "Protection des réseaux à moyenne tension de distribution publique." Technique d'ingénieur, D4810
- [TI-D-4030]: TI. "Stockage d'électricité dans les systèmes électriques." Technique de l'ingénieur, D-4030
- [TI-D4080]: TI. "Conduite d'un système de production-transport." Technique Ingénieur, D4080
- [TI-D4230]: TI. "Réseau de distribution - Exploitation." Technique Ingénieur, D4230
- [VEGA-2003]: Daniel Ruiz Vega,Mania Pavella. "A comprehensive approach to transient stability control: Part I - Near Optimal Preventive Control." IEEE Trans on Power Systems, Vol. 18, No. 4, November, 2003
- [VEGA-2003]: Daniel Ruiz Vega,Mania Pavella. "A Comprehensive Approach to transient stability control: Part II - Open loop emergency control." IEEE Trans on Power Systems, Vol. 18, No. 4, November, 2003
- [VALERIJS-2004]: KNAZKINS VALERIJS. "Stability of Power Systems with Large Amounts fo Distributed Generation." Doctoral Thesis - KTH Electrical Engeenering - Stockom Sweden 2004
- [ZHANG-1997]: Yao Zhang, L Wehenkel, et al. "SIME: A hybrid approach to fast transient stability assessment and contingency selection." Electrical Power & Energie Systems, Vol. 19, No. 3, pp 195-208, 1997

ANNEXE

ANNEXE 1: MODELE DE LA MACHINE SYNCHROME AU REGIME TRANSITOIRE:

Pour les études de stabilité transitoire, le modèle simplifié de la machine synchrone ayant uniquement l'enroulement d'excitation dans l'axe d et un circuit d'amortissement dans l'axe q. On utilise les équations de Park exprimées dans le système de référence (d,q) correspondant l'axe longitudinal (l'axe direct) et l'axe en quadrature lié au rotor de chaque machine

- Equations de Park dans l'axe longitudinal:

Equations avec les paramètres internes:

$$\begin{cases} \varphi_d = -L_d I_d + L_{md} I_f \\ \varphi_f = -L_{md} I_d + L_f I_f \\ V_q = \omega_0 \varphi_d - R_a I_q \cong \omega_0 \varphi_d \\ V_f = R_f I_f + \frac{d\varphi_f}{dt} \end{cases}$$

Où:

φ_d est le flux magnétique du stator sur l'axe d

φ_f est le flux magnétique d'excitation sur l'axe d

L_d , L_f , L_{md} sont respectivement l'inductance propre de l'enroulement du stator, de l'excitation et l'inductance mutuelle.

I_d : est la composante dans l'axe d du courant du stator;

I_f : est le courant de l'enroulement d'excitation;

R_a, R_f : sont les résistances du stator et de l'excitation

ω_0 est la vitesse synchronisme

Equations avec les paramètres externes:

$$\begin{cases} V_q = -x_d I_d + E_{lq} \\ V_q = -x'_d I_d + E'_q \\ E_{fd} = E_{lq} + T'_{do} \frac{dE'_q}{dt} \end{cases}$$

Où:

V_q : est la composante en quadrature de la tension au borne de la machine

V_f : est la appliquée à l'enroulement d'excitation

$x_d = \omega_0 L_d$: est la réactance synchrone sur l'axe direct;

$x'_d = \omega_0 \left(L_d - \frac{L_{mq}^2}{L_f} \right)$: est la réactance transitoire sur l'axe direct;

$E_{fd} = \omega_0 L_{md} \frac{V_f}{R_f}$: est la force électromotrice (f.e.m) proportionnelle à la tension d'excitation;

$E_{lq} = \omega_0 L_{md} I_f$: est f.e.m proportionnelle au courant d'excitation;

$E'_q = \omega_0 \frac{L_{md}}{L_f} \varphi_f$: est f.e.m transitoire proportionnelle au flux de l'enroulement d'excitation.

$T'_{do} = \frac{L_f}{R_f}$ la constante de temps transitoire l'axe d lorsque les enroulements du stator sont ouverts.

En éliminant les variables V_q, E_{lq} dans les équations externes de la machine, on obtient:

$$T'_{do} \frac{dE'_q}{dt} = -E'_q - (x_d - x'_d) I_d + E_{fd}$$

- Equations de Park dans l'axe en quadrature:

Equations avec les paramètres internes:

$$\begin{cases} \varphi_q = -L_q I_q + L_{mq} I_Q \\ \varphi_Q = -L_{mq} I_q + L_Q I_Q \\ V_d = -\omega_0 \varphi_q - R_a I_d \cong -\omega_0 \varphi_q \\ 0 = R_Q I_Q + \frac{d\varphi_Q}{dt} \end{cases}$$

Où:

φ_q est le flux magnétique du stator sur l'axe q

φ_Q est le flux magnétique d'amortisseur sur l'axe q

L_d, L_f, L_{md} sont respectivement l'inductance propre de l'enroulement du stator, d'amortisseur et l'inductance mutuelle sur l'axe q

I_q : est la composante dans l'axe q du courant du stator;

I_Q : est le courant de l'enroulement d'amortisseur;

R_a, R_Q : sont les résistances des enroulements du stator et de l'amortisseur.

Equations avec les paramètres externes:

$$\begin{cases} V_d = x_q I_q + E_{ld} \\ V_d = x'_q I_q + E'_d \\ 0 = E_{ld} + T'_{qo} \frac{dE'_d}{dt} \end{cases}$$

Où:

V_d : est la composante longitudinale de la tension au borne de la machine

$x_q = \omega_0 L_q$: est la réactance synchrone sur l'axe q;

$x'_q = \omega_0 \left(L_q - \frac{L_{mq}^2}{L_Q} \right)$: est la réactance transitoire sur l'axe q;

$E_{ld} = -\omega_0 L_{mq} I_Q$: est f.e.m proportionnelle au courant I_Q

$E'_d = \omega_0 \frac{L_{mq}}{L_Q} \phi_Q$: est f.e.m transitoire proportionnelle au flux de l'enroulement d'amortisseur.

$T'_{qo} = \frac{L_{mq}}{R_Q}$ la constante de temps transitoire l'axe q lorsque les enroulements du stator sont ouverts.

En éliminant les variables V_d, E_{ld} dans les équations externes de la machine, on obtient:

$$T'_{qo} \frac{dE'_d}{dt} = -E'_d + (x_q - x'_q) I_q$$

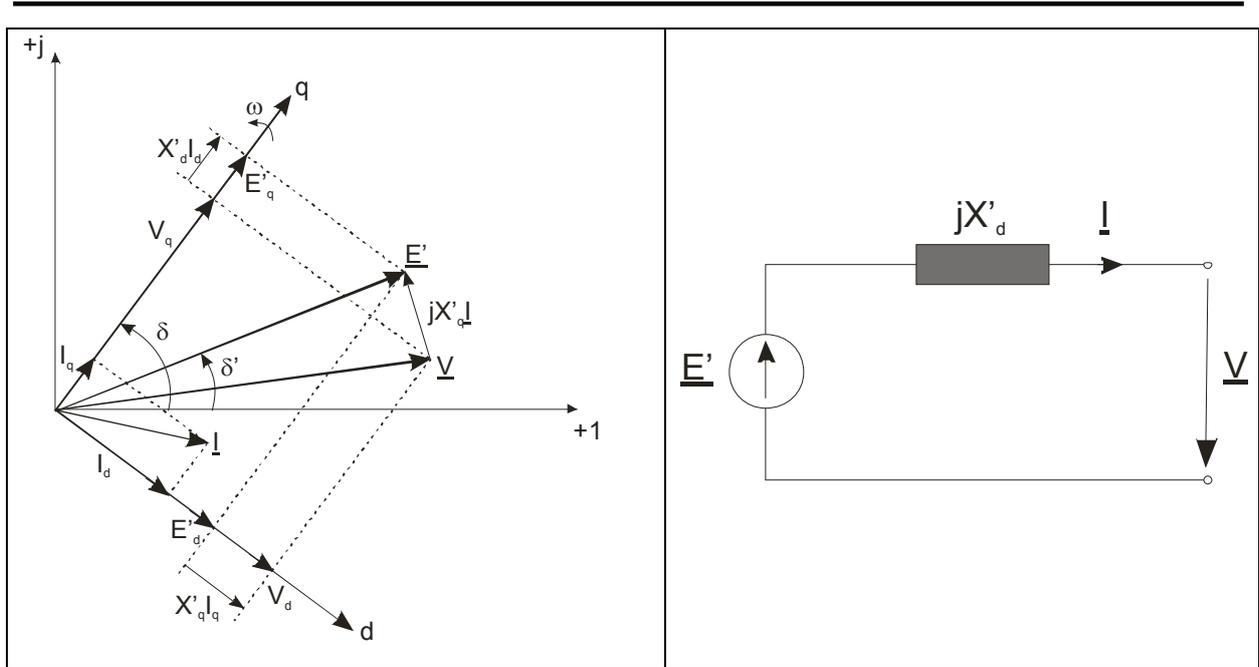


Figure Annexe 1 : La présentation phasorielle et le modèle transitoire de la machine synchrone

dans l'hypothèse $X'_d = X'_q$

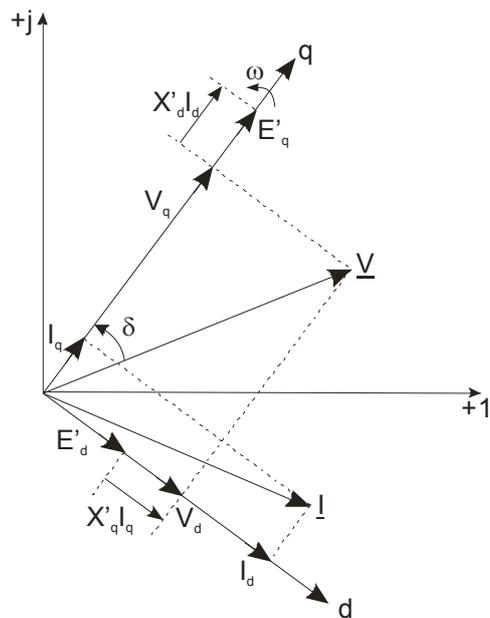


Figure Annexe 2 : La présentation des angles de phase des tensions et des courants en régime transitoire.

ANNEXE 2: LES RESEAUX TESTS

Nous avons choisi dans notre étude deux types des réseaux de distribution: l'un est type de réseau de distribution espagnol et l'autre est type de réseau de distribution français.

V.4.1 Réseaux espagnols

Ce réseau est obtenu dans le cadre du projet Fénix [TRAN-2006]. C'est un réseau réel de la région d'Onda (à proximité de Valencia, Espagne). Ce réseau comporte 1540 nœuds, 488 nœuds de charge, 1346 branches et 16 départs

Le réseau est divisé en deux zones: zone 1 alimentée par le transformateur TF1 (20 MVA) et zone 2 alimentée par le transformateur TF2 (20 MVA). La charge totale de la zone 1 est de 32.6 MW et celle de la zone 2 est de 30.2 MW. Les caractéristiques du réseau sont présentées dans les paragraphes suivants.

V.4.1.1 Caractéristique du poste source

Les valeurs données en per unit sont calculées à base de la puissance $S_{base} = 100$ MVA, et la tension nominale.

Paramètres	Valeurs
Puissance de court-circuit (MVA)	712
R_équivalente (p.u)	0.0199
X_équivalente (p.u)	0.139

Tableau Annexe 1 : Caractéristiques du poste source

V.4.1.2 Caractéristique des transformateurs

Les valeurs données en per unit sont calculées à base de la puissance $S_{base} = 100$ MVA, et la tension nominale.

Paramètres	TF1	TF2
Puissance apparente (MVA)	20	20
Tension primaire (kV)	66	66
Tension secondaire (kV)	20	20
R (p.u)	0.0306	0.51409
X (p.u)	0.02385	0.509442

Tableau Annexe 2 : Caractéristiques des transformateurs

V.4.1.3 Caractéristique des générateurs

Les consommateurs HTA sont également alimentés par les productions décentralisées locales – GED (machines synchrones - MS) avec la puissance de 1 à 8 MW (G1: pour indiquer une MS de 1MW ; 1.2MVAR, G4: 4MW, 5MVA, G8: 8MW, 10MVA).

Paramètres	1	2	3
Puissance apparente (MVA)	1.2	5	10
Puissance nominale de l'alternateur (MW)	1	4	8
Puissance nominale de la turbine (MW)	1	4	8
Tension nominale (kV)	1.008	11	13.8
Inertie (MWs/MVA)	0.56	1	3
Résistance de l'enroulement statorique (pu)	0.0025	0.0024	0.0025
Réactance de l'enroulement statorique (pu)	0.13	0.0765	0.15
Axe d			
Réactance synchrone (pu)	3.15	1.89	1.028
Réactance transitoire (pu)	0.24	0.193	0.34
Réactance subtransitoire (pu)	0.14	0.139	0.253
Constante de temps transitoire à vide (pu)	2.35	2.35	7.5
Constante de temps subtransitoire à vide (pu)	0.035	0.026	0.07
Axe q			
Réactance synchrone (pu)	3.15	1.478	0.654
Réactance transitoire (pu)	0.24	0.24	0.653
Réactance subtransitoire (pu)	0.14	0.15	0.298
Constante de temps transitoire à vide (pu)	2.35	2.35	3
Constante de temps subtransitoire à vide (pu)	0.035	0.042	0.09

Tableau Annexe 3 : Caractéristiques des générateurs

Les valeurs données en per unit sont calculées à base de la puissance nominale de la machine.

V.4.1.4 Caractéristique des transformateurs pour les GEDs

Les GEDs sont raccordées au réseau via des transformateurs élévateurs. Les caractéristiques de ces générateurs sont données dans le tableau suivant:

Paramètres	1	2	3
Puissance apparente (MVA)	2	5	10
Tension primaire (kV)	1.008	11	13.8
Tension secondaire (kV)	20	20	20
R (p.u)	0.1	0.07	0.035
X (p.u)	3.99	2.198	1.099

Tableau Annexe 4 : Caractéristiques de transformateurs pour les GEDs

V.4.2 Réseaux français

Les réseaux de distribution français que nous avons utilisés dans notre étude sont des réseaux réels simplifiés qui constituent en départs HTA urbains, ruraux, et semi-urbain français. Le réseau en amont peut être représenté par un nœud infini avec sa valeur de

puissance de court-circuit équivalente (Scc) ou par un réseau de transport ou de répartition réel.

V.4.3 Réseau test 1

Ce réseau a été développé au sein du GIE-IDEA. Il est alimenté par le poste source avec un transformateur de 63/20kV-20MVA. A côté secondaire du transformateur, il est constitué de trois départs représentatifs de trois types de réseau de distribution:

- + C0202 est le réseau de type rural (départ C2)
- + C0505 est le réseau de type urbain (départ C5)
- + RMDE est le réseau semi-urbain (départ RE)

V.4.3.1 Caractéristique du poste source

Paramètres	Valeurs
Puissance de court-circuit (MVA)	712
R_équivalente (p.u)	0.0199
X_équivalente (p.u)	0.139

Tableau Annexe 5 : Caractéristiques du réseau test 1

V.4.3.2 Caractéristique des transformateurs

Paramètres	Valeurs
Puissance apparente (MVA)	36
Tension primaire (kV)	63
Tension secondaire (kV)	20
R (p.u)	0.0155
X (p.u)	0.4569

Tableau Annexe 6 : Caractéristiques des transformateurs de poste source

V.4.3.3 Caractéristique des lignes

Départ C0202 (C2)				
Ligne		R	X	C/2
de	à	p.u	p.u	p.u
1C2	2C2	0.0505	0.0404	0.00051
2C2	3C2	0.0178	0.0142	0.00018
3C2	4C2	0.0211	0.0121	0
4C2	5C2	0.0316	0.0495	0
5C2	6C2	0.01	0.0156	0
6C2	7C2	0.0224	0.0351	0
7C2	8C2	0.0371	0.0581	0
8C2	9C2	0.031	0.0486	0

9C2	10C2	0.0222	0.0347	0
10C2	11C2	0.0239	0.0375	0
11C2	12C2	0.0114	0.0179	0
12C2	13C2	0.1895	0.1134	0.00001
13C2	14C2	0.0394	0.0225	0
14C2	15C2	0.0615	0.0351	0
3C2	16C2	0.0121	0.006	0.00006
16C2	17C2	0.0423	0.0242	0
17C2	62C2	0.0166	0.0095	0
17C2	18C2	0.1588	0.0907	0.00001
18C2	19C2	0.0555	0.0317	0

18C2	20C2	0.0457	0.0261	0
20C2	21C2	0.0783	0.0447	0
21C2	22C2	0.0941	0.0531	0.00007
4C2	23C2	0.0178	0.0102	0
23C2	24C2	0.0569	0.0325	0
24C2	25C2	0.019	0.0109	0
25C2	26C2	0.0664	0.0379	0
26C2	27C2	0.0331	0.0189	0
26C2	28C2	0.0228	0.013	0
28C2	29C2	0.0227	0.013	0
25C2	30C2	0.0317	0.0181	0
5C2	64C2	0.0061	0.0096	0
5C2	65C2	0.0061	0.0096	0
7C2	66C2	0.0284	0.0162	0
66C2	67C2	0.067	0.0382	0
8C2	68C2	0.0164	0.0094	0
68C2	69C2	0.0543	0.031	0
68C2	70C2	0.0763	0.0436	0
9C2	31C2	0.0064	0.0037	0
9C2	32C2	0.0089	0.0051	0
9C2	33C2	0.0495	0.0283	0
33C2	34C2	0.0495	0.0283	0
34C2	35C2	0.0484	0.0277	0
34C2	36C2	0.0268	0.0153	0
36C2	37C2	0.0552	0.0315	0
36C2	38C2	0.0677	0.0387	0
38C2	39C2	0.0465	0.0727	0.00001
39C2	40C2	0.0425	0.0242	0
40C2	41C2	0.0627	0.0358	0
41C2	42C2	0.0812	0.0464	0
39C2	43C2	0.0371	0.0212	0
43C2	44C2	0.0253	0.0144	0
43C2	45C2	0.0797	0.0455	0
45C2	46C2	0.1716	0.0977	0.00002
10C2	47C2	0.0173	0.0099	0
47C2	48C2	0.0325	0.0186	0
48C2	49C2	0.0602	0.0344	0
49C2	50C2	0.0694	0.0396	0
50C2	51C2	0.0466	0.0266	0
51C2	52C2	0.0699	0.0399	0
52C2	53C2	0.0018	0.0006	0.00001
52C2	54C2	0.0539	0.0308	0

12C2	55C2	0.0492	0.0281	0
55C2	56C2	0.0127	0.0073	0
55C2	57C2	0.0474	0.027	0
57C2	58C2	0.0851	0.0486	0
57C2	59C2	0.127	0.0725	0.00001
13C2	60C2	0.0129	0.0074	0
14C2	61C2	0.0412	0.0235	0
4C2	63C2	0.0273	0.0156	0

Départ C0505 (C5)				
Ligne		R	X	C/2
de	à	p.u	p.u	p.u
1C5	2C5	0.0172	0.0138	0.00009
2C5	3C5	0.0161	0.008	0.00004
3C5	4C5	0.0106	0.0053	0.00003
4C5	5C5	0.0187	0.0093	0.00005
5C5	6C5	0.012	0.006	0.00003
6C5	7C5	0.0302	0.0151	0.00008
7C5	8C5	0.0135	0.0067	0.00003
8C5	9C5	0.0097	0.0048	0.00002
9C5	10C5	0.0262	0.0131	0.00007
10C5	11C5	0.0267	0.0133	0.00007
11C5	12C5	0.0207	0.0104	0.00005
12C5	13C5	0.0138	0.0069	0.00004
13C5	14C5	0.0208	0.0104	0.00005
14C5	15C5	0.0215	0.0068	0.00003
15C5	16C5	0.0105	0.0052	0.00003
16C5	17C5	0.0157	0.005	0.00002
17C5	18C5	0.0218	0.0109	0.00006
18C5	19C5	0.0034	0.0017	0.00001
19C5	20C5	0.0131	0.0065	0.00003
20C5	21C5	0.0104	0.0052	0.00003
21C5	22C5	0.0187	0.0093	0.00005
22C5	23C5	0.0108	0.0054	0.00003
23C5	24C5	0.0285	0.0143	0.00007
24C5	25C5	0.0212	0.0106	0.00005
25C5	26C5	0.0126	0.0063	0.00003
26C5	27C5	0.0109	0.0055	0.00003
27C5	28C5	0.0155	0.0077	0.00004
28C5	29C5	0.0172	0.0086	0.00004
29C5	30C5	0.0257	0.0081	0.00004
30C5	31C5	0.0069	0.0022	0.00001
31C5	32C5	0.0092	0.0029	0.00001
32C5	33C5	0.0098	0.0049	0.00003
33C5	34C5	0.0036	0.0018	0.00001

34C5	35C5	0.0101	0.0051	0.00003
35C5	36C5	0.0087	0.0043	0.00002
36C5	37C5	0.0095	0.0047	0.00002
37C5	38C5	0.0078	0.0039	0.00002
38C5	39C5	0.0088	0.0044	0.00002
39C5	40C5	0.0126	0.0043	0.00002
40C5	41C5	0.0049	0.0025	0.00001
41C5	42C5	0.011	0.0055	0.00003
42C5	43C5	0.0098	0.0049	0.00003
43C5	44C5	0.0114	0.0057	0.00003
6C5	45C5	0.0234	0.0117	0.00006

45C5	46C5	0.0019	0.0009	0
46C5	47C5	0.0146	0.0073	0.00004
10C5	48C5	0.0168	0.0084	0.00004
48C5	49C5	0.0179	0.0089	0.00005
17C5	50C5	0.0164	0.0082	0.00004
26C5	51C5	0.0246	0.0123	0.00006
51C5	52C5	0.0149	0.0075	0.00004
52C5	53C5	0.0129	0.0064	0.00003

Départ RMDE (RE)				
Ligne		R	X	C/2
de	à	p.u	p.u	p.u
1RE	2RE	0.0084	0.005	0.00002
2RE	3RE	0.0441	0.027	0.00011
3RE	4RE	0.0129	0.008	0.00003
4RE	5RE	0.0131	0.008	0.00003
4RE	6RE	0.0263	0.016	0.00006
6RE	7RE	0.0194	0.012	0.00005
7RE	8RE	0.0032	0.001	0
8RE	9RE	0.008	0.003	0.00001
8RE	10RE	0.0072	0.002	0.00001
7RE	11RE	0.021	0.013	0.00005
11RE	12RE	0.0005	0.001	0
11RE	13RE	0.1038	0.043	0
13RE	14RE	0.0037	0.002	0.00001
13RE	15RE	0.0252	0.015	0.00006
15RE	16RE	0.0179	0.011	0.00004
16RE	17RE	0.0142	0.008	0.00003
17RE	18RE	0.1593	0.048	0
18RE	19RE	0.0003	0	0
18RE	20RE	0.042	0.025	0
20RE	21RE	0.0147	0.009	0.00004
15RE	22RE	0.0667	0.041	0.00016
22RE	23RE	0.0126	0.007	0.00003
1RE	24RE	0.0651	0.021	0.00002
24RE	25RE	0.0008	0	0
24RE	26RE	0.276	0.085	0.00001
26RE	27RE	0.0305	0.018	0.00007
27RE	28RE	0.0189	0.011	0.00005
28RE	29RE	0.0163	0.01	0.00004
29RE	30RE	0.0005	0	0

29RE	31RE	0.0588	0.018	0
31RE	32RE	0.0133	0.004	0
31RE	33RE	0.0353	0.01	0
33RE	34RE	0.0059	0.001	0
33RE	35RE	0.0294	0.009	0
35RE	36RE	0.0118	0.003	0
35RE	37RE	0.0332	0.014	0
1RE	38RE	0.0155	0.009	0.00004
38RE	39RE	0.0032	0.002	0.00001
1RE	40RE	0.0231	0.014	0.00006
40RE	41RE	0.0305	0.018	0.00007
41RE	42RE	0.0095	0.005	0.00002
42RE	43RE	0.02	0.012	0.00005
43RE	44RE	0.0842	0.037	0.00003
44RE	45RE	0.0208	0.008	0
44RE	46RE	0.0302	0.014	0.00002
46RE	47RE	0.0551	0.025	0.00002
47RE	48RE	0.011	0.006	0.00003
48RE	49RE	0.0147	0.009	0.00004
49RE	50RE	0.0226	0.014	0.00006
50RE	51RE	0.0168	0.01	0.00004
51RE	52RE	0.0268	0.016	0.00007
52RE	53RE	0.0247	0.015	0.00006
53RE	54RE	0.0074	0.004	0.00002
1RE	55RE	0.1404	0.065	0.00008
55RE	56RE	0.0265	0.016	0.00007
56RE	57RE	0.0179	0.011	0.00004
57RE	58RE	0.0189	0.011	0.00005
56RE	59RE	0.0315	0.019	0.00008
59RE	60RE	0.02	0.012	0.00005

Tableau Annexe 7 : Caractéristiques des lignes

V.4.4 Réseau test 2

Ce type de réseau sert à étudier les comportements dynamiques du réseau. Il est utilisé dans l'étude d'équivalent dynamique et aussi l'étude de stabilité. La partie de transport du réseau se compose d'une unité de production de 1000MW qui alimente une charge de $600 + j200$ MVA localisée, connectée à une tension de 150kV à travers un transformateur élévateur 24/400 kV, deux ligne 380 kV de 100km et un transformateur 400/158 kV. Il y a également la liaison avec le grand réseau interconnecté représenté par un nœud infini.

V.4.4.1 Caractéristique du réseau de transport et de répartition

Les données caractéristiques des alternateurs synchrones sont présentées dans le tableau suivant. Les valeurs données en per unit sont calculées à base de la puissance nominale de la machine.

Paramètres	GEN (GENHV)	GR_1	GR_2
Puissance apparente (MVA)	1150	86	15
Puissance nominale de l'alternateur (MW)	1100	68.8	12
Puissance nominale de la turbine (MW)	24	11	20
Tension nominale (kV)	6.3	4	2
Inertie (MWs/MVA)	0.004	0.0028	0.00287
Résistance de l'enroulement statorique (pu)	0.219	0.108	0.05
Axe d			
Réactance synchrone (pu)	2.57	2.259	1.05
Réactance transitoire (pu)	0.422	0.205	0.105
Réactance subtransitoire (pu)	0.3	0.14	0.09
Constante de temps transitoire à vide (pu)	7.695	4.86	1
Constante de temps subtransitoire à vide (pu)	0.061	0.61	0.038
Axe q			
Réactance synchrone (pu)	2.57	1.038	1.05
Réactance transitoire (pu)	0.662	0.205	0.24
Réactance subtransitoire (pu)	0.301	0.14	0.09
Constante de temps transitoire à vide (pu)	0.643	0.1	1
Constante de temps subtransitoire à vide (pu)	0.095	0.469	0.038

Tableau Annexe 8. Caractéristiques des alternateurs du réseau de transport et de répartition

Les transformateurs choisis pour ces alternateurs sont décrits dans le tableau suivant avec les paramètres en per unit dans la base : $S_{base} = 100\text{MVA}$, $U_{base} = U_n$

Puissance apparente (MVA)	Connexion	Tension primaire (kV)	Tension secondaire (kV)	R(p.u)	X(p.u)
1300	NGEN-NHV1	24	400	0.000185	0.0077
1000	NHV2-NLoad	400	158	0.00021	0.0179
150	NHV4-NRV1	400	63	0.00021	0.0179
15	NVR2-GR1 NVR3-GR_2	20	63	0.05	0.878
20	NRV1-NMV1 NRV1-NMV2	63	20	0.0306	0.5140

Tableau Annexe 9 : Caractéristiques des transformateurs

Le réseau de transport constitue en quatre lignes 400kV dont la longueur est 100km avec

$$R = 0.03(\Omega / km)$$

$$X = 0.33(\Omega / km)$$

$$\omega C = 3.86(\mu S / km)$$

Deux lignes 63kV qui ont R= 0.0015 (p.u) ; X= 0.00075 (p.u)

Tension (kV)	Zbase (Ω)	Connexion	R (p.u)	X (p.u)	wC (p.u)
400	1444	NHV1-NHV2 (1,2) NHV2-NHV3 NHV2-NHV4	0.00208	0.02285	0.55738
63	39.68	NRV1-NRV2	0.005	0.0025	0.05
		NRV1-NRV3	0.0015	0.00075	0.015

Tableau Annexe 10 : Caractéristique des lignes du réseau de transport

Les charges totales du réseau de transport et de répartition sont données dans le Tableau Annexe 1

Nœud	Tension (kV)	P (MW)	Q (MVAR)
NLoad	400	600	200
NRV2	63	50	15
NRV3	63	35	12
NMV1	20	20.63	4.12
NMV2	20	18.4	3.69

Tableau Annexe 11 : Caractéristiques des charges

V.4.4.2 Caractéristique du réseau de distribution

Les réseaux de distribution se composent de deux poches.

Le premier, appelé "poche de distribution 1", dont la consommation totale est de 20.63MW et 4.12 MVAR, se compose de 183 nœuds à 3 départs.

Le second, appelé "poche de distribution 2", dont la consommation totale est de 18,4 MW et 3,69 MVAR, se compose de 113 nœuds à 2 départs.

La topologie du réseau est présentée dans la Figure Annexe 3.

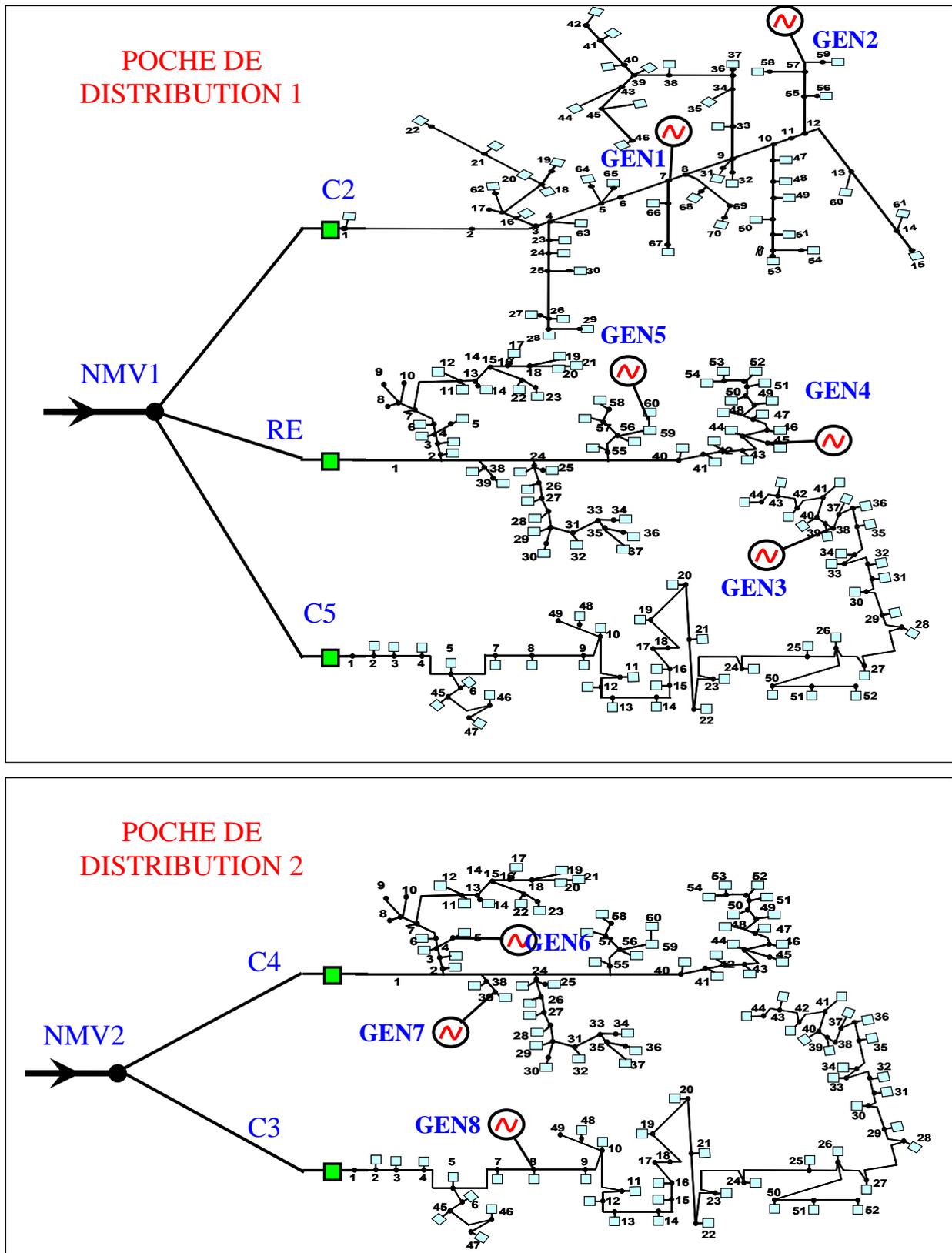


Figure Annexe 3 : Topologie des poches de distribution du réseau test 2

Données des GEDs de type machine synchrone du réseau de distribution:

Paramètre	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
Nœud	7C2	58C2	38C5	45RE	60RE	5C4	39C4	8C3
Sn (MVA)	1.2	3.53	5	3.53	5	5	5	5
Pn (MW)	1	2.85	4	2.85	4	4	4	4
Un (kV)	1.008	0.4	11	0.4	11	11	11	11
H (MWs/MVA)	0.56	1.5	1	1.5	1	1	1	1
Ra (pu)	0.0025	0.004	0.0024	0.004	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024
Xi (pu)	0.13	0.13	0.0765	0.13	0.0765	0.0765	0.0765	0.0765
X _d (pu)	3.15	2.82	1.89	2.82	1.89	1.89	1.89	1.89
X' _d (pu)	0.24	0.215	0.193	0.215	0.193	0.193	0.193	0.193
X'' _d (pu)	0.14	0.145	0.139	0.145	0.139	0.139	0.139	0.139
T' _{do} (pu)	2.35	3	2.35	3	2.35	2.35	2.35	2.35
T'' _{do} (pu)	0.035	0.06	0.026	0.06	0.026	0.026	0.026	0.026
X _q (pu)	3.15	1.6	1.478	1.6	1.478	1.478	1.478	1.478
X' _q (pu)	0.24	0.3	0.24	0.3	0.24	0.24	0.24	0.24
X'' _q (pu)	0.14	0.195	0.15	0.195	0.15	0.15	0.15	0.15
T' _{qo} (pu)	2.35	1	2.35	1	2.35	2.35	2.35	2.35
T'' _{qo} (pu)	0.035	0.03	0.042	0.03	0.042	0.042	0.042	0.042

Données des transformateurs associés:

Puissance apparente (MVA)	Tension primaire (kV)	Tension secondaire (kV)	R (p.u)	X (p.u)
2	1.008	20	0.1	3.99
4	0.4	20	0.0025	1.49979
5	11	20	0.07	2.198

Titre

Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées

Résumé

La dérégulation des marchés de l'énergie électrique a créé des changements profonds dans le secteur d'électricité, surtout avec la présence de plus en plus importante de production décentralisée dans le réseau de distribution. Les gestionnaires du réseau souhaitent, d'une part, avoir le plus d'énergie fournie par des Génération d'Energie Dispersée (GED), et veulent, d'autre part limiter, dans les situations critiques, leur influence négative sur le réseau. Ils ont donc besoin des méthodologies robustes ou de fonctions avancées afin de l'exploitation plus efficace des réseaux électriques dans l'avenir.

Notre travail dans le cadre de cette thèse consiste alors en deux parties. La première partie a été consacrée à diminuer la taille du réseau contenant des GED à simuler. Le réseau de distribution sera divisé en sous réseaux, le réseau à étudier et le réseau extérieur qui sera remplacé par un équivalent externe. Plusieurs méthodes d'équivalent statiques et dynamiques ont été étudiées afin donner une meilleure l'agrégation technique du réseau extérieur qui contribue également une partie (TVPP) à la constitution des centrales virtuelles dans le cadre du projet Européen FENIX.

La seconde partie a été effectuée afin de mettre au point des méthodologies qui permettent d'évaluer rapidement la stabilité angulaire des GEDs de type de machines synchrones dans le réseau. Les méthodes hybrides qui combinent la simulation temporelle avec les méthodes directes, Fonction d'énergie transitoire (FET) et Egalité des aires (SIME), permettent d'avoir les meilleurs avantages. Basées sur ces méthodes, les actions préventives et curatives permettant aux opérateurs de prendre des décisions pour s'éloigner des zones de contrainte ont été proposées.

Les différents algorithmes ont été développés et les simulations dynamiques ont été effectuées sur plusieurs réseaux tests avec les résultats satisfaisants qui permettent de vérifier l'efficacité des méthodes proposées.

Mots clefs :

Réseau de distribution, Production décentralisée, Réduction du réseau, Equivalent dynamique, Equivalent statique, Stabilité transitoire, Fonction d'Energie Transitoire, SIME, Actions préventives, Action curatives.

Title

Dynamic analysis of distribution networks in the presence of distributed generators

Abstract

Deregulation of the energy market has created major changes in the electricity sector, especially with the presence of distributed generation in distribution networks. On the one hand, system operators hope to have energy provided by Distributed Energy Resources (DERs), while on the other hand limiting the latter's negative influence on the network in critical situations. Thus, robust methodologies or advanced functions are needed in order to guarantee security of supply and the effective exploitation of electrical networks in the future.

Our work on this subject consisted of two parts. The first was devoted to decreasing the size of the network containing the DERs which needed to be simulated. The distribution network was divided into two sub-networks, the studied network and the external network, where the latter was replaced by an external equivalent. The static and dynamic equivalent methods which gave better technical aggregation of the external network contributed a part, the TVPP, to the constitution of virtual power stations within the framework of the European FENIX project. The second part was carried out in order to develop the methodologies capable of quick angular stability evaluation of synchronous DERs in the network. The hybrid methods which combine time domain simulation with direct methods result in greater advantages. Preventive and curative actions based on these methods were proposed to allow system operators to take the decision to avoid danger areas.

Algorithms based on these methods were developed and dynamic simulations were carried out on several test networks, giving satisfactory results which prove the effectiveness of the suggested methods.

Keywords:

Distribution Network, Dispersed Generation, Network Reduction, Dynamic Equivalent, Static Equivalent, Transient Stability, Transient Energy Function, Prevention action, Curative action, SIME method.

