



HAL
open science

Stabilité d'un réseau de transport avec pôles de production et de consommation éloignés en période de forte croissance

Chulasa Praing

► **To cite this version:**

Chulasa Praing. Stabilité d'un réseau de transport avec pôles de production et de consommation éloignés en période de forte croissance. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2000. Français. NNT : . tel-00689835

HAL Id: tel-00689835

<https://theses.hal.science/tel-00689835>

Submitted on 20 Apr 2012

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

Chulasa PRAING

Le 27 octobre 2000

Titre

Stabilité d'un réseau de transport avec pôles de production et de
consommation éloignés en période de forte croissance

Directeur de Thèse :

René FEUILLET

JURY

Président :	Monsieur	Jean-Claude SABONNADIERE
Rapporteurs	Messieurs	Philippe AURIOL Patrick LAGONOTTE
Examineurs :	Monsieur	Joël NICOLAS
Directeur de Thèse :	Messieurs	René FEUILLET
Co-encadrant :		Tuan TRAN-QUOC

REMERCIEMENTS

REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué dans l'équipe Système d'Energie et Réseaux Electriques (SYREL) du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG) en collaboration avec Electricité de France, Division Technique Générale (EDF-DTG).

Je tiens à remercier très chaleureusement :

Monsieur le Professeur Jean-Claude Sabonnadière, Vice-Président de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, pour ses encouragements, pour ses conseils précieux et pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de cette thèse. Qu'il veuille bien trouver ici l'expression de ma plus profonde reconnaissance.

Monsieur le Professeur Philippe Auriol, Directeur du département Electronique, Electrotechnique et Automatique et de l'Ecole Centrale de Lyon, pour avoir accepté d'être rapporteur de cette thèse.

Monsieur Patrick Lagonotte, Maître de Conférence à l'Université de Poitiers, pour avoir accepté d'être rapporteur de cette thèse.

Monsieur Joël Nicolas, Expert Technique à Electricité de France, Division Technique Générale, pour avoir suivi et orienté ce travail de recherche avec ses conseils précieux. Qu'il trouve ici l'expression de mon respect et de ma fidèle amitié.

Monsieur le Professeur René Feuillet, directeur adjoint de l'Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieur d'Electriciens de Grenoble, pour m'avoir dirigé très efficacement et m'avoir donné des conseils très précieux tout au long de cette thèse. Qu'il trouve ici l'expression de mon respect et de ma fidèle amitié.

Monsieur Tuan Tran-Quoc, Docteur Habilité à Diriger des Recherches, pour son implication et orientation dans ce travail, pour son encadrement très efficace et tout le savoir qu'il a su me transmettre, ainsi que pour le temps qu'il a bien voulu me consacrer etc. Sans lui ce travail n'aurait jamais pu être mené à bien. Qu'il trouve ici l'expression de ma grande amitié.

Monsieur Daniel Roye, Professeur de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, pour m'avoir bien accueilli dans l'équipe SYREL, et qui a contribué à rendre chaleureuse et agréable l'ambiance de travail.

Messieurs les Professeurs Jean-Pierre Rognon et Gérard Meunier, directeur et directeur adjoint du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble pour m'avoir bien accueilli dans ce Laboratoire et qui ont contribué à rendre chaleureuse et agréable l'ambiance de travail.

Monsieur Richard Perrier, Chargé Senior des Affaires en Asie d'EDF Direction Internationale, pour m'avoir incité à faire des études en France, obtenu le financement de ma première année d'étude en France, m'avoir encouragé, et donné des conseils précieux. Qu'il trouve ici l'expression de mon respect et de ma fidèle amitié.

Monsieur Norin Ty, Directeur Général de l'Electricité du Cambodge, pour m'avoir orienté et avoir accepté que je fasse mes études en France, pour m'avoir toujours encouragé et soutenu. Qu'il trouve ici l'expression de mon respect et de ma fidèle amitié.

Monsieur Bernard Meillier, Ingénieur d'EDF-GDF Service Guadeloupe, ancien responsable des projets d'EDF au Cambodge, pour m'avoir toujours encouragé et soutenu. Qu'il trouve ici l'expression de mes respects et de ma sincère amitié.

Monsieur Lambert Pierrat, ancien Ingénieur à EDF/DTG et ancien Directeur de recherche au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, pour m'avoir encouragé et donné des conseils efficaces. Qu'il trouve ici l'expression de mon respect et de ma sincère amitié.

Monsieur le Professeur Jean-Jacques Rameau, ancien Directeur de Centre Universitaire d'Education-Formation des Adultes (CUEFA), pour m'avoir toujours encouragé et donné des conseils efficaces. Qu'il trouve ici l'expression de mon respect et de ma sincère amitié.

Son Excellence Monsieur l'Ambassadeur et Son Excellence Monsieur le Conseiller Culturel de l'Ambassade de France au Cambodge, pour avoir financé ma bourse d'étude. Qu'ils trouvent ici l'expression de mon respect et de ma sincère amitié.

Les personnels de la délégation EGIDE, en particulières Mesdames Martine Lussiana et Françoise Abad, pour leur implication dans l'obtention du financement de ce travail.

Mon camarade de laboratoire Denis Candusso, pour avoir pris un peu sur son temps afin de relire ce mémoire. Qu'il trouve ici l'expression de ma sincère amitié.

Je tiens à remercier l'ensemble des professeurs, directeurs de recherche, maîtres de conférence, chargés de recherche, ingénieurs, chercheurs, techniciens, personnel administratif, camarades de thèse et tous les membres du Laboratoire, qui ont contribué à rendre chaleureuse et agréable l'ambiance du travail.

Je tiens à remercier également l'ensemble des professeurs, enseignants, mes amis les étudiants à l'Institut Supérieur de Technologie Amitié Khmère-Soviétique à Phnom Penh au Cambodge, mes amis les étudiants cambodgiens en France, mes amis les ingénieurs, techniciens, etc. à l'Electricité du Cambodge, pour m'avoir toujours encouragé et soutenu. Qu'ils trouvent ici l'expression de ma sincère amitié.

Enfin, je tiens à remercier mes parents qui m'ont toujours soutenu et encouragé et accepté que je fasse mes études en France.

TABLE DES MATIERES

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	1
1 STABILITÉ.....	2
1.1 STABILITÉ DES ANGLES.....	3
1.2 STABILITÉ DE TENSION	3
1.3 CLASSIFICATION DE LA STABILITÉ	4
2 DESCRIPTION GÉNÉRALE DU RÉSEAU VIETNAMIEN	6
3 ORGANISATION DE LA THESE	9
PARTIE I: STABILITE DE TENSION.....	11
CHAPITRE I: STABILITE DE TENSION ET ECROULEMENT DE TENSION.....	11
I.1 INTRODUCTION.....	11
I.2 CLASSIFICATION	11
I.3 DÉFINITIONS	12
I.4 MÉCANISME D'ÉCROULEMENT DE TENSION	13
I.4.1 INFLUENCE DES PARAMÈTRES LIÉS À LA GESTION GLOBALE DU SYSTÈME.....	15
I.4.2 INFLUENCE DES COMPOSANTS DU SYSTÈME.....	15
I.4.2.1 <i>Générateurs</i>	15
I.4.2.2 <i>Le système de transmission</i>	16
I.4.2.2.1 Lignes	16
I.4.2.2.2 Transformateurs.....	18
I.4.2.3 <i>Relais de protection</i>	19
I.4.2.4 <i>Charges</i>	19
I.5 INCIDENTS D'INSTABILITÉ DE TENSION.....	20
I.5.1 RÉSEAU DE LA FRANCE.....	20
I.5.2 AUTRES INCIDENTS.....	21
I.6 MÉTHODE D'ÉTUDE DE L'ÉCROULEMENT DE TENSION	21
I.7 CONCLUSION	22
CHAPITRE II: ANALYSES STATIQUES.....	23
II.1 INTRODUCTION.....	23
II.2 ANALYSE LINÉARISÉE.....	23
II.2.1 EQUATIONS DE RÉPARTITION DE PUISSANCE.....	23
II.2.2 ANALYSE V-Q SENSIBILITÉ.....	24
II.2.3 ANALYSE MODALE.....	25
II.2.3.1 <i>Valeurs propres</i>	25
II.2.3.2 <i>Valeurs singulières</i>	26
II.2.4 FACTEURS DE PARTICIPATION.....	27
II.2.4.1 <i>Participations de nœud</i>	27

II.2.4.2	Participation de branche	27
II.2.4.3	Participation de générateur	28
II.2.5	INDICATEUR L	29
II.2.6	MÉTHODE DE CONTINUATION	29
II.2.7	PERTES DES MW/MVAR	29
II.3	RÉSULTATS DE SIMULATION POUR LE RÉSEAU VIETNAMISIEN	29
II.3.1	RÉSULTATS DU RÉSEAU VN2000	30
II.3.1.1	Sensibilité V-Q	30
II.3.1.2	Valeurs de tension aux nœuds	30
II.3.1.3	Valeurs propres et valeurs singulières	31
II.3.1.4	Facteurs de participation	32
II.3.1.4.1	Facteurs de participation de nœud	32
II.3.1.4.2	Facteurs de participation de branche	33
II.3.1.4.3	Facteurs de participation de générateur	34
II.3.1.5	Indicateur L	35
II.3.1.6	Méthode de continuation	36
II.3.1.7	Pertes MW/Mvar	36
II.3.2	RÉSULTATS DU RÉSEAU VN2005	37
II.3.2.1	Tension	37
II.3.2.2	Indicateur L	38
II.3.2.3	Valeurs propres et valeurs singulières	38
II.3.2.4	Facteurs de participation	39
II.4	CONCLUSION	41
CHAPITRE III: SIMULATIONS DYNAMIQUES.....		43
III.1	INTRODUCTION.....	43
III.2	OBJECTIFS PRINCIPAUX DE LA SIMULATION DYNAMIQUE.....	43
III.2.1	RÉGIME DE FONCTIONNEMENT D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE	44
III.2.2	PRÉSENTATION DU LOGICIEL EUROSTAG	44
III.2.2.1	Réseau de transmission	45
III.2.2.2	Générateur	45
III.2.2.3	Moteur asynchrone	46
III.2.2.4	Charge	46
III.2.2.5	Automates	46
III.2.2.6	Macroblocs	46
III.2.2.7	Événements	46
III.3	MODÈLES DE DYNAMIQUE LENTE	48
III.4	SIMULATION DYNAMIQUE POUR LE RESEAU TEST BPA	48
III.4.1	PRÉSENTATION DU RÉSEAU	48
III.4.2	INFLUENCE D'UN MODÈLE DE CHARGE STATIQUE	49
III.4.3	INFLUENCES DU RÉGLEUR EN CHARGE DES TRANSFORMATEURS ET DE LA LIMITATION DE COURANT D'EXCITATION DES GÉNÉRATEURS : THÉORIES	50
III.4.3.1	Fonctionnement du régleur en charge	50
III.4.3.2	Fonctionnement du système d'excitation des générateurs	51
III.4.4	APPLICATIONS SUR LE RÉSEAU TEST BPA	52
III.4.4.1	Sans limitation du courant d'excitation de chaque générateur	52
III.4.4.1.1	Tension	53
III.4.4.1.2	Courants d'excitation	53
III.4.4.2	Limitation du courant d'excitation du générateur N°3	54
III.4.4.2.1	Courants d'excitation	54
III.4.4.2.2	Tension	55
III.4.4.3	Limitation du courant d'excitation de chaque générateur	56
III.4.4.3.1	Courants d'excitation	56
III.4.4.3.2	Tension	56
III.4.4.3.3	Courbe P-V	58

III.4.5	EFFET DU TRC ET DE LA CHARGE CONSTITUÉE D'UN MOTEUR ASYNCHRONE	58
III.4.5.1.1	Tension	59
III.4.5.1.2	Action du réglage en charge	59
III.4.5.1.3	Puissance réactive du moteur	60
III.4.6	COMBINAISON ENTRE LA SIMULATION DYNAMIQUE ET L'ANALYSE STATIQUE	61
III.4.7	CONCLUSION DES RÉSULTATS	62
III.5	SIMULATIONS DYNAMIQUES POUR LE RÉSEAU VIETNAMEN	63
III.5.1	RÉSEAU VIETNAMEN EN 2000	63
III.5.1.1	<i>Augmentation progressive de charge</i>	63
III.5.1.1.1	Tension aux nœuds	64
III.5.1.1.2	Puissance active et réactive des machines	65
III.5.1.1.3	Transit de puissance sur la ligne 500 kV	66
III.5.1.1.4	Courbes P-V aux nœuds	66
III.5.1.2	<i>Restauration de charge</i>	67
III.5.1.2.1	Tension et vitesse	67
III.5.1.2.2	Transit de puissance	68
III.5.2	RÉSEAU VIETNAMEN 2005	69
III.5.2.1	<i>Augmentation progressive de charge avec une puissance active constante de chaque machine sauf pour la machine bilan (Hoa Binh)</i>	69
III.5.2.1.1	Tension et puissance réactive	69
III.5.2.1.2	Puissance active et courbes P-V	70
III.5.2.1.3	Transit de puissance	70
III.5.2.2	<i>Augmentation progressive de charge avec une puissance active variable pour chaque machine</i> 71	
III.5.2.2.1	Tension et Puissance réactive	71
III.5.2.2.2	Puissance active et courbes P-V	72
III.5.2.2.3	Transit de puissance	73
III.5.2.3	<i>Déclenchement d'une ligne</i>	73
III.5.2.3.1	Tension	74
III.5.2.3.2	Puissance active de la machine Hoa Binh	74
III.5.3	CONCLUSION DES RÉSULTATS DE SIMULATION DU RÉSEAU VIETNAMEN	74
III.6	CONCLUSION	75
CHAPITRE IV: MESURES PREVENTIVES ET CORRECTRICES.....		77
IV.1	INTRODUCTION.....	77
IV.2	PRINCIPALES MESURES CONTRE L'ECROULEMENT DE TENSION.....	77
IV.3	MÉTHODES POUR LES MESURES PRÉVENTIVES	78
IV.3.1	OPTIMISATION DU PLAN DE TENSION	78
IV.3.2	MINIMISATION DES PERTES ACTIVES.....	79
IV.3.3	MÉTHODE PROPOSÉE POUR LES MESURES PRÉVENTIVES: MINIMISATION DES INDICATEURS DE RISQUE D'INSTABILITÉ DE TENSION	79
IV.3.4	RÉSULTATS POUR LES MESURES PRÉVENTIVES.....	81
IV.3.4.1	<i>Cas de fonctionnement normal</i>	81
IV.3.4.2	<i>Cas d'incident</i>	82
IV.3.4.3	<i>Autre application de la méthode proposée</i>	84
IV.3.5	CONCLUSION DES MÉTHODES POUR LES MESURES PRÉVENTIVES	85
IV.4	METHODE PROPOSÉE POUR LES MESURES CORRECTRICES: DÉLESTAGE DE CHARGE.....	85
IV.4.1	DESCRIPTION DE LA MÉTHODE PROPOSÉE	85
IV.4.2	RÉSULTATS POUR LES MESURES CORRECTRICES	86
IV.5	UTILISATION DES DISPOSITIFS FACTS OU AUTRES.....	87
IV.5.1	INTRODUCTION DE DISPOSITIFS DE FACTS.....	87
IV.5.2	MODÈLE DE STATIC VAR COMPENSATOR (SVC).....	88
IV.5.2.1	<i>Description générale de SVC</i>	88
IV.5.2.2	<i>Description d'un modèle</i>	89

IV.5.3	MODÈLE DE THYRISTOR CONTROLLED SERIES CAPACITOR (TCSC)	90
IV.5.3.1	<i>Principe de fonctionnement de TCSC</i>	90
IV.5.3.2	<i>Modélisation dynamique du TCSC</i>	91
IV.5.4	AUTRE DISPOSITIF : COMPENSATION DE CHARGE DANS LE RÉGULATEUR DE TENSION DE GÉNÉRATEUR 93	
IV.5.5	RÉSULTATS DE SIMULATION	94
IV.5.5.1	<i>Augmentation progressive de charge</i>	94
IV.5.5.2	<i>Restauration de charge</i>	96
IV.5.5.3	<i>Effet de la compensation de charge dans le régulateur de tension</i>	97
IV.5.6	CONCLUSIONS DE L'UTILISATION DE DISPOSITIFS FACTS ET DE LA COMPENSATION DE CHARGE DANS UN RÉGULATEUR DE TENSION DE GÉNÉRATEUR	100
IV.6	CONCLUSION	100
PARTIE II: STABILITE DES ANGLES.....		101
CHAPITRE V : THEORIES DE LA STABILITE DES ANGLES.....		101
V.1	INTRODUCTION.....	101
V.2	DÉFINITION DE LA STABILITÉ DES ANGLES.....	101
V.3	STABILITÉ DES PETITS SIGNAUX.....	102
V.3.1	CONCEPT FONDAMENTAL DE LA STABILITÉ DES SYSTÈMES DYNAMIQUES.....	102
V.3.1.1	<i>Représentation d'état</i>	102
V.3.1.2	<i>Linéarisation du système</i>	103
V.3.2	VALEURS PROPRES ET VECTEURS PROPRES	103
V.3.2.1	<i>Valeurs propres</i>	103
V.3.2.2	<i>Vecteurs propres</i>	104
V.3.2.3	<i>Valeur propre et stabilité</i>	104
V.4	STABILITÉ TRANSITOIRE	105
V.4.1	CONCEPT FONDAMENTAL DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE	105
V.4.2	SYSTÈME MONO MACHINE - RÉPONSE À UN COURT-CIRCUIT : LOI DES AIRES	106
V.4.3	SYSTÈME MULTI MACHINES : MÉTHODE DIRECTE.....	108
V.4.4	FACTEURS D'INFLUENCE POUR LA STABILITÉ TRANSITOIRE	110
V.4.5	MESURES POUR AMÉLIORER LA STABILITÉ TRANSITOIRE.....	111
V.5	CONCLUSION	112
CHAPITRE VI: SIMULATIONS DYNAMIQUES DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE.....		113
VI.1	INTRODUCTION.....	113
VI.2	SIMULATIONS DYNAMIQUES POUR LE RÉSEAU MONTÉZIC.....	113
VI.2.1	DESCRIPTION GÉNÉRALE DU RÉSEAU MONTÉZIC	113
VI.2.2	RÉSULTATS DE SIMULATION	114
VI.2.2.1	<i>Comparaison de résultats de mesure et de simulation</i>	114
VI.2.2.2	<i>Fonctionnements avec réseau infini</i>	115
VI.2.2.2.1	<i>Ouverture d'une ligne</i>	115
VI.2.2.2.2	<i>Court circuit</i>	116
VI.2.2.2.3	<i>Amélioration de la stabilité</i>	117
VI.3	SIMULATIONS DYNAMIQUES POUR LE RÉSEAU BPA	118
VI.3.1	COURT-CIRCUIT EN DIFFÉRENTS LIEUX	119
VI.3.2	TEMPS D'ÉLIMINATION DE DÉFAUT	121
VI.4	SIMULATIONS DYNAMIQUES POUR LE RÉSEAU VIETNAMEN	123
VI.4.1	RÉSEAU VN2005.....	124

VI.4.1.1	<i>Court-circuit sur les nœuds</i>	124
VI.4.1.1.1	Variation de l'angle rotorique des machines.....	124
VI.4.1.1.2	Puissance active d'une machine.....	126
VI.4.1.1.3	Puissance réactive d'une machine.....	127
VI.4.1.1.4	Comparaison des vitesses des machines.....	128
VI.4.1.1.5	Comparaison de la variation de l'angle rotorique des machines.....	128
VI.4.1.2	<i>Court-circuit sur les lignes</i>	129
VI.4.1.2.1	Variation de l'angle rotorique d'une machine.....	129
VI.4.1.2.2	Puissance active de la machine.....	130
VI.4.1.2.3	Puissance réactive de la machine.....	131
VI.4.1.2.4	Comparaison des vitesses des machines.....	131
VI.4.1.2.5	Comparaison de la variation de l'angle rotorique des machines.....	132
VI.4.1.3	<i>Déclenchement d'une machine</i>	133
VI.4.1.3.1	Tension aux nœuds de charge.....	133
VI.4.1.3.2	Angle rotorique.....	133
VI.4.1.3.3	Puissances active et réactive.....	134
VI.4.1.3.4	Vitesse.....	135
VI.4.1.3.5	Conclusion de ces résultats.....	136
VI.4.1.4	<i>Amélioration de la stabilité</i>	136
VI.4.1.4.1	Tension et angle rotorique.....	136
VI.4.1.4.2	Puissances active et réactive.....	137
VI.4.1.4.3	Vitesse.....	138
VI.4.1.4.4	Conclusion de ces résultats.....	138
VI.4.2	RÉSEAU VN2000.....	139
VI.4.2.1	<i>Déclenchement d'une machine</i>	139
VI.4.2.1.1	Tension et angle rotorique.....	139
VI.4.2.1.2	Puissances active et réactive.....	139
VI.4.2.1.3	Vitesse.....	140
VI.4.2.1.4	Conclusions de ces résultats.....	141
VI.4.2.2	<i>Amélioration de la stabilité</i>	141
VI.4.2.2.1	Tension et l'angle rotorique.....	141
VI.4.2.2.2	Puissances active et réactive.....	142
VI.4.2.2.3	Vitesse.....	143
VI.4.2.2.4	Conclusion de ces résultats.....	143
VI.5	CONCLUSION.....	144
	CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES.....	145
	BIBLIOGRAPHIES.....	149
	ANNEXE A : DESCRIPTION GENERALE DU RESEAU VIETNAMIEN.....	155
	ANNEXE B : ELEMENT DU RESEAU ELECTRIQUE.....	161
B.1	GÉNÉRATEUR.....	162
B.1.1	EQUATIONS DE TENSION.....	162
B.1.2	EQUATION MÉCANIQUE.....	163
B.1.3	COMMANDES ET RÉGULATIONS DU GÉNÉRATEUR.....	164
B.1.3.1	<i>Système d'excitation</i>	164
B.1.3.2	<i>Système de régulation de vitesse</i>	165
B.2	SYSTÈME DE TRANSMISSION.....	165
B.2.1	LIGNE DE TRANSMISSION.....	165
B.2.2	TRANSFORMATEUR.....	166
B.3	CHARGE.....	168
B.3.1	CHARGES STATIQUES.....	168
B.3.2	CHARGE DYNAMIQUE.....	169
B.3.3	MODÈLE DYNAMIQUE DE MOTEUR ASYNCHRONE.....	169
B.3.4	MOTEURS SYNCHRONES.....	170

ANNEXE C : RESEAU TEST BPA	171
C.1 DESCRIPTION DU RÉSEAU TEST DE BONNEVILLE POWER ADMINISTRATION.....	171
C.2 DONNÉES.....	171
C.2.1 DONNÉES STATIQUES	171
C.2.1.1 <i>Lignes et transformateurs</i>	171
C.2.1.2 <i>Charges et Générateurs</i>	172
C.2.1.3 <i>Shunt capacité</i>	172
C.2.1.4 <i>Prises de transformateur réglable en charge</i>	172
C.2.2 DONNÉES DYNAMIQUES.....	172
C.2.2.1 <i>Donnés spécifiques de chaque générateur</i>	172
C.2.2.2 <i>Données communes des générateurs</i>	173
C.3 RÉSULTATS.....	175
C.3.1 RÉSULTATS STATIQUES EN RÉGIME INITIAL	175
C.3.1.1 <i>Résultats complets du calcul de répartition de charge</i>	175
C.3.1.2 <i>Résumé de résultat</i>	176
C.3.1.3 <i>Tension</i>	177
C.3.1.4 <i>Valeurs propres de la matrice Jacobienne de répartition de puissance</i>	177
C.3.2 RÉSULTATS DYNAMIQUES.....	178
C.3.2.1 <i>Valeurs propres de matrice d'état de comportement du réseau</i>	178
C.3.2.2 <i>Perturbations à 100 s</i>	178
C.3.3 ACTIONS DE RÉGLAGE EN CHARGE DE TRANSFORMATEUR (CAS E).....	179

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Un réseau électrique est normalement composé de multiples sources d'alimentation et de charges, reliées entre elles par un réseau maillé. Les configurations de réseau sont de plus en 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. Aujourd'hui, pour un certain nombre de réseaux, des grandes centrales (hydrauliques et nucléaires) se trouvent loin des centres de consommation, et y sont connectées par l'intermédiaire des lignes très haute tension. Par ailleurs, l'augmentation de la charge transitant sur les circuits existants - due à un accroissement des transits de puissance pour un nombre de lignes demeurant constant - peut être telle que les exploitants de réseaux se rapprochent des limites de stabilité ; ce qui constitue un des problèmes très importants de la sûreté de fonctionnement du réseau électrique.

L'instabilité d'un réseau électrique se manifeste de différentes façons. Dans la pratique, il y a deux grands types d'instabilité (de tension et des angles). Chaque type d'instabilité est caractérisé par différentes formes (statique, transitoire etc). L'instabilité de tension est très connue sur le nom d'écroulement de tension.

Les phénomènes d'écroulement de tension sur un réseau de transport sont liés à un fonctionnement proche de la limite de puissance transmissible. La cause principale de ces phénomènes est une insuffisance du réseau en moyens de tenue de tension et de compensation de l'énergie réactive, en général à la suite d'incidents ou d'écarts d'importants entre la prévision et la réalisation de la consommation. De plus, l'augmentation des pertes réactives du réseau, due à cette situation de tension basse, peut entraîner l'entrée en limitation de courant rotor ou stator de certains groupes de production. La tension d'excitation de ces groupes doit alors être diminuée, ce qui a pour conséquence une accélération de la dégradation du plan de tension et peut aller jusqu'à des déclenchements de groupe, de lignes en cascade et jusqu'à un écroulement complet du réseau. L'étude de la stabilité de tension est une démarche très importante pour le calcul des possibilités de transfert de puissance (ATC : Available Transfer Capability) dans le contexte de dérégulation du futur.

L'instabilité des angles est liée au problème de puissance active fournie par les machines dans le réseau électrique. La cause principale de cette instabilité est le déséquilibre entre la puissance mécanique en entrée et la puissance électrique en sortie de la machine, ainsi que l'insuffisance de l'amortissement de cette machine, suite à une perturbation dans le réseau. Le réseau peut connaître ce problème si au moins une machine accélère ou décélère en dépassant sa limite supérieure ou inférieure de l'angle rotorique.

En France, les problèmes d'instabilité ont généralement été localisés. L'incident du 19 décembre 1978, où les tensions ont diminué dans la région parisienne et dans l'Est de la France, la fourniture d'énergie à la quasi-totalité de la clientèle du réseau français a été interrompue pendant plusieurs heures. L'incident du 12 janvier 1987, où la réserve de puissance fut de plus en plus faible suite à des pertes de groupes de production, la fourniture d'énergie à la clientèle de l'Ouest de la France a été interrompue pendant plusieurs heures. L'origine de ces instabilités n'est pas toujours claire (de tension ou des angles), mais en se basant sur plusieurs analyses, on peut montrer que c'est plutôt dû à un problème d'instabilité de tension.

Les objectifs principaux de cette thèse sont d'identifier ces types de stabilité en utilisant les analyses statiques et les simulations dynamiques et de les analyser. Ces analyses sont appliquées pour le réseau standard qui a été proposé par la compagnie d'électricité de Bonneville Power Administration (BPA) aux Etats Unis et le réel réseau vietnamien.

1 STABILITE

Ce paragraphe présente une introduction générale du problème de la stabilité d'un réseau électrique, en abordant les concepts fondamentaux, la classification, la définition et les termes de la stabilité. Les concepts fondamentaux de la stabilité peuvent être illustrés par l'analyse de configurations simplifiées de réseau.

La stabilité est la capacité d'un réseau électrique à maintenir l'état de fonctionnement d'équilibre stable pendant et après une perturbation. L'instabilité peut se manifester de différentes façons dépendant, de la caractéristique de la configuration et du régime de fonctionnement du réseau.

Dans un réseau électrique, il existe deux types de stabilité : la stabilité des angles et la stabilité de tension. Néanmoins, ces deux types de stabilité sont plus ou moins liés. La stabilité transitoire de tension est toujours liée à la stabilité transitoire des angles et la stabilité statique de tension est liée à la stabilité petits signaux des angles. Ces mécanismes sont souvent difficiles à séparer.

Quelques références [TAY-94, KUN-94, etc] donnent la définition dans des situations extrêmes : a) un générateur synchrone raccordé au réseau infini par l'intermédiaire d'une ligne de transport est utilisé pour les études de la stabilité des angles et b) une charge raccordée au réseau infini par l'intermédiaire d'une ligne de transport est utilisée pour les études de la stabilité de tension (voir figure 1).

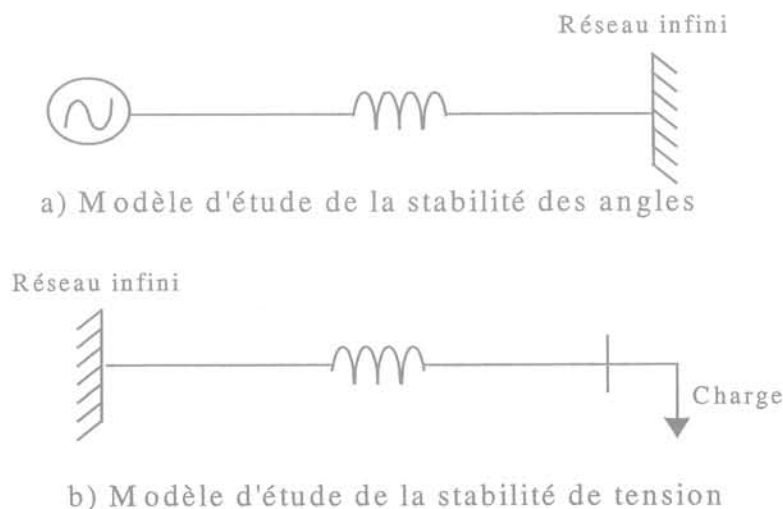


Fig. 1. Modèles d'étude de stabilité

Dans les sections suivantes de ce paragraphe, nous allons résumer rapidement les différents types de stabilité ainsi que leur classification.

1.1 Stabilité des angles

La stabilité des angles est la capacité qu'offrent toutes les machines synchrones dans un réseau d'interconnexion à maintenir le synchronisme, elle nécessite l'étude des oscillations électromécaniques dans le réseau électrique. Le facteur fondamental dans ce problème est la puissance en sortie de la machine synchrone qui varie comme la vitesse de son rotor.

Cette stabilité est une condition d'équilibre entre deux forces opposées. En régime permanent, il y a équilibre entre le couple mécanique à l'entrée et le couple électrique à la sortie de chaque machine, la vitesse reste constante. S'il y a une perturbation dans le réseau électrique, cet équilibre est bouleversé, la vitesse de chaque machine est modifiée.

La stabilité des angles peut être classée en deux catégories [KUN-94] :

- Stabilité petits signaux : c'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir le synchronisme sous de petites perturbations de charge ou de génération. Les perturbations sont considérées suffisamment petites pour pouvoir linéariser les équations du système. L'instabilité peut être divisée en deux familles : l'augmentation permanente de l'angle rotorique due à l'insuffisance du couple synchronisant, et l'augmentation de l'amplitude des oscillations du rotor due à l'insuffisance du couple d'amortissement.
- Stabilité transitoire : c'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir le synchronisme sous de grandes perturbations. Le système est instable à cause d'une grande excursion de l'angle rotorique du générateur. Ce type d'instabilité dépend dans l'ensemble de l'état initial de fonctionnement du système et de la gravité de la perturbation. Usuellement, le système passe alors d'un régime permanent avant perturbation à un autre régime permanent (différent du précédent) après perturbation.

1.2 Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique à maintenir en permanence les tensions acceptables pour tous les nœuds dans un système en régimes de fonctionnement normal et après une perturbation. Le cœur du problème réside dans l'instabilité de tension du réseau électrique due à la non-contrôlabilité et à la chute progressive de tension après des perturbations comme l'augmentation de charge ou le changement du régime de fonctionnement. Le facteur principal de cause d'instabilité de tension est l'incapacité du réseau à fournir la puissance réactive suffisante. La chute de tension est généralement due à une accumulation de transit des puissances active et réactive sur les lignes d'un réseau.

Un réseau est stable en tension si l'amplitude de tension augmente avec l'augmentation de puissance réactive injectée dans le même nœud. Il est instable en tension si l'amplitude de tension d'un nœud au moins diminue avec l'augmentation de la puissance réactive injectée. Autrement dit, le réseau est stable en tension si la sensibilité V-Q est positive pour tous les nœuds, et instable en tension si au moins un nœud dans le réseau a une valeur de sensibilité V-Q négative [IEEE-93.1 et KUN-94].

Comme pour la stabilité des angles, la stabilité de tension peut être classée en deux catégories [KUN-94] :

- Stabilité de tension en grandes perturbations : c'est la capacité d'un réseau électrique à contrôler la tension aux nœuds suite à de grandes perturbations comme des courts-circuits,

la perte de groupes de productions ou de lignes. Cette capacité est déterminée par les caractéristiques de charge du réseau et les dispositifs de régulation et de protection. L'analyse de la stabilité en de grande perturbation nécessite de prendre en compte la non-linéarité des équations dynamiques des dispositifs du réseau comme le transformateur réglable en charge et les limiteurs de courant d'excitation du générateur. La durée d'étude de cette stabilité est de quelques secondes à quelques dizaines de minutes. Le critère de stabilité en grande perturbation consiste à garder la tension de tous les nœuds du réseau dans des valeurs acceptables suite à une grande perturbation et suite aux actions de régler du réseau.

- Stabilité de tension en petites perturbations : c'est la capacité d'un réseau électrique à contrôler la tension aux nœuds suite à de petites perturbations comme l'augmentation progressive de charge du réseau ou de petits changements du réseau. Cette forme de stabilité est déterminée par les caractéristiques des charges et les dispositifs de régulation et de protection à l'instant étudié. Ce concept est très utilisé pour déterminer comment la réponse de tension évolue en fonction de petites modifications du réseau à n'importe quel instant. Les analyses statiques peuvent être utilisées pour déterminer la marge de stabilité, pour identifier des facteurs influençant la stabilité, pour examiner l'état du système dans un grand nombre de configurations. Le critère de stabilité aux petites perturbations est satisfait s'il y a l'augmentation de l'amplitude de tension d'un nœud quelconque du réseau lors de l'augmentation de la puissance réactive injectée dans ce même nœud.

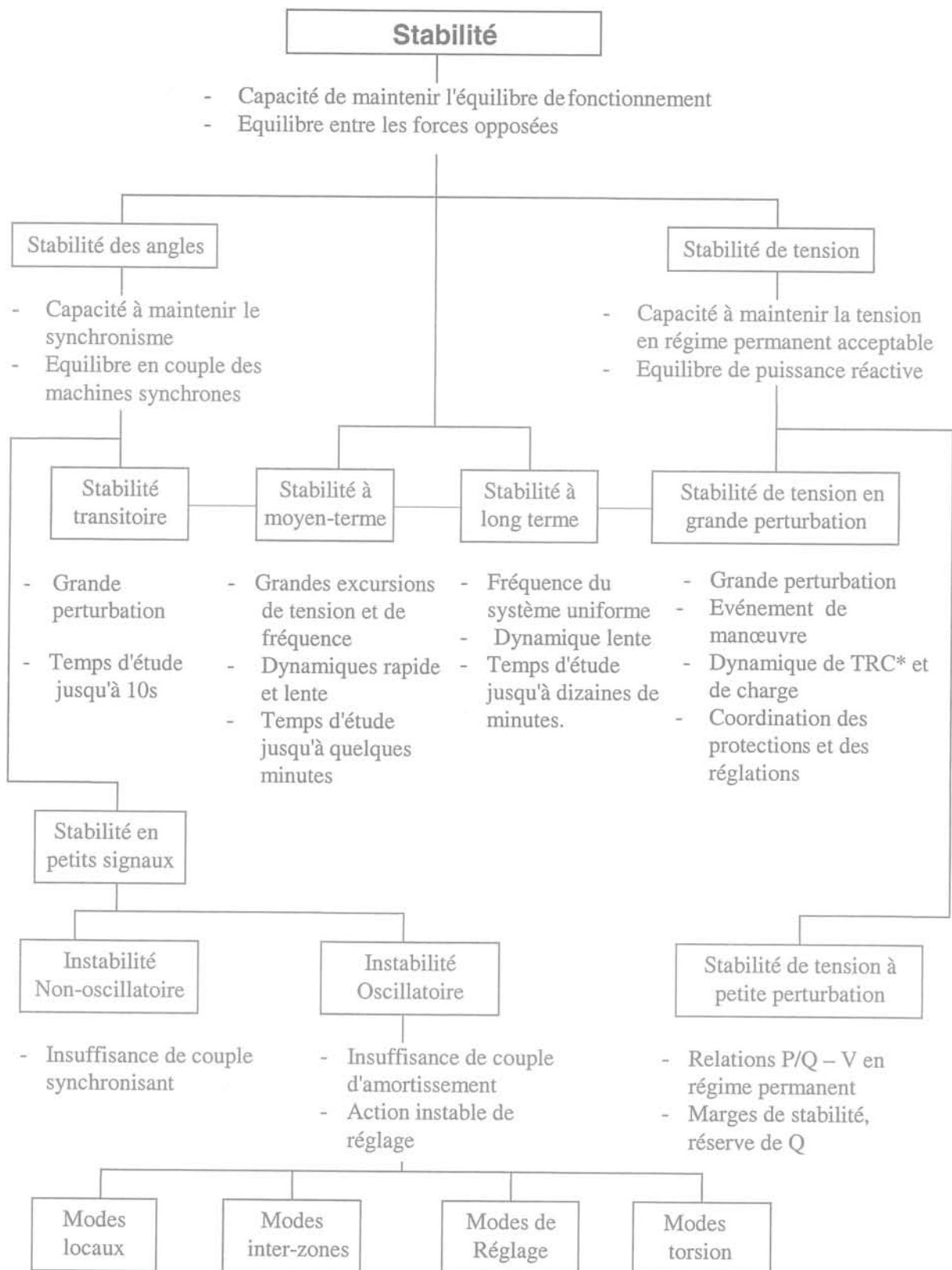
1.3 Classification de la stabilité

La stabilité d'un réseau électrique est un seul problème. Mais l'instabilité d'un réseau peut se caractériser par différentes formes. La classification de la stabilité peut aider à l'analyse des problèmes d'instabilité à l'identification des facteurs essentiels qui contribuent à l'instabilité et à l'élaboration des méthodes pour améliorer la stabilité. Les considérations de cette classification sont basées comme ci-dessous :

- La nature physique de l'instabilité ;
- La gravité de la perturbation envisagée ;
- Les dispositifs, les processus, l'échelle de temps à prendre en compte ;
- Les méthodes de calcul et de prédiction de la stabilité concernées.

La figure 2 présente le problème de stabilité d'un réseau électrique en identifiant ses classes et ses sous-classes, les termes, les catégories décrits dans les paragraphes précédents. Néanmoins dans la pratique, il est toujours difficile de distinguer clairement les catégories de stabilité. Par exemple il y a superposition entre les définitions de la stabilité à moyen terme / long terme et la stabilité de tension. Avec des modélisations connectes des charges, des transformateurs réglables en charge et des limitations de puissance réactive des générateurs, des simulations permettent l'analyse la dynamique de stabilité de tension. De la même façon, il y a superposition entre la stabilité transitoire, à moyen terme et à long terme. Pour une grande perturbation, les trois catégories de stabilité utilisent les mêmes techniques d'analyse de réponse temporelle non-linéaire du réseau.

Il est nécessaire d'analyser tous les aspects du phénomène de stabilité et de les comparer.



TRC* : Transformateur réglable en charge

Fig. 2. Classification de la stabilité des réseaux électriques [KUN-94]

2 DESCRIPTION GENERALE DU RESEAU VIETNAMIEN

Le réseau électrique du Vietnam comporte trois régions (Nord, Centre et Sud) avec plusieurs centrales hydrauliques au Nord et plusieurs centrales thermiques au Sud. Avant 1994, les sous-réseaux de ces trois régions, comportant les niveaux de tension à 225, 110, 66, 35 et 22 kV, fonctionnaient séparément, et les régions Sud et Centre manquaient beaucoup d'énergie. Au contraire, la centrale hydraulique de Hoa Binh au Nord avec ses 1920 MW venait d'être mis en service. C'est pourquoi, en avril 1992, une ligne simple de transmission à 500 kV a été construite de Hoa Binh à Phu Lam (1483 km) pour transporter l'énergie de la région du Nord vers les régions du Sud et du Centre pendant la saison des pluies (voir Annexe 1). Pendant la saison sèche, cette ligne est utilisée pour transporter l'énergie de la région Sud vers les régions Nord et Centre. Ce projet de transmission a été mis en service pour la première étape le 27 mai 1994. Grâce à cette ligne, le réseau vietnamien est réuni sous le contrôle du Centre national et trois Centres régionaux de dispatching. Cette ligne comporte 5 postes 500 kV à Hoa Binh, Ha Tinh, Da Nang, Pleicu et Phu Lam (figure 3) [PRA-00]. Actuellement, la puissance installée est d'environ 5500 MW, avec une consommation de l'ordre de 4700 MW.

La ligne d'une longueur très importante, c'est pourquoi elle est compensée par des réactances shunt (70%) et des condensateurs série (60%).

- *Compensation shunt*

La puissance réactive totale produite par la ligne 500 kV à vide est déterminée par (en l'assimilant à une capacité localisée alimentée sous 500 kV avec $Y_L=4 \times 10^{-6}$ mho/km) :

$$Q_L = U^2 Y_L l = 500^2 \times 4 \times 10^{-6} \times 1483 = 1486 \text{ Mvar}$$

Pour absorber cette puissance réactive, la compensation shunt a été réalisée par des réactances shunt (figure 3). La puissance réactive totale des réactances shunt pour 4 sections de ligne est:

$$Q_S = 2 \times 128 + 2 \times 128 + 2 \times 91 + 2 \times 174 = 1042 \text{ Mvar}$$

Le taux de compensation shunt est:

$$K_S = \frac{Q_S}{Q_L} \times 100\% = \frac{1042}{1486} \times 100\% = 70.1\%$$

- *Compensation série*

La réactance totale de la ligne longue 500 kV est très importante. Cela limite la stabilité et la capacité de transfert de puissance, et augmente les pertes. C'est pourquoi la compensation série est indispensable. La réactance totale de la ligne est déterminée par:

$$X_L^{Tot} = X_L l = 0.2775 \times 1483 = 411.5 \text{ Ohm}$$

La compensation par des condensateurs série est:

$$X_C = 4 \times 30.5 + 2 \times 21.5 + 2 \times 41.5 = 248 \text{ Ohm}$$

Le taux de compensation série est:

$$K_c = \frac{X_C}{X_L^{Tot}} \times 100\% = \frac{248}{411.5} \times 100\% = 60.3\%$$

Une seconde ligne de transmission 500 kV sera construite entre Pleicu et Phu Lam (536 km) sans les deux postes intermédiaires (Di Linh et Tan Dinh). Elle sera mise en service en 2002. Comme la première ligne, elle sera compensée par des réactances shunt (70%) et des condensateurs série (60%). La centrale hydraulique de Yaly (720 MW), qui se trouve à 30 km de Pleicu, a été mise en service pour le premier groupe en avril 2000 (figure 3). Cette centrale est connectée au poste de Pleicu par deux lignes 500 kV en parallèle. La production sera alors de l'ordre de 6700 MW et totalité de la charge demandée sur le réseau sera d'environ 5400 MW pour 2002.

En 2005, les deux postes Di Linh et Tan Dinh seront construits et raccordés à la deuxième ligne. Le poste Di Linh va recevoir 300 MW de la centrale hydraulique de Dai Ninh. La troisième et la quatrième ligne à 500 kV seront alors construites de Phu Lam à Phu My via Nha Be et de Phu Lam à O Mon via Nha Be. Le poste de Phu My recevra 1000 MW de la première centrale et 1800 MW de la deuxième centrale de Phu My. La totalité de charge du réseau vietnamien sera alors d'environ 9000 MW.

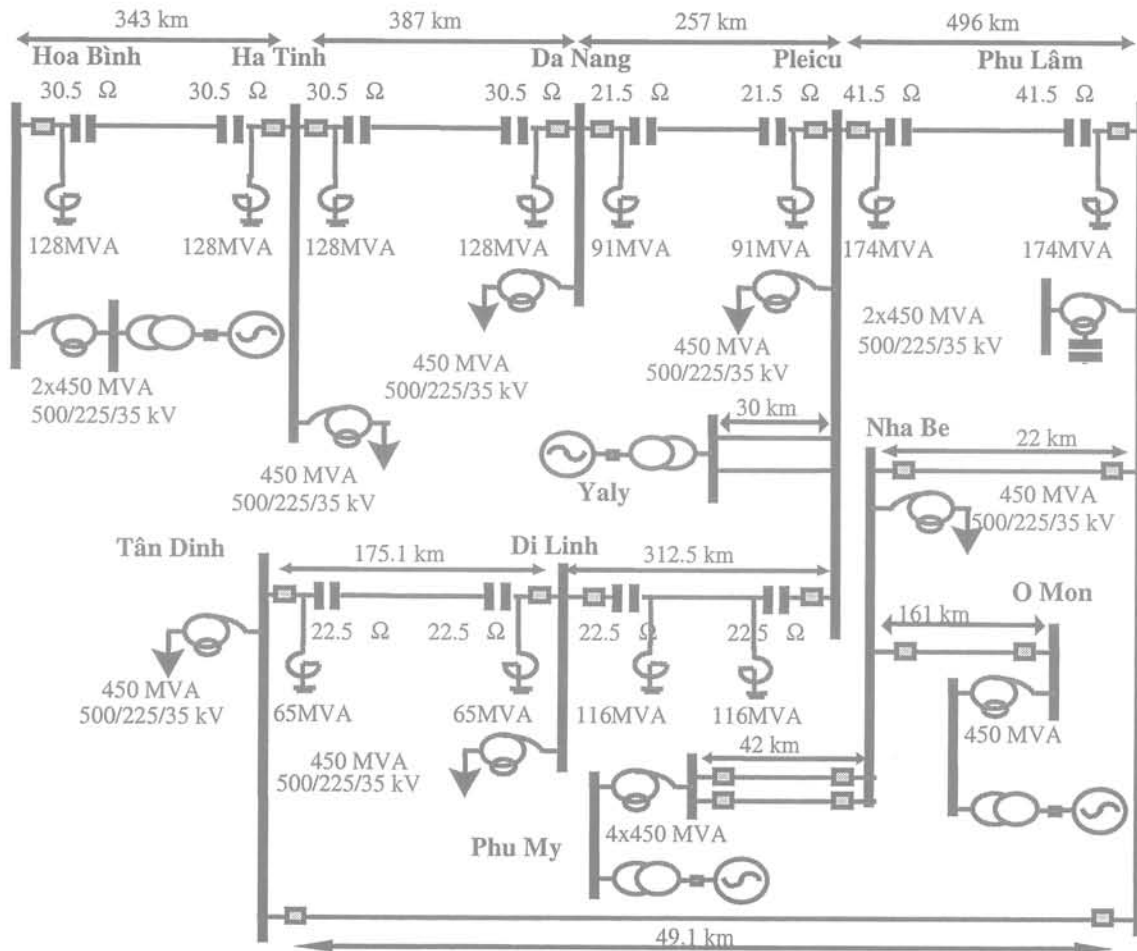


Fig. 3. Réseau vietnamien à 500 kV (VN2005) [PRA-00]

En conclusion, ce réseau est très étendu géographiquement (voir Annexe A), il comporte plusieurs types de production, des centrales hydrauliques et thermiques (fuel, charbon, turbine à gaz, diesel, etc.), les charges sont concentrées sur trois zones (Sud, Nord et Centre) et reliées par une ligne très longue à 500 kV (1483 km). Les centrales de production sont réparties de manière non homogènes et le réseau est en forte croissance. Cela provoque un changement de configuration du réseau très rapide et le problème de la planification et de l'exploitation de ce réseau en sécurité est une préoccupation majeure. Pour ce réseau avec une ligne longue, les contraintes thermiques sur cette ligne sont inférieures aux limites de stabilité. C'est pourquoi, les études de stabilité de tension et de stabilité transitoire jouent un rôle très important pour la planification et l'exploitation du réseau. C'est l'objectif du travail de cette thèse. A partir des analyses de stabilité, des propositions pour améliorer la stabilité de tension et la stabilité transitoire seront proposées.

Deux configurations du réseau vietnamien (réseau en 2000, et réseau en 2005) sont utilisées pour les études. La figure 3 représente la configuration simplifiée du réseau vietnamien à 500 kV prévu en 2005. Plusieurs scénarios sont examinés pour les études de stabilité.

- **Réseau VN2000**

Tout d'abord, la configuration du réseau vietnamien VN2000 est divisée en deux scénarios. Le premier comporte la centrale hydraulique de Yaly, et la deuxième ligne 500 kV entre Pleicu et Phu Lam via Di Linh et Tan Dinh qui seront mis en service en 2002. Ce réseau comporte 82 nœuds (64 nœuds de charge et 18 nœuds de générateur), 97 lignes et 26 transformateurs. Le résultat du calcul de répartition de puissance, en fonctionnement normal, est donné dans le tableau 1 [TRA-00].

Pour le deuxième scénario, il n'y a pas de centrale hydraulique à Yaly ni la deuxième ligne 500 kV entre Pleicu et Phu Lam ce qui correspond à l'état actuel du réseau. Ce réseau comporte 78 nœuds, 92 lignes et 25 transformateurs. Le résultat du calcul de répartition de puissance, en fonctionnement normal, est donné dans le tableau 2 [PRA-00].

Région	Production (MW)	Charge (MW)	Charge (MVAR)	Pertes (MW)
Centre	600	383	218	21,5
Nord	2759	2100	934	63,7
Sud	2185	2917	1306	58,3
Totale	5544	5400	2458	143,5

Tableau 1. Résultat du calcul de répartition de puissance, pour le premier scénario de réseau vietnamien en 2002 (VN2000).

Région	Production (MW)	Charge (MW)	Charge (MVAR)	Pertes (MW)
Centre	0	269	192	18,3
Nord	2721	2046	920	64
Sud	2185	2461	1211	47,6
Totale	4906	4776	2323	129,9

Tableau 2. Résultat du calcul de répartition de puissance, pour le deuxième scénario de réseau vietnamien en 2000 (VN2000).

- **Réseau VN2005**

La configuration du réseau vietnamien en 2005 est aussi divisée en deux scénarios. Ces deux scénarios comportent le même nombre de nœuds, de branches et de transformateurs mais le plan de tension et les charges sont différents. Ces configurations comportent 109 nœuds (84 nœuds de charge et 25 nœuds de générateur), 129 lignes et 38 transformateurs. Les résultats du calcul de répartition de puissance, en fonctionnement normal, sont donnés dans les tableaux 3 et 4.

Région	Production (MW)	Charge (MW)	Charge (MVAR)	Pertes (MW)
Centre	1050	753	421	23
Nord	3785	3401	1792	94,2
Sud	4340	4805	2504	98,2
Totale	9175	8959	4717	215,4

Tableau 3. Résultat du calcul de répartition de puissance, pour le premier scénario de réseau vietnamien en 2005 [TRA-00].

Région	Production (MW)	Charge (MW)	Charge (MVAR)	Pertes (MW)
Centre	1050	753	421	21,8
Nord	3499	3132	1799	84,2
Sud	4340	4805	2504	92,4
Totale	8889	8690	4724	198,4

Tableau 4. Résultat du calcul de répartition de puissance, pour le deuxième scénario de réseau vietnamien en 2005 [PRA-00].

3 ORGANISATION DE LA THESE

L'objectif de cette thèse est d'étudier les phénomènes d'instabilité de tension et des angles et de les identifier. A partir des analyses effectuées par différentes méthodes, les solutions pour améliorer la stabilité ou éviter les risques d'instabilité seront proposées. Les nouvelles méthodes préventives et correctives sont proposées de façon à améliorer la stabilité ou éviter ces phénomènes d'écroulement de tension. Ces solutions permettent d'augmenter la possibilité de transfert de puissance (ATC). C'est une préoccupation majeure dans le contexte de dérégulation du futur. Pour la stabilité transitoire des angles, les dispositifs FACTS sont étudiés de façon à éviter les problèmes d'instabilité de ce type. Ces méthodes et ces dispositifs sont examinés pour plusieurs types de réseau. Les résultats sont principalement validés en appliquant les méthodes sur le réseau standard de BPA et le réseau réel vietnamien. Cette thèse se compose de deux parties différentes.

La première partie concernant la stabilité de tension, comporte quatre chapitres:

- Le premier chapitre présente la théorie des phénomènes de stabilité de tension et d'écroulement de tension. Ce chapitre aborde la classification, la définition de la stabilité de tension, le mécanisme d'écroulement de tension, les influences des composantes des systèmes, les incidents d'instabilité de tension et les méthodes d'étude d'écroulement de tension.

- Le deuxième chapitre présente les analyses statiques. Il traite différentes méthodes et approches statiques pour ce type de stabilité, puis présente les résultats de ces analyses pour le réseau vietnamien.
- Le troisième chapitre présente les simulations dynamiques, qui permettent de simuler tous les comportements (statique et dynamique) du réseau et de déterminer les composants les plus influents pour la stabilité de tension. Puis les résultats de ces simulations pour le réseau standard BPA et le réseau vietnamien seront présentés. Enfin la combinaison entre la simulation dynamique et l'analyse statique sera réalisée.
- Le quatrième chapitre présente les mesures préventives et correctrices. Les nouvelles méthodes, ainsi que les dispositifs FACTS sont proposés. Les résultats de ces simulations pour le réseau vietnamien sont présentés.

La deuxième partie concernant la stabilité des angles, comporte deux chapitres:

- Le cinquième chapitre présente la théorie de la stabilité des angles. Il traite la définition de ce type de stabilité et aborde la stabilité petits signaux et la stabilité transitoire.
- Le sixième chapitre présente les résultats de la simulation de la stabilité transitoire, avec les réponses temporelles des composants du réseau après une perturbation. Plusieurs types de perturbations seront étudiés pour trois types de réseau : le réseau Montézic, le réseau standard BPA et le réseau vietnamien.

Après avoir étudié tous ces problèmes, une conclusion générale et les perspectives concluront ce mémoire.

Ce travail a été effectué au sein du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble en collaboration avec la Division Technique Générale d'Electricité de France (EDF/DTG).

PARTIE I : STABILITE DE TENSION

**Chapitre I : Stabilité de Tension et
Écroulement de tension**

Chapitre II : Analyses Statiques

Chapitre III : Simulations Dynamiques

**Chapitre IV : Mesures Préventives et
Correctrices**

Chapitre I : Stabilité de Tension et Ecrroulement de tension

PARTIE I: STABILITE DE TENSION

CHAPITRE I: STABILITE DE TENSION ET ECROULEMENT DE TENSION

I.1 INTRODUCTION

Un réseau électrique est caractérisé par la présence de multiples sources d'alimentation et de charges, reliées par un réseau maillé. Normalement, le réseau doit fonctionner dans un régime stationnaire et dans les limites d'exploitation normales. Cependant, le réseau est continuellement soumis à divers aléas qui peuvent perturber son fonctionnement normal. Dans certaines conditions critiques causées par des perturbations, le réseau peut connaître un phénomène d'écroulement de tension avec des conséquences très graves. Les processus d'écroulement de tension sur les réseaux électriques résultent de phénomènes complexes, faisant intervenir de multiples paramètres. Ces phénomènes peuvent revêtir des aspects très différents en fonction des conditions d'exploitation du système production - transport au moment de l'incident. Ces phénomènes trouvent souvent leur origine dans les cascades inopinées d'événements qui conduisent à des chutes brutales de la tension et qui peuvent laisser peu de temps, seulement quelques minutes parfois, pour prendre les mesures de sauvegarde nécessaires. Les difficultés inhérentes à l'analyse des différents problèmes associés aux effondrements de la tension résultent du comportement plus ou moins non linéaire de beaucoup de composants du réseau. La compréhension des phénomènes mis en jeu est un préalable indispensable à la conception des mesures nécessaires à la maîtrise de ces situations.

Mieux comprendre les phénomènes de la stabilité de tension et mieux exploiter les méthodes d'analyse de ces phénomènes pour prendre des actions préventives et correctrices, c'est l'objectif de cette première partie.

I.2 CLASSIFICATION

Les phénomènes pouvant conduire à l'écroulement de tension d'un réseau ont une dynamique de l'ordre de 0,1 seconde à plusieurs minutes (figure 1-1). De ce point de vue, la stabilité de tension peut être divisée en deux groupes : stabilité transitoire de tension et stabilité de tension à long terme [CIR-93, IEEE-93.1 et TAY-94].

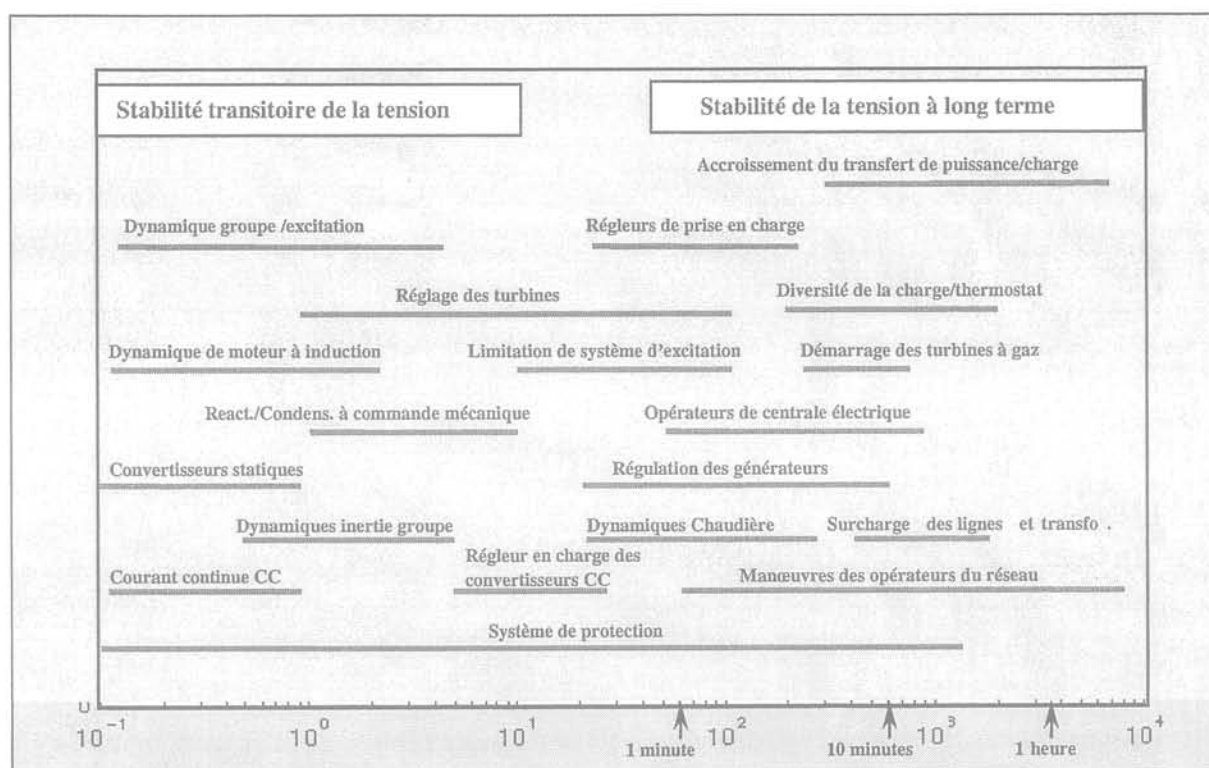


Fig. 1-1. Domaines temporels pour le phénomène de stabilité de tension

I.3 DEFINITIONS

Dans ce qui suit, nous donnons les définitions relatives aux problèmes de contrôle de tension [TAY-94, KUN-94, CAL-86].

- La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique à maintenir les tensions afin que, lorsque l'admittance en un nœud de charge augmente, la puissance de charge augmente aussi, et afin que la puissance et la tension de tous les nœuds soient contrôlables.

Un réseau vu d'un nœud (jeu de barres) est *stable en tension* en ce nœud si l'adjonction d'une conductance (éventuellement infinitésimale) y entraîne à la fois une augmentation de la puissance active consommée et une diminution de la tension, et si l'adjonction d'une susceptance négative (inductive) y augmente la puissance réactive consommée et y diminue aussi la tension. Dans le cas où ces conditions ne sont pas remplies, le réseau est instable en tension au nœud considéré.

Un réseau est instable en tension s'il possède au moins un nœud instable en tension.

- L'écroulement de tension est le processus par lequel l'instabilité en tension mène à un plan de tension très bas dans une partie significative du réseau (la tension peut se dégrader du fait de l'instabilité des angles, et parfois une analyse approfondie après un incident permet d'en découvrir la cause principale).
- La sécurité de tension est la capacité d'un réseau, non seulement à fonctionner en état stable, mais aussi à maintenir la stabilité (tant que le maintien de tension du réseau est

concerné) à la suite d'une contingence plausible raisonnable ou d'un changement de structure du réseau.

- Un réseau entre en état d'instabilité de tension quand une perturbation (une augmentation de charge ou un changement de structure de réseau) entraîne des chutes rapides des tensions, et quand les opérateurs et les systèmes de contrôles automatiques ne peuvent plus arrêter la dégradation. La dégradation de tension peut durer de quelques secondes à vingtaine de minutes. Si aucune mesure correctrice n'est apportée, l'instabilité statique des angles ou l'écroulement de tension vont se produire de façon inéluctable.

Pendant la période de dégradation de tension, il intervient dans le réseau un grand nombre d'actions de contrôle automatiques ou manuelles. Ces actions concernent par exemple les protections de courant stator et d'excitation de générateurs, les changeurs de prise de transformateurs avec réglage en charge et leurs régulateurs, les bancs de capacité shunt de réglage de tension, les charges contrôlées, etc. Les actions et les interactions de ces appareils à la suite des perturbations qui affectent la tension, interviennent au cours de cette période appelée période de "dynamique lente".

La sécurité de tension est définie comme la capacité d'un réseau à maintenir la stabilité à la suite d'une première ou d'une seconde perturbation. Un réseau peut entrer en état d'instabilité de tension avec les tensions initiales pas très éloignées des tensions nominales. C'est pourquoi le maintien de tension dans certaines limites n'est pas suffisant pour maintenir la stabilité du réseau.

La limite de sécurité de tension peut être mesurée ou calculée à partir d'un modèle de réseau. Plusieurs mesures sont basées sur les relations entre les puissances active/réactive et les tensions.

I.4 MECANISME D'ECROULEMENT DE TENSION

Les phénomènes d'écroulement de tension sur un réseau de transport ont souvent été à l'origine d'incidents généralisés. Ils sont dus à un plan de tension initial bas, une charge appelée importante, un fonctionnement proche de la limite de puissance transmissible, une production trop éloignée de la consommation, des pertes réactives du réseau très importantes, une augmentation des prises de transformation des transformateurs, et l'arrivée en limitation de puissance réactive des générateurs ou des compensateurs. Un manque de puissance réactive ou une surcharge de certains éléments du réseau peuvent provoquer le déclenchement des lignes et / ou de générateurs. La tension baisse rapidement, accélérée par l'entrée en instabilité de certains réglages comme les régleurs en charge de transformateur (figure I-2).

Des cas d'instabilité en tension survenus par le passé ont entraîné des perturbations majeures dans les réseaux électriques de plusieurs pays. Ces perturbations ont souvent provoqué des interruptions étendues de la fourniture d'énergie électrique avec de graves répercussions sur le plan économique. Le phénomène d'instabilité peut être déclenché par un incident (court-circuit, décharge atmosphérique) ou par une augmentation rapide et non prévue de la consommation. Il est caractérisé par un manque local de puissance réactive, par des baisses rapides de la tension sur une zone plus ou moins étendue du réseau...

Le mécanisme d'effondrement de tension est très compliqué. Ce phénomène dépend de la puissance transmissible, de la caractéristique de charge, des réglages automatiques...

Ces phénomènes constituent actuellement l'une des préoccupations majeures des planificateurs et des exploitants des réseaux de transport et d'interconnexion. La démarche de résolution du problème comporte deux parties :

- Etudes et analyse du phénomène
- Recherche des solutions à proposer, en planification mais surtout en exploitation.

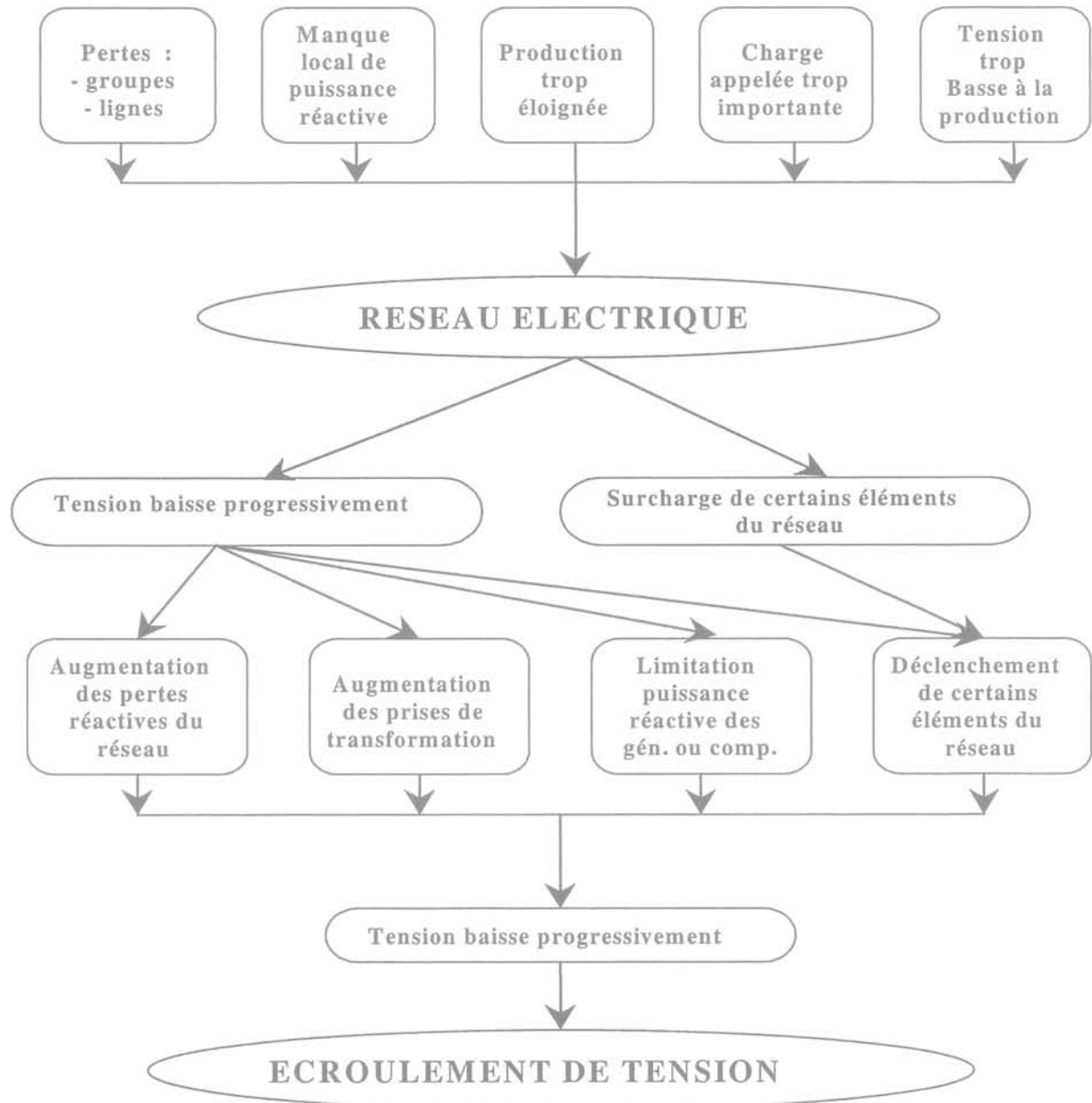


Fig. 1-2. Mécanisme d'écroulement de tension [TRA-93]

Les paramètres influençant les phénomènes d'écroulement de tension peuvent être classifiés en deux types : gestion globale du système (équilibre production - consommation, plan de tension, topologie) et composants du système. Chaque paramètre joue un rôle différent dans

l'instabilité de tension ; il est très intéressant d'étudier ses caractéristiques. On en présente ci-dessous quelques exemples.

1.4.1 Influence des paramètres liés à la gestion globale du système

- **Production trop éloignée de la consommation**

En général, les groupes de production sont suffisamment répartis sur le réseau pour qu'il n'y ait pas de grandes distances de transport d'énergie électrique. Cependant, il peut arriver que les groupes proches d'un point de consommation soient tous arrêtés, soit parce qu'ils sont en panne, soit parce qu'il n'est pas économique de les faire fonctionner durant certaines périodes. De même, la distance électrique peut être augmentée par les indisponibilités de ligne, notamment à la suite d'incidents.

Par ailleurs, dans certains cas, les choix limités d'investissements peuvent conduire à une répartition peu homogènes de production, ceux-ci étant éloignés des certains importants de consommation.

- **Charge appelée trop importante**

C'est, en particulier ce qui peut se produire lorsque la charge appelée est plus importante que cela n'avait été prévu et le risque est d'autant plus grand que la consommation réactive est également plus grande que prévue.

- **Tension trop basse à la production**

Une tension basse rapproche le point de fonctionnement du point critique ; du fait des temporisations des régulateurs en charge des transformateurs, pour passer d'une tension U_1 aux bornes des machines à une tension U'_1 plus élevée, les machines doivent fournir transitoirement une puissance réactive supérieure à celle qui correspondait à U_1 , avant d'atteindre, en régime final, une puissance réactive plus faible. Ceci a pour conséquence que les machines deviennent plus proches de leur limite de fourniture de réactif.

Signalons, de plus, qu'une baisse importante du plan de tension peut entraîner l'îlotage, voire le déclenchement de générateurs par dégradation des conditions d'alimentation de leurs auxiliaires, ayant pour conséquence une perte de production active et réactive accélérant le processus d'effondrement de la tension.

Il faut remarquer cependant que, si une tension haute à l'extrémité productrice permet de s'éloigner des régimes critiques, une tension basse à l'extrémité réceptrice ne signifie pas forcément qu'il y ait risque d'effondrement de tension. Tout dépend de la valeur de la tension critique du régime considéré.

1.4.2 Influence des composants du système

1.4.2.1 Générateurs

Pour les études de la stabilité de tension, l'utilisation du diagramme Q-V (Q : puissance réactive fournie par le générateur, V : tension du réseau aux bornes du transformateur de groupe) présente des avantages. Dans l'étude de la stabilité de tension, la puissance active de

chaque générateur est normalement tenue constante mais la puissance réactive et la tension sont variables.

La figure 1-3 montre la caractéristique Q-V pour un générateur. Quand le générateur fonctionne à l'intérieur des limites (min et max), la courbe de tension du réseau est très plate. Cela indique que pour un large changement de la puissance réactive fournie par le générateur, la tension du réseau change très peu. Dans ce cas, le générateur peut tenir la tension à ses bornes constante.

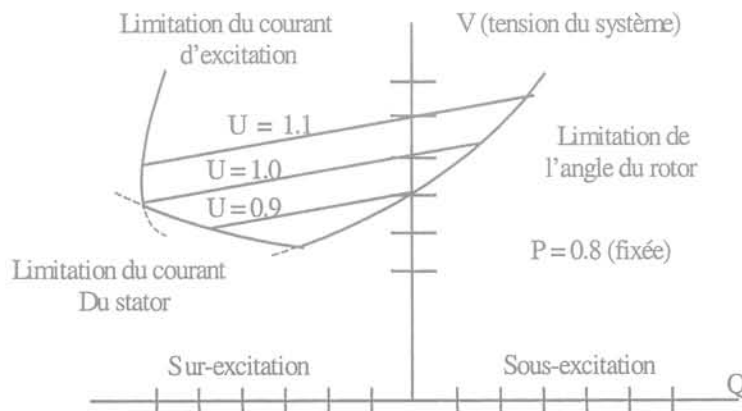


Fig. 1-3. Diagramme Q-V d'un générateur pour une puissance active constante [CIR-93 et TAY-94]

Pourtant, si la tension du système devient très basse le courant d'excitation atteindra sa limite. Les caractéristiques du générateur sont considérablement changées. La pente de la limitation du courant d'excitation est presque verticale. Cela signifie que la tension du générateur n'est plus constante. La pire condition se rencontre si le courant d'armature atteint sa limite. Dans ce cas, la puissance réactive fournie par le générateur diminue rapidement si la tension du système continue à baisser. Cela peut amener le système à la situation instable. Par conséquent, l'écroulement de tension s'accélérera quand les courants du générateur auront commencé à atteindre ces limites.

1.4.2.2 Le système de transmission

Dans un réseau électrique, le système de transmission est employé pour transférer la puissance d'un nœud à un autre nœud. Le système de transmission inclut les lignes de transmission et les transformateurs. Dans la suite de ce paragraphe, on va résumer les caractéristiques de ces dispositifs qui ont des influences sur la stabilité et sur l'écroulement de tension.

1.4.2.2.1 Lignes

L'impédance de la ligne de transmission joue un rôle très important pour le phénomène d'écroulement de tension. Quand la ligne est très longue, la capacité de transit de puissance est diminuée, la tension est diminuée, le courant de transit dans la ligne est augmenté, ces facteurs peuvent créer une augmentation de la perte de puissance dans le réseau. Pour mieux comprendre ce phénomène, on considère une charge qui a l'impédance Z et qui est connectée à un nœud infini par l'intermédiaire d'une ligne avec une réactance X (figure 1-4). La figure

1-5 représente les évolutions du courant transitant sur la ligne, de la tension au nœud de charge et de la puissance absorbée par la charge qui sont exprimées en valeur réduite et en fonction du rapport X/Z [TAY-94, KUN-94, BAR-80].

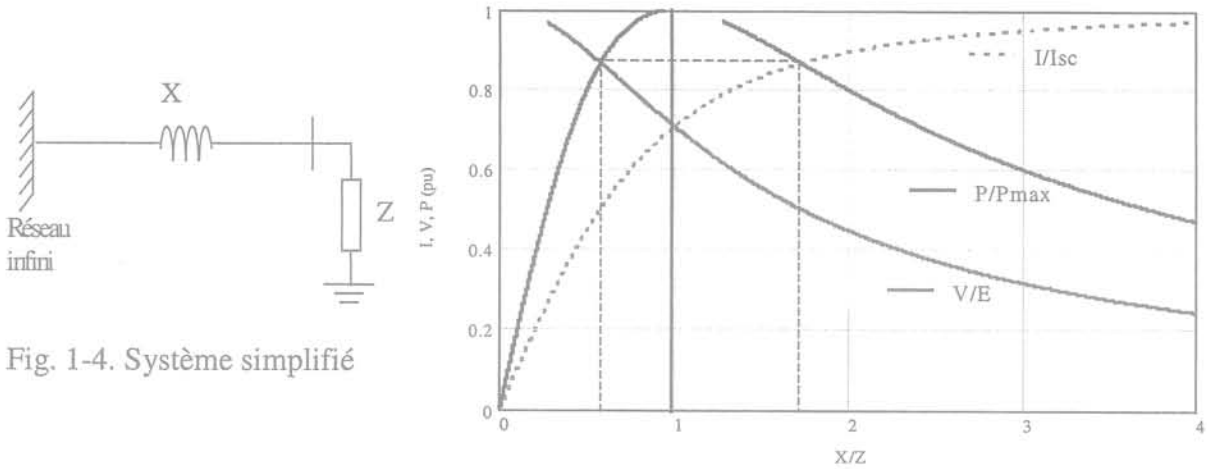


Fig. 1-4. Système simplifié

Fig. 1-5. Relations de la tension, de la puissance et du courant pour une charge Z et réactance de la ligne X

A partir de la figure 1-5, on peut observer qu'il existe une valeur maximale de puissance active qui peut être absorbée par la charge. Cette valeur correspond à une tension particulière au nœud de charge qui s'appelle la tension critique. Une puissance active inférieure à la puissance maximale peut être fournie sous une tension supérieure ou inférieure à la tension critique. Si la tension est supérieure à la tension critique, cela correspond à un fonctionnement stable du réseau sinon, elle correspond à un fonctionnement instable du réseau.

Un transit de puissance très important peut provoquer l'instabilité du réseau. La capacité de transit de puissance, pour une réactance constante, est fonction de la tension au nœud générateur et de la tension au nœud de récepteur. La figure 1-6 montre un système simplifié pour étudier les relations entre la tension et la puissance [IEEE-93.1].

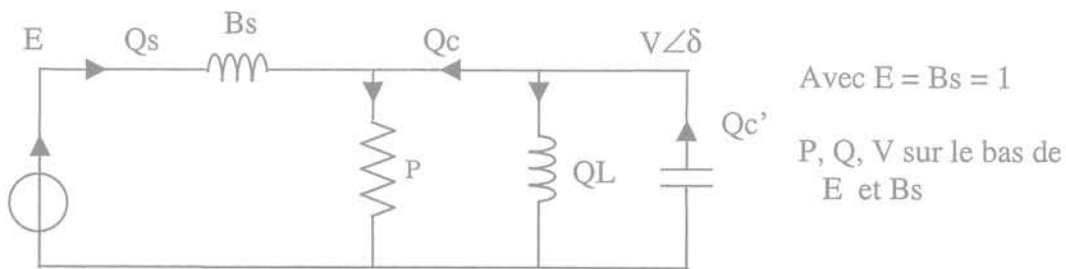


Fig. 1-6. Système simplifié

Avec

- $V\angle\delta$ est la tension au nœud étudié,
- B_s est la susceptance,
- E est la tension initiale (constante) au nœud générateur,
- P est la charge active,
- Q_L est la charge réactive avec $Q_L = \beta P$,
- Q_C' est la puissance réactive du condensateur,

- $Q_C = Q_C' - Q_L$ est la charge réactive réelle fournie par le nœud récepteur,
- Q_s est la puissance réactive fournie par le générateur.

La figure 1-7 montre les courbes puissance active de la charge, P , en fonction de la tension aux bornes de la charge pour différentes valeurs de la puissance réactive Q_C . Quand Q_C augmente (charge réelle capacitive), la tension augmente. Cela peut augmenter la capacité de transit de puissance active sur la ligne. Dans ce cas, la marge de la stabilité est nettement améliorée. Les courbes V-P présentent une valeur maximale et les points de fonctionnement dans la partie gauche sont instables.

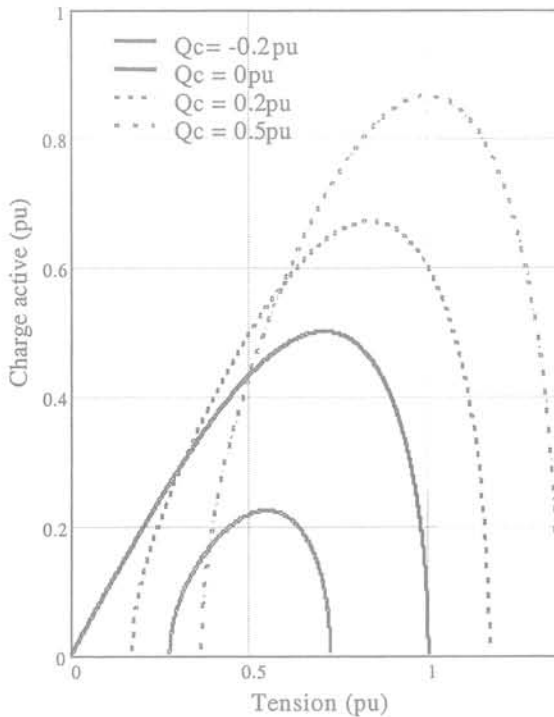


Fig. 1-7. Charge active P en fonction de la tension V

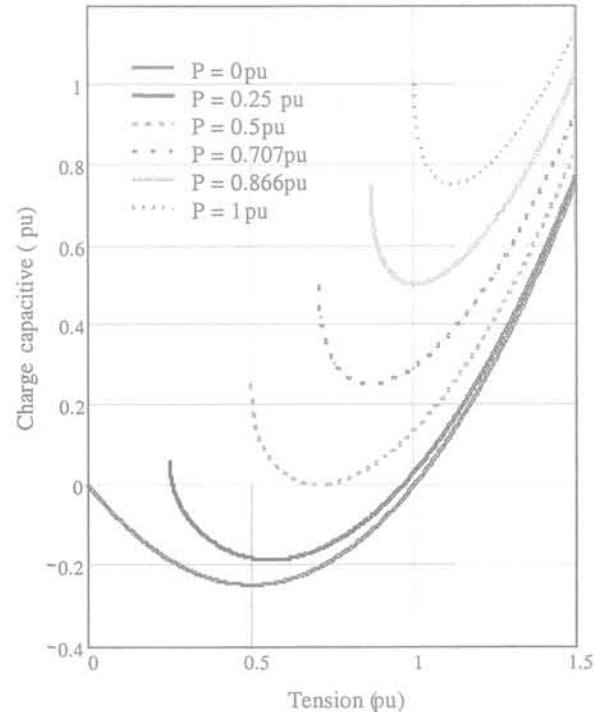


Fig. 1-8. Charge réactive Q_C en fonction de la tension V

La figure 1-8 représente les courbes de puissance réactive, Q_C , en fonction de la tension du système pour les différentes valeurs de P . Quand la tension du système diminue, la perte réactive augmente et la production de la puissance réactive par les capacités de ligne ou par les capacités shunts diminue. Les courbes V- Q_C présentent une valeur minimale et les points de fonctionnement dans la partie gauche sont instables.

1.4.2.2 Transformateurs

Les transformateurs sont utilisés pour modifier la tension entre deux nœuds. L'impédance du transformateur a une influence du même type que l'impédance de la ligne pour le phénomène de l'écroulement de tension. Les caractéristiques du transformateur à rapport fixe (si son rapport ramené aux valeurs réduites $r = 1$), sont similaires à celles de la ligne (présenté dans l'annexe B.2.2). Pour les transformateurs réglables en charge, le problème devient très critique pour la stabilité de tension [IEEE-99 et CUT-95]. Quand il y a une perturbation comme la perte d'une ligne, qui entraîne une baisse de la tension côté primaire du transformateur, la puissance absorbée par la charge baisse aussi (du point A au point B figure 1-9), le régleur en

charge (r) intervient pour relever la tension du secondaire et pour restaurer la charge (du point B au point D). Cela correspond vu du primaire à une baisse de l'impédance de la charge, ce qui provoque, donc et une chute de tension supplémentaire. La tension côté secondaire résulte donc d'une conjonction due au changement de prise et d'une baisse de tension côté primaire. Si la tension côté primaire est supérieure à la tension critique (au point C), l'effet de changement de prise prédomine et la tension au nœud de charge augmente, le réseau est stable.

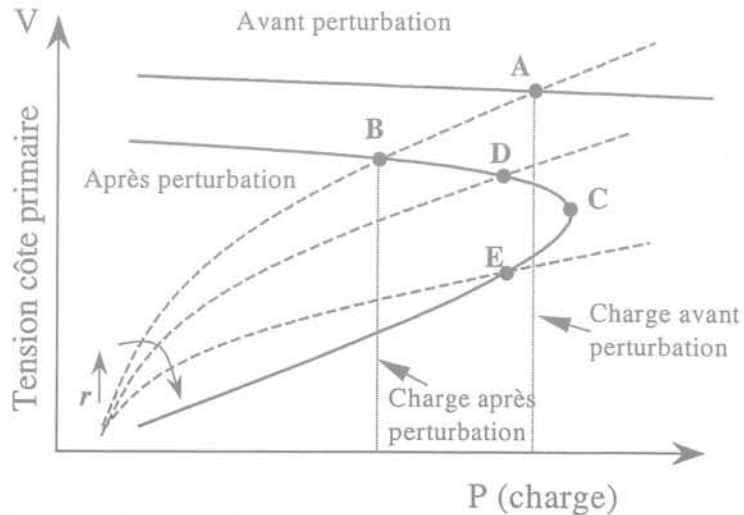


Fig. 1-9. Caractéristique et fonctionnement du transformateur réglable en charge

En revanche, si la tension côté primaire est inférieure à la tension critique (au point C), la tension au nœud de charge diminue, le régulateur en charge est à nouveau sollicité et le phénomène d'écroulement de tension est amorcé.

Sur un réseau maillé complexe, le transit de puissance maximale et la tension critique sont difficiles à déterminer, mais les mécanismes et les dangers sont les mêmes. Il faut des calculs plus complets en puissance active et réactive. Les actions comme les blocages des régulateurs des transformateurs, les délestages de charge rapide, etc. jouent un rôle très important pour éviter l'écroulement de tension du réseau.

1.4.2.3 Relais de protection

Quand les transits de puissance sur les lignes d'interconnexion augmentent, les lignes équipées de relais de protection contre les surintensités peuvent être déclenchées par des surcharges. Les autres lignes deviennent très chargées, cela provoque des déclenchements successifs. L'écroulement de tension peut apparaître. Le même phénomène peut venir de l'action des relais de protection contre les sous tensions des générateurs.

1.4.2.4 Charges

Normalement, les charges dépendent de la tension. Il y a plusieurs modèles de charge comme les charges statiques et dynamiques, les moteurs asynchrones et les moteurs synchrones. Les modèles de charge statique et dynamique sont décrits dans l'annexe B.3.

1.5 INCIDENTS D'INSTABILITE DE TENSION

1.5.1 Réseau de la France

- **Le 19 décembre 1978**

A cause d'une température trop basse, la charge a augmenté rapidement de 7:00 h à 8:00 h (76,7 MW par minute). Ceci a provoqué une augmentation des transits de puissance depuis la région de l'Est vers la région parisienne. Les pertes de puissance active et réactive ont aussi augmenté. Vers 8:20 h, le niveau le plus bas des tensions sur le réseau 400 kV est de 350 kV. Vers 8:26 h, une ligne à 400 kV est déclenchée par la protection de surintensité, celle-ci a entraîné le déclenchement successivement des autres lignes sur le réseau 400 et 225 kV. Et 8 minutes plus tard, l'instabilité de tension apparaît dans la majeure partie de la France [IEEE-90].

Cet incident est caractérisé par une augmentation rapide de charge ayant entraîné des pertes de puissance active et réactive très importantes, ce qui a provoqué un écroulement de tension lent (30 minutes). Ce qui a permis, en partie au moins, aux opérateurs de prendre des mesures correctives.

- **Le 12 janvier 1987**

Cet incident s'est produit dans la région de l'Ouest de la France. Vers 10:30 h, la réserve de puissance est de plus en plus faible. Entre 10:55 et 11:42 h, trois des quatre groupes thermiques à Cordemais ont déclenché. Les opérateurs ont demandé le démarrage des turbines à gaz. Treize secondes plus tard, le quatrième a déclenché à cause de la protection surintensité rotor tandis que les turbines à gaz n'ont pas encore démarré. Ce qui a entraîné le déclenchement de neuf autres groupes (nucléaires et thermiques) entre 11:45 et 11:50h (pertes d'environ 9 000 MW). Vers 11:50 h, le niveau plus bas de tension sur le réseau 400kV à l'Ouest a été de 200 kV. Le processus de l'instabilité de tension s'est produit [TAY-94].

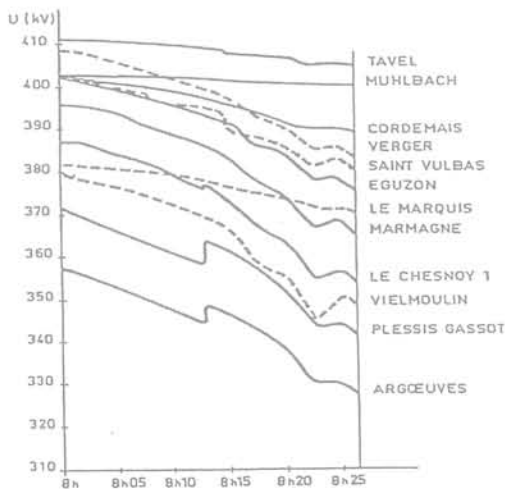


Fig. 1-10. Evolution des tensions sur le réseau 400 kV entre 8h00 et 8h26 pour l'incident de 19 décembre 1978

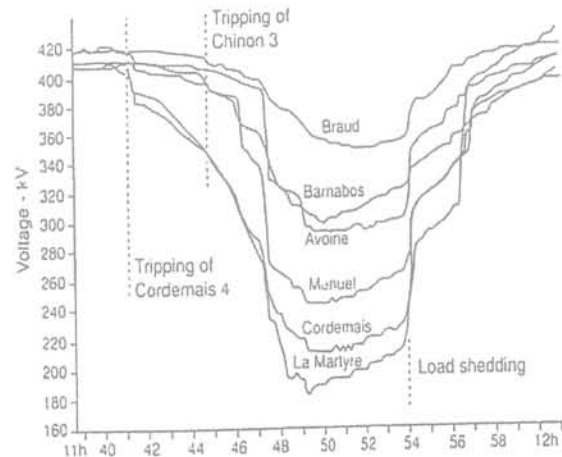


Fig. 1-11. Evolution des tensions sur le réseau 400 kV, pour l'incident du 12 janvier 1987. L'écroulement commence à 11h39.

Cet incident s'est caractérisé par un processus très rapide. Il été initialisé par les déclenchements brusques des groupes. Les réponses des charges et des transformateurs réglables en charge interviennent de façon importante sur la chute rapide de tension.

I.5.2 Autres incidents

- Réseau de Suède : le 27 décembre 1983
- Réseau du Japon : le 23 juillet 1987
- Réseau de B.C. Hydro : juillet 1979
- Réseau de New York : + le 22 septembre 1970
+ le 13 juillet 1977
- Réseau de Floride : + le 28 décembre 1982
+ le 17 mai 1985

I.6 METHODE D'ETUDE DE L'ECROULEMENT DE TENSION

Récemment plusieurs auteurs ont étudié et / ou résumé les méthodes d'étude de la stabilité et de l'écroulement de tension.

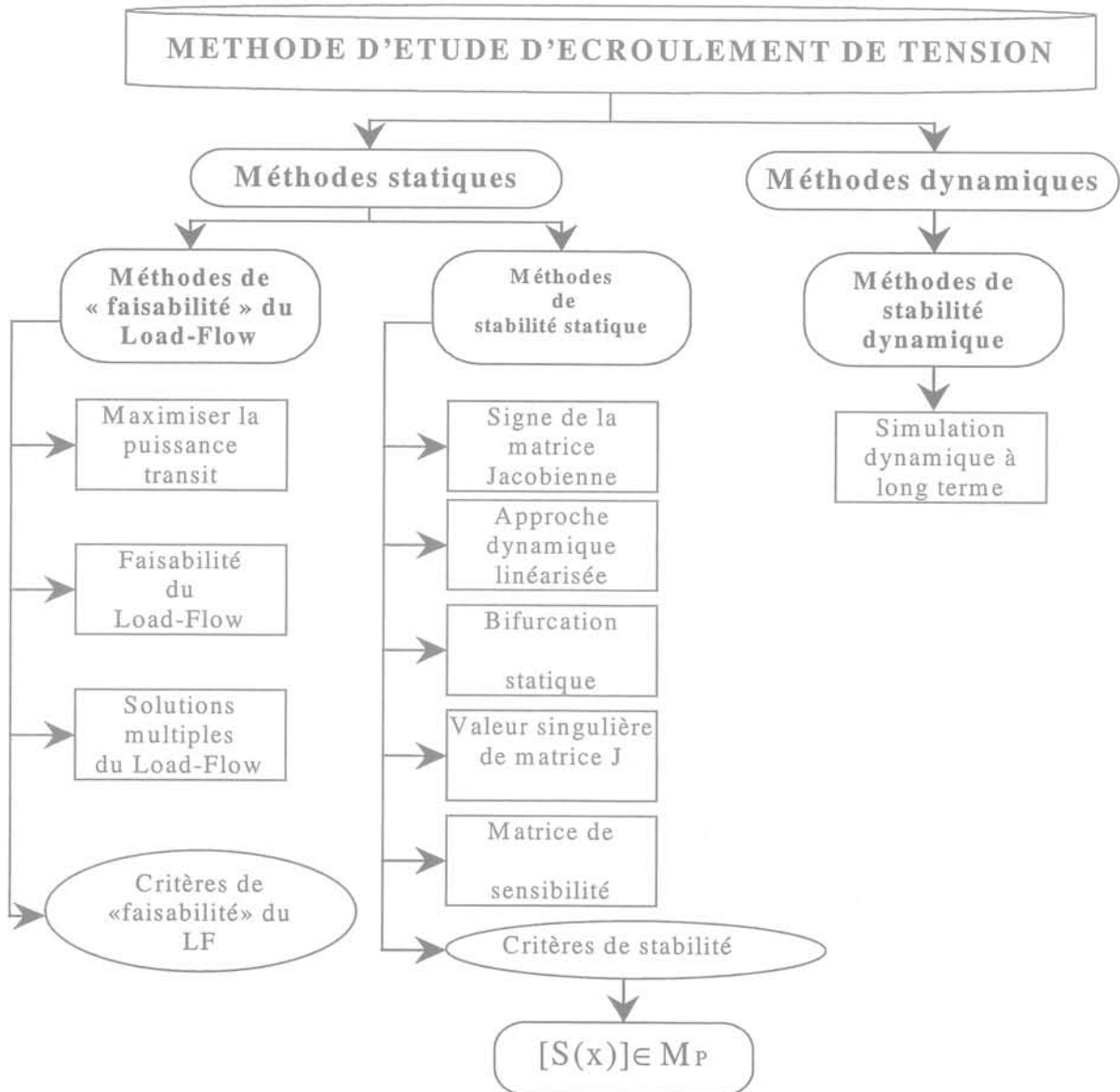


Fig. 1-12. Méthodes d'étude d'écroulement de tension.

Le problème d'écroulement de tension peut être étudié soit par les analyses statiques (puissance maximale transmissible par un dipôle), soit par les analyses dynamiques (stabilité dynamique du système avec ses système des régulations). Plusieurs critères de stabilité en tension, et différents modèles qui permettent d'étudier le problème d'écroulement en tension sont donnés dans la littérature. Nous proposons un schéma des approches actuelles pour l'analyse et la prévision des écoulements de tension (Fig. 1-12).

I.7 CONCLUSION

Ce chapitre a présenté les classifications, les définitions, les mécanismes d'écroulement de tension et les méthodes d'étude de la stabilité de tension. A partir de ces présentations, les analyses statiques et dynamiques de stabilité de tension et les parades nécessaires de façon à éviter les risques d'écroulement de tension seront étudiées dans les chapitres qui suivent.

Chapitre II : Analyses Statiques

CHAPITRE II: ANALYSES STATIQUES

II.1 INTRODUCTION

Le risque du phénomène d'écroulement de tension est un risque très important pour le fonctionnement d'un réseau. Pour éviter ce phénomène, il est nécessaire de déterminer les indicateurs statiques de la stabilité de tension en utilisant les techniques d'analyse statiques. Ces indicateurs statiques de la stabilité de tension servent à estimer la marge de stabilité entre le point de fonctionnement et le point d'écroulement de tension (la limite de la stabilité) du système. Ces indicateurs donnent des informations très importantes qui sont utilisées pour la planification et l'exploitation du réseau de transmission.

Les techniques d'analyse statique sont basées sur les équations de répartition des puissances. Généralement elles sont capables de répondre aux trois questions concernant la stabilité de tension:

- Pour une condition de fonctionnement donnée, est ce que le réseau est stable en tension ?
- Au point de fonctionnement donné, quelle est la marge de stabilité de tension ?
- Si le réseau est instable, où et pourquoi apparaît l'instabilité de tension?

L'analyse statique donne la marge de stabilité de tension et le mécanisme de l'instabilité de tension. Les marges de stabilité pour différents points de fonctionnement du système peuvent être obtenues en utilisant les équations de la répartition de puissance. La stabilité de tension à une condition de fonctionnement donnée et le mécanisme de l'instabilité de tension sont déterminés par l'utilisation des techniques d'analyse linéarisée.

Dans la suite de ce chapitre nous allons résumer plusieurs indicateurs de la stabilité de tension comme l'analyse linéarisée (la sensibilité V-Q, la valeur propre et la valeur singulière), l'indicateur L, les facteurs de participation, la méthode de continuation et les pertes MW/Mvar.

II.2 ANALYSE LINEARISEE

La plupart des techniques d'analyse linéarisée sont basées sur la linéarisation des équations de répartition des puissances.

II.2.1 Equations de répartition de puissance

Les équations de la répartition des puissances sont déterminées par [KUN-94]:

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} V_m \cos \theta_{km} + B_{km} V_m \sin \theta_{km}) \quad (2.1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} V_m \sin \theta_{km} - B_{km} V_m \cos \theta_{km}) \quad (2.2)$$

Où P et Q sont les puissances active et réactive au nœud, les variables θ et V représentent l'angle et le module de tension nodale, G et B sont la conductance et l'admittance de la ligne de transmission. En linéarisant les équations ci-dessus, on obtient [KUN-94 et IEEE-93.1]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{PV} \\ J_{Q\delta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J(\delta, V) \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Où $J(\delta, V)$ est la matrice Jacobienne

Les tensions obtenues à partir des équations de répartition des puissances sont utilisées comme un indicateur de la stabilité de tension. Les nœuds qui ont les modules de tension inférieurs à la valeur minimale (ex: 0.90 pu) sont les nœuds critiques.

La matrice Jacobienne $J(\delta, V)$ est composée par quatre sous-matrices $J_{P\delta}$, J_{PV} , $J_{Q\delta}$ et J_{QV} . Dans un réseau électrique, le couplage entre la puissance réactive et la tension, représenté par J_{QV} , est très important. C'est pourquoi, J_{QV} est utilisée pour les études de la stabilité de tension.

Par la méthode découplée en négligeant les couplages entre P-V et Q- δ , les équations (2.3) deviennent:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & 0 \\ 0 & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

La relation simple entre la variation de la puissance réactive injectée et le module de tension est déterminée par J_{QV} :

$$\Delta Q = J_{QV} \cdot \Delta V \quad (2.5)$$

En réalité, il y a un couplage inévitable entre P-V et Q- δ , en particulier quand le réseau se trouve dans un état critique. C'est pourquoi, la relation entre Q-V est obtenue comme suit (en supposant que $\Delta P=0$):

$$\Delta Q = (J_{QV} - J_{Q\delta} J_{P\delta}^{-1} J_{PV}) \Delta V = J_R \cdot \Delta V \quad (2.6)$$

La matrice réduite J_R représente les sensibilités entre les variations de puissance réactive et les variations de tension.

II.2.2 Analyse V-Q Sensibilité

La matrice de sensibilité reliant les variations de tension aux variations de puissance réactive est décrite par:

$$\Delta V = J_R^{-1} \cdot \Delta Q \quad (2.7)$$

La sensibilité V-Q à chaque nœud présente la pente de la courbe Q-V à chaque point de fonctionnement. Cette matrice est utilisée comme un indicateur pour prévenir les risques d'instabilité de tension.

Cette méthode est simple et directe pour déterminer la stabilité de tension. Cette méthode ne demande pas un calcul de répartition de charge ou un calcul de stabilité transitoire à la suite d'une perturbation. L'ensemble des nœuds (identifiés par les sensibilités) qui sont vulnérables à un écroulement de tension est appelé une "région de contrôle de tension". L'étude approfondie des réserves de puissance active et réactive dans la "région de contrôle de tension", lorsque les transits sur la frontière de cette région augmentent (à cause d'une perturbation ou à cause d'un changement du point de fonctionnement), permet de prévoir un écroulement de tension et sa cause. C'est une méthode à court terme. Dans l'état actuel, ce type d'indicateur varie très peu avant l'écroulement en tension, pour ensuite augmenter très rapidement une fois que l'écroulement est amorcé, ce qui ne permet pas de prendre des mesures préventives.

II.2.3 Analyse modale

Deux techniques d'analyse modale comme les valeurs propres et les valeurs singulières de la matrice Jacobienne réduite, sont utilisées pour déterminer les risques d'instabilité de tension.

II.2.3.1 Valeurs propres

Les caractéristiques de la stabilité de tension d'un réseau peuvent être identifiées par un calcul des valeurs propres et du vecteur propre de la matrice Jacobienne réduite J_R . La décomposition des valeurs propres de la matrice Jacobienne réduite est donnée par:

$$J_R(\delta, V) = \xi \Lambda \eta \quad (2.8)$$

Où ξ matrice des vecteurs propres de droite de la matrice J_R
 η matrice des vecteurs propres de gauche de la matrice J_R
 Λ matrice des valeurs propres diagonales de la matrice J_R

A partir de l'équation (2.8), on peut obtenir:

$$J_R^{-1}(\delta, V) = \xi \Lambda^{-1} \eta \quad (2.9)$$

En remplaçant cette équation dans (2.7), on peut obtenir:

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (2.10)$$

Où ξ_i est la $i^{\text{ème}}$ colonne de la matrice des vecteurs propres de droite et η_i est la $i^{\text{ème}}$ ligne de la matrice des vecteurs propres de gauche de la matrice J_R . Chaque valeur propre λ_i et les vecteurs propres de droite et de gauche correspondants ξ_i et η_i définissent le mode de la réponse Q-V.

Comme $\xi^{-1} = \eta$, l'équation (2.10) peut être écrite comme:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \quad (2.11)$$

Où $v = \eta \Delta V$ est le vecteur de variation de tension modale,
 $q = \eta \Delta Q$ est le vecteur de variation de puissance réactive modale

Si toutes les valeurs de $\lambda_i > 0$, le réseau est stable en tension. Au contraire, s'il y a une valeur de $\lambda_i < 0$, le réseau est instable en tension. La valeur positive la plus faible λ_i correspond au mode critique.

La sensibilité V-Q du nœud k pour le mode i est déterminée par:

$$\frac{\partial V_k}{\partial Q_k} = \sum_i \frac{\xi_{ki} \eta_{ik}}{\lambda_i} \quad (2.12)$$

Ces sensibilités peuvent être utilisées pour identifier les zones critiques.

II.2.3.2 Valeurs singulières

La valeur singulière minimale de la matrice Jacobienne est un indicateur de stabilité de tension. La valeur singulière minimale est une mesure mathématique de la distance entre le point de fonctionnement et le point critique. Cette méthode est proposée par Thomas et Tiranuchit [THO-89].

Les valeurs singulières peuvent être calculées par la méthode itérative. La vitesse de calcul de cette méthode est rapide. La méthode utilise seulement les équations de répartition de puissance. Pour augmenter la performance de calcul, on peut utiliser les techniques de vecteur creux.

La décomposition des valeurs singulières de la matrice Jacobienne réduite est donnée par:

$$J_R(\delta, V) = U \Sigma V^T = \sum_{i=1}^n \sigma_i u_i v_i^T \quad (2.13)$$

Où U et V sont les matrices orthogonales, les vecteurs singuliers u_i et v_i sont les colonnes des matrices U et V et Σ est la matrice diagonale avec:

$$\Sigma(J_R) = \text{diag}\{\sigma_i(J_R)\} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.14)$$

Où $\sigma_i \geq 0$ pour tous les i. Les éléments diagonaux de la matrice Σ sont rangés dans l'ordre décroissant comme $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \dots \geq \sigma_n \geq 0$.

En remplaçant l'équation (2.13) dans (2.7) on obtient:

$$\Delta V = V \Sigma^{-1} U^T \Delta Q \quad (2.15)$$

L'interprétation pour la valeur singulière minimale, σ_n , et ses vecteurs singuliers correspondants v_n et u_n est réalisée comme suit:

- La valeur singulière la plus petite, σ_n , est un indicateur de proximité à la limite de la stabilité statique, i.e. une estimation de la distance à la limite de stabilité statique de tension.
- Le vecteur singulier de droite, v_n , correspondant à σ_n indique les tensions sensibles.
- Le vecteur singulier de gauche, u_n , correspondant à σ_n indique la direction la plus sensible pour les changements de puissances active et réactive injectées.

II.2.4 Facteurs de participation

Les facteurs de participation permettent d'évaluer le degré de la stabilité. Un aspect important de ces facteurs pour la stabilité de tension est de déterminer quels éléments physiques sont associés avec chaque mode et de déterminer le mécanisme de l'instabilité de tension.

Un réseau électrique comporte les éléments comme les charges, les branches et les générateurs. Pour chacun de ces éléments, le facteur de participation associé à chaque mode est défini en utilisant les vecteurs propres (ou vecteurs singuliers) de droite et de gauche de la matrice Jacobienne réduite J_R . Le facteur de participation est un indicateur pour mesurer le degré de la stabilité de tension. Ces facteurs sont proposés par B. Gao, G.K. Morison et P. Kundur [GAO-92].

II.2.4.1 Participations de nœud

La participation du nœud k pour le mode i est déterminée par:

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (2.16)$$

Les facteurs de participation de nœud déterminent les régions associées à chaque mode. La valeur de participation de nœud pour un mode donné indique l'efficacité de l'action de sauvegarde, appliquée à ce nœud, pour stabiliser ce mode.

Généralement, il y a deux types de modes. Pour le premier type, le mode est très localisé, c'est à dire que quelques nœuds ont une grande valeur de participation et tous les autres nœuds ont la valeur de participation proche de zéro. Pour le second type, le mode est non-localisé, c'est à dire qu'un nombre suffisant de nœuds ont une petite valeur de participation mais semblable, et les autres nœuds ont la valeur de participation proche de zéro. La caractéristique de mode localisé se produit si un seul nœud de charge est connecté à un réseau très puissant via une longue ligne de transmission. La caractéristique de mode non-localisé se produit quand une région, dans un grand réseau, est de plus en plus chargée et la puissance réactive ne peut plus arriver à cette région.

Il n'est pas nécessaire de calculer les facteurs de participation pour toutes les valeurs propres de matrice J_R pour un grand réseau. Dans la pratique, il est nécessaire de calculer pour 5 à 10 plus petites valeurs propres parmi les plus petites pour identifier tous les modes critiques.

II.2.4.2 Participation de branche

Le facteur de participation de branche associé au mode i peut être déterminé en supposant que le vecteur de variation de puissance réactive modale q (défini dans la paragraphe II.2.3.1 sur

les valeurs propres ci-dessus) est égal à zéro sauf le $i^{\text{ème}}$ élément étant égal à 1. A partir de l'équation (2.11), le vecteur correspondant de la variation de puissance réactive de nœud est :

$$\Delta Q^{(i)} = \eta^{-1} q = \xi q = \xi_i \quad (2.17)$$

Où ξ_i est $i^{\text{ème}}$ vecteur propre de droite de la matrice J_R . De plus on suppose que tous les vecteurs propres de droite sont normalisés, alors $\sum_j \xi_{ji}^2 = 1$. Avec le vecteur de variation de puissance réactive nodale est égale à $\Delta Q^{(i)}$, le vecteur de variation de tension nodale $\Delta V^{(i)}$ est de la forme:

$$\Delta V^{(i)} = \frac{1}{\lambda_i} \Delta Q^{(i)} \quad (2.18)$$

Et le vecteur correspondant de variation de l'angle du nœud est

$$\Delta \delta^{(i)} = -J_{P\delta}^{-1} P_{PV} \Delta V^{(i)} \quad (2.19)$$

Si les variations des angles et des tensions aux deux extrémités de branche sont connues, la variation de perte sur toutes les branches peut être calculée. Le facteur de participation de la branche j pour le mode i est déterminé par:

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{\text{loss}} \text{ pour branche } j}{\text{maximum } \Delta Q_{\text{loss}} \text{ pour tous les branches}} \quad (2.20)$$

Le cœur du problème de la stabilité de tension est la perte réactive des lignes de transmission dans le réseau. La participation de branche fournit une information très importante pour les actions de sauvegarde vis-à-vis des risques d'instabilité de tension, pour répartir la puissance de façon à éviter les surcharges sur ces lignes, et pour sélectionner les lieux critiques de perturbation. Les branches qui ont la valeur de participation très importante sont très chargées.

II.2.4.3 Participation de générateur

Le générateur en tant que source de puissance est un nœud très important dans le réseau. Comme pour le calcul de participation de branche, les variations de tension et d'angle sont connues pour chaque machine, si la variation de puissance réactive est connue. Le facteur de participation de générateur m pour le mode i :

$$P_{mi} = \frac{\Delta Q_m \text{ pour générateur } m}{\text{maximum } \Delta Q \text{ pour tous les générateurs}} \quad (2.21)$$

La participation de générateur indique que, pour chaque mode, les générateurs fournissent un sur plus de puissance réactive pour répondre à l'augmentation de charge réactive du réseau. Les participations de générateur donnent une information très importante concernant la réserve de puissance réactive pour toutes les machines, pour maintenir une marge adéquate de la stabilité de tension.

II.2.5 Indicateur L

Kessel et Glavitsch (Suisse) [KES-86] ont proposé une méthode pour détecter les risques d'instabilité en tension d'un réseau électrique. Un indicateur qui varie entre 0 (pas de charge) à 1 (écroulement de tension), a été défini. Cet indicateur utilise des informations obtenues à partir d'un calcul de répartition de charge.

Les auteurs ont étudié un réseau à 2 nœuds, et ont ensuite généralisé à un réseau à n nœuds. L'indicateur général pour déterminer la stabilité d'un réseau multi-nœuds a la forme :

$$L = \text{MAX}_{j \in \alpha_L} \{L_j\} = \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} A_{ji} V_j}{V_j} \right| \quad (2.22)$$

Où α_L : ensemble des nœuds de charge
 α_G : ensemble des nœuds de générateur
 A_{ji} : facteur de participation de charge

La condition pour un fonctionnement stable est : $0 \leq L \leq 1$

Cette méthode est très simple et très rapide pour détecter la distance du point de fonctionnement au point d'instabilité de tension. Par cette méthode, les nœuds ou les zones qui sont vulnérables à l'écroulement de tension sont identifiés. Cette méthode peut être appliquée en temps réel pour les grands réseaux (c'est à dire qu'il s'agit d'un indicateur court terme). Lorsque le calcul de répartition de charge diverge le calcul de l'indicateur L est impossible.

II.2.6 Méthode de continuation

Cette méthode trace une courbe depuis les conditions initiales jusqu'à la charge maximale par changement de charge par pas. La méthode est utilisée pour déterminer la bifurcation des équations de répartition de puissance. Cette méthode est divisée en 2 étapes : prédictive et corrective [CAN-93].

II.2.7 Pertes des MW/Mvar

Les pertes de puissances actives et réactives sont utilisées comme un indicateur pour prévenir le risque d'instabilité de tension. Quand le réseau se trouve dans un point de fonctionnement très proche de point critique, les pertes deviennent très importantes.

II.3 RESULTATS DE SIMULATION POUR LE RESEAU VIETNAMIEN

Dans cette section, les résultats obtenus par les méthodes des analyses statiques ci-dessus pour le réseau vietnamien seront présentés. Deux configurations de ce réseau sont étudiées. La première est le réseau de l'année 2000 et la deuxième est de l'année 2005. La description générale du réseau vietnamien est présentée dans l'introduction générale de cette thèse.

II.3.1 Résultats du réseau VN2000

Les calculs statiques sont réalisés pour le premier scénario de ce réseau. Dans ce cas, les charges pour tous les nœuds sont progressivement augmentées de 0.01% par seconde, et le facteur de puissance est supposé constant. Les puissances actives sont fournies par tous les groupes. Les résultats de simulation statique sont présentés pour plusieurs indicateurs comme les sensibilités V-Q, les tensions aux nœuds, les valeurs propres, les valeurs singulières, les facteurs de participation, les indicateurs L, les marges obtenues par la méthode de continuation et les pertes active et réactive [TRA-00].

II.3.1.1 Sensibilité V-Q

La sensibilité V-Q peut être déterminée à partir des équations de répartition des puissances. Cette sensibilité est utilisée comme un des indicateurs de stabilité de tension. La figure 2-1 montre les évolutions de sensibilité V-Q pour cinq nœuds de charge sélectionnés en fonction du facteur d'augmentation de charge (k). A partir du début de l'augmentation de charge jusqu'au début de l'écroulement de tension (12%), ces évolutions sont presque constantes. A partir de ce moment, ces évolutions commencent à varier de façon plus importante. Le nœud qui a la variation la plus importante est le nœud le plus critique dans le réseau.

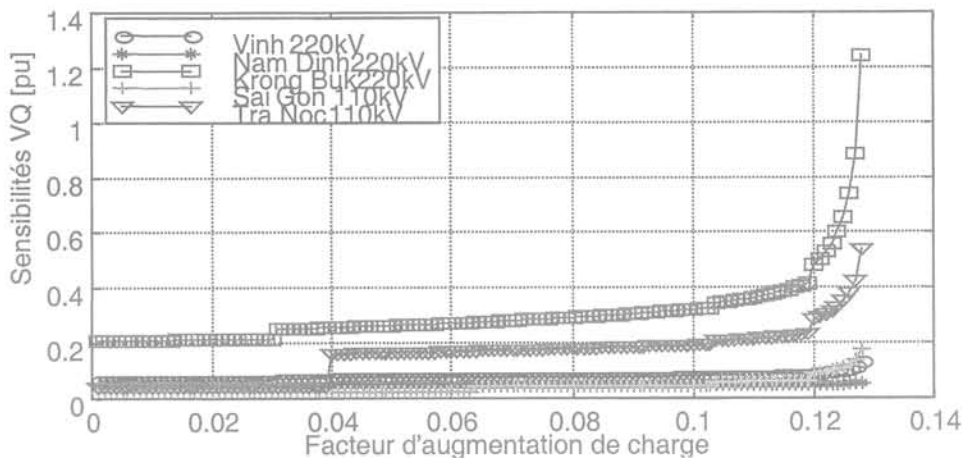


Fig. 2-1. Sensibilité V-Q pour 5 nœuds sélectionnés du réseau VN2000

A partir de cette figure, le nœud Krong Bulk 220 kV est le nœud le plus critique, puis vient le nœud Tra Noc 110 kV. Le réseau perd la stabilité pour un facteur $k = 0,128$ pu, c'est à dire 12.8 % de la charge totale du réseau.

II.3.1.2 Valeurs de tension aux nœuds

Plusieurs auteurs ont pris les valeurs de tension de chaque nœud comme un indicateur de la stabilité de tension. Pour un point de fonctionnement donné, les nœuds qui ont la tension la plus basse sont les nœuds critiques dans le réseau en ce point. La figure 2-2 présente le plan de tension obtenu par le du calcul de répartition de puissance dans les conditions de charges initiales. Cette figure montre que la plupart des nœuds ont une tension initiale supérieure à 0,95 pu ; seuls 5 nœuds ont une tension comprise entre 0,9 pu et 0,95 pu. Néanmoins, tous les nœuds dans le réseau ont une tension assez éloignée de la tension minimale (0,9 pu), à l'exception du nœud Nha Trang 220 kV (N°54) et du nœud Tra Noc 110 kV (N°70).

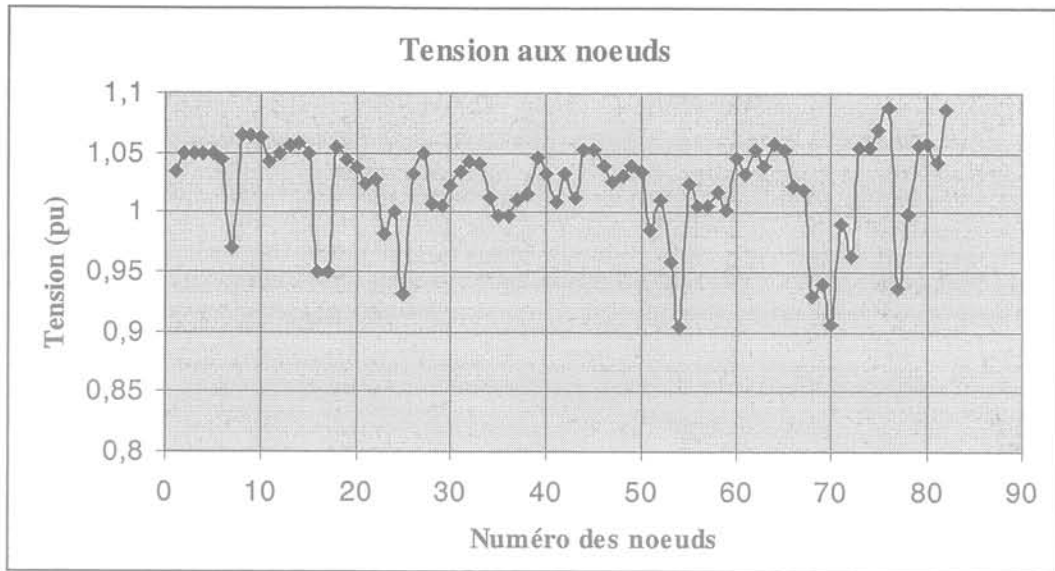
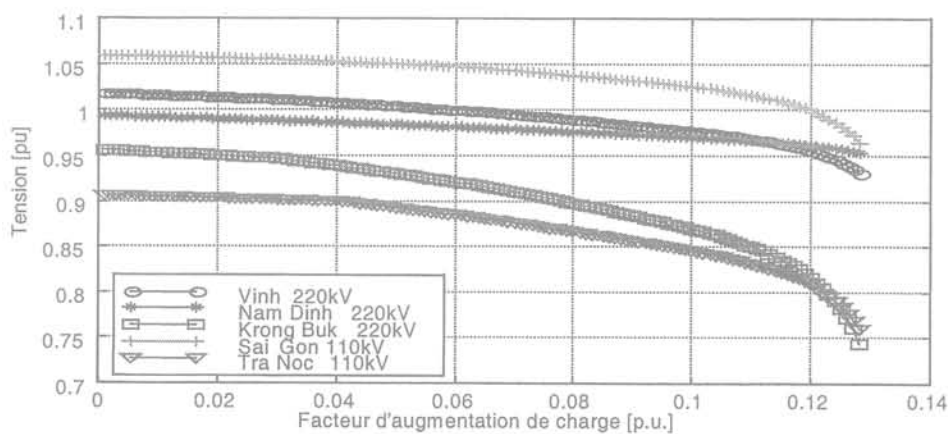


Fig. 2-2. Plan de tension du réseau VN2000

Les évolutions de tension pour cinq nœuds sélectionnés, en fonction du facteur d'augmentation de charge (k), sont présentées dans la figure 2-3. Dans le cadre de l'exploitation d'un réseau électrique, ces évolutions sont très importantes. Si la pente de la variation de tension d'un nœud est plus importante, c'est à dire une grande variation de tension avec une petite variation de puissance, alors c'est le nœud critique. Cette figure montre que si le nœud Tra Noc 110 kV peut sembler le nœud critique au cas initial (début d'augmentation de charge), la variation de tension du nœud Krong Buk 220 kV est la plus importante. C'est pourquoi le nœud Krong Buk 220 kV est le nœud le plus critique, vient ensuite le nœud Tra Noc 110 kV.

Fig. 2-3 Tension aux cinq nœuds sélections en fonction de k

En comparant cet indicateur avec celui de la sensibilité V-Q ci-dessus, on observe le même résultat.

II.3.1.3 Valeurs propres et valeurs singulières

La matrice Jacobienne (J) et la matrice Jacobienne réduite (J_R) de répartition de puissance sont symétriques, c'est pourquoi les valeurs absolues de valeurs propres sont égales aux

valeurs singulières. Le tableau 2.1 montre cinq valeurs singulières qui sont les plus petites de la matrice Jacobienne réduite J_R pour le cas initial et le cas critique. L'indice de la valeur propre λ montre le numéro de mode. Le cas critique correspond au moment où $k = 0,128$ pu.

Cas	Valeurs absolues des valeurs propres J_R				
Initial	$\lambda_{31} = 1,6690$	$\lambda_{32} = 2,8364$	$\lambda_{36} = 4,7879$	$\lambda_{37} = 5,6015$	$\lambda_{39} = 5,9450$
Critique	$\lambda_{40} = 0,1104$	$\lambda_{41} = 0,8636$	$\lambda_{42} = 1,8728$	$\lambda_{45} = 2,9816$	$\lambda_{47} = 4,6557$

Tableau 2.1. Cinq des plus petites des valeurs absolues des valeurs propres.

La figure 2-4 montre la valeur singulière minimale des matrices Jacobiennes, complète et réduite, en fonction du facteur d'augmentation de charge (k). L'évolution de ces valeurs minimales est en forme d'escalier. Un changement brusque de la pente signifie que la dimension de la matrice Jacobienne est changée parce que dans le réseau il y a au moins une machine qui atteint sa limite de puissance réactive. Au moment où $k = 0,031$ pu, la puissance réactive fournie par le générateur 18, Yaly, atteint sa limite, donc ce générateur perd le contrôle de la tension. Pour $k = 0,040$ pu, les générateurs 16 et 17 (Tra Noc 1 et Tra Noc 2) perdent le contrôle de la tension et ainsi de suite jusqu'à l'écroulement de tension qui a lieu pour $k = 0,128$ pu, c'est à dire 12,8 % d'augmentation de charge (691MW).

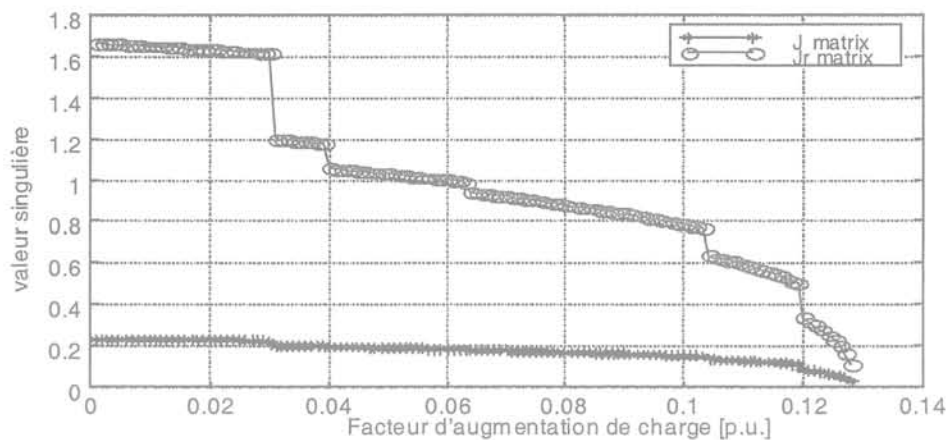


Fig. 2-4. Valeurs singulières minimales pour les matrices Jacobiennes, complète et réduite

La variation de la valeur singulière minimale de la matrice réduite est plus importante que celle de la matrice complète ; c'est pourquoi dans les études de la stabilité de tension, la matrice réduite est toujours plus intéressante à étudier.

II.3.1.4 Facteurs de participation

Les facteurs de participation sont utilisés pour identifier les nœuds, les branches et les générateurs sensibles dans un réseau électrique. Ce paragraphe présente les résultats des facteurs de participation des nœuds, les branches et les générateurs.

II.3.1.4.1 Facteurs de participation de nœud

Le tableau 2.2 présente le classement par vulnérabilité décroissante des nœuds pour les modes critiques du cas initial ($k = 0$ pu) et du cas critique ($k = 0,128$ pu).

Cas Initial $\lambda_{31} = 1,6690$		Cas critique $\lambda_{40} = 0,1104$	
N° et Nom de nœud	Participation	Nom de nœud	Participation
54 – Nha Trang 220 kV	0,6494	54 – Nha Trang 220 kV	0,2089
53 – Krong Buk 220 kV	0,2846	53 – Krong Buk 220 kV	0,1136
51 – Qui Nhon 220 kV	0,0324	51 – Qui Nhon 220 kV	0,0431
52 – Pleicu 220 kV	0,0116	70 – Tra Noc 110 kV	0,0402
33 – Dong Hoi 220 kV	0,0021	16 – Tra Noc G1	0,0345

Tableau 2.2. Facteur de participation des cinq nœuds critiques

Les trois premiers nœuds sont les plus vulnérables à l'écroulement de tension pour l'ensemble du cas initial et du cas critique. Le quatrième et le cinquième nœud dans le cas initial sont remplacés par d'autres nœuds dans le cas critique.

La figure 2-5 représente le facteur de participation de chaque nœud, calculé dans le cas critique (facteur d'augmentation de charge $k = 0,128$ pu) pour le mode minimal $\lambda_{40} = 0,1104$.

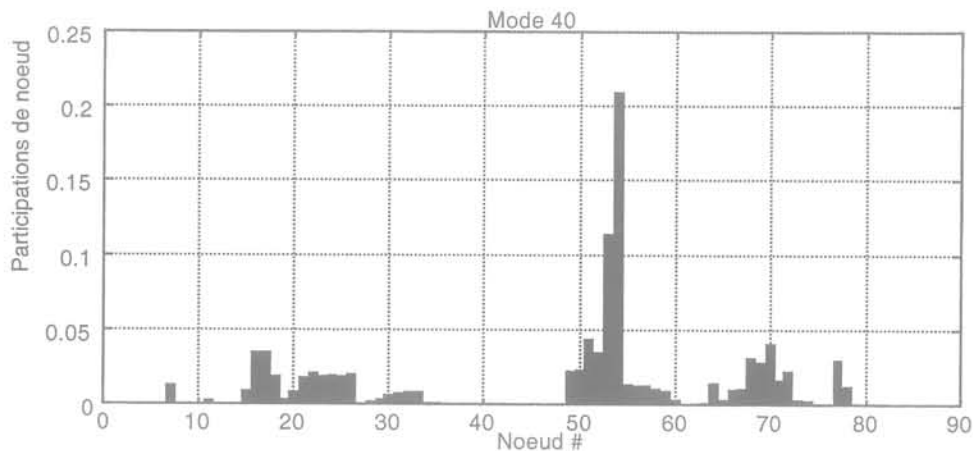


Fig. 2-5. Facteur de participation de nœud pour le réseau VN2000

Les valeurs des facteurs de participation sont assez faibles (inférieur à 0,05), seules deux d'entre elles sont plus importantes : 0,2089 pour le nœud de Nha Trang 220 kV et 0,1136 pour le nœud de Krong Buk 220 kV. Bien que, ces deux dernières valeurs ne soient pas très élevées, on peut considérer que ce mode peut être classé comme mode très localisé (voir le paragraphe II.2.4.1).

Pour le cas initial de ce réseau, sa participation est classée dans le mode très localisé ; il y a deux nœuds qui ont une valeur de facteur de participation plus importante, Le premier est 0,6494 pour le nœud de Nha Trang 220 kV et le deuxième est 0,2846 pour le nœud de Krong Buk 220 kV. Les autres facteurs de participation ont une valeur proche de zéro.

II.3.1.4.2 Facteurs de participation de branche

La valeur de participation de chaque branche est utilisée pour mesurer le degré de vulnérabilité à l'écroulement de tension de cette branche, en comparant celle-ci à la branche la plus critique dans le réseau (branche qui a une valeur 1). Le tableau 2.3 montre le classement par vulnérabilité décroissante des branches pour les modes critiques du cas initial ($k = 0$ pu) et du cas critique ($k = 0,128$ pu).

Cas Initial $\lambda_{31} = 1,6690$		Cas critique $\lambda_{40} = 0,1104$	
N° et Nom de branche	Participation	Nom de branche	Participation
5 - (Phu Lam 500-Phu Lam 220)	1,000	5 - (Phu Lam 500- Phu Lam 220)	1,000
3 - (Da nang 500-Da Nang 220)	0,7846	15 - (Sai Gon 220- Sai Gon 110)	0,6305
30 - (Pleicu 500-Phu Lam 500)	0,7627	19 - (Phu My 220- Phu My G2)	0,3661
31 - (Pleicu 500-Di Linh 500)	0,4860	30 - (Pleicu 500- Phu Lam 500)	0,3512
28-(Ha Tinh 500- Da Nang 500)	0,4633	3 - (Da Nang 500-Da Nang 220)	0,3405

Tableau 2.3. Facteur de participation des cinq branches critiques

Seul la branche Phu Lam 500-Phu Lam 220 reste la plus vulnérable à l'écroulement de tension. Le classement des autres branches est modifié en fonction de facteur d'augmentation de charge k .

La figure 2-6 représente les facteurs de participation de chaque branche. Ces facteurs sont calculés dans le cas critique (facteur d'augmentation de charge $k = 0,128$) pour le mode minimal $\lambda_{40} = 0,1104$.

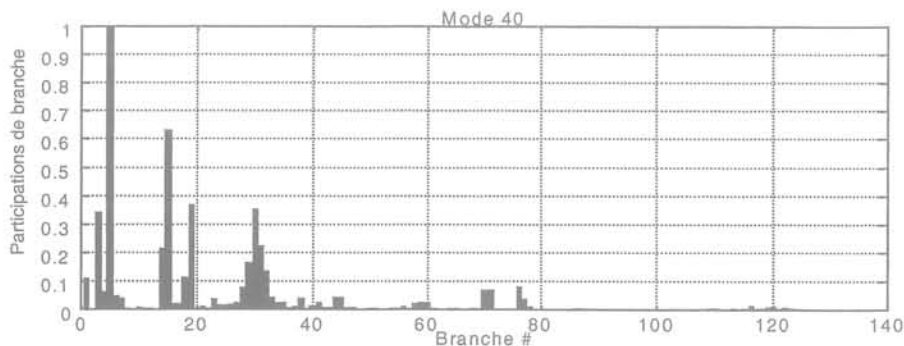


Fig. 2-6. Facteur de participation de branche pour le réseau VN2000.

Dans ce réseau, les branches sont numérotées en commençant par les transformateurs, puis les lignes 500 kV et enfin les lignes 220 kV. Cette figure montre que certains transformateurs et certaines lignes 500 kV sont très vulnérables à l'écroulement de tension. Chaque ligne 220 kV a une valeur de participation proche de zéro.

II.3.1.4.3 Facteurs de participation de générateur

Comme pour les branches, la valeur de facteur de participation de générateur est utilisée pour mesurer le degré de vulnérabilité à l'écroulement de tension de chaque générateur en comparant celui-ci au générateur critique. Le tableau 2.4 montre le classement par vulnérabilité décroissante des nœuds pour les générateurs critiques du cas initial ($k = 0$ pu) et du cas critique ($k = 0,128$ pu).

Cas Initial $\lambda_{31} = 1,6690$		Cas critique $\lambda_{40} = 0,1104$	
Nom de générateur	Participation	Nom de générateur	Participation
18 - Yaly	1,000	18 - Yaly	1,0000
1 - Hoa Binh	0,4955	11 - Phu My 2	0,4713
11 - Phu My 2	0,1870	15 - Tri An	0,4240
15 - Tri An	0,1404	1 - Hoa Binh	0,4075
10 - Phu My 1	0,1138	10 - Phu My 1	0,2557

Tableau 2.4. Facteur de participation des cinq générateurs critiques

Dès le cas initial, le générateur Yaly est en limite de production de puissance réactive (facteur de participation $P_{18,31} = 1$), il reste le plus vulnérable ($P_{18,40} = 1$). Les quatre autres générateurs les plus vulnérables sont les mêmes dans le cas initial et dans le cas critique, seul le classement est modifié.

La figure 2-7 représente le facteur de participation de chaque générateur. Ces facteurs sont calculés dans le cas critique (facteur d'augmentation de charge $k = 0,128$) pour le mode minimal $\lambda_{40} = 0,1104$.

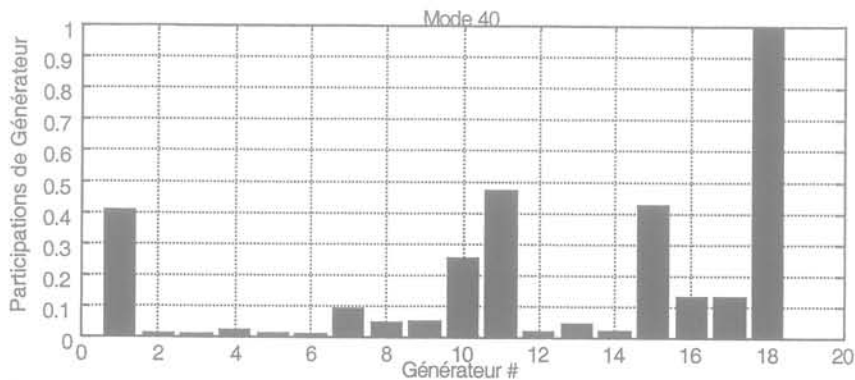


Fig. 2-7. Facteur de participation de générateur pour le réseau VN2000

La valeur de participation de chaque générateur dans le réseau est assez éloignée de celle du générateur critique (générateur Yaly).

II.3.1.5 Indicateur L

La Figure 2-8 représente l'indicateur L pour cinq nœuds sélectionnés dans le réseau en fonction du facteur d'augmentation de charge k . On peut noter que le nœud Krong Buk 220 kV a une valeur d'indicateur L plus critique que le nœud Tra Noc 110 kV dans le cas initial ($k=0$). A partir de $k = 0,04$ pu (4%), la valeur d'indicateur L du nœud Tra Noc 110 kV devient supérieure à celle du nœud Kron Buk 220 kV. Le nœud Trà Noc 110 kV est alors le nœud le plus critique du réseau, vient ensuite le nœud Kron Buk 220 kV.

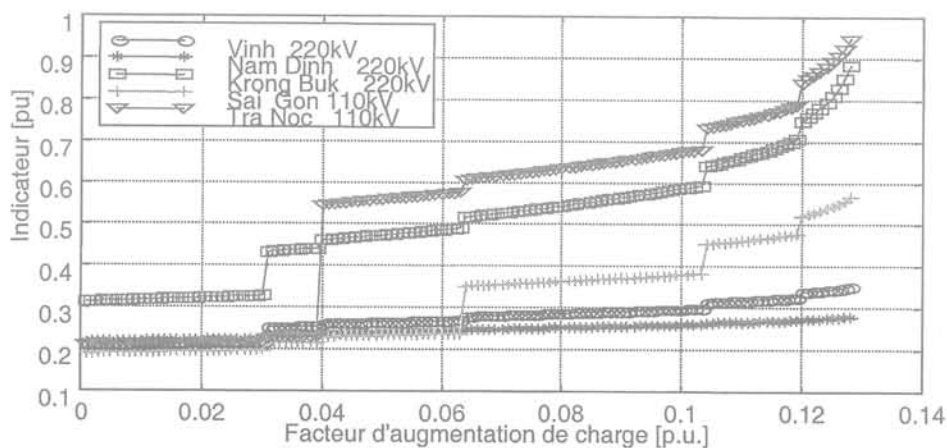


Fig. 2-8. Indicateurs L sur 5 nœuds sélectionnés du réseau VN2000

Ce résultat est conforme à ceux de la sensibilité V-Q et de la tension qui montrent que ces deux nœuds sont les nœuds critiques du réseau.

II.3.1.6 Méthode de continuation

La méthode de continuation est utilisée pour déterminer la bifurcation des équations de répartition de puissance. Cette méthode permet d'obtenir rapidement (en quelques itérations) le point de bifurcation du réseau. La figure 2-9 présente les tensions obtenues par la méthode de continuation pour le réseau VN 2000. Les courbes changent de direction au point de bifurcation du réseau ($k = 0,128$ pu). L'exploitation du réseau est normalement réalisée sur la partie supérieure des courbes (c'est à dire que si la charge diminue, la tension va augmenter) si on dépasse le point de bifurcation, alors le réseau devient instable, cela signifie que si la charge diminue, la tension va également diminuer.

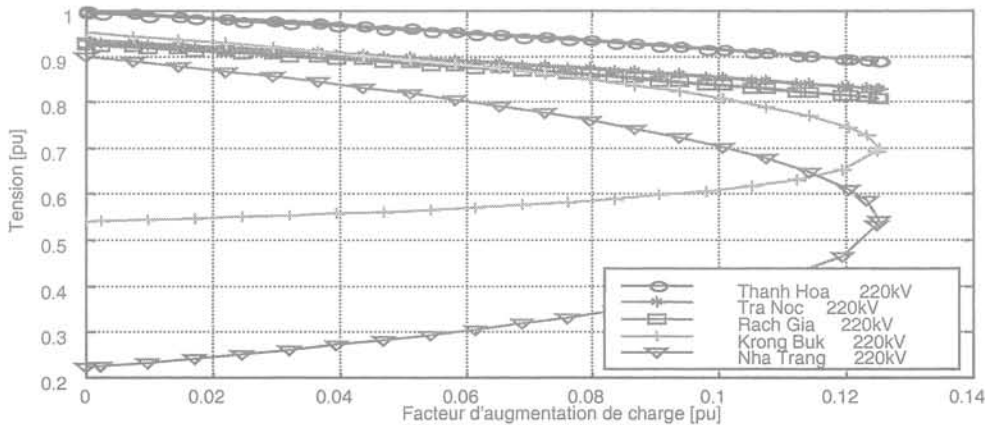


Fig. 2-9. Tensions obtenues par la méthode de continuation pour le réseau VN2000.

La pente des courbes est un indicateur de la stabilité de tension dans le cadre de l'exploitation du réseau. Le nœud qui a la pente la plus importante est le nœud le plus critique. Dans cette figure, le nœud Nha Trang 220 kV a la tension de bifurcation de 0,537 pu et le nœud Krong Buk a la tension de 0,7 pu. Le nœud Nha Trang 220 kV est donc le nœud le plus critique, vient ensuite le nœud Krong Kuk 220 kV. Ce résultat est le même que pour les facteurs de participation des nœuds (tableau 2.2).

II.3.1.7 Pertes MW/Mvar

Plusieurs auteurs ont utilisé les pertes de puissance active et réactive comme un indicateur de tension. Si ces pertes deviennent de plus en plus importantes, cela signifie que le réseau commence à se dégrader.

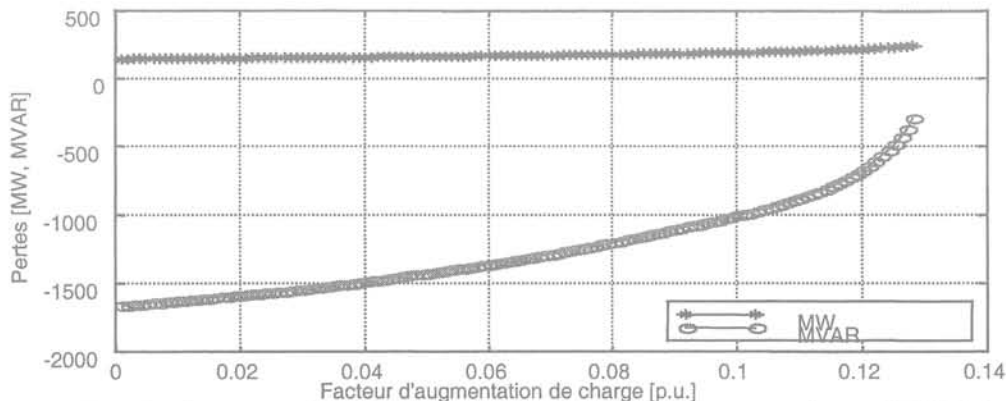


Fig. 2-10. Pertes de puissance active et réactive pour le réseau VN2000

La figure 2-10 représente les pertes de puissance active et réactive pour le réseau VN2000. Cette figure montre que la variation de perte de puissance réactive est plus importante que celle de puissance active parce que le couplage entre la puissance réactive et la tension est très important.

II.3.2 Résultats du réseau VN2005

Les études pour cette configuration restent les mêmes que pour la configuration précédente (VN2000). Les résultats dans cette partie présenteront le plan de tension initial du réseau, les évolutions de la tension, de l'indicateur, les facteurs de participation pour quelques nœuds sélectionnés et les valeurs propres et singulières minimales du réseau [TRA-00].

II.3.2.1 Tension

Le plan de tension obtenu par le résultat du calcul de répartition de puissance dans les conditions de charges initiales de ce réseau est présenté dans la figure 2-11. Cette figure montre que la plupart des nœuds ont une tension initiale supérieure à 0,95 pu et seuls 10 nœuds ont une tension comprise entre 0,9 pu et 0,95 pu. Néanmoins, tous les nœuds dans le réseau ont une tension assez éloignée de la tension minimale (0,9 pu), sauf le nœud Nam Dinh 220 kV (N°47) et le nœud Tra Noc 110 kV (N°88).

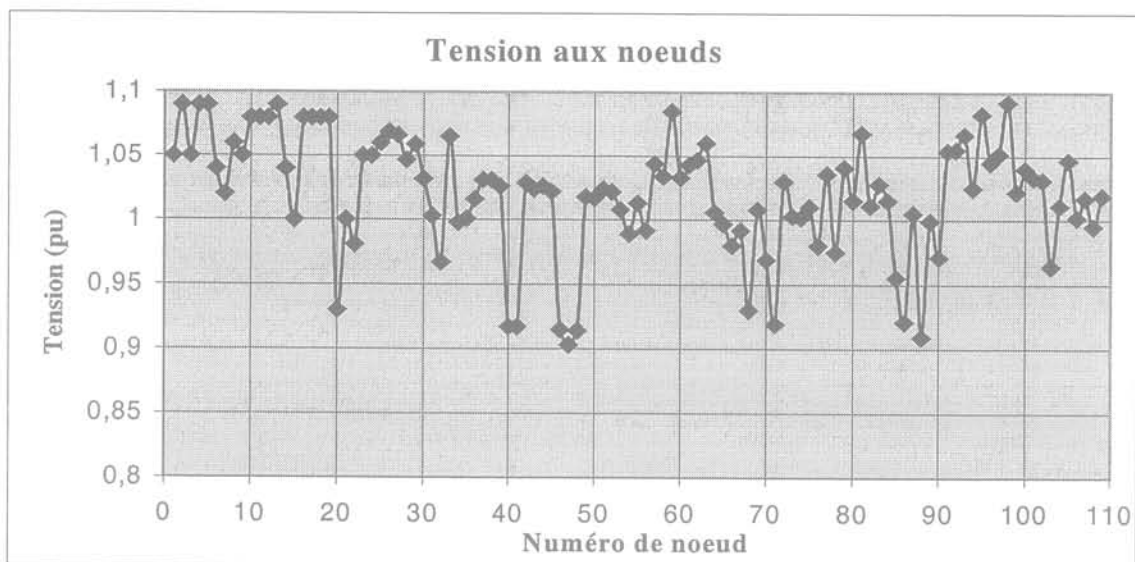


Fig. 2-11. Plan de tension du réseau VN 2005

La figure 2-12 représente les évolutions de tension pour cinq nœuds sélectionnés en fonction du facteur d'augmentation de charge (k). Le nœud Tra Noc 110 kV a la tension initiale la plus basse et au point d'écroulement de tension, il a toujours la tension la plus basse. Le nœud Nam Dinh 220 kV a une tension initiale plus grande que celle du nœud Tra Noc 110 kV mais au point d'écroulement de tension, il a presque la même valeur de tension qu'au nœud Tra Noc 220 kV, donc sa variation est plus importante que celle du nœud précédent. La caractéristique de la variation du nœud Sai Gon 110 kV est identique à celle du nœud Nam Dinh 220 kV.

En conséquence, pour ces cinq nœuds sélectionnés, le nœud Tra Noc 220 kV est le nœud critique pour le réseau global alors que les nœuds Nam Dinh 220 kV et Sai Gon 110 kV sont les nœuds critiques du point de vue de leur propre consommation.

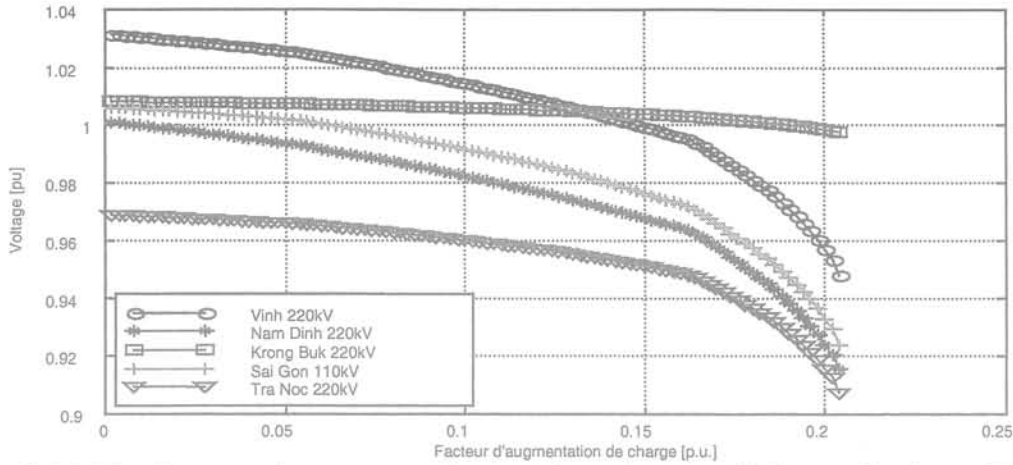


Fig. 2-12. Tension aux cinq nœuds sélectionnés en fonction de k pour le réseau VN2005

Ces résultats montrent que le réseau VN2005 est plus stable que le réseau VN2000. L'augmentation possible de charge de ce réseau entre l'état initial et le point d'écroulement de tension est de 1828 MW, alors qu'elle n'est que de 691 MW pour le réseau VN2000. Ceci s'explique car ce réseau est plus maillé et les générateurs sont bien répartis.

II.3.2.2 Indicateur L

La Figure 2-13 représente l'indicateur L pour cinq nœuds sélectionnés dans le réseau en fonction du facteur d'augmentation de charge k . Le nœud Sai Gon 110 kV a la valeur d'indicateur L la plus importante du cas initial et au cas critique. Le nœud Tra Noc 220 kV et le nœud Nam Dinh 220 kV ont une valeur d'indicateur L moins importante que le nœud Sai Gon 110 kV dans les deux cas, initial et critique ; mais leurs variations sont plus importantes.

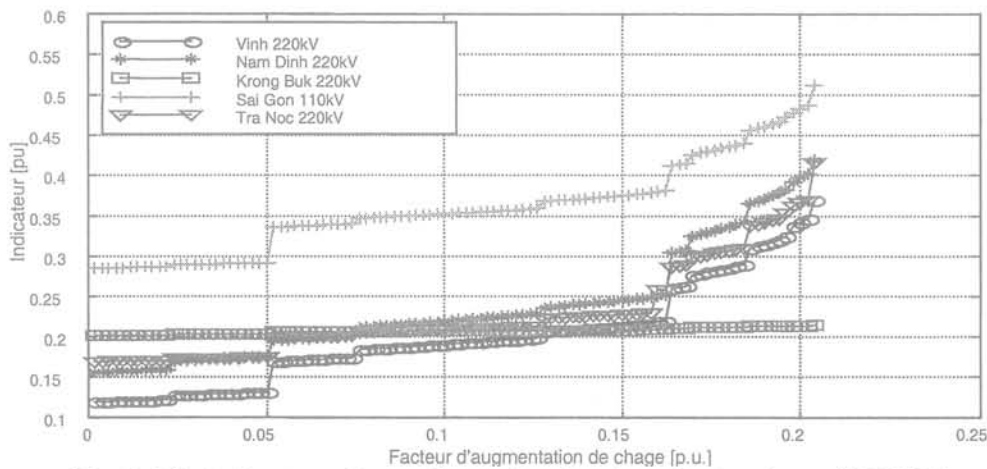


Fig. 2-13. Indicateurs L sur 5 nœuds sélectionnés du réseau VN2005

Ce résultat est conforme à celui de la tension qui montre que ces trois nœuds sont les nœuds critiques du réseau.

II.3.2.3 Valeurs propres et valeurs singulières

Les résultats des valeurs propres et des valeurs singulières du réseau VN2005 sont obtenus à partir des équations de répartition de puissance. Le tableau 2.5 montre cinq valeurs propres,

les plus petites de la matrice Jacobienne réduite J_R pour le cas initial et le cas critique du réseau VN2005. L'indice de la valeur propre λ montre le numéro de mode.

Cas	valeurs propres de J_R				
Initial	$\lambda_{61} = 3,1257$	$\lambda_{62} = 3,3007$	$\lambda_{63} = 4,2467$	$\lambda_{64} = 4,6053$	$\lambda_{65} = 5,2949$
Critique	$\lambda_{68} = 0,1697$	$\lambda_{72} = 1,7781$	$\lambda_{73} = 2,6594$	$\lambda_{74} = 3,1255$	$\lambda_{75} = 3,6306$

Tableau 2.5. Cinq des plus petites des valeurs propres

La figure 2-14 représente l'évolution de la valeur singulière minimale des matrices Jacobiennes complète et réduite en fonction du facteur d'augmentation de charge k . Une discontinuité dans une des courbes signifie qu'au moins un générateur du réseau atteint sa limite de puissance réactive.

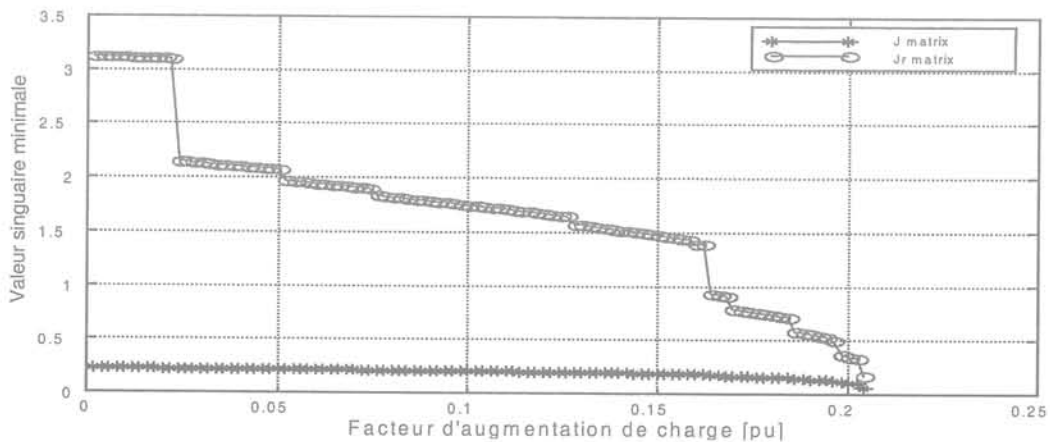


Fig. 2-14. Valeurs singulières minimales pour les matrices Jacobiennes complète et réduite

Le résultat montre que, lorsque $k = 0,024$ pu, la puissance réactive fournie par les générateurs 1 et 20 (Hoa Binh et Tra Noc 1) atteint sa limite, donc ces générateurs perdent le contrôle de tension. Le générateur 25 (Yaly) et le générateur 19 (Tri An) perdent à leur tour le contrôle de tension pour $k = 0,046$ et $k = 0,076$, respectivement et ainsi de suite. Enfin pour $k = 0,204$ pu le générateur 23 (Sesan) perd le contrôle de la tension amenant l'écroulement de tension correspondant à 20,4 % de charge supplémentaire (1828 MW).

II.3.2.4 Facteurs de participation

Les valeurs de facteur de participation des cinq nœuds, branches et générateurs les plus critiques, pour les valeurs propres les plus petites dans le cas initial et dans le cas critique, sont présentées dans les tableaux 2-5 à 2-7 respectivement.

Cas Initial $\lambda_{61} = 3,1257$		Cas critique $\lambda_{68} = 0,1697$	
Nom de nœud	Participation	Nom de nœud	Participation
45 – Dong Hoi 220	0,3247	86 – Bac Lieu 220	0,0485
44 – Ba Dong 220	0,2289	85 – Rach Gia 220	0,0466
86 – Bac Lieu 220	0,1314	88 – Tra Noc 110	0,0459
85 – Rach Gia 220	0,0487	20 – Pleicu 220	0,0483
43 – Ha Tinh 220	0,0257	103 – Tra Noc 220	0,0417

Tableau 2.5. Facteur de participation des cinq nœuds critiques

Seuls les nœuds classés troisième et quatrième dans le cas initial subsistent dans le cas critique à un rang inférieur.

Dans ce réseau pour le cas *initial*, ce facteur de participation est classé en *mode très localisé* : il y a trois nœuds qui ont une grande valeur de participation (0,3247 pour le nœud Dong Hoi 220 kV, 0,2289 pour le nœud Ba Dong 220 kV et 0,1314 pour le nœud Bac Lieu 220 kV) et les autres nœuds ont une valeur de participation proche de zéro.

Pour le cas *critique*, ce facteur de participation est classé en *mode non localisé* : il y a de nombreux nœuds qui ont une valeur de participation semblable et faible, et les autres nœuds ont une valeur de participation très proche de zéro.

Les modes de facteur de participation de nœud définis dans le paragraphe II.2.4.1 s'appliquent très bien à ce réseau. Le cas initial est classé "mode très localisé" parce qu'une charge très importante (485 MW nœud Phu Lam 220 kV) est connectée au réseau via une ligne longue (496 km de nœud Pleicu 500 kV). Le cas critique est classé "mode non localisé" parce que la région sud de ce réseau est de plus en plus chargée et que la puissance réactive ne peut plus arriver à cette région.

Cas Initial $\lambda_{61} = 3,1257$		Cas critique $\lambda_{68} = 0,1697$	
N° et Nom de branche	Participation	Nom de branche	Participation
12 – Hoa Binh – Hoa Binh 220	1,0000	27 – Phu My 2 – Phu My 220	1,0000
5 – Phu Lam 220 – Phu Lam 500	0,5301	5 – Phu Lam 220 – Phu Lam 500	0,7325
27 – Phu My 2 – Phu My 220	0,4914	7 – Nha Be 220 – Nha Be 500	0,5218
8 – Thot Not 220 – O Mon 500	0,4767	8 – Thot Not 220 – O Mon 500	0,4442
7 – Nha Be 220 – Nha Be 500	0,3982	26 – Phu My 1 – Phu My 220	0,3703

Tableau 2.6. Facteur de participation des cinq branches critiques

La branche critique ($P_{12,61} = 1$) est modifiée entre le cas initial et le cas critique. Les autres branches conservent des valeurs élevées et leur ordre est également modifié.

Dans ce réseau les branches les plus critiques à l'écroulement de tension sont toujours les transformateurs.

Cas Initial $\lambda_{61} = 3,1257$		Cas critique $\lambda_{68} = 0,1697$	
Nom de générateur	Participation	Nom de générateur	Participation
1 – Hoa Binh	1,0000	14 – Phu My 2	1,0000
14 – Phu My 2	0,5903	25 – Yaly	0,4072
25 – Yaly	0,4255	13 – Phu My 1	0,3940
13 – Phu My 1	0,2454	19 – Tri An	0,2500
9 – Ban Mai	0,2287	16 – Dai Ninh	0,1972

Tableau 2.7. Facteur de participation des cinq générateurs critiques

Pour les générateurs, Hoa Binh qui est critique dans le cas initial, disparaît dans le cas critique. En effet, le nœud correspondant a basculé temporairement du type P-V au type P-Q à partir de $k = 0,024$ pu. Les autres générateurs conservent pratiquement le même ordre de vulnérabilité.

II.4 CONCLUSION

Ce chapitre a présenté les analyses statiques dans le phénomène de stabilité de tension. Plusieurs indicateurs de risque pour la stabilité de tension sont développés de façon à déterminer la distance entre le point de fonctionnement initial et le point d'écroulement de tension. Basé sur ces indicateurs, les zones, les nœuds, les branches et les générateurs les plus vulnérables à l'écroulement de tension sont identifiés et classés à chaque point du fonctionnement d'un réseau.

Ces indicateurs sont appliqués pour le réseau réel vietnamien dans deux configurations différentes. La première est le réseau de l'année 2000 (VN2000) et la deuxième est celle du réseau prévu pour l'année 2005 (VN2005). Pour le réseau VN2000, les lieux vulnérables à l'écroulement de tension qui ont été déterminés par ces analyses sont conformes aux lieux critiques dans le cadre de l'exploitation réelle.

A partir de ces résultats, on constate que l'indicateur de la sensibilité V-Q, de la tension et des pertes a peu varié. Après la dégradation rapide du réseau, il varie brusquement. Au contraire, l'indicateur L et la valeur propre varient brusquement à chaque changement de fonctionnement du réseau. Pour cette raison, l'utilisation des indicateurs L et de la valeur propre est meilleure que l'utilisation des précédents indicateurs.

Ces indicateurs donnent des résultats similaires concernant les principaux nœuds, branches et générateurs vulnérables à un écroulement de tension ; seuls leur rang est parfois modifié. L'objectif principal de cette analyse est d'être capable de déterminer quel indicateur est le meilleur pour prévoir l'écroulement de tension d'un réseau.

Ce chapitre sera complété par de nouvelles méthodes pour les mesures préventives, de façon à améliorer la stabilité de tension, ces méthodes seront présentées dans le chapitre IV. Elles contiennent la minimisation des violations de plan de tension, la minimisation des pertes active. Une nouvelle méthode de mesure préventive est également proposée, basée sur la minimisation de l'indicateur L après optimisation du calcul de la répartition de puissance.

Chapitre III : Simulations Dynamiques

CHAPITRE III: SIMULATIONS DYNAMIQUES

III.1 INTRODUCTION

La plupart des études de la stabilité de tension ont utilisé les analyses statiques. Mais les résultats donnés par ces analyses ne sont qu'approximatifs et pas toujours suffisamment significatifs. Le but de cette étude est de trouver des résultats les plus précis possibles et fournissant le plus d'informations ; c'est l'objet des simulations dynamiques de comportements des réseaux électriques étudiées pour la stabilité de tension dans ce chapitre. Les études de comportement dynamique d'un réseau électrique sont principalement basées sur une simulation numérique et sur un algorithme à pas variable [EUR-99 et STU-89]. En générale la vitesse du calcul du programme de la simulation dynamique dépend beaucoup de la performance de l'ordinateur.

La simulation dynamique permet de modéliser les comportements dynamiques du réseau : des générateurs, des charges, des dispositifs de protection et de contrôle, des transformateurs avec réglage en charge, etc. Cela est effectué pour plusieurs régimes de fonctionnement comme les phénomènes transitoires électromagnétiques rapides, le phénomène dynamique à long terme ou à moyen terme, les phénomènes électromécaniques et le régime permanent. Cette simulation permet aussi de simuler le régime de fonctionnement avec plusieurs types de perturbations alors que l'analyse statique permet de simuler uniquement le régime permanent. Dans ce chapitre nous nous limitons à étudier uniquement les phénomènes dynamiques à long terme (dynamique lente) de la stabilité de tension en utilisant le logiciel Eurostag.

Ce chapitre présentera les objectifs principaux de la simulation dynamique ainsi que les modèles de dynamique lente de la stabilité de tension. Ensuite les simulations de comportements du réseau pour quelques événements comme les pertes de lignes, l'augmentation de charge et la restauration de charge seront étudiées pour observer la réponse du système à ces événements. Les modèles de charge statique et dynamique seront étudiés ainsi que les phénomènes dynamiques de réglage en charge des transformateurs et le comportement dynamique du système d'excitation des générateurs. Ces simulations seront appliquées pour deux types de réseau. Le premier est le réseau standard qui a été proposé par la compagnie d'électricité nord-américaine de Bonneville Power Administration (BPA). Ce réseau est connu pour les études de la stabilité de tension à son sujet. Le deuxième est le réseau réel vietnamien.

III.2 OBJECTIFS PRINCIPAUX DE LA SIMULATION DYNAMIQUE

Les objectifs principaux de la simulation dynamique sont d'avoir le plus d'informations possibles et des résultats plus précis pour n'importe quel régime de fonctionnement du réseau. Le programme utilisé pour cette simulation permet de modéliser chaque comportement du réseau avec une fréquence propre très grande. On peut retenir comme objectifs de la simulation dynamique [STU-89] :

- Simuler différents types d'incidents et étudier des scénarios d'écroulement. Ces études demandent une simulation des phénomènes rapides (la réponse de l'oscillation du rotor) et

de phénomènes lents (la réponse de la chaudière, du transformateur réglable en charge etc).

- Initialiser le système.
- Concevoir de la commande centralisée.
- Simuler tous les problèmes de stabilité à long terme.
- Simuler tous les problèmes de stabilité à moyen terme : à partir d'un régime permanent initial jusqu'à un autre régime permanent, en passant par un régime transitoire.
- Lineariser les équations du système, calculer les valeurs propres, les vecteurs propres, les fonctions de transfert, les réponses de fréquence et de tension etc.
- Chaque utilisateur peut ajouter ses propres processus et ses modèles de contrôle du système.
- Les résultats sont graphiques pour faciliter l'interprétation.

Une autre avantage de la simulation dynamique est l'algorithme à pas de temps variable. Pour une durée de calcul déterminée, ce pas de temps s'adapte au régime de fonctionnement du réseau à étudier. Pour les études de régime transitoire ce pas de temps est très petit (fréquence propre très grande). Pour les études de régime de dynamique lente, ce pas de temps devient plus grand. Dans la suite de ce paragraphe nous présenterons les régimes de fonctionnement d'un réseau électrique, et le logiciel Eurostag.

III.2.1 Régime de fonctionnement d'un réseau électrique

La simulation dynamique permet de simuler les comportements dynamiques d'un réseau électrique pour n'importe quel régime de fonctionnement. En général, dans un réseau électrique, il existe plusieurs types de phénomènes, décrits ci-dessous :

- Les régimes transitoires électromagnétiques rapides : ce régime pour lesquels les ondes de tension et de et courant ne sont plus sinusoïdaux se trouvent dans les études des phénomènes de propagation des ondes long de la ligne (coup de foudre, ferrorésonance, etc.). Le temps d'étude pour ce type de régime est environ la dizaine de milli secondes.
- Les régimes transitoires électromécaniques: ces régimes se trouvent dans les études des quelques premières oscillations du rotor suite à une grande perturbation comme un court-circuit, la perte d'une ligne ou d'un groupe de production. Ces ondes de tension et de courant restent sinusoïdale, les générateurs peuvent tourner à des vitesses différentes. Le temps d'étude pour ce régime est de l'ordre de la dizaine de milli-secondes à quelques secondes.
- La stabilité à long terme : dans ce cas là, les générateurs restent synchronismes. Les phénomènes dynamiques de la tension et de la turbine sont ignorés de façon à pouvoir bénéficier des phénomènes dynamiques lents de la chaudière ou de la tension. Le temps d'étude pour ce régime est de l'ordre de la seconde à la dizaines de minutes.

Le logiciel Eurostag peut satisfaire les objectifs et les conditions de tous les régimes de fonctionnements du réseau à l'exception des régimes transitoires électromagnétiques rapides. Ce type de régime n'est pas étudié dans cette thèse.

III.2.2 Présentation du logiciel Eurostag

Le logiciel Eurostag est principalement utilisé pour simuler les comportements du réseau électrique dans cette thèse. Ce logiciel est développé en commun par Electricité de France et Tractebel (Belgique) depuis la fin des années quatre-vingt. Au début, ce logiciel s'appelait

STAG, c'est à dire en français "STAbilité Généralisée". Pour simuler les comportements d'un réseau électrique, ce logiciel a besoin de quatre types de données. Toutes les données seront toujours nécessaires pour effectuer une simulation Eurostag [EUR-99].

Le premier type regroupe l'ensemble des données relatives au réseau. Il comprend les informations relatives à la topologie du réseau, aux paramètres des éléments qui le constituent et les informations relatives au point de fonctionnement initial déterminé par le calcul de la répartition de puissance (load flow). En effet, une simulation dynamique vue sous l'aspect mathématique est l'intégration temporelle d'un système d'équations algébro-différentielles qui impose la définition des conditions initiales.

Le second type regroupe les données dynamiques. Elles contiendront les caractéristiques des machines, des charges, des protections et des automates associés qui guident leur logique.

Le troisième type est constitué des modèles de régulation associés aux générateurs et aux charges modélisées avec le macrolangage d'Eurostag.

Le quatrième type comprend les paramètres liés à la simulation. On y trouve les instants et la nature des événements décidés par l'utilisateur, les paramètres associés à la précision et au contrôle interactif de la simulation.

Ces quatre types de données sont construits en trois fichiers d'entrée différents. Le premier type de donnée est utilisé pour construire un fichier du calcul de la répartition de charge (.ech), le second et le troisième type sont utilisés pour construire un fichier dynamique (.dta) et le quatrième est utilisé pour construire un fichier des événements (.seq). Les équations du réseau électrique qui inclut les générateurs, les lignes de transmission et les charges sont présentées dans l'annexe B. La modélisation de chaque donnée dans le logiciel Eurostag est présentée ci-dessous.

III.2.2.1 Réseau de transmission

Les lignes et les câbles sont représentés par un modèle conventionnel en π symétrique ou dissymétrique. Les tensions aux nœuds sont régies par les équations algébriques $I = Y U$, où U est le vecteur des tensions aux nœuds, I le vecteur des courants entrant dans les nœuds et Y la matrice d'admittance nodale. Ce logiciel peut également simuler un réseau avec une liaison à courant continu et des stations de conversions AC/DC.

Pour les transformateurs, plusieurs niveaux de modélisation sont offerts : les modèles simples où le transformateur idéal est représenté comme une impédance en amont, et les modèles complets où les pertes fer, la saturation des courants de magnétisation, etc sont pris en compte.

III.2.2.2 Générateur

Les machines synchrones sont décrites par les équations de Park, le rotor étant représenté par quatre enroulements équivalents (enroulement de l'excitation et de l'amortissement dans l'axe direct et 2 enroulements de l'amortissement dans l'axe de quadrature). La saturation magnétique suivant les deux axes peut être modélisée, et le transformateur élévateur de groupe peut être intégré dans le modèle de l'alternateur.

Pour la partie mécanique des alternateurs, les mouvements du rotor sont régis par l'équation des masses tournantes exprimant la différence entre les couples mécanique et électrique avec

la variation de la vitesse de rotation. Les caractéristiques de l'alternateur sont définies de manière "externe" (réactances et constantes de temps) ou "interne" (inductances mutuelles et de fuite, résistances) suivant le choix de l'utilisateur.

III.2.2.3 Moteur asynchrone

Le moteur asynchrone fait l'objet de deux modélisations, un modèle dit complet dans lequel la dynamique des flux rotoriques est calculée dans l'hypothèse de l'existence d'une double cage rotorique, et un modèle dit simplifié qui néglige les transitoires rotoriques.

III.2.2.4 Charge

Les charges active et réactive sont représentées par une combinaison d'équations non linéaires fonction de la tension et de la fréquence. Elles sont représentées par l'équation suivante :

$$S(|U|, \omega) = P_0 \left| \frac{U}{U_0} \right|^\alpha \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\gamma + jQ_0 \left| \frac{U}{U_0} \right|^\beta \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\delta$$

Où P_0 et Q_0 représentent les charges active et réactive de l'état initial,
 U_0 et ω_0 représentent la tension et la fréquence de l'état initial,
 U et ω représentent la tension à l'instant étudié et la vitesse angulaire du centre d'inertie du système.

Les coefficients : α , γ , β , δ peuvent être individuellement définis pour chaque nœud de consommation dans le réseau. L'annexe B.3 fournit les différents types de charge.

III.2.2.5 Automates

Les équations des automates sont évaluées à l'issue de chaque pas d'intégration. Les automates permettent de générer un événement, comme le déclenchement d'un groupe ou d'une ligne, la modification d'un potentiomètre... Les réglages centralisés peuvent être introduits dans Eurostag par le biais des automates.

Dans la version 3.2, il existe 11 types d'automates disponibles modélisant principalement des protections.

III.2.2.6 Macroblocs

L'utilisateur a la possibilité de spécifier ses propres modélisations (régulations, compensateurs statiques...) par le biais du pré-processeur graphique, qui utilise des schémas-blocs élémentaires. Il s'affranchit ainsi de toute question de codage en Fortran. Ces modélisations sont stockées dans la bibliothèque, qui contient au départ quelques modélisations types, (modèle IEEE, SVC, LCC,...).

III.2.2.7 Evénements

Les événements sont les incidents, manœuvres et commandes de processus qui se déroulent au cours d'une simulation. Ils peuvent être soit programmés, soit générés dans le programme par le basculement d'un automate, soit introduits interactivement en cours de simulation.

Quelques événements disponibles sont :

- Les courts-circuits (symétriques ou non),
- L'enclenchement et le déclenchement des lignes (symétrique ou non),
- Le couplage de sous-réseaux
- Le couplage et le déclenchement des groupes
- Le démarrage de moteurs asynchrones
- La modification des charges actives et réactives aux nœuds
- La modification de potentiomètres dans un macrobloc
- La modification de la position des régleurs en charge des transformateurs.

La figure 3-0 représente la description fonctionnelle générale du logiciel Eurostag, qui inclut les constructions des fichiers entrées, des fichiers de message en sorties après compilations des fichiers de données, les fichiers entrées dans la simulation après compilation, les résultats représentés sous forme de graphiques ou de tableaux...

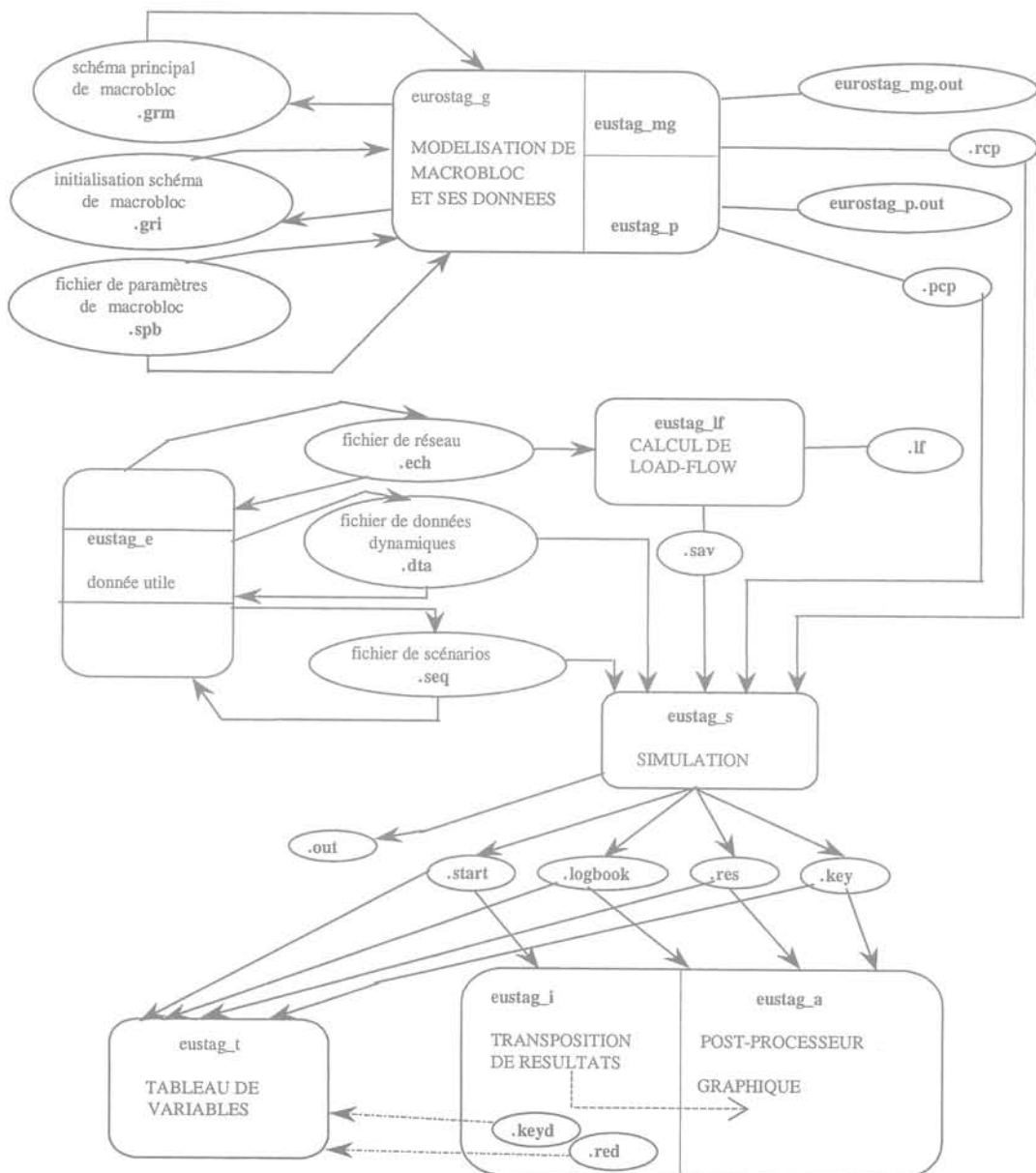


Fig. 3-0. Description fonctionnelle générale du logiciel Eurostag

III.3 MODELES DE DYNAMIQUE LENTE

Les modélisations qui suivent peuvent être nécessaires pour une simulation de la dynamique lente en complément des modèles de programmes traitant de la stabilité transitoire :

- Régleurs de prise en charge des transformateurs.
- Manœuvre des batteries de condensateurs shunt et des réactances shunt par diverses méthodes de commande.
- Systèmes statiques de compensation de la puissance réactive, notamment pour la régulation lente de la puissance réactive, et manœuvre de batteries de condensateurs et de réactances à commande mécanique.
- Limitation du courant des groupes (limiteur de surexcitation).
- Réglage secondaire local ou centralisé de la tension des groupes.
- Turbines et systèmes de fourniture d'énergie.
- Régulation automatique centralisée de la production et de la fréquence du réseau.
- Démarrage et arrêt des groupes, turbines à gaz comprises.
- Charges statiques sensibles à la tension et à la fréquence.
- Représentation dynamique de moteurs, et notamment de leur déconnexion à basse tension.
- Enclenchement et déclenchement de charge (arc électrique) en fonction de la tension.
- Charges à énergie constante, avec régulation par thermostat.
- Montée de charge et autres modifications de la charge par barre omnibus ou zone. Capacité d'exclure la charge industrielle de ces modélisations.
- Délestage de charge sur baisse de tension ou de fréquence, reprise de charge.
- Saturation des transformateurs.
- Relais de protection tendant à fonctionner en cas de surcharge.
- Protection de flux (volt/hertz).
- Liaison CCHT, modes de réglage des convertisseurs inclus, régulateurs lents des deux pôles et du pôle principal, régulateurs des régleurs de convertisseur et des filtres CA et batteries de condensateurs/réactances à commande mécanique.

III.4 SIMULATION DYNAMIQUE POUR LE RESEAU TEST BPA

III.4.1 Présentation du réseau

La configuration du réseau test proposé par la compagnie d'électricité de Bonneville Power Administration (BPA) est présentée dans la figure 3-1 [TAY-94]. Ce réseau contient 10 nœuds, 13 branches (6 transformateurs), et 3 générateurs. Dans ce réseau, il existe deux zones différentes (une de production prépondérante et une de consommation prépondérante). Dans la zone de charge, il y a un groupe de production (générateur N°3) qui a une puissance nominale de l'ordre de 1600 MVA. Les deux zones sont connectées par cinq lignes en parallèle à 500 kV de 200 km entre le nœud N°6 et N°7. La puissance qui traverse ces cinq lignes est de l'ordre de 5000 MW. Une ligne à 110 kV se situe entre le nœud N°9 et N° 10. Les charges se trouvent aux nœuds N°8 et N°11 avec un niveau de tension de 13,8 kV. Le générateur N°1 est considéré comme un nœud de puissance infinie. La simulation dynamique, en prenant en compte les facteurs les plus sensibles à la stabilité de tension, est effectuée pour estimer la sensibilité de ce type de stabilité. Les paramètres de ce réseau sont présentés dans l'annexe C.

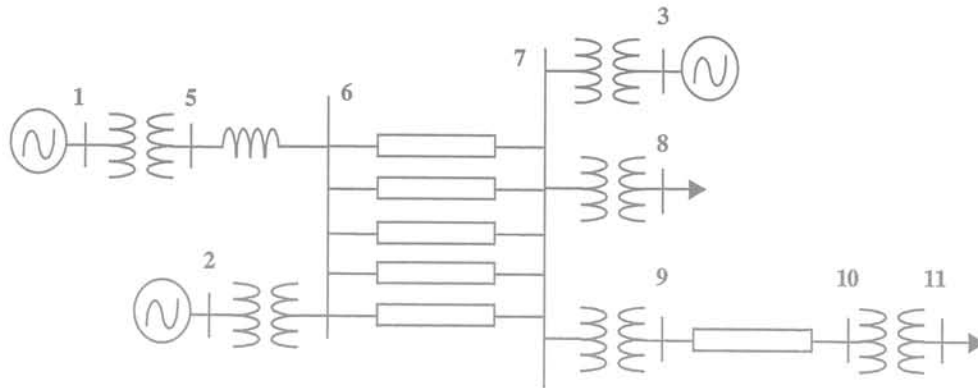


Fig. 3-1. Configuration du réseau Bonneville Power Administration (BPA)

Les études sont effectuées sur ce réseau pour les différents modèles de charge. Les transformateurs sont modélisés comme des transformateurs à rapport fixe, sauf le transformateur entre les nœuds 10 et 11 qui est modélisé soit par un transformateur à rapport fixe, soit par un transformateur réglable en charge. Les systèmes d'excitation des générateurs 2 et 3 sont modélisés en tenant compte ou non de la limitation de courant d'excitation. La perturbation est effectuée par le déclenchement (sans ré-enclenchement) d'une des cinq lignes parallèles entre les nœuds 6 et 7 à l'instant $t=100$ s.

III.4.2 Influence d'un modèle de charge statique

Cette section présentera la sensibilité à la caractéristique de charge statique. Les charges statiques à impédance constante (résidentiel, commercial...) et à MVA constants (industrie) sont couramment utilisées dans le réseau. Les modèles de charge à impédance constante et MVA constants au nœud N°8 sont réalisés pour le cas A et le cas B respectivement. Le modèle de charge au nœud N°11 est toujours à impédance constante dans les deux cas. Les générateurs 2 et 3 sont équipés de dispositifs de limitation du courant d'excitation pour les deux cas (cas A et cas B). Aucun transformateur réglable en charge n'est utilisé dans ce réseau. Ces deux cas sont présentés dans le tableau 3.1.

Cas		Cas A	Cas B
Charges	Nœud 8	Impédance constante	MVA constante
	Nœud 11	Impédance constante	Impédance constante
Limites de I_{fd}	Générateur 1	Nœud infini	Nœud infini
	Générateur 2	Limité	Limité
	Générateur 3	Limité	Limité
Régleur en charge de transformateur	Nœud 10 - 11	Non utilisé	Non utilisé
	Les autres	Non utilisé	Non utilisé

Tableau 3-1. La modélisation du réseau pour les cas A et B

La formulation de la charge statique est présentée dans le paragraphe III.2.2.4. La charge à impédance constante est le type de charge où les coefficients $\alpha = \gamma = \beta = \delta = 2$; alors que la charge à MVA constants avec $\alpha = \gamma = \beta = \delta = 0$.

Les évolutions de la tension au nœud N°11, pour les deux cas, après la perturbation (déclenchement d'une ligne) sont présentées sur la figure 3-2. Dans les deux cas, le réseau est stable 5 s environ après l'événement. Le cas avec la charge à MVA constants (cas B) est plus dangereux que le cas avec l'impédance constante (cas A).

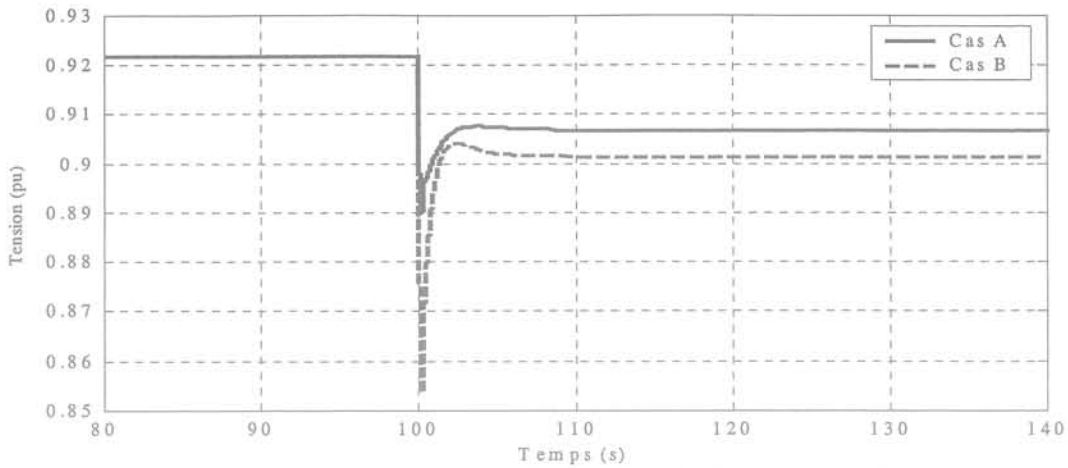


Fig. 3-2. Tension au nœud 11

A l'instant de l'événement, la tension chute brutalement, puis elle re-augmente de façon à atteindre sa valeur initiale. La valeur initiale de la tension au nœud N°11 est 0,922 pu. A l'instant de l'événement, elle chute à 0,89 pu pour le cas A et à 0,854 pu pour le cas B. En régime permanent établi, la tension de ce nœud est 0,907 pu pour le cas A et 0,901 pu pour le cas B. Le temps de retour à l'équilibre de la tension dans le cas A est plus court que dans le cas B.

III.4.3 Influences du régleur en charge des transformateurs et de la limitation de courant d'excitation des générateurs : théories

III.4.3.1 Fonctionnement du régleur en charge

Le transformateur réglable en charge est utilisé dans le réseau de répartition pour faire varier la tension au nœud de charge vers sa valeur initiale. La durée pour activer le régleur en charge est généralement divisée en deux types [TAY-94 et EUR-99] : la durée d'armement (main sequence), par exemple $t_1 = 30$ s et l'intervalle de temps entre deux passages de prises (sub sequence), $t_2 = 5$ s. En général, chaque passage de prise correspond à 5/8 % de la tension au nœud réglé environ.

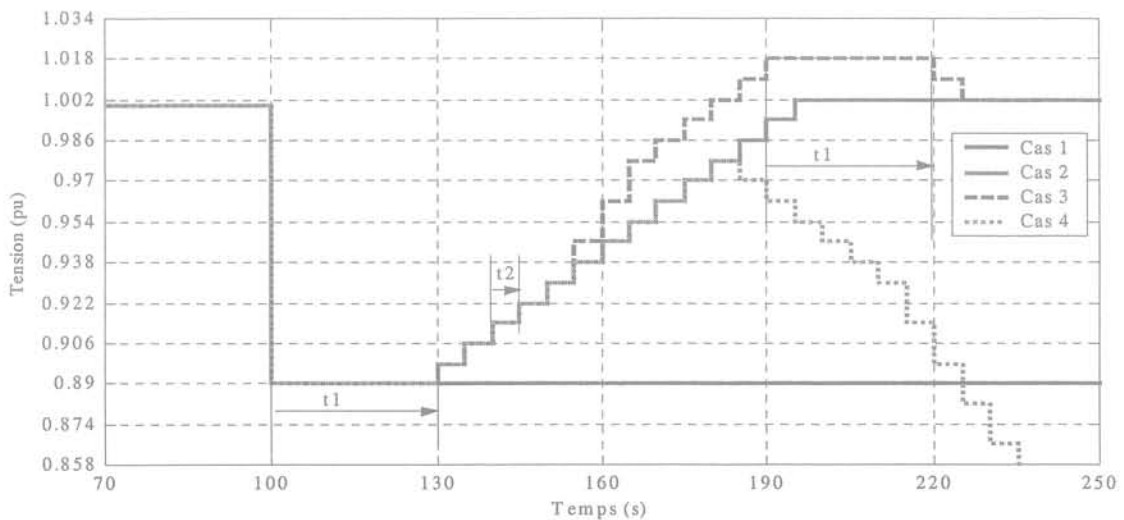


Fig. 3-3. Action du régleur en charge

La figure 3-3 représente les évolutions de la tension au nœud de charge avec les actions du régleur en charge. Après une perturbation, la tension chute de 1 pu à 0,89 pu. Si le régleur en charge n'est pas équipé en ce nœud, la tension reste constante à 0,89 pu (cas 1). Si le régleur en charge est utilisé, il doit activer sa prise pour augmenter la tension vers la valeur désirée (valeur initiale (1 pu) $\pm \Delta V$ (où $\Delta V \leq |0,005 \text{ pu}|$), puis il reste constant (cas 2). Avant d'activer la prise, le régleur en charge doit attendre la durée d'armement t_1 , puis il passe à l'intervalle de temps t_2 .

Le fonctionnement du réglage en charge du transformateur dépend du constructeur. Il peut activer plusieurs niveaux de prises au même passage (5 s). Si la tension au nœud de charge dépasse la valeur initiale, le régleur en charge doit diminuer ses prises vers la valeur désirée. Avant de diminuer les prises, le régleur en charge doit passer de l'intervalle de temps t_2 à la durée d'armement t_1 (cas 3).

L'augmentation de prise du régleur en charge fait augmenter encore plus la perte de puissance réactive dans le réseau. Si la tension de nœud de charge n'a pas encore atteint la valeur désirée et si le réseau manque de puissance réactive, alors l'augmentation de prise vient faire diminuer la tension au nœud de charge ; la dégradation de tension se produit dans le réseau (cas 4).

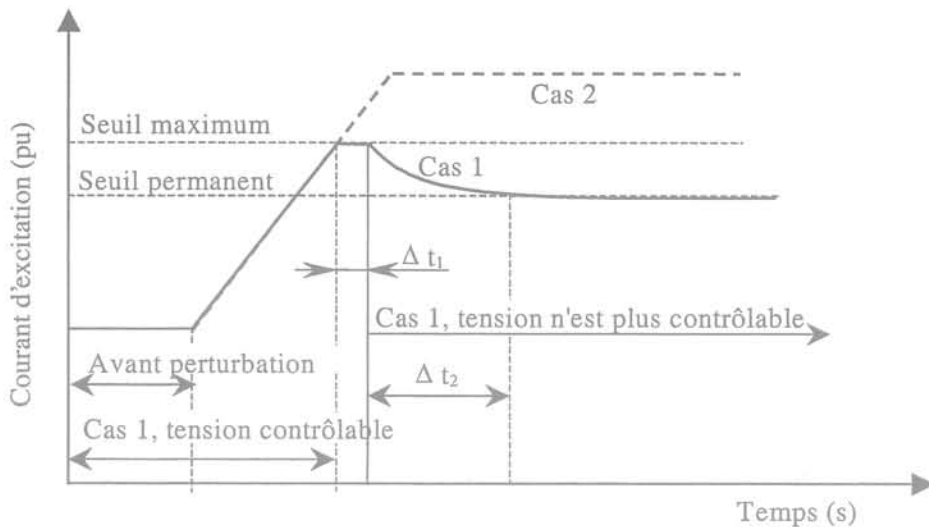
L'avantage du régleur en charge est de garder la tension, après la perturbation, proche de sa valeur initiale. Cette action peut faire varier la consommation de puissance réactive. Si le réseau manque de puissance réactive, l'augmentation de prise engendre une dégradation plus rapide de la tension du réseau. Cela peut amener le réseau à l'écroulement de tension.

III.4.3.2 Fonctionnement du système d'excitation des générateurs

Les rôles du système d'excitation d'une machine après perturbation sont les suivants :

- Si la tension aux bornes du stator de la machine diminue, à cause d'une augmentation de charge, d'une perte de manœuvre etc. le système d'excitation doit augmenter son courant dans la limite d'une valeur plafond dite de *surexcitation*. Ce qui freine la diminution du flux magnétique de la machine et peut éviter la perte de synchronisme.
- D'autre part, si la tension aux bornes du stator de la machine augmente à cause d'un déclenchement de charge, le système d'excitation doit diminuer son courant dans la limite d'une valeur minimale dite de *désexcitation*.

La variation du courant d'excitation corrélée avec la variation de puissance réactive de la machine. Si le courant d'excitation d'une machine atteint sa limite (min et max), cela signifie que la puissance réactive de cette machine atteint aussi sa limite, donc la tension aux bornes du stator n'est plus contrôlable. Pour les systèmes d'excitation modernes, il existe deux limites supérieures [PRA-97] (seuil plafond et seuil permanent, figure 3-4).



Cas 1 : le dispositif est équipé de la limitation de courant d'excitation
 Cas 2 : le dispositif n'est pas équipé de la limitation de courant d'excitation

Fig. 3-4. Courant d'excitation

Pour éviter la diminution de tension terminale de la machine, le courant d'excitation doit augmenter. Pour le cas 1, ce courant augmente jusqu'au seuil maximum avec la durée Δt_1 , la tension terminale est encore contrôlable, puis il diminue vers le seuil permanent avec la durée Δt_2 (Δt_1 , Δt_2 déterminée par les constructeurs), au-delà la tension n'est plus contrôlable. Pour le cas 2, le dispositif de la limitation de courant d'excitation n'est pas utilisé, c'est dire que cette machine peut produire autant de puissance réactive que celle demandée par le réseau. Ce cas est bien sûr théorique, en pratique il faut bien limiter le courant d'excitation sous peine de surchauffement inadmissible. Après avoir produit la puissance réactive correspondant à la demande, le courant d'excitation devient constant. Pour ce cas, la tension terminale de la machine est toujours contrôlable (constante).

III.4.4 Applications sur le réseau test BPA

Dans cette section, les influences du régleur en charge d'un transformateur et du système d'excitation seront examinées sur le réseau test BPA. Le transformateur entre les nœuds 10 et 11 est modélisé comme un transformateur réglable en charge (TRC). Le nœud N°11 (secondaire) est le nœud qui est équipé d'un régleur en charge. Tout d'abord, le cas sans limitation de courant d'excitation de chaque générateur (cas C) sera examiné ; ensuite, viendront le cas avec la limitation de courant d'excitation pour le générateur N°3 (cas D) et le cas avec la limitation de courant d'excitation pour les générateurs N°2 et N°3 (cas E).

III.4.4.1 Sans limitation du courant d'excitation de chaque générateur

Dans ce cas, aucun générateur, ni le N°2 ni le N°3, n'est équipé de dispositif de la limitation du courant d'excitation ; ainsi ces générateurs peuvent produire sans limite la puissance réactive demandée par le réseau. La configuration du réseau dans ce cas (cas C) est la même que dans le cas B précédent, exceptés les problèmes, de non limitation de courant d'excitation des générateurs N°2 et N°3 et de l'utilisation d'un transformateur réglable en charge entre les nœuds N°10 et N°11. La modélisation des éléments du réseau pour ce cas est présentée dans le tableau 3.2 suivant. Les résultats de la comparaison de la tension au nœud N°11 et les évolutions du courant d'excitation des générateurs N°2 et N°3 sont présentés.

Charge	Nœud 8	MVA constants
	Nœud 11	Impédance constante
limite de I_{fd}	Générateur 1	Nœud infini
	Générateur 2	Non limité
	Générateur 3	Non limité
TRC	Nœud 10 - 11	Utilisé
	Les autres	Non utilisé

Tableau 3.2. La modélisation du réseau pour le cas C

III.4.4.1.1 Tension

La figure 3-5 représente la comparaison entre les évolutions de la tension au nœud N°11 pour les cas B et C. En utilisant le transformateur réglable en charge, la tension initiale de ce nœud est un peu plus élevée que celle obtenue avec le transformateur à rapport fixe (cas B). Avant d'activer le régleur en charge (< 30 s après événement) les évolutions de tension de ce nœud sont identiques pour les deux cas.

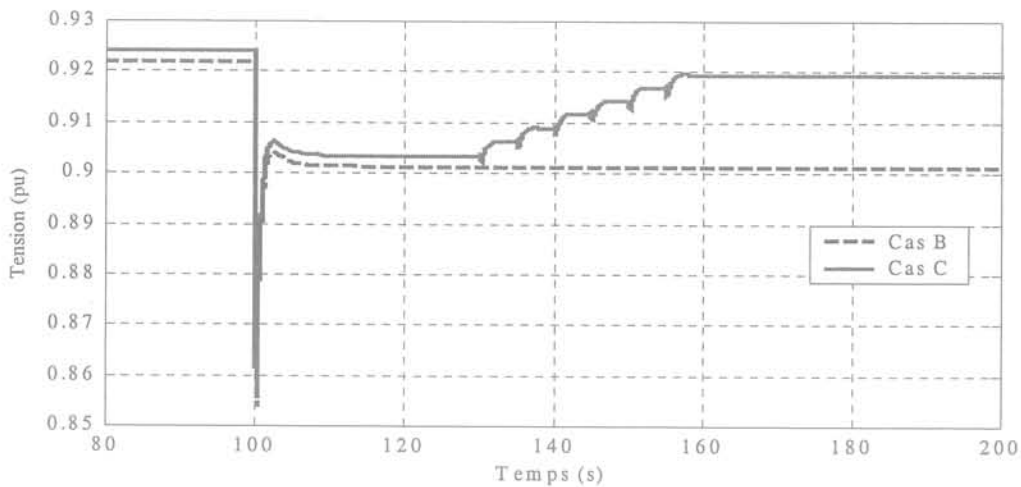


Fig. 3-5. Tension au nœud N°11 pour les cas B et C

Après la durée d'armement du régleur en charge, la tension de ce nœud augmente vers la valeur désirée, 0,919 pu (cas C), alors qu'au cas B la tension reste constante. C'est l'avantage du régleur en charge de transformateur.

III.4.4.1.2 Courants d'excitation

La limitation du courant d'excitation d'un générateur correspond à la limitation de la puissance réactive de ce générateur. Les évolutions du courant d'excitation des générateurs N°2 et N°3 pour les cas C sont présentées sur la figure 3-6. Avant perturbation, le courant d'excitation du générateur N°2 est de 2,458 pu et celui du générateur N°3 est de 2,553 pu. Pendant la perturbation, ces courants doivent évoluer rapidement de façon à ce que la tension aux bornes du stator de ces générateurs demeure constante, en produisant plus de puissance réactive. En dépassant la durée d'armement, le régleur en charge du transformateur commence à s'activer, la tension au nœud de charge doit augmenter donc les générateurs doivent augmenter leur production de puissance réactive. Pour satisfaire cette action, le courant d'excitation de chaque générateur doit augmenter.

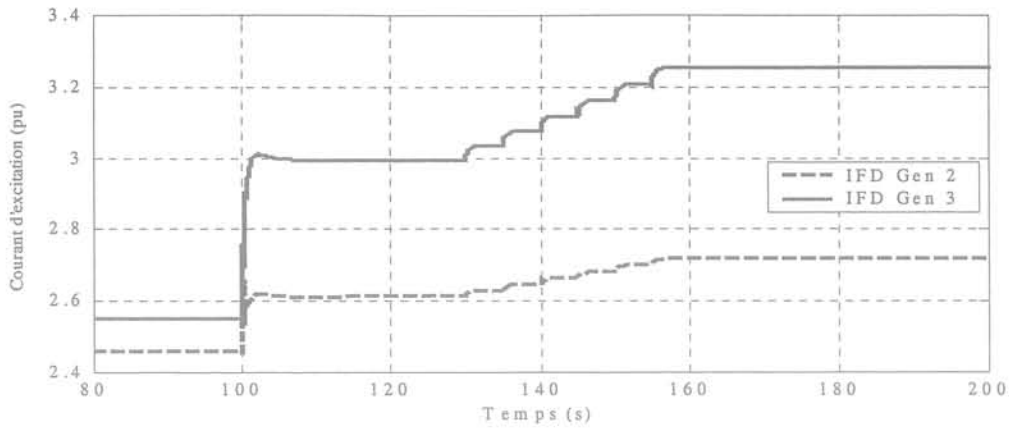


Fig. 3-6. Courants d'excitation des générateurs 2 et 3 pour le cas C

Normalement, ce courant peut augmenter uniquement jusqu'au seuil maximal (3,2 pu) ; mais dans cette étude, on suppose que le dispositif de limitation du courant n'est pas utilisé donc le courant du générateur N°3 (dans la zone de charge) augmente jusqu'à 3,25 pu. A cet instant la tension au nœud, où le régleur en charge est équipé, atteint la valeur désirée, l'action du régleur est bloquée, en conséquence ces courants d'excitation restent constants.

III.4.4.2 Limitation du courant d'excitation du générateur N°3

Dans ce cas, seul un générateur est équipé d'un dispositif de limitation du courant d'excitation. Lorsque ce dispositif est équipé sur un générateur, la puissance réactive produite par ce générateur doit être limitée. La configuration du réseau dans ce cas (cas D) est la même que dans le cas C, excepté le problème de la limitation du courant d'excitation du générateur N°3. La modélisation des éléments du réseau pour ce cas est présentée dans le tableau 3.3 suivant. Les résultats de la comparaison de la tension au nœud N°11 et des évolutions du courant d'excitation des générateurs N°2 et N°3 sont présentés.

Charge	Nœud 8	MVA constants
	Nœud 11	Impédance constante
limite de I_{fd}	Générateur 1	Nœud infini
	Générateur 2	Non limité
	Générateur 3	Limité
TRC	Nœud 10 - 11	Utilisé
	Les autres transfo.	Non utilisé

Tableau 3.3. La modélisation du réseau pour le cas D

III.4.4.2.1 Courants d'excitation

Les comparaisons des évolutions du courant d'excitation des deux générateurs, pour les cas C et D, sont présentées sur la figure 3-7. Les courants d'excitation correspondant à chaque générateur sont les mêmes pour les deux cas, dans un premier temps. Pour le cas D, le courant d'excitation du générateur N°3 atteint le seuil maximal (3,2 pu), à l'instant 55 s après l'événement, puis ce courant se transfère vers le seuil permanent (3 pu), alors que celui du cas C continue à augmenter. La puissance réactive du générateur N°3 atteint sa limite, donc la tension aux bornes du stator n'est plus contrôlable. Dans le réseau pour le cas D, il ne reste que le courant d'excitation du générateur N°2 qui peut augmenter de façon à produire de la puissance réactive pour satisfaire la demande du réseau.

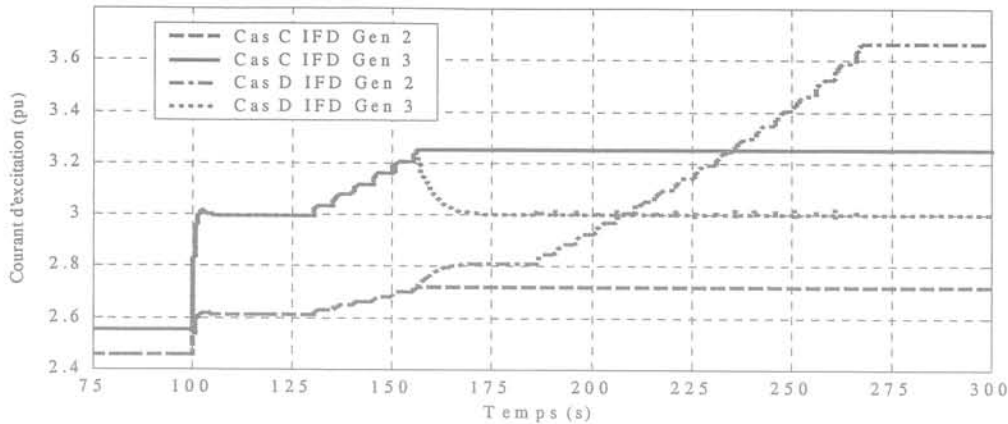


Fig. 3-7. Courants d'excitation des générateurs 2 et 3 pour les cas C et D

Comme le courant d'excitation du générateur N°2 n'est pas limité, il peut augmenter jusqu'à ce que le réseau atteigne le régime établi, soit 168 s après l'événement avec une amplitude de 3.66 pu.

III.4.4.2.2 Tension

Les évolutions de la tension au nœud N°11 pour le cas C et le cas D, sont présentées sur la figure 3-8. Les deux évolutions de tension sont identiques dans un premier temps. Après avoir atteint la limitation de la production de puissance réactive du générateur N°3, la tension terminale de ce générateur diminue, le régleur en charge continue à augmenter les prises, ce qui augmente de plus en plus la demande de puissance réactive dans le réseau. Egalement à l'instant où la limitation de la production de puissance réactive est atteinte, la tension au nœud N° 11 atteint la valeur désirée déterminée, 0,917 pu, c'est pourquoi la durée de changement de prise du régleur en charge passe de l'intervalle de temps t_2 à la durée d'armement t_1 . L'action entraînant un manque de plus en plus élevé de puissance réactive fait baisser la tension au nœud équipé d'un régleur en charge, au lieu de faire augmenter la tension comme dans le cas C.

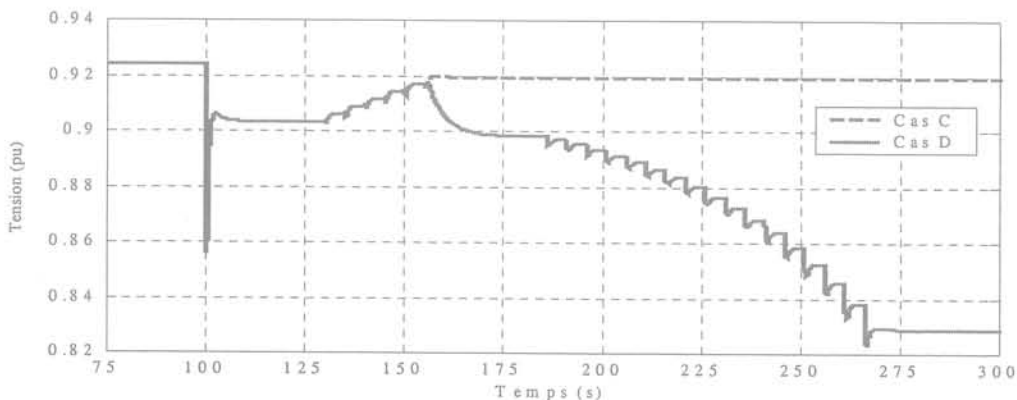


Fig. 3-8. Tension au nœud 11 pour le cas C et D

Après avoir satisfait la demande de puissance réactive dans le réseau (qui est produite par le générateur N°2), le régleur en charge bloque ses prises, la tension devient stable. Néanmoins, le réseau fonctionne avec une tension très basse, 0,829 pu pour ce nœud, inférieure à la tension minimale. Normalement, le réseau est déjà instable mais le régime établi peut être atteint dans ce cas grâce à la production non limitée de la puissance réactive du générateur N°2. L'écroulement de tension pourrait facilement avoir lieu dans ce réseau dans le cas où il y aurait un petit changement dans son fonctionnement.

III.4.4.3 Limitation du courant d'excitation de chaque générateur

Dans cette section, la limitation de courant d'excitation de chaque générateur est examinée. La configuration du réseau dans ce cas est la même que dans les deux cas précédents, à l'exception du problème de la limitation de ces courants. La modélisation des éléments du réseau dans ce cas (cas E) est présentée dans le tableau 3.4 suivant. Les résultats de la comparaison du courant d'excitation des générateurs N°2 et N°3, de la tension aux nœuds N°10 et N°11 et la courbe P-V pour la liaison 10-11 sont présentés dans cette section.

Charges	Nœud 8	MVA constants
	Nœud 11	Impédance constante
Limite de I_{fd}	Générateur 1	Nœud infini
	Générateur 2	Limité
	Générateur 3	Limité
TRC	Nœud 10 - 11	Utilisé
	Les autres transfo.	Non utilisé

Tableau 3-4. La modélisation du réseau pour le cas E

III.4.4.3.1 Courants d'excitation

La figure 3-9 présente les évolutions du courant d'excitation des deux générateurs dans les cas C et E. Les courants d'excitation correspondant à chaque générateur sont les mêmes pour les deux cas, dans un premier temps. Le courant d'excitation du générateur N°3 dans le cas E est le même que celui du cas D précédent. Le courant d'excitation du générateur N°2 continue à augmenter de façon à produire la puissance réactive pour satisfaire la demande du réseau.

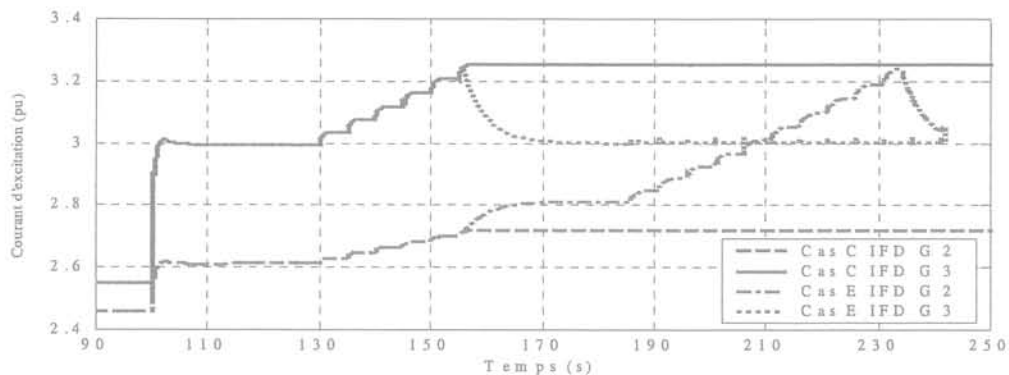


Fig. 3-9. Courants d'excitation des générateurs 2 et 3 pour les cas C et E

Le courant d'excitation du générateur N°2 atteint le seuil maximal 134 s après la perturbation, puis il revient à la limite permanente. A cet instant, la limitation de la production de puissance réactive des deux générateurs est atteinte, la tension aux bornes du stator diminue, en conséquence, l'écroulement total de tension commence à se produire dans le réseau.

III.4.4.3.2 Tension

- Tension au nœud N°11 cas D et Cas E

Les évolutions de la tension au nœud N°11 pour le cas D et cas E, sont présentées sur la figure 3-10. Avant l'instant où la limitation de courant d'excitation pour les deux générateurs est atteinte dans le cas E, ces deux évolutions sont identiques. A partir de cet instant, la tension

dans le cas D continue à baisser normalement jusqu'à ce que le réseau atteigne le régime établi, alors que la tension dans le cas E chute énormément.

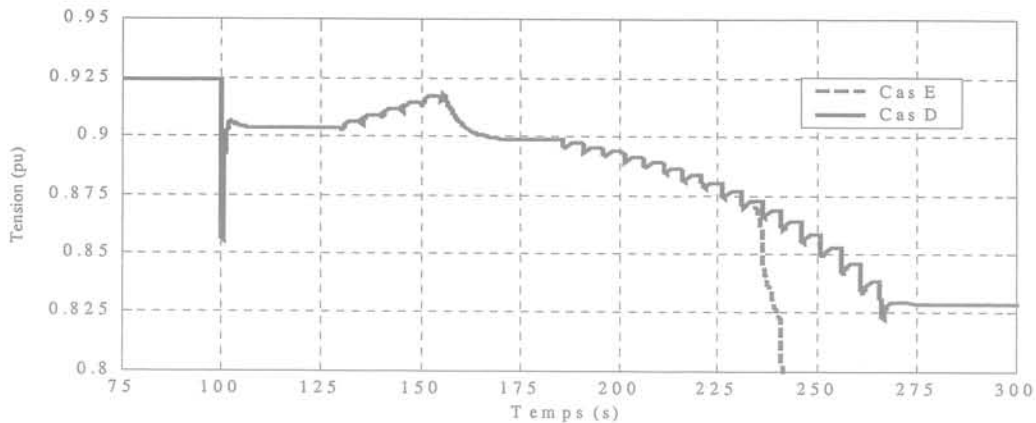


Fig. 3-10. Tension au nœud 11 pour le cas D et le cas E

- Tension aux nœuds N°10 et N°11 au cas E

Les évolutions de la tension aux nœuds N°10 (côté primaire) et N°11 (côté secondaire) du cas E sont présentées sur la figure 3-11. La tension initiale au nœud N°10 est de 0,885 pu alors que celle au nœud N°11 est de 0,924 pu. Après l'événement, la tension aux nœuds primaire et secondaire chute de façon proportionnelle, jusqu'à un premier régime établi, qui est atteint avec une tension plus petite que la valeur initiale. Le régulateur en charge du transformateur agit ensuite automatiquement de façon à augmenter ses prises pour augmenter la tension de nœud de charge vers la valeur initiale (l'action du régulateur en charge du transformateur sera présentée à la figure 3-14 suivante). Cette action fait baisser encore la tension primaire (référence paragraphe des transformateurs I.4.2.2.2). Cette figure montre qu'après l'action de changement de prise de transformateur, la tension secondaire continue à augmenter alors que la tension primaire continue à baisser.

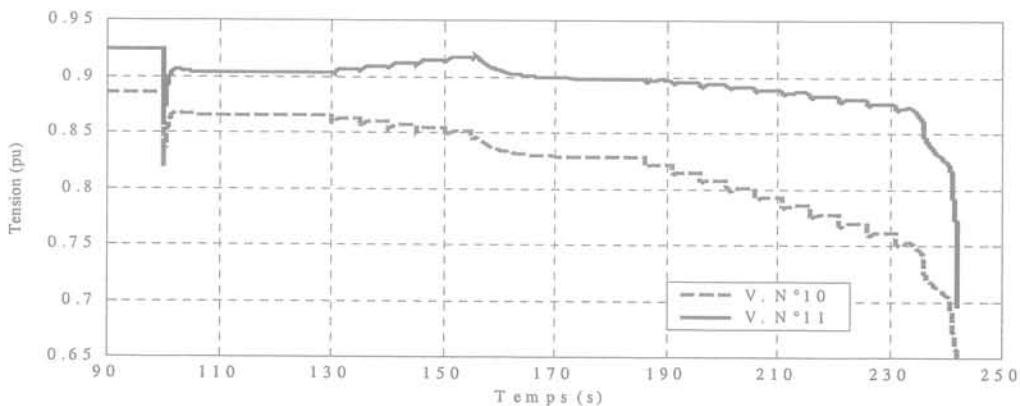


Fig. 3-11. Tension au nœud 10 et au nœud 11 pour le cas E

La tension au nœud secondaire augmente, de 0,903 pu et atteint sa valeur désirée de 0,917 pu alors que la tension primaire diminue de 0,865 pu à 0,85 pu, au même instant (55 s après la perturbation). A partir de cette valeur désirée, le régulateur en charge de transformateur bloque ses prises. Malheureusement, en atteignant la limite de puissance réactive du générateur N°3, la tension du nœud de charge diminue, donc le régulateur en charge commence à augmenter ses prises de nouveau, ce qui fait augmenter la perte réactive dans le réseau. Cette action fait diminuer à la fois la tension aux nœuds primaire et secondaire. La vitesse de la

chute de tension secondaire est lente alors que celle de la tension primaire commence à augmenter. L'écroulement de tension s'effectue dans ce réseau 142,2 s après perturbation. En résumé, le réseau devient instable à cause de l'action du régleur en charge de transformateur.

III.4.4.3.3 Courbe P-V

La figure 3-12 représente la courbe de la tension au nœud primaire (V-N°10) en fonction de la charge au nœud secondaire (P-N°11). Sur cette figure, A est le point de fonctionnement initial, B est le point de fonctionnement à l'instant de la perturbation ; D est le point après la perturbation et C est le point critique du réseau pour ce nœud de charge.

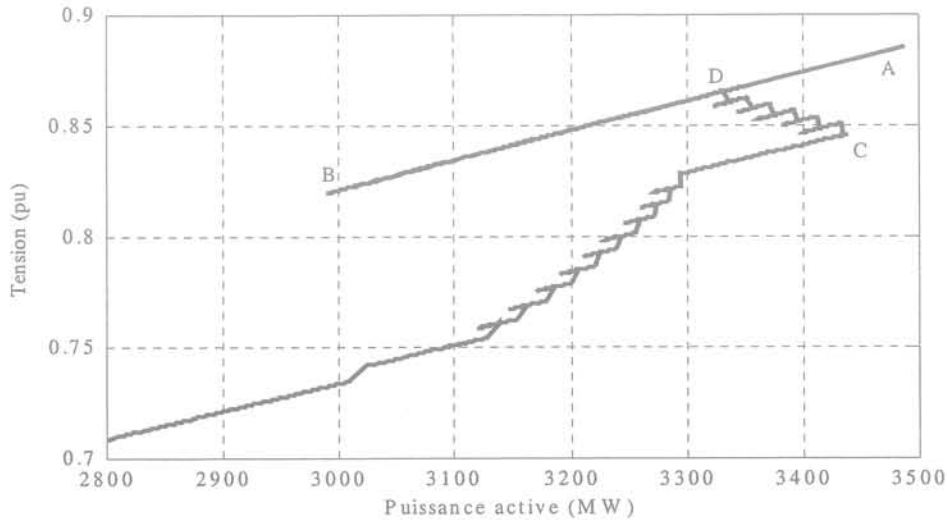


Fig. 3-12. P-V courbe du cas E

A l'état initial (A), la charge du nœud secondaire est de 3486 MW, ce qui correspond à la tension du nœud primaire de 0,885 pu. A l'instant de la perturbation (B), la charge chute à 2990 MW, ce qui correspond à la tension 0,8196 pu. Après la perturbation (D), la charge revient à 3330 MW et la tension est 0,865 pu. La tension au nœud de charge (secondaire) est toujours inférieure à sa valeur initiale, c'est pourquoi le régleur en charge augmente automatiquement ses prises pour augmenter la tension et aussi la charge. A partir du point D, la tension secondaire et la charge augmentent alors que la tension primaire diminue. Au point C, la capacité de restauration de charge est maximale (3435 MW) ; ce point correspond à la tension désirée côté secondaire (0,917 pu), 55 s après la perturbation. En dépassant le point critique (C), la tension et la charge diminuent de plus en plus rapidement ; en conséquence, la dégradation du réseau est aussi de plus en plus rapide. Enfin, l'écroulement total de tension a lieu dans ce réseau.

Cette figure montre aussi la quantité de la variation de charge à chaque étape de changement de prises de transformateur.

III.4.5 Effet du TRC et de la charge constituée d'un moteur asynchrone

La configuration du réseau dans ce cas est la même que dans le cas E précédent, la seule différence est la modélisation de la charge au nœud N°8. La charge de ce nœud, dans ce cas (cas F), est modélisée à moitié comme une charge à MVA constants et à moitié comme un moteur asynchrone. La modélisation des éléments du réseau pour ce cas est présentée dans le tableau 3.5 suivant. Les résultats de la comparaison de la tension au nœud N°11, les

évolutions des prises de transformateur réglable en charge et la puissance réactive du moteur sont présentées.

Charge	Nœud 8	50% de charge à MVA constants 50% de charge de moteur
	Nœud 11	Impédance constante
limite de I_{fd}	Générateur 1	Nœud infini
	Générateur 2	Limité
	Générateur 3	Limité
TRC	Nœud 10 - 11	Utilisé
	Les autres	Non utilisé

Tableau 3-5: La modélisation du réseau pour le cas F

III.4.5.1.1 Tension

Les évolutions de la tension au nœud N°11 pour le cas E et le cas F, sont présentées sur la figure 3.13. Ces valeurs sont identiques dans un premier temps.

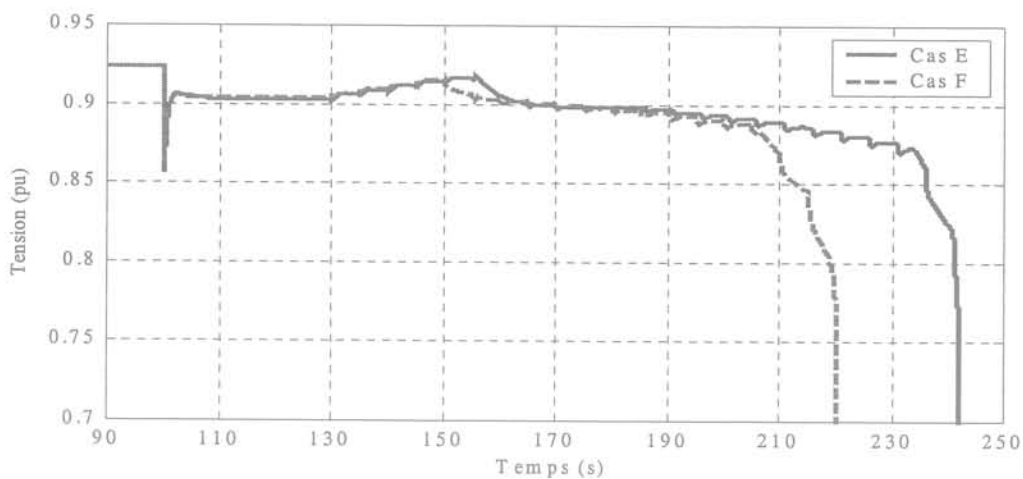


Fig. 3-13. La tension au nœud 11 pour les cas C et D

Le régleur en charge augmente ses prises pour que la tension de ce nœud puisse augmenter vers la valeur désirée, de la même façon dans les deux cas. Malheureusement, au cas F, le courant d'excitation du générateur N°3 atteint le seuil maximal avant que la tension de ce nœud atteigne la valeur désirée. Après avoir atteint le seuil maximal du courant, la tension au nœud diminue puis la dégradation de tension se produit dans le réseau (cette étude correspond au cas 4 de la figure 3-3). La dégradation de tension du cas F est plus rapide que dans le cas E à cause de la charge du moteur à induction. L'écroulement total de tension du réseau s'effectue 120 s après la perturbation (le cas C est à 142,2 s).

III.4.5.1.2 Action du réglage en charge

Normalement, le dispositif de régleur en charge de transformateur doit équiper le nœud de charge (nœud secondaire). L'explication du fonctionnement du régleur en charge de transformateur est décrite dans III.3.2.1.

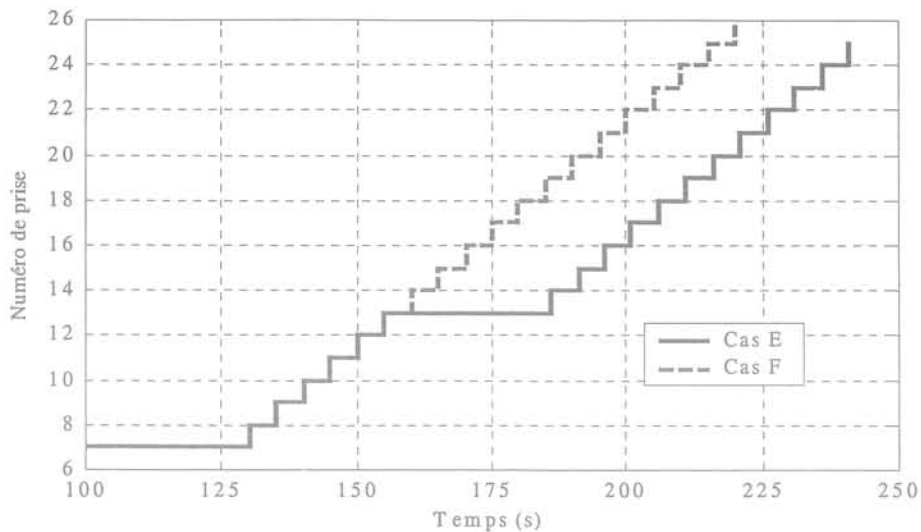


Fig. 3-14. Numéro de prise de transformateur réglable en charge pour le cas C et le cas D

Les évolutions du régleur en charge de transformateur pour le cas C et le cas D sont présentées sur la figure 3.14. La prise initiale avant perturbation est au niveau 7. Après perturbation, la tension du nœud secondaire est inférieure à la valeur initiale, c'est pourquoi le régleur en charge doit agir après avoir atteint la durée d'armement 30 s. Pour le cas C, après avoir atteint la tension désirée, au niveau 13, le régleur en charge bloque ses prises. A partir de cet instant, la tension diminue c'est pourquoi le régleur en charge agit sur ses prises de nouveau jusqu'à l'état d'écroulement total de tension dans le réseau. Pour le cas D, la tension au nœud de charge n'a jamais atteint la valeur désirée, c'est pourquoi le régleur continue à augmenter ses prises jusqu'à l'état d'écroulement total de tension dans le réseau.

III.4.5.1.3 Puissance réactive du moteur

La figure 3-15 présente l'évolution de la puissance réactive du moteur à induction. Sa puissance réactive initiale est de 1098 Mvar. A l'instant de la perturbation, la puissance réactive chute brutalement à 1040 Mvar puis re-augmente jusqu'à 1080 Mvar. Pendant la période des actions du régleur en charge, le moteur peut conserver sa puissance réactive presque constante. En dépassant le point critique de tension, la chute de puissance réactive du moteur est plus importante. Au point d'écroulement total du réseau, l'amplitude de l'oscillation de la puissance réactive du moteur augmente brusquement.

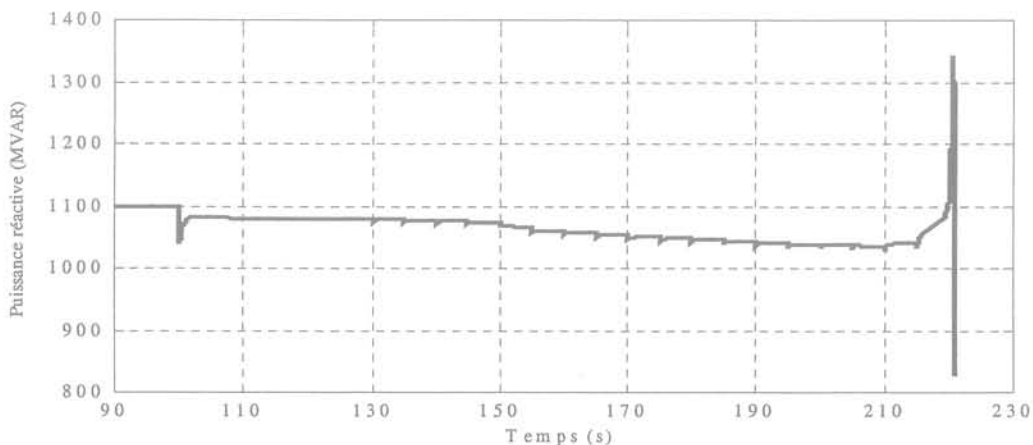


Fig. 3-15. La puissance réactive du moteur pour le cas D

III.4.6 Combinaison entre la simulation dynamique et l'analyse statique

La simulation dynamique permet d'étudier de façon très approfondie tous les comportements (dynamique et statique) du réseau électrique à n'importe quels régimes de fonctionnement avec des résultats plus précis. Elle permet aussi de simuler ces comportements avec les actions de réglage et d'automate, tous les incidents, etc. Par contre, elle présente uniquement quelques indicateurs de risque de l'instabilité. Au contraire, l'analyse statique permet de développer n'importe quels indicateurs de risque de l'instabilité en demandant des données minimales (répartition de puissance) ; mais ses résultats obtenus sont assez approximatifs.

Pour tirer profit des nombreux avantages des études de la stabilité du réseau, la combinaison entre la simulation dynamique et l'analyse statique est réalisée dans ce travail. Le grand avantage de cette combinaison est d'avoir plus d'indicateurs de risque de l'instabilité dans les régimes de fonctionnement, avant et après la perturbation, avec des résultats plus précis.

La simulation dynamique peut donner les résultats des variables associées aux éléments du réseau, à n'importe quel instant. Dans ces résultats, on ne s'intéresse qu'aux variables de tension avec leur déphasage et la quantité de puissance réactive injectée par les compensateurs shunts. La matrice Jacobienne de répartition de puissance peut être construite à partir de ces résultats et les données de topologie du réseau (lignes et transformateurs). Nous nous rappelons aussi que cette matrice peut être construite par trois méthodes classiques : Gauss-Seidel, Newton-Raphson et Découplé rapide [STA-68, KUN-94 SAA-99 etc.].

A partir de cette matrice Jacobienne, plusieurs indicateurs de risque de l'instabilité de tension peuvent être développés. Quelques uns de ces indicateurs sont présentés dans le chapitre II "Analyses Statiques" de cette thèse. Dans ce paragraphe, nous choisissons un seul indicateur, les valeurs propres de la matrice Jacobienne réduite, pour présenter le problème de la stabilité de tension. Ces valeurs propres pour plusieurs instants d'étude, pour le cas E du réseau BPA, sont présentées dans le tableau 3.6.

Valeurs propres	Instant de temps après l'événement du cas E			
	Initial	55 s	56 s	135 s
λ_1	1879.4	1840.3	1836.1	1616.9
λ_2	1297.9	1179.9	1184.8	1082.2
λ_3	1048	1018.9	1019.5	894.24
λ_4	549.03	504.02	504.77	547.63
λ_5	437.04	406.91	409.69	381.89
λ_6	138.25	125.35	208.11	165.19
λ_7	19.563	15.199	91.366	121.6
λ_8			-2.1243	64.712
λ_9				-8.6347
Etat de la stabilité	Stable	Stable	Instable	Instable

Tableau 3.6. Valeurs propres de la matrice Jacobienne réduite pour plusieurs instants d'étude, pour le cas E du réseau BPA.

Ce tableau montre que toutes les valeurs propres sont positives à l'état de fonctionnement initial et 55 s après la perturbation ; cela signifie que le réseau fonctionne en état stable. 56 s et 135 s après la perturbation, il existe une valeur propre négative ; cela signifie que le réseau fonctionne en état instable. Ces résultats mettent en évidence un basculement rapide entre l'état de fonctionnement stable et l'état instable, entre 55 s et 56 s après la perturbation. Ce problème d'instabilité provient de la limitation de puissance réactive du générateur N°3. Ce tableau montre aussi l'augmentation de la taille de cette matrice à cause du nœud de générateur (PV) qui est transféré temporellement au nœud de charge (P-Q). Les résultats de ce tableau et les résultats précédents dans le cas E sont comparables.

Néanmoins, malgré ces grands avantages, cette combinaison des deux analyses présente également quelques inconvénients : ainsi, si les résultats des variables de tension, avec leur déphasage et la quantité de puissance réactive injectée, sont enregistrés par la simulation dynamique en régime transitoire, alors ces résultats ne sont pas utilisables. Mais la plupart des études de la stabilité de tension concerne des phénomènes dynamiques lents, donc cette combinaison a toujours un large avantage dans ce type d'études. Elle peut venir compléter des informations obtenues par la simulation dynamique et l'analyse statique.

III.4.7 Conclusion des résultats

Dans cette section, plusieurs résultats de simulations dynamiques avec l'influence des types de charge, des transformateurs réglables en charge et du système d'excitation des générateurs ainsi que des résultats avec combinaison entre la simulation dynamique et l'analyse statique sont présentés pour l'événement de type déclenchement d'une ligne dans le réseau Bonneville Power Administration BPA. Après avoir analysé ces résultats, les points les plus importants sont abordés ci-dessous :

Influence des types de charge statique : Avec un modèle de charge à MVA constants, le fonctionnement du réseau est devenu plus critique qu'avec un modèle de charge à impédance constante, suite à une perturbation ; parce que la charge à MVA constants ne dépend pas de la tension.

Influence du régleur en charge de transformateur et de la limitation de courant d'excitation : Avec un transformateur réglable en charge, le fonctionnement du réseau est amélioré immédiatement après perturbation parce que la charge et la tension au nœud secondaire sont restaurées grâce au régleur en charge. Mais le fonctionnement du réseau peut ensuite devenir de plus en plus critique si le réseau a un problème de manque de puissance réactive et si le régleur en charge continue à augmenter ses prises. Dans cette partie, l'ensemble des influences du régleur en charge et du système excitation a été examiné pour trois cas d'étude :

- Si aucun générateur n'atteint une limitation du courant d'excitation, alors ces générateurs peuvent produire la puissance réactive rapidement et répondre ainsi à la demande du réseau. Le réseau passe à un autre régime permanent après perturbation avec une tension presque identique à son amplitude initiale pour le nœud réglable en charge.
- Si le générateur dans la zone de charge (générateur N°3) atteint une limitation de courant d'excitation, alors le fonctionnement du réseau devient critique après avoir atteint la limitation de puissance réactive de ce générateur. Mais le fonctionnement du réseau peut atteindre le régime établi grâce à la production non limitée de puissance réactive par d'autres générateurs. Dans cette étude, le réseau fonctionne avec une tension très basse dans un nouveau régime permanent. Mais l'écroulement de tension est évité dans le réseau.

- Si les deux générateurs ont un problème de limitation de puissance réactive, alors le fonctionnement du réseau devient de plus en plus critique. En atteignant la limitation de puissance réactive du générateur dans la zone de charge, la tension aux nœuds dans le réseau commence à chuter de plus en plus progressivement. En atteignant la limitation de puissance réactive du générateur dans la zone de production (générateur N°2) la dégradation rapide de la tension commence à se produire. Enfin l'écroulement de tension a lieu dans ce réseau.

Influence du régulateur en charge de transformateur, de la limitation de courant d'excitation et de charge constituée d'un moteur asynchrone : le fonctionnement du réseau est de plus en plus critique à cause de la consommation plus importante de puissance réactive de la part du moteur. Cette action peut faire augmenter l'amplitude du courant d'excitation des générateurs. Enfin, le blocage de la vitesse du moteur provient de la chute de tension et l'écroulement total de tension se produit dans le réseau.

Enfin, la combinaison entre la simulation dynamique et l'analyse statique a été réalisée. Le grand avantage de cette combinaison est d'avoir plus d'informations sur les régimes de fonctionnement avant et après la perturbation avec des résultats plus précis. Elle peut compléter des informations sur ce qu'il manque aux deux analyses. Par contre, ses résultats en régime transitoire ne sont pas utilisables.

Les mesures correctrices comme la compensation de charge dans le régulateur de tension pour éviter le problème d'écroulement de tension dans ce réseau, seront présentées dans le chapitre suivant.

III.5 SIMULATIONS DYNAMIQUES POUR LE RESEAU VIETNAMEN

Dans cette section, les résultats de la simulation dynamique pour le réseau vietnamien sont présentés. Deux configurations de ce réseau sont étudiées. La première correspond au réseau de l'année 2000 et la deuxième à celui de l'année 2005. La description générale du réseau vietnamien est présentée dans l'introduction générale de cette thèse.

III.5.1 Réseau vietnamien en 2000

Les simulations sont effectuées pour le deuxième scénario du réseau vietnamien en 2000. Ce scénario est défini dans l'introduction générale. Il ne comporte pas la centrale hydraulique Yaly, ni la deuxième ligne 500 kV entre Pleicu 500 et Phu Lam 500. Deux types de perturbation, l'augmentation progressive de charge et la restauration de charge, sont examinés dans ce réseau [PRA-00].

III.5.1.1 Augmentation progressive de charge

L'augmentation progressive de charge est définie de façon suivante: à partir de l'instant $t = 100$ s, les charges active et réactive de la région du Sud sont progressivement augmentées avec un facteur de 0.01% par seconde (de la charge initiale). Dans ce réseau, la puissance active fournie par les générateurs est considérée constante, excepté pour le générateur bilan (Hoa Binh) qui se trouve dans la région du nord. Les résultats des évolutions de tension aux nœuds de charge, des puissances active et réactive des générateurs, du transit de puissance active et réactive sur la ligne 500 kV et les courbes P-V aux nœuds de charge seront présentés dans cette étude.

III.5.1.1.1 Tension aux nœuds

- Plan de tension

La figure 3-16 présente les plans de tension du réseau pour le cas initial (avant l'événement) et à l'instant 1600 s (1500 s après l'événement). Ces deux plans peuvent être employés comme un indicateur de la distance du point de vue de la stabilité de tension entre le point du fonctionnement initial et le point du fonctionnement à 1600s. L'augmentation de charge s'effectue dans la région du sud et la seule source de puissance active qui peut varier se trouve à l'extrémité de la ligne 500 kV dans la région du nord, alors que le transit de puissance est de plus en plus important sur la ligne 500 kV. Dans ce cas, la tension aux nœuds dans la région du nord n'est pas intéressante à étudier. Par contre, la variation de la tension aux nœuds dans la région du sud est très importante. De plus, le transit de puissance de la région du nord vers la région du sud en traversant la région du centre, entraîne une variation importante de la tension aux nœuds dans la région du centre (de plus, la tension initiale aux nœuds de cette région est très basse).

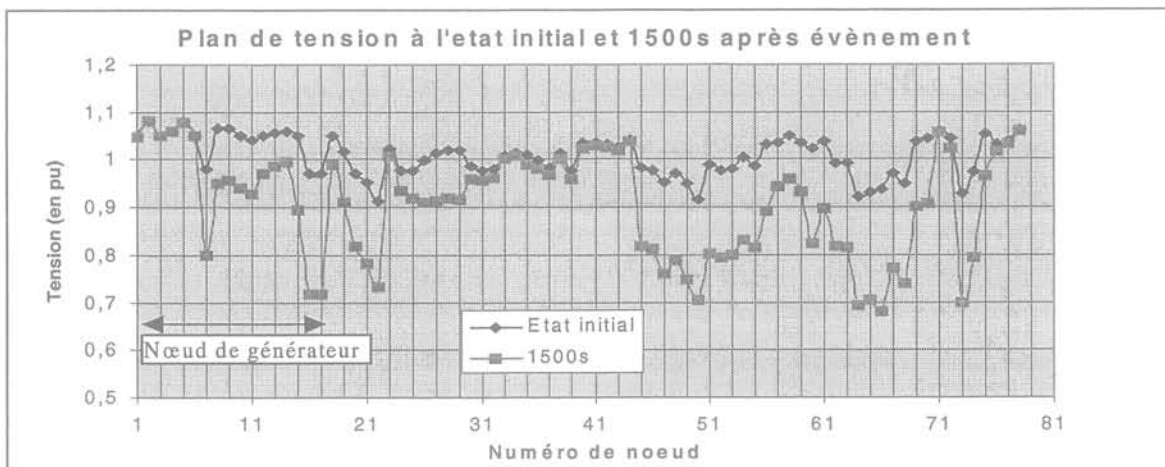


Fig. 3-16: Plan de tension du réseau vietnamien en 2000

La tension terminale des générateurs dans la région du nord ne varie pas alors que celle dans la région du sud (N°7 à N°17) varie de façon importante ; ceci est dû au problème de la limitation de puissance réactive de ces générateurs. La variation de la tension aux nœuds 500 kV (N°18 à N°22) se fait dans l'ordre croissant de la région du nord vers celle du sud. La variation de la tension aux nœuds 220 kV, dans la région du nord (N°23 à N°44), n'est pas importante. La variation de la tension aux nœuds 220 kV, dans la région du centre (N°45 à N°50) et dans la région du sud (N°51 à N°75), est plus importante que celle des nœuds au nord. Les nœuds (N°71, N°72 et N°76 à N°78) sont les nœuds au nord. Les classements de ces nœuds en numéro et en zone sont présentés dans le tableau A.3 de l'annexe A.

A partir de cette figure, on constate que la variation de tension d'un nœud est plus importante si la tension initiale de ce nœud est basse.

- Tension aux nœuds de charge

Les figures 3-17 et 3-18 présentent l'évolution de la tension aux nœuds Thot Not 220 kV et Phu My 220 kV dans la région du sud, respectivement. Après l'augmentation de charge, la tension aux nœuds dans la région du centre et du sud baisse progressivement. Environ 1200 s

après l'événement, la tension de ces nœuds baisse de plus en plus rapidement, donc une dégradation rapide de tension a lieu dans ce réseau. L'écroulement total du réseau apparaît 1518 s après l'événement.

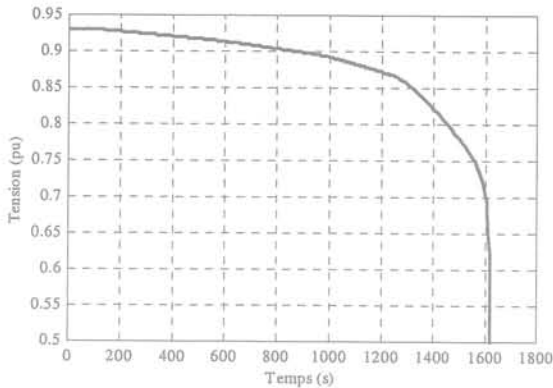


Fig. 3-17. Tension au nœud Thot Not 220

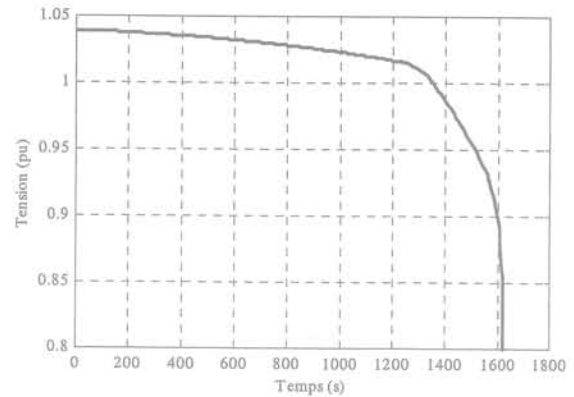


Fig. 3-18. Tension au nœud Phu My 220

La variation de la tension au nœud Thot Not 220 kV est plus importante que celle au nœud Phu My 220 kV ; parce que le nœud Phu My 220 kV se trouve du côté d'une source de production et que sa tension initiale est plus élevée que celle le nœud Thot Not 220 kV qui est plus éloignée d'une source de production. Les résultats des évolutions de la tension aux nœuds dans le réseau montrent que le nœud Thot Not 220 kV est un des nœuds les plus critiques.

III.5.1.1.2 Puissance active et réactive des machines

- Puissance active

L'évolution de la puissance active fournie par la machine Hoa Binh (machine bilan) est présentée sur la figure 3-19. Lors de l'augmentation progressive de charge, cette machine augmente sa production de façon à équilibrer la production et la charge (c'est la seule machine dont la puissance active peut varier). La puissance active maximale que cette machine peut produire dans ce cas est de 1811 MW (environ 1150 s après l'événement) alors que sa puissance active initiale est de 1521 MW. Ce résultat montre que cette machine ne peut pas produire la puissance active jusqu'à sa limite (1920 MW) à cause de l'écroulement de tension dû à la contrainte du transit de puissance (voir la figure 3-21). Après avoir atteint la valeur maximale, cette puissance diminue à cause de la diminution de la charge aux nœuds, en raison de la chute rapide de la tension de ces nœuds.

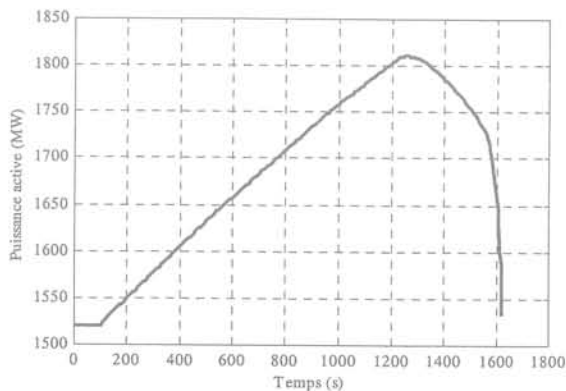


Fig. 3-19 Puissance active du générateur Hoa Binh

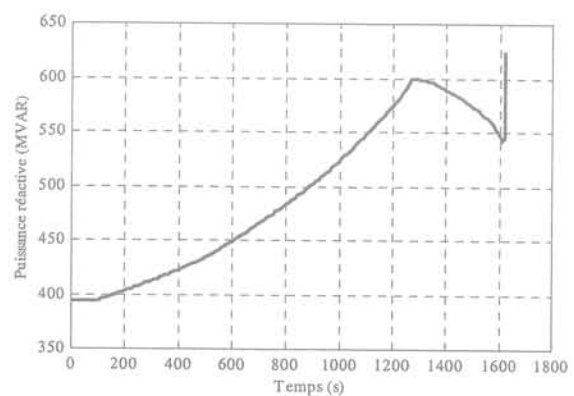


Fig. 3-20 Puissance réactive du générateur Phu My 2

- *Puissance réactive*

L'évolution de la puissance réactive fournie par machine Phu My 2 (dans la région du sud) est présentée sur la figure 3-20. Les différentes machines du réseau doivent augmenter leur production de puissance réactive (la puissance réactive de chaque machine peut varier dans ses limites) de façon à équilibrer la production et la charge, après l'événement. La puissance réactive initiale de cette machine est de 394 Mvar. Cette machine augmente sa puissance réactive jusqu'à la valeur maximale de 599 Mvar (environ 1180 s après de début de l'augmentation) alors que sa limite est de 600 Mvar. La limite de puissance réactive des machines est contrôlée par le régulateur de tension associé au système d'excitation. Comme la puissance active, après atteint la valeur maximale, cette puissance diminue à cause de la chute plus rapide de tension sur l'ensemble du réseau.

III.5.1.1.3 Transit de puissance sur la ligne 500 kV

- *puissance active*

L'évolution de transit de puissance active sur la ligne 500 kV entre Hoa Binh 500 kV et Ha Tinh 500 kV est présentées sur la figure 3-21. A partir de cette figure, on constate que le transit de puissance active sur cette ligne augmente de sa valeur initiale 734 MW à la valeur maximale 998 MW (environ 1150 s après l'événement) alors que la limite thermique de cette ligne est de 2000 MW environ. Ce résultat montre que la limite de stabilité de tension de cette ligne est deux fois plus petite que sa limite thermique, car ce réseau est très étendu.

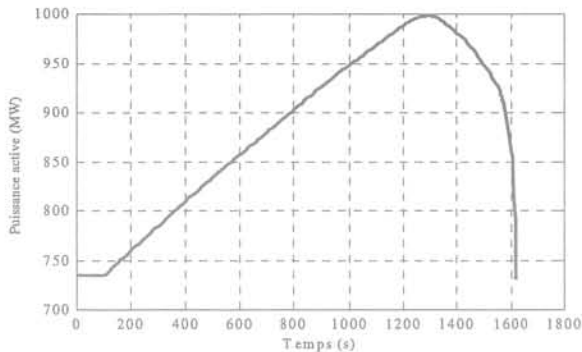


Fig. 3-21. Transit de puissance active sur la section entre Hoa Binh 500 kV et Ha Tinh 500 kV

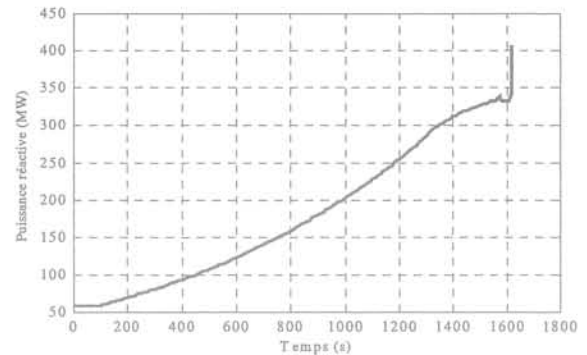


Fig. 3-22. Transit de puissance réactive sur la section entre Hoa Binh 500 kV et Ha Tinh 500 kV

- *Puissance réactive*

L'évolution de transit de puissance réactive sur la ligne 500 kV entre Hoa Binh 500 kV et Ha Tinh 500 kV est présentée sur la figure 3-22. A partir de cette figure, on observe que le transit de puissance réactive sur cette ligne, initialement à une valeur faible (59 Mvar), augmente progressivement sans limitation jusqu'au moment de l'écroulement total de tension du réseau dû à l'atteinte de puissance active maximale transmission. On constate que même après le début de l'écroulement de tension, le transit de puissance réactive augmente toujours.

III.5.1.1.4 Courbes P-V aux nœuds

Les évolutions des courbes P-V pour quelques nœuds de charge dans la région du sud sont présentées sur les figures 3-23 et 3-24. La figure 3-23 présente la courbe au nœud Phu Lam 220 kV et la figure 3-24 présente les courbes aux nœuds Cai Lai 220 kV et Thot Not 220 kV.

L'influence de la variation de l'augmentation de charge active sur la tension de chaque nœud peut être déterminée par ces courbes.

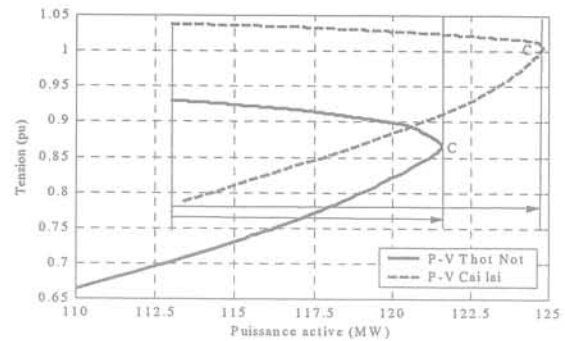
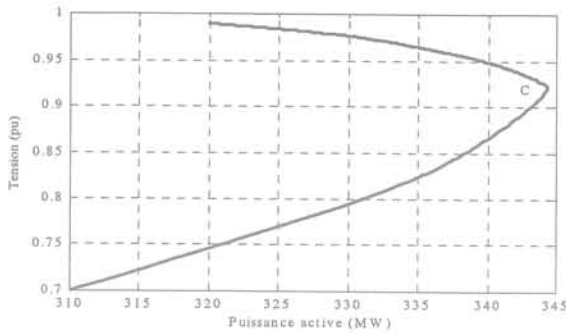


Fig. 3-23. Courbe P-V du nœud Phu Lam 220 Fig. 3-24. Courbe P-V des deux autres nœuds

D'après la figure 3-23, la charge active initiale au nœud Phu Lam 220 kV est de 320 MW, pour une tension correspondante de 0,99 pu. Jusqu'au début de l'écroulement de tension, la charge active de ce nœud peut augmenter jusqu'à la valeur maximale 344 MW pour une tension de 0,92 pu. Donc la variation de charge entre le point du fonctionnement initial et le point critique est de 24 MW, pour une variation de tension de 0,068 pu.

D'après la figure 3-24, la charge active initiale aux nœuds Cai Lai 220 kV et Thot Not 220 kV est la même, 113 MW, mais les tensions aux nœuds sont différentes. La tension initiale au nœud Cai Lai 220 kV est de 1,038 pu et celle au nœud Thot Not 220 kV est de 0,93 pu. La variation de la charge entre le point de fonctionnement initial et le point critique pour le nœud Cai Lai 220 kV est de 11,8 MW, pour une variation de tension de 0,032 pu. La variation de la charge du nœud Thot Not 220 kV est de 9,6 MW, pour une variation de tension de 0,063 pu. La charge active initiale des deux nœuds est la même, mais sous une tension à Cai Lai 220 kV plus grande que celle à Thot Not 220 ; c'est pourquoi la variation de charge active au nœud Cai Lay 220 kV est avant l'écroulement de tension plus grande que celle au nœud Thot Not 220 kV (3,27 MW de plus).

A partir de ces résultats, on constate que les nœuds Phu Lam 220 kV et Thot Not 220 kV voient leur tension chuter nettement plus rapidement que le nœud Cai Lai 220 kV ; à noter que ce dernier est exploité à une tension initiale plus élevée.

III.5.1.2 Restauration de charge

Dans cette partie, la restauration de charge est définie de la façon suivante : à l'instant $t = 100$ s, une charge supplémentaire de 160 MW et de 166 Mvar est connectée au nœud Phu Lam 220 kV. La configuration et les conditions du fonctionnement de réseau sont les mêmes que dans le cas précédent. Les résultats des évolutions de tension aux nœuds de charge sont présentés ainsi que la vitesse de quelques machines et le transit de puissances active et réactive sur la ligne principale 500 kV.

III.5.1.2.1 Tension et vitesse

- Tension

L'évolution de la tension au nœud Phu Lam 220 kV (nœud où la charge est connectée) est présentée sur la figure 3-25. Quand la charge est restaurée, la tension de ce nœud chute

brutalement de 0,989 pu à 0,913 pu. A la suite de la perturbation, après une brève phase transitoire, on observe des oscillations amorties avec une fréquence propre très faible (période propre de 70 s environ). Le régime établi du réseau est retrouvé environ 200 s après la perturbation avec une tension de 0,942 pu pour ce nœud.

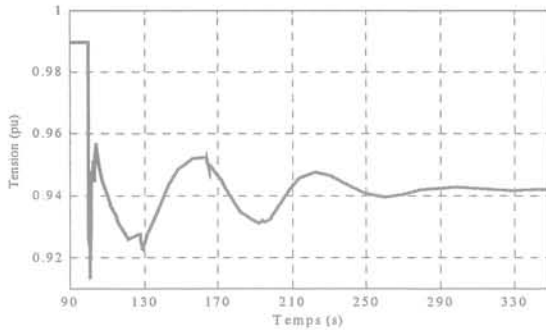


Fig. 3-25. Tension au nœud Phu Lam 220

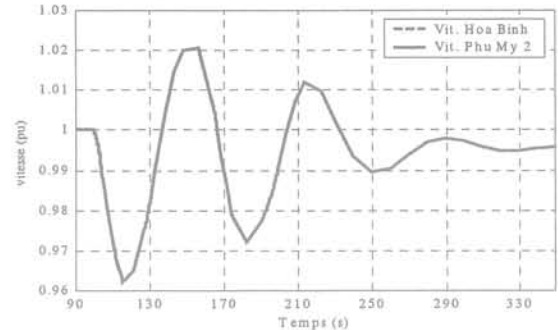


Fig. 3-26. Vitesse des machine Hoa Binh et Phu My 2

- *Vitesse*

Les évolutions de la vitesse de la machine Hoa Binh (au nord) et de la machine Phu My 2 (au sud) sont présentées sur la figure 3-26. La vitesse des machines dans le réseau est identique dans tous les régimes, pour ce cas. Juste après que la charge soit restaurée, la vitesse de chaque machine diminue, ce qui est normal compte tenu de l'équation mécanique pour chaque groupe turbine-alternateur. Avant d'atteindre le régime établi, trois oscillations de la vitesse apparaissent dans le réseau avec une fréquence propre lente et presque constante. L'amplitude minimale de vitesse est de 0,962 pu, l'amplitude maximale est de 1,02 pu et celle en régime établi est de 0,996 pu.

III.5.1.2.2 Transit de puissance

- *Puissance active*

L'évolution du transit de puissance active sur la ligne 500 kV entre Hoa Binh 500 kV et Ha Tinh 500 kV est présentée sur la figure 3-27. Au moment où la charge est restaurée, le transit de la puissance active augmente brutalement de façon à équilibrer la production et la consommation. Comme pour la tension, des oscillations apparaissent dans le réseau après la perturbation. L'amplitude maximale de la puissance active sur cette ligne est de 966 MW alors que sa valeur initiale est de 734 MW. Le transit de puissance active en régime établi après perturbation est de 874 MW.

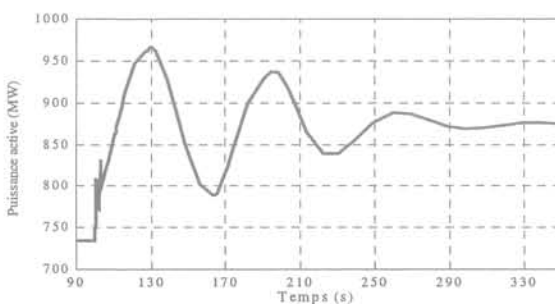


Fig. 3-27 Transit de puissance active sur la section de Hoa Binh 500 à Ha Tinh 500

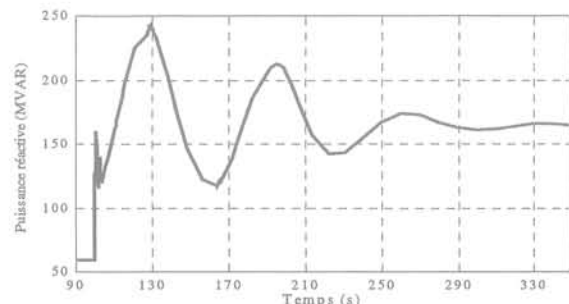


Fig. 3-28. Transit de puissance réactive sur la section de Hoa Binh 500 à Ha Tinh 500

- Puissance réactive

L'évolution du transit de puissance réactive sur la ligne 500 kV entre Hoa Binh 500 kV et Ha Tinh 500 kV est présentée sur la figure 3-28. Comme pour la puissance active, au moment où la charge est restaurée, le transit de la puissance réactive augmente brutalement de façon à équilibrer la production et la consommation. L'amplitude maximale de la puissance réactive sur cette ligne est de 243 Mvar alors que sa valeur initiale est de 59 Mvar. Le transit de puissance réactive sur cette ligne en régime établi après perturbation est de 164 Mvar.

III.5.2 Réseau vietnamien 2005

Les simulations sont effectuées pour le premier scénario du réseau vietnamien en 2005. Ce scénario est défini dans l'introduction générale. Deux types d'événements, l'augmentation progressive de charge et une perte d'une ligne, sont examinés pour ce réseau. L'augmentation progressive de charge pour ce scénario se fait en deux catégories : i) la puissance active de toutes les machines est considérée constante, sauf pour la machine bilan ; ii) la puissance active de chaque machine varie.

III.5.2.1 Augmentation progressive de charge avec une puissance active constante de chaque machine sauf pour la machine bilan (Hoa Binh)

Dans ce cas, l'événement correspondant à l'augmentation de charge est défini de la façon suivante : à partir de l'instant $t = 100$ s, les charges active et réactive de la région du Sud sont progressivement augmentées avec un facteur de 0.01% par seconde (de la charge initiale). Dans ce réseau, la puissance active fournie par les machines est considérée constante, excepté pour le générateur bilan (Hoa Binh) qui se trouve dans la région du nord. Les résultats des évolutions de tension aux nœuds de charge, des puissances active et réactive de générateur, du transit de puissances active et réactive sur une ligne 500 kV et les courbes P-V aux nœuds de charge sont présentés dans cette étude [TRA-00].

III.5.2.1.1 Tension et puissance réactive

La figure 3-29 représente les évolutions de la tension aux nœuds Phu Lam 220 kV, Ba Ria 220 kV et Thot Not 220 kV dans la région du sud. L'écroulement total du réseau 2347,5 s a lieu après l'événement. La valeur initiale de la tension et sa variation en chaque nœud sont corrélées : le nœud qui a la tension initiale la plus basse subit une variation de tension plus importante en valeur relative.

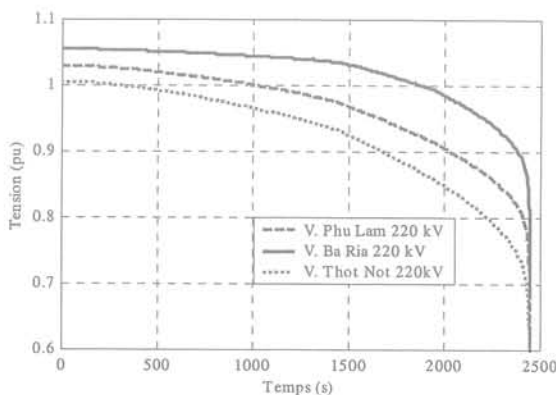


Fig. 3-29. Tension aux nœuds de charge

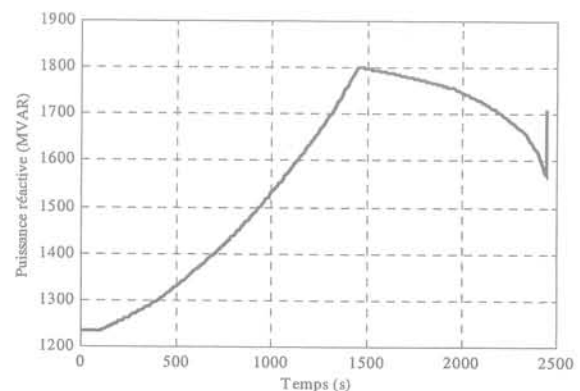


Fig. 3-30. Puissance réactive de la Machine Phu My 2

L'évolution de la puissance réactive fournie par la machine Phu My 2 (dans la région du sud) est présentée sur la figure 3-30. Après l'événement, les machines doivent augmenter leur production de puissance réactive (la puissance réactive de chaque générateur peut varier dans leurs limites) de façon à équilibrer la production et la charge. La puissance réactive initiale de cette machine est de 1234 Mvar. Cette machine produit la puissance réactive jusqu'à sa valeur limite 1800 Mvar (environ 1360 s après l'événement). La limite de puissance réactive des machines est contrôlée par le régulateur de tension associé au système d'excitation. Après avoir atteint la valeur maximale, cette puissance diminue à cause de la chute plus rapide de la tension sur l'ensemble du réseau.

III.5.2.1.2 Puissance active et courbes P-V

L'évolution de la puissance active fournie par la machine Hoa Binh (machine bilan) est présentée sur la figure 3-31. Après l'événement, cette machine augmente sa puissance active de façon à équilibrer la production et la charge (c'est le seul générateur dont la puissance active peut varier). La puissance active maximale que cette machine peut produire dans ce cas est de 1965 MW (environ 1320 s après l'événement) alors que sa puissance active initiale est de 1585 MW. Ce résultat montre que cette machine a atteint la limitation de puissance active (1920 MW) à cause de la demande de la charge avant d'avoir atteint la contrainte de la limite de stabilité de tension pour la ligne de transmission. Cette limitation est contrôlée par le système de régulation de vitesse de cette machine. Après avoir atteint la valeur maximale, cette puissance diminue à cause de la diminution de la charge aux nœuds, en raison de la baisse rapide de la tension de ces nœuds.

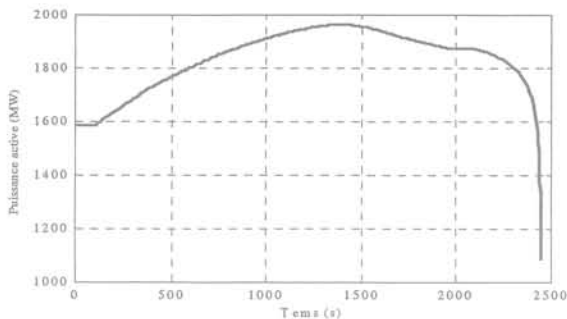


Fig. 3-31. Puissance active de la Machine Hoa Binh

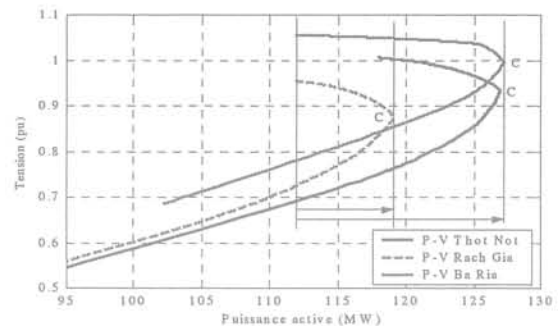


Fig. 3-32. Courbes P-V aux nœuds de charge

La figure 3-32 représente la courbe P-V aux nœuds Thot Not 220 kV, Rach Gia 220 kV et Ba Ria 220 kV. Sur cette figure, la charge active initiale aux nœuds Ba Ria 220 kV et Rach Gia 220 kV est la même, 112 MW, mais sous des tensions différentes. La tension initiale au nœud Ba Ria 220 kV est de 1,055 pu et celle au nœud Rach Gia 220 kV est de 0,955 pu. La variation de la charge du nœud Ba Ria 220 kV est de 15,2 MW, pour une variation de tension de 0,06 pu. La variation de la charge du nœud Rach Gia 220 kV est de 7 MW, pour une variation de tension de 0,084 pu. La variation de charge active du nœud Ba Ria 220 kV est plus grande que celle du nœud Rach Gia 220 kV grâce à sa tension initiale plus élevée.

III.5.2.1.3 Transit de puissance

- puissance active

L'évolution de transit de puissance active sur la ligne 500 kV entre Hoa Binh 500 kV et Ha Tinh 500 kV est présentée sur les figures 3-33. A partir de cette figure, on constate que le

transit de puissance active sur cette ligne augmente de sa valeur initiale 363 MW à la valeur maximale 880 MW (palier entre 1400 s et 1700 s après l'événement) alors que la limite de la stabilité de tension de cette ligne est de 1000 MW environ (voir dans la figure 3-21). Ce résultat montre que le transit maximal de puissance active de cette ligne est inférieur à la limite de stabilité de tension du fait que l'on atteint la limitation de puissance active produite par la machine bilan Hoa Binh.

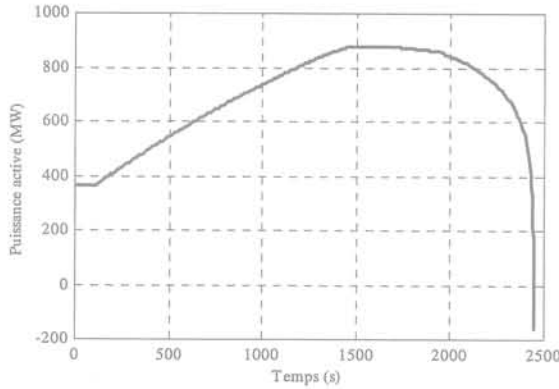


Fig. 3-33. Transit de puissance active sur la section entre Hoa Binh 500 Ha Tinh 500

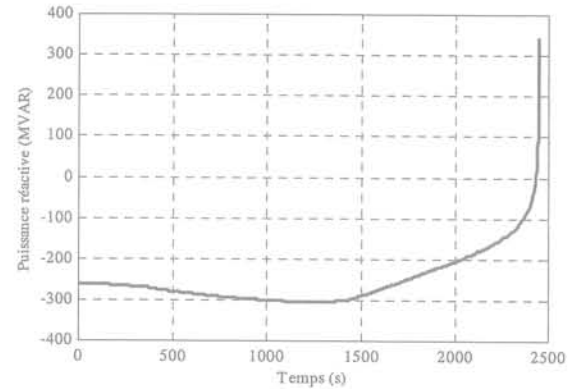


Fig. 3-34. Transit de puissance réactive sur la section entre Hoa Binh 500 Ha Tinh 500

- puissance réactive

Le transit de puissance réactive se fait de la région du sud vers la région du nord, contrairement au sens du transit de la puissance active. L'évolution du transit de puissance réactive sur la ligne 500 kV entre Hoa Binh 500 kV et Ha Tinh 500 kV est présentée sur la figure 3-34. A partir de cette figure, on constate que le transit de puissance réactive sur cette ligne diminue très légèrement jusqu'à une valeur minimale (les machines dans la région du sud atteignent leurs limites de puissance réactive). Puis le transit de puissance réactive augmente jusqu'à l'écroulement apparaît dans le réseau.

III.5.2.2 Augmentation progressive de charge avec une puissance active variable pour chaque machine

Dans ce cas, l'événement du type augmentation de charge est défini de la façon suivante : à partir de l'instant $t = 100$ s, les charges active et réactive dans toutes les régions sont progressivement augmentées avec un facteur de 0.01% par seconde (de la charge initiale). Dans ce réseau, la puissance active fournie par les différentes machines est variable. Les résultats des évolutions de tension aux nœuds de charge, des puissances active et réactive des générateurs, du transit de puissances active et réactive sur une ligne 500 kV et les courbes P-V aux nœuds de charge sont présentés dans cette étude.

III.5.2.2.1 Tension et Puissance réactive

La figure 3-35 représente les évolutions de la tension aux nœuds Phu Lam 220 kV, Ba Ria 220 kV et Thot Not 220 kV dans la région du sud. L'écroulement total du réseau apparaît 2084,4 s après l'événement. En comparant avec le cas précédent, la variation de tension dans ce cas est moins importante que celle dans le cas précédent (augmentation progressive de charge avec une puissance active constante de chaque machine). Ces tensions diminuent avec une vitesse presque constante jusqu'au point d'écroulement de tension. On retrouve le fait que

le nœud qui a la tension initiale la plus grande a une variation de tension moins importante que le nœud qui a la tension initiale la plus basse.

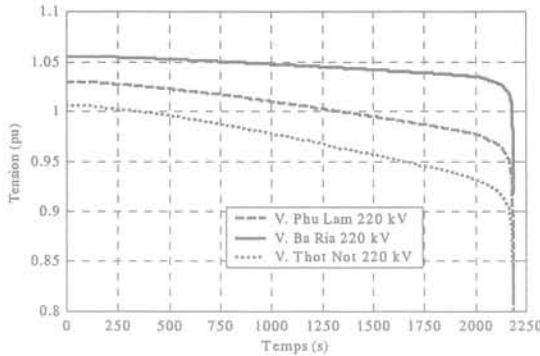


Fig. 3-35. Tension aux nœuds de charge

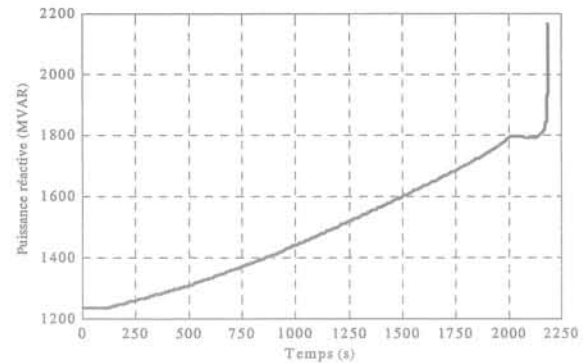


Fig. 3-36. Puissance réactive de la machine Phu My 2

L'évolution de la puissance réactive fournie par la machine Phu My 2 (dans la région du sud) est présentée sur la figure 3-36. Après l'événement, cette machine augmente sa production de puissance réactive initialement égale à 1234 Mvar jusqu'à une valeur limite 1800 Mvar correspond à la chute de courant d'excitation (environ 1920 s après l'événement). Après avoir atteint sa valeur maximale, cette puissance reste presque constante parce que certains autres générateurs n'est pas encore atteint leur limite de courant d'excitation. L'écroulement de tension a lieu quand tous les générateurs ont atteint cette limite.

III.5.2.2.2 Puissance active et courbes P-V

L'évolution de la puissance active fournie par la machine Hoa Binh (machine bilan) est présentée sur la figure 3-37. Après l'événement, cette machine augmente sa production (toutes les machines peuvent faire varier leur puissance active) depuis 1585 MW jusqu'à la valeur maximale 1748 MW (environ 1990 s après l'événement). Ce résultat montre que l'écroulement de tension apparaît dans le réseau avant que toutes les machines atteignent leur limite de puissance active. La cause principale de cet écroulement provient de la limitation de la puissance réactive de chaque machine.

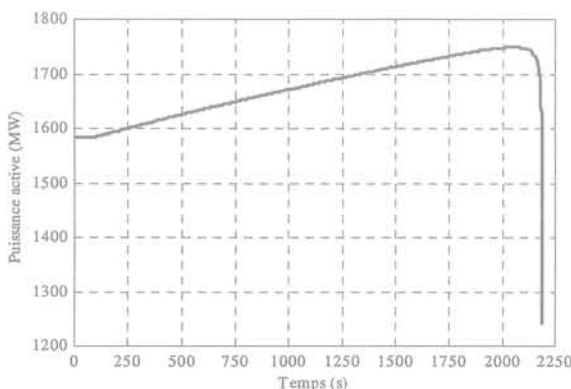


Fig. 3-37. Puissance active de la machine Hoa Binh

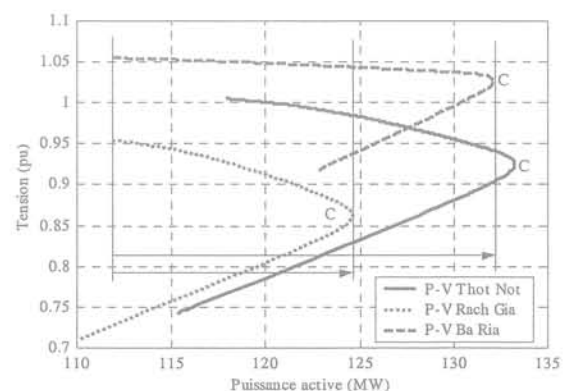


Fig. 3-38. Courbes P-V aux nœuds de charge

La figure 3-38 représente la courbe P-V aux nœuds Thot Not 220 kV, Rach Gia 220 kV et Ba Ria 220 kV. Comme dans le cas précédent, la charge active initiale aux nœuds Ba Ria 220 kV

et Rach Gia 220 kV est la même mais sous des tensions différentes. Le début de l'écroulement de tension correspond, pour le nœud Ba Ria 220 kV, à la charge de 132,1 MW et à la tension de 1,026 pu. Pour le nœud Rach Gia 220 kV, cela correspond à la charge de 124,6 MW et à la tension de 0,865 pu. Les deux nœuds ont la même charge active initiale mais, grâce à sa tension initiale plus élevée, la variation de charge du nœud Ba Ria 220 kV est plus grande que celle du nœud Ria Gia 220 kV (7,5 MW).

III.5.2.2.3 Transit de puissance

- puissance active

L'évolution du transit de puissance active sur la ligne 500 kV entre Hoa Binh 500 kV et Ha Tinh 500 kV est présentée sur la figure 3-39. Contrairement au cas précédent, le transit de puissance active dans ce cas diminue après l'événement. Celui-ci provient de l'augmentation de puissance produite dans toutes les zones et donc le transit de puissance active se fait dans le sens de la région du sud et du centre vers la région du nord. La vitesse de cette variation est lente. Juste avant d'atteindre le point d'écroulement de tension, ce sens est modifié de la région du nord vers la région du centre et du sud avec une vitesse beaucoup plus importante que celle de l'autre sens.

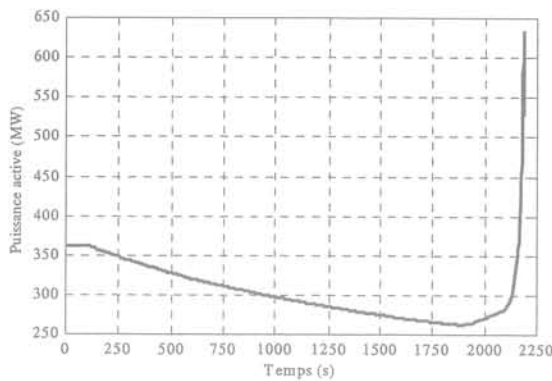


Fig. 3-39. Transit de puissance active sur la section entre Hoa Binh 500 Ha Tinh 500

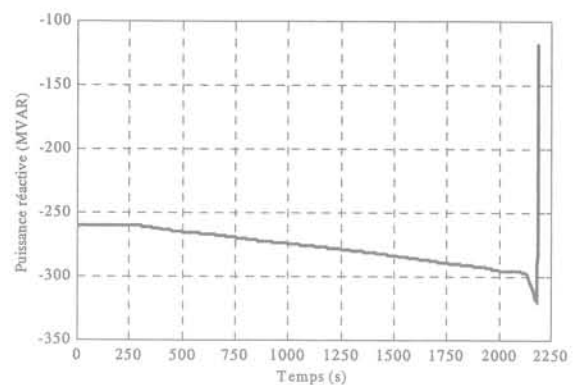


Fig. 3-40. Transit de puissance réactive sur la section entre Hoa Binh 500 Ha Tinh 500

- puissance réactive

L'évolution du transit de puissance réactive sur la ligne 500 kV entre Hoa Binh 500 kV et Ha Tinh 500 kV est présentée sur la figure 3-40. Comme le transit de puissance active, le transit de puissance réactive se fait dans le sens de la région du sud et du centre vers la région du nord avec une vitesse de variation lente tout d'abord. Juste avant d'atteindre le point d'écroulement de tension, cette vitesse devient plus importante parce que la plupart des machines au nord atteignent la limite de puissance réactive. Au point d'écroulement de tension, ce sens est modifié de la région du nord vers la région du centre et du sud avec une forte vitesse de variation.

III.5.2.3 Déclenchement d'une ligne

Dans ce cas, l'événement du déclenchement d'une ligne 500 kV est défini de la façon suivante : à partir de l'instant $t = 100$ s, les charges active et réactive dans la région du sud sont progressivement augmentées avec un facteur de 0.01% par seconde (de la charge initiale). 300s après cet événement, les disjoncteurs des deux extrémités de la première ligne

entre Pleicu 500 kV et Phu Lam 500 kV sont ouverts. Cette ligne n'est alors plus en service. Les résultats des évolutions de tension à un nœud de charge et de la puissance active d'une machine sont présentés dans cette étude.

III.5.2.3.1 Tension

L'évolution de la tension au nœud Bac Lieu 220 kV est présentée sur la figure 3-41. Après l'augmentation de charge, la tension aux nœuds dans la région du sud baisse progressivement. Après le déclenchement de la ligne 500 kV, la tension à ces nœuds chute brutalement. La tension initiale au nœud Bac Lieu 220 kV est de 0,920 pu. Avant le déclenchement de la ligne, elle est de 0,908 pu. Pendant la perturbation, elle chute jusqu'à 0,835 pu. Après la perturbation, des oscillations apparaissent dans le réseau. Le régime établi du réseau est retrouvé environ 200 s après la perturbation, avec plusieurs nœuds qui ont une tension très basse. La tension finale au nœud Bac Lieu 220 kV est de 0,871 pu.

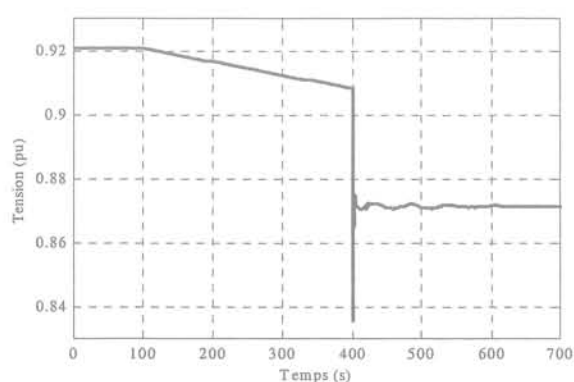


Fig. 3-41. Tension au nœud Bac Lieu 220 kV

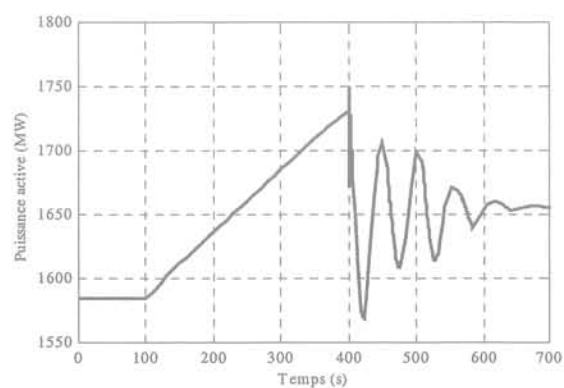


Fig. 3-42. Puissance active de la machine Hoa Binh

III.5.2.3.2 Puissance active de la machine Hoa Binh

L'évolution de la puissance active fournie par la machine Hoa Binh est présentée sur la figure 3-42. Lors de l'augmentation de charge, la puissance active de cette machine augmente progressivement de façon à équilibrer la production et la consommation. Après le déclenchement de la ligne, cette puissance diminue brutalement. Les amplitudes de l'oscillation de puissance active de cette machine sont de plus en plus amorties. Cette machine fournit en régime établi une puissance active de 1656 MW, alors que sa puissance initiale est de 1585 MW.

III.5.3 Conclusion des résultats de simulation du réseau vietnamien

Dans cette section, les résultats de plusieurs types d'événement comme l'augmentation de charge, la restauration de charge et le déclenchement d'une ligne 500 kV ont été présentés pour deux configurations du réseau vietnamien. Après avoir analysé ces résultats, les points importants sont décrits ci-dessous :

En synthèse des différents scénarios d'augmentation progressive de la charge sont :

- Pour l'augmentation de charge avec une puissance active constante de chaque machine sauf pour la machine bilan du réseau vietnamien 2000, l'origine de l'écroulement de

tension vient de ce que l'on a atteint la limite de transit maximal de puissance sur la ligne 500 kV du point de vue de la stabilité de tension.

- Pour l'augmentation de charge avec une puissance active constante de chaque machine sauf pour la machine bilan du réseau vietnamien 2005, l'origine de l'écroulement de tension vient de ce que l'on a atteint la limitation de puissance active de la machine bilan ainsi que la limitation de puissance réactive (en fait courant d'excitation) des générateurs dans le réseau.
- Pour l'augmentation de charge avec une puissance active variable de chaque machine pour le réseau vietnamien 2005, l'origine de l'écroulement de tension vient de ce que l'on a atteint la limitation de puissance réactive (en fait courant d'excitation) des générateurs dans le réseau.

La restauration de charge est examinée sur le réseau vietnamien 2000. Après la restauration de charge, la tension baisse aux nœuds de charge dans la région où la charge est restaurée. Des oscillations apparaissent dans le réseau à une fréquence propre très faible et une amplitude importante au début, mais bien amorties, ensuite le réseau est stable : la tension finale aux nœuds de charge dans cette région est plus basse que leur tension initiale.

Le déclenchement d'une ligne est examiné sur le réseau vietnamien 2005. Après le déclenchement de cette ligne, la tension baisse aux nœuds de charge dans la région où la ligne est déclenchée. Des oscillations apparaissent dans le réseau avec une amplitude des oscillations de puissance importantes qui vont en s'amortissant. Le régime final est stable, mais plusieurs nœuds dans cette région ont une tension très basse.

Une mesure préventive comme l'utilisation de dispositifs de FACTS et une mesure correctrice comme le délestage de charge, pour améliorer la stabilité de tension dans ce réseau, seront présentées dans le chapitre suivant.

III.6 CONCLUSION

Ce chapitre a présentée la simulation dynamique pour deux différents types de réseau : le réseau standard d'étude de la stabilité de tension "Bonneville Power Administration" (BPA) et le réseau réel vietnamien. Pour le réseau BPA, l'influence des types de charge, du système d'excitation et des prises de transformateurs a été examinée. La stabilité de tension est très dépendante des types de charge. Après la perturbation, la qualité de tension au niveau des charges peut être améliorée si transformateur réglable en charge est utilisé. Mais l'écroulement de tension peut se produire si le réseau manque de puissance réactive et que les opérateurs n'ont pas de moyen de compenser ce manque, et si le régulateur en charge continue à augmenter ses prises. Cet écroulement devient plus rapide encore si la charge est du type moteur à induction. Enfin, la combinaison entre la simulation dynamique et l'analyse statique a été réalisée avec l'avantage de compléter des informations sur ce qui manque avec ces deux analyses.

Pour le réseau réel vietnamien, plusieurs types d'événements comme l'augmentation progressive de charge, la restauration de charge et le déclenchement d'une ligne ont été examinés. L'écroulement de tension peut provenir de la limite de capacité de transit de puissance active sur la ligne principale, du point de vue de la stabilité de tension, et des manques de puissances active et réactive des machines dans le réseau. Après la restauration de charge et le déclenchement d'une ligne, des oscillations avec une période propre fiable se

produisent dans le réseau, tout en restant avec des machines toujours synchronisées entre elles.

Ce chapitre sera complété par les mesures préventives et correctrices, de façon à améliorer la stabilité de tension. Ces méthodes de mesures seront présentées dans le chapitre IV suivant. Elles contiennent des utilisations de dispositifs de compensation de charge et de FACTS et le délestage de charge. La minimisation de charge à délester sera proposée dans le chapitre IV suivant.

Chapitre IV : Mesures Préventives et Correctrices

CHAPITRE IV: MESURES PREVENTIVES ET CORRECTRICES

IV.1 INTRODUCTION

On établit une distinction entre *mesures préventives* et *mesures correctrices*, particulièrement dans le domaine de l'exploitation des réseaux. Les mesures préventives sont prises en prévision d'aléas plausibles. Certaines sont coûteuses: rééchelonnement de la production en vue de réduire les importations ou même réduction de la charge. Certaines mesures préventives peuvent s'avérer utiles pour quelques aléas, et inutiles ou même indésirables pour d'autres. Elles sont généralement prises à l'initiative de l'exploitant, sur la base d'une évaluation de la sécurité à l'aide d'un logiciel de gestion de l'énergie ou d'une simulation hors temps réel. Certaines mesures préventives peuvent être à la fois simples et efficaces. Elles peuvent consister par exemple à utiliser un condensateur shunt pour fournir aux groupes une réserve de puissance réactive automatique et à action rapide.

Bien que les mesures préventives contre l'écroulement de tension soient généralement fiables et robustes, les mesures correctrices sont souvent plus efficaces (par rapport à leur coût). Elles ne sont en général utilisées (souvent automatiquement) qu'en cas de perturbation grave. Elles visent à faire passer le réseau d'un état d'urgence à un état d'alerte ou normal, ou d'un état d'alerte à un état normal.

Si l'on se fonde sur la classification des états de fonctionnement du réseau, les mesures préventives de l'effondrement font passer le réseau d'un état d'alerte à un état normal, tandis que les mesures correctrices font passer le réseau d'un état d'urgence à un état d'alerte ou normal.

IV.2 PRINCIPALES MESURES CONTRE L'ECROULEMENT DE TENSION

Voici quelques-unes des principales mesures contre l'écroulement de tension:

- Surveiller la production de puissance réactive des groupes et veiller à ce que les réserves de puissance réactive au niveau de chaque groupe soient toujours suffisantes. Ajuster le réglage et la protection du matériel de production de manière à minimiser les limitations de la capacité en puissance réactive
- Optimiser le réglage des prises des transformateurs de groupe et des transformateurs auxiliaires
- Planifier et utiliser la compensation shunt du réseau de transport de manière à constituer une réserve de puissance réactive adéquate au niveau des groupes, des compensateurs synchrones et des compensateurs statiques
- En cas de forte charge, maintenir une tension élevée sur les réseaux de transport et de répartition et maintenir un profil de tension plat ou optimal. En temps réel, exploiter toutes les ressources de puissance réactive disponibles au moyen d'un réglage coordonné
- Rendre le réglage des batteries de condensateurs shunt et des inductances shunt à commutation mécanique plus sensible en utilisant les signaux à distance (fondés sur la production de puissance réactive des groupes par exemple). La compensation de puissance

réactive peut alors entrer en action avant que les mécanismes de l'instabilité de tension intervenant à plus long terme ne se déclenchent

- Coordonner le transport et la distribution. La baisse de la tension à proximité des zones de charge peut contribuer à nettement réduire les besoins en puissance réactive des charges et des transformateurs HT/MT
- Coordonner les réglages au niveau des changeurs de prise en charge des transformateurs pour améliorer la tenue de la tension (blocage, temps de retard plus longs, limitation du nombre d'échelons)
- Recourir au délestage automatique pour les perturbations dont la probabilité d'occurrence est faible. Il est possible d'accroître la compensation de puissance réactive pour que la fréquence et la durée du délestage soient acceptables. Plusieurs formes de délestage sont disponibles
- Vérifier que les relais de protection des groupes et des lignes de transport ne fonctionnent pas de manière indésirable en cas de surcharge ou de faible tension. Tenir compte des caractéristiques thermiques des lignes de transport en temps réel
- Redistribuer la production des groupes en vue de réduire les importations dans les zones critiques
- Reconfigurer le réseau pour changer les transferts de puissance
- Démarrer des groupes, par exemple des groupes diesel en cas de nécessité
- Ajuster le réglage des systèmes FACTS et HVDC, surtout les valeurs de consignes.

IV.3 METHODES POUR LES MESURES PREVENTIVES

Les configurations de réseau électrique sont de plus en plus complexes du fait des interconnexions, des différents types de centrales et de charge. Du fait de la compétition économique, ces réseaux sont par ailleurs exploités de plus en plus près de la limite de stabilité (point critique). L'objectif principal des compagnies d'électricité est de maintenir l'état du fonctionnement de son réseau le plus éloigné possible de l'état critique tout en minimisant le coût d'exploitation, sans trop de modifications par rapport à l'état déterminé par le calcul de répartition de puissance. Pour satisfaire ces conditions, les méthodes d'élaboration de mesures préventives sont employées. Jusqu'à aujourd'hui, deux méthodes classiques de mise en œuvre de mesures préventives sont couramment utilisées par les compagnies. La première consiste à optimiser le plan de tension dans le réseau ; et la deuxième consiste à minimiser les pertes de puissance active dans le réseau.

Dans cette partie, une nouvelle méthode pour la mesure préventive est proposée ; elle est basée sur la minimisation de l'indicateur L.

Le programme d'optimisation de répartition de puissance (OPF: Optimal Power Flow) est un outil très puissant pour la sélection et la coordination des mesures contre l'effondrement de tension. La nature d'application d'OPF dépend des fonctions d'objectif et des contraintes imposées.

Dans la suite de ce paragraphe, la description générale de ces méthodes est présentée ci-dessous.

IV.3.1 Optimisation du plan de tension

Le plan de tension peut être utilisé comme un indicateur de stabilité de tension. Si la tension d'un nœud du réseau est très basse par rapport à la valeur spécifique (par exemple 1 pu), ce nœud correspond à un nœud critique. Pour chaque état de fonctionnement du réseau, le plan

de tension est obtenu à partir du calcul de répartition de charge. L'objectif principal de cette méthode est de minimiser la distance entre les valeurs de tension de chaque nœud et les valeurs spécifiques (désirées). C'est à dire que dans n'importe régime de fonctionnement du réseau (normal ou en cas d'incident), il faut ramener le plan de tension autour des valeurs fixées. Pour cette raison, le problème d'optimisation du plan de tension peut être défini comme ci-dessous:

$$\text{Min } F_1 = \sum_{i=1}^{n_L} [V_i - V_i^{spec}] \quad (4.1)$$

Où n_L : nombre total des nœuds de charge dans le réseau
 V_i : tension au nœud de charge i
 V_i^{spec} : tension spécifique au nœud de charge i

Les valeurs de contraintes utilisées dans cette méthode sont la valeur maximale et minimale de tension de chaque nœud de charge et la puissance réactive maximale et minimale fournie par chaque générateur. Les variables de réglage sont la tension et la puissance réactive de chaque générateur, la puissance réactive injection de chaque compensateur et les prises de chaque transformateur.

IV.3.2 Minimisation des pertes actives

Les pertes de puissance active peuvent être utilisées comme un indicateur de risque de l'instabilité de tension. Dans un réseau électrique, si cette perte est importante, cela signifie que le point de fonctionnement du réseau est proche du point critique. Pour améliorer la stabilité de tension, la minimisation des pertes de puissance active est utilisée. Cette fonction de minimisation est définie de la façon suivante:

$$\text{Min } F_2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n G_{ij} [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (4.2)$$

Où n : nombre total des nœuds dans le réseau
 G_{ij} : conductance de la branche entre les nœuds i et j
 δ_i, δ_j : angle de tension au nœud i et au nœud j
 V_i, V_j : tension aux nœuds constituant les extrémités de la branche ij

Normalement, dans un réseau électrique, la puissance active fournie par chaque générateur est considérée constante. Les pertes de puissance active peuvent augmenter si le réseau change de point de fonctionnement comme suite à une augmentation de charge, ou une augmentation des pertes des lignes ou des générateurs. Si les pertes deviennent de plus en plus importantes, cela signifie que le réseau commence à se dégrader. Les valeurs de contraintes et les variables de réglage dans cette méthode sont les mêmes que dans la méthode précédente (optimisation du plan de tension).

IV.3.3 Méthode proposée pour les mesures préventives: minimisation des indicateurs de risque d'instabilité de tension

L'indicateur L de chaque nœud de charge varie entre 0 et 1 ; il est défini dans le paragraphe II.2.5. Si le réseau présente au moins un nœud ayant un indicateur très grand (proches de 1),

ce réseau risque l'écroulement de tension. Si on s'assure que le réseau fonctionne avec tous les nœuds ayant des indicateurs très loin de 1 (ou proches de 0), ce réseau est très stable. L'indicateur de risque d'instabilité de tension sur chaque nœud est déterminé par (voir II.2.5):

$$L_j = \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} A_{ji} \bar{V}_i}{V_j} \right| \quad (4.3)$$

L'indicateur L se présente sous la forme d'un nombre complexe. Pour faciliter le calcul, cet indicateur peut être séparé en parties réelle (L^R) et imaginaire (L^I). Cette définition est présentée de façon suivante:

$$L_j^R = 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} A_{ji} V_i \cos(\delta_i - \delta_j)}{V_j} \quad (4.4)$$

$$L_j^I = \frac{\sum_{i \in \alpha_G} A_{ji} V_i \sin(\delta_i - \delta_j)}{V_j} \quad (4.5)$$

Pour augmenter les marges de la stabilité de tension, une nouvelle méthode basée sur cet indicateur a été développée. Dans cette méthode, les solutions optimales disponibles comme les moyens de compensation pour minimiser les indicateurs L sont déterminées.

A chaque moment donné, on calcule les indicateurs pour tous les nœuds. La différence entre les valeurs actuelles et 1 pu donne la marge de stabilité de tension. L'objectif de la méthode proposée est de minimiser sous contrainte les valeurs des indicateurs L pour augmenter la marge de stabilité en utilisant un programme d'OPF. Les variables de contrôle sont les consignes des générateurs, les puissances réactives des capacités, les prises des transformateurs. Cette fonction de minimisation (OPF) est définie de façon suivante:

$$\text{Min } F_3 = \sum_{j=1}^{n_l} \{L_j\}^2 = \sum_{j=1}^{n_l} \{L_j^R\}^2 + \{L_j^I\}^2 \quad (4.6)$$

Avec les contraintes:

$V_L^{\min} \leq V_L \leq V_L^{\max}$	Tension des nœuds de charge
$Q_G^{\min} \leq Q_G \leq Q_G^{\max}$	Puissance réactive des générateurs
$V_G^{\min} \leq V_G \leq V_G^{\max}$	Tension des générateurs (consigne)
$Q_C^{\min} \leq Q_C \leq Q_C^{\max}$	Puissance réactive des capacités de compensation
$T^{\min} \leq T \leq T^{\max}$	Prise des transformateurs

La figure 4.1 représente l'objectif principal de cette méthode. Dans le cas initial (sans OPF), la marge de stabilité est petite. La marge de la stabilité est nettement améliorée grâce au calcul obtenu par le programme OPF de minimisation de l'indicateur L.

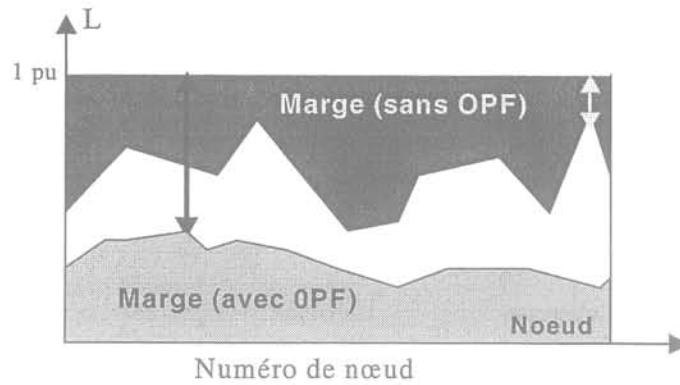


Fig. 4.1. Principe de la méthode proposée.

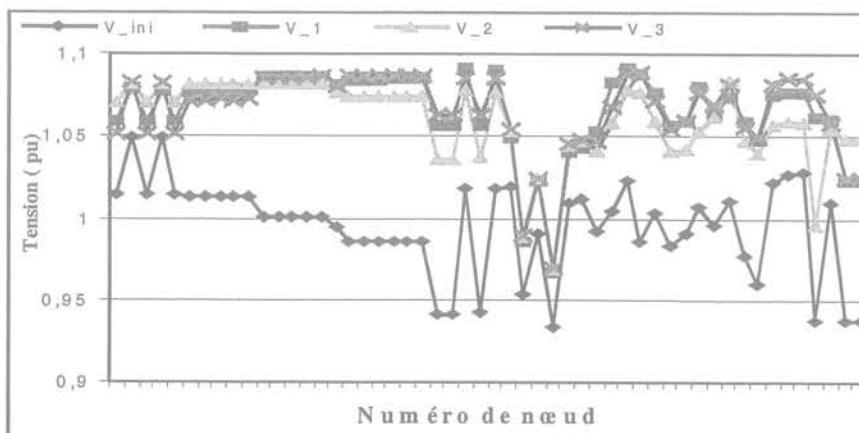
IV.3.4 Résultats pour les mesures préventives

Ces trois méthodes pour les mesures préventives (F_1 , F_2 et F_3 définies par (4.1), (4.2) et (4.6)) sont appliquées sur le réseau simplifié vietnamien pour deux régimes de fonctionnement. Le premier est le régime de fonctionnement normal et le deuxième est le régime de fonctionnement après une perturbation. La méthode proposée ($\min F_3$), est comparée avec les valeurs singulières de la matrice Jacobienne.

IV.3.4.1 Cas de fonctionnement normal

Pour le régime initial il y a quelques nœuds qui ont une tension inférieure à 0,95 pu. Le nœud Hai Phong a la tension la plus basse soit 0,9337 pu. L'indicateur maximal est de 0,6282 à Dong Hoi. La perte active totale du réseau est de 112,7 MW.

La figure 4.2 représente le plan de tension du réseau vietnamien simplifié dans le cas du fonctionnement normal. Sur cette figure, V_{ini} , V_1 , V_2 et V_3 correspondent au plan de tension pour le cas initial, au plan de tension obtenu par la méthode d'optimisation du plan de tension ($\min F_1$), par la méthode de minimisation des pertes ($\min F_2$), et par la méthode de minimisation de l'indicateur ($\min F_3$), respectivement.

Fig. 4.2. Plan de tension au cas initial et plan obtenu par trois méthodes $\min (F_1, F_2 \text{ et } F_3)$ du réseau vietnamien simplifié en régime de fonctionnement normal

Le plan de tension est nettement amélioré en utilisant ces méthodes. La tension obtenue à Hai Phong est à 0,9673, à 0,9687 et à 0,9690 pu par les méthodes $\min F_1$, $\min F_2$ et $\min F_3$,

respectivement (Tableau 4.1). Néanmoins, au point de vue du plan de tension, les résultats obtenus par la méthode $\min F_1$ et la méthode proposée $\min F_3$ sont presque identiques.

La figure 4.3 représente le plan d'indicateur du réseau vietnamien simplifié dans le cas du fonctionnement normal. Sur cette figure, L_{ini} , L_1 , L_2 et L_3 correspondent au plan d'indicateur dans les cas initial, $\min F_1$, $\min F_2$ et $\min F_3$, respectivement.

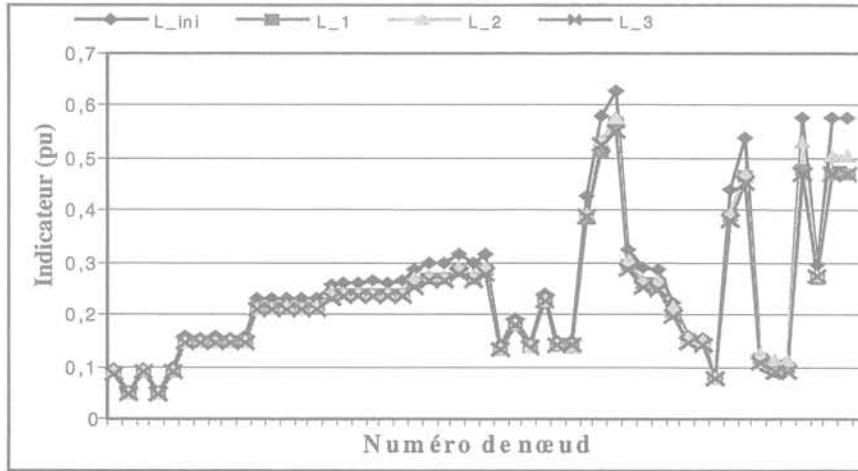


Fig. 4.3. Plan d'indicateur au cas initial et plan obtenu par $\min F_1$, F_2 et F_3 , du réseau vietnamien simplifié en régime de fonctionnement normal

A partir de cette figure, la valeur maximale de l'indicateur pour le cas initial est de 0,6282 pu. Cette valeur est réduite jusqu'à 0,5667 pu avec l'utilisation de la méthode $\min F_1$, jusqu'à 0,5751 pu avec la méthode $\min F_2$ et jusqu'à 0,5520 pu avec la méthode proposée $\min F_3$ (Tableau 4.1). La différence de valeur d'indicateur entre le cas initial et les cas où sont appliquées les méthodes, est petite si les valeurs d'indicateur sont très faibles (moins de 0,25 pu), mais elle devient importante si ces valeurs d'indicateur sont grandes. Du point de vue du plan d'indicateur, la méthode proposée ($\min F_3$) est la meilleure.

Le tableau 4.1 représente les comparaisons de résultats de la tension minimale, de l'indicateur maximal, de la perte active totale du réseau et de la valeur singulière minimale, obtenus pour le cas initial et par les trois méthodes $\min F_1$, F_2 et F_3 .

	Vmin (pu)	Lmax (pu)	Perte (MW)	Valeur singulière min.
Cas initial	0,9337	0,6282	112,7	0,8232
Min F_1	0,9673	0,5667	104,3	0,8975
Min F_2	0,9687	0,5751	103,2	0,8928
Min F_3	0,9690	0,5520	103,7	0,8987

Tableau 4.1. Résumé des résultats de fonctionnement normal

A partir de ce tableau, les résultats obtenus par la méthode proposée $\min F_3$ sont globalement les meilleurs.

IV.3.4.2 Cas d'incident

La configuration est la même que pour le cas précédent mais la ligne entre Thu Duc et Long Binh est déclenchée. La tension minimale est de 0.8230 pu à Thu Duc. L'indicateur maximal

est de 0,9478 à ce nœud. La perte active totale du réseau est de 136,7 MW. Le réseau se trouve dans un état critique (risque d'instabilité de tension).

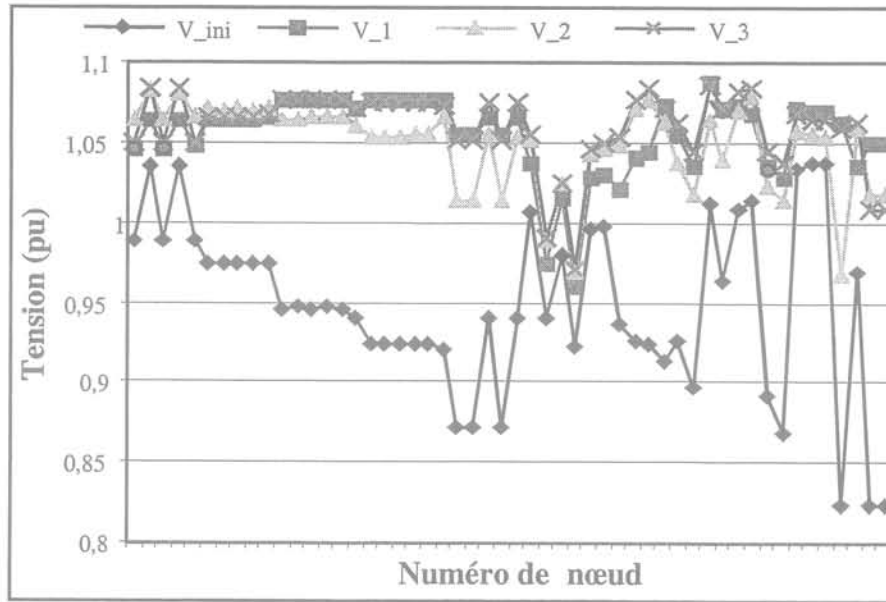


Fig. 4.4. Plan de tension au cas initial et plan obtenu par trois méthodes min (F_1 , F_2 et F_3) du réseau vietnamien simplifié en cas d'incident

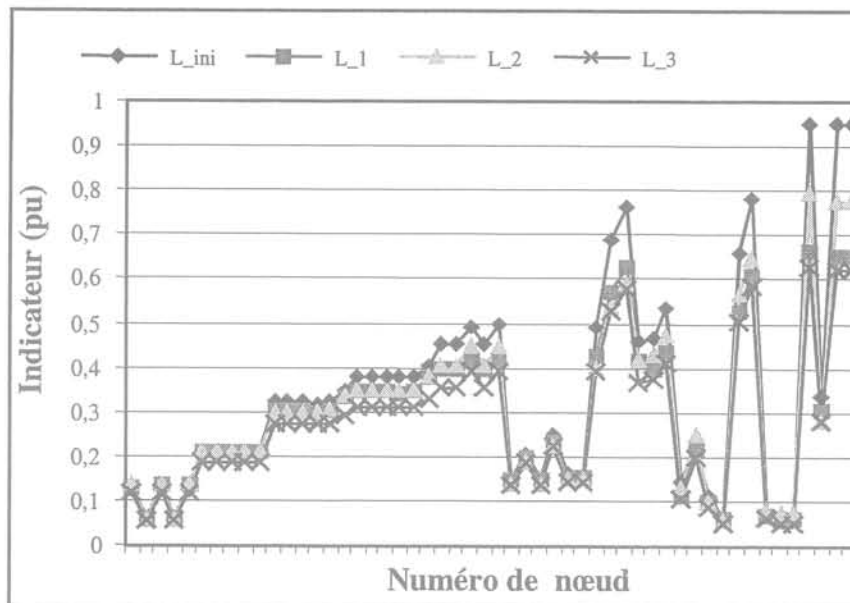


Fig. 4.5. Plan d'indicateur au cas initial et plan obtenu par min F_1 , F_2 et F_3 , du réseau vietnamien simplifié en cas d'incident

	Vmin (pu)	Lmax (pu)	Perte (MW)	Valeur singulière min.
Cas initial	0,8230	0,9478	136,7	0,7451
Min F_1	0,9697	0,6664	131,5	0,8629
Min F_2	0,9670	0,7945	119,3	0,8978
Min F_3	0,9702	0,6304	122,5	0,9049

Tableau 4.2. Résumé des résultats en cas d'incident

Les figures 4.4 et 4.5 montrent le plan de tension et le plan d'indicateur pour l'état initial et obtenus par les trois méthodes $\min F_1$, $\min F_2$ et $\min F_3$. Après les actions de sauvegarde par le changement des prises des transformateurs, par le changement des valeurs de consigne des générateurs et par le changement des capacités de compensation, le réseau se trouve dans un état normal. Les résultats sont présentés sur le Tableau 4.2.

En utilisant la méthode proposée ($\min F_3$), la tension minimale est augmenté de 0.8230 pu à 0.9702 pu. L'indicateur maximal est réduit de 0.9478 pu à 0.6304 pu. La perte de puissance active totale est réduite de 136.7 MW à 122.5 MW.

Les résultats montrent que la méthode proposée est la meilleure dans la condition de fonctionnement normal et dans la condition d'incident.

IV.3.4.3 Autre application de la méthode proposée

Cette partie démontre l'application de la méthode proposée pour améliorer la marge de stabilité.

La valeur singulière minimale de la matrice Jacobienne de répartition de puissance d'un réseau électrique est une mesure mathématique de la distance entre le point de fonctionnement et le point critique, définie dans le paragraphe II.2.3.2. Si cette valeur est proche de zéro, cela signifie que le point de fonctionnement de ce réseau approche le point d'écroulement de tension. La méthode proposée $\min F_3$ est utilisée pour augmenter la valeur singulière minimale.

La figure 4.6 représente les évolutions de la valeur singulière minimale de la matrice jacobienne réduite pour le réseau vietnamien en 2000 pour le cas sans utilisation du programme OPF proposé et avec utilisation du programme OPF. Dans le cas sans OPF, la valeur singulière minimale est 1,669 pu; avec l'utilisation de la méthode $\min F_3$, cette valeur augmente jusqu'à 1,825 pu (avant l'augmentation de charge). L'écroulement de tension a lieu dans ce réseau avec une charge supplémentaire de 12,8% (de la charge initiale) pour le cas sans OPF et de 15,8 % pour le cas dans lequel la méthode proposée est utilisée.

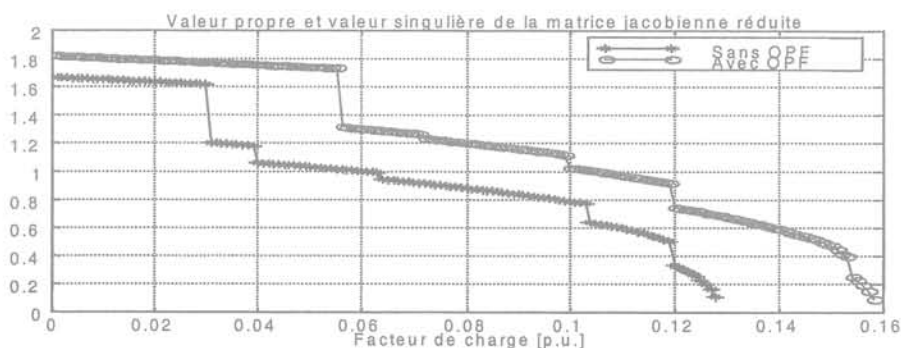


Fig. 4.6. Valeur propre et valeur singulière minimale pour la matrice jacobienne réduite obtenue sur le réseau vietnamien en 2000 avec et sans OPF.

La marge de la stabilité de tension est augmentée de 3% avec l'utilisation de la méthode proposée.

La figure 4.7 représente les évolutions de l'indicateur L du nœud Tra Noc 110 kV, pour le réseau vietnamien en 2000, pour le cas sans OPF et avec OPF.

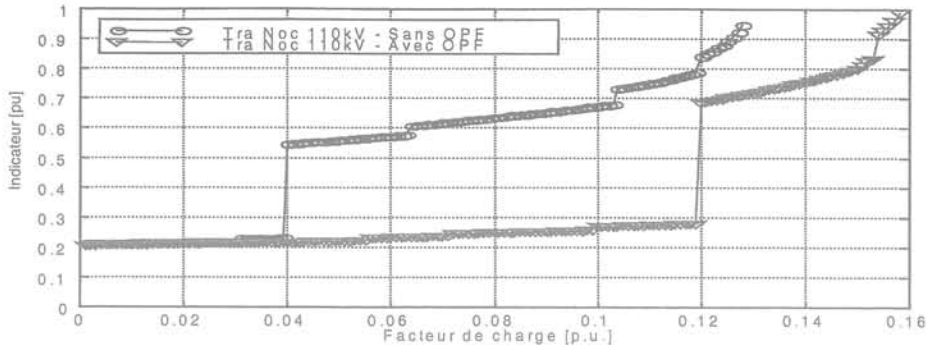


Fig. 4.7. Indicateurs obtenus sur le réseau vietnamien en 2000, avec et sans OPF.

IV.3.5 Conclusion des méthodes pour les mesures préventives

Cette section présente les méthodes pour les mesures préventives de la stabilité de tension : deux méthodes classiques et une nouvelle méthode, sont présentées et appliquées dans le réseau réel vietnamien. Ces méthodes sont basées sur le programme OPF. L'avantage de ces méthodes est d'augmenter la marge de stabilité sans modification de la configuration du réseau. Les résultats obtenus par la nouvelle méthode proposée sont meilleurs que ceux obtenus par les deux méthodes classiques, dans la condition de fonctionnement normal et dans la condition d'incident.

IV.4 METHODE PROPOSEE POUR LES MESURES CORRECTRICES: DELESTAGE DE CHARGE

Les mesures correctrices sont effectuées par des actions d'urgence comme par exemple une baisse du point de consigne de la tension MT, un blocage des régulateurs THT/HT (et/ou HT/MT) des transformateurs, un délestage approprié de la clientèle, etc. Ces actions peuvent être obtenues par un couplage entre les analyses statiques et les analyses dynamiques.

IV.4.1 Description de la méthode proposée

Dans cette partie, nous proposons une nouvelle méthode de mesures correctrices ; elle est basée sur un délestage de charge, à partir du calcul de la sensibilité entre la tension et la puissance active ainsi qu'entre la tension et la puissance réactive [TRA-93]. L'objectif de la méthode proposée est de déterminer le volume minimal de charge à délester pour augmenter le plan de tension de façon à éviter les risques d'instabilité. Cette fonction de minimisation est définie de façon suivante:

$$\text{Min} \sum_{j=1}^{N_L} C_j^T (\Delta P_j + \Delta Q_j) \quad (4.7)$$

Sous les contraintes:

$$\Delta V_i^{\min} \leq \sum_{j=1}^{N_L} SVP_{ij} \Delta P_j + \sum_{j=1}^{N_L} SVQ_{ij} \Delta Q_j \leq \Delta V_i^{\max} \quad i = 1, \dots, N_L$$

$$0 \leq \Delta P_j \leq \lambda_j P_j^0$$

$$0 \leq \Delta Q_j \leq \lambda_j Q_j^0$$

Où

C^T : vecteur de coût de délestage de charge

ΔP_j : puissance active à délester au nœud j (MW)

ΔQ_j : puissance réactive à délester au nœud j (Mvar)

λ_j : pourcentage de charge à délester autorisé par rapport à la puissance initiale

SVP : matrice de sensibilité entre la variation de tension et la variation de puissance active

SVQ : matrice de sensibilité entre la variation de tension et la variation de puissance réactive

ΔV_i^{min} : variation de tension entre la valeur actuelle et la valeur minimale

ΔV_i^{max} : variation de tension entre la valeur actuelle et la valeur maximale

N_L : nombre de nœuds de la charge considérée pour effectuer le délestage.

Pour un cas critique, il y a des nœuds qui ont des tensions inférieures à la valeur minimale (par exemple 0,9 pu) ; après les actions de délestage par la méthode proposée, les tensions obtenues sont supérieures à cette valeur minimale. Le réseau se trouve dans un état stable. La figure 4.8 représente l'objectif principal de cette méthode.

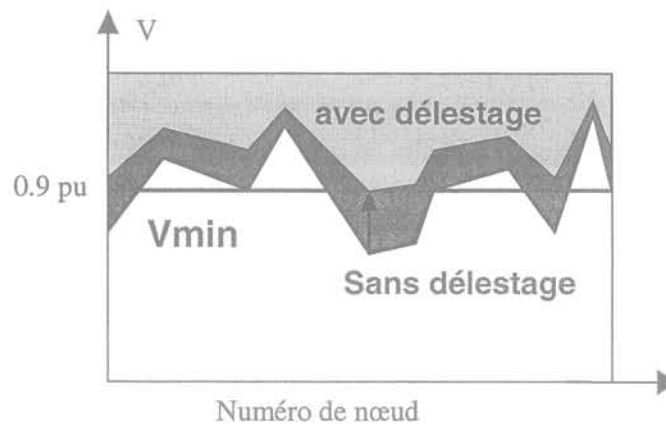


Fig. 4.8. Principe de la méthode proposée.

IV.4.2 Résultats pour les mesures correctrices

Pour démontrer l'influence du délestage de charge sur les réseaux électriques de façon à éviter les risques d'instabilité de tension, le réseau vietnamien en 2005 est utilisé. Les événements au cas initial (sans délestage de charge) sont présentés au paragraphe III.4.2.3 (augmentation progressive de charge et déclenchement de ligne 500 kV). Ils sont également appliqués ici au cas avec délestage de charge.

La figure 4.9 représente les évolutions de la tension au nœud Bac Lieu 220 kV pour le cas initial et pour le cas avec le délestage de charge. Dans le cas initial, après les perturbations, la tension de quelques nœuds est très basse, par exemple le nœud Bac Lieu 220 kV a une tension de 0,8355 pu. Le réseau est stable, mais son fonctionnement risque l'écroulement de tension s'il y a un petit changement dans le réseau. Pour éviter ce problème, le délestage de charge est proposé. Après les analyses statiques, les nœuds critiques sont les nœuds Bac lieu 220 kV et Tra Noc 110 kV. Après l'utilisation de la méthode proposée, une quantité de charge, environ 20 % de ces deux nœuds, doit être délestée. Après ces actions, le plan de tension est augmenté. La tension au Bac Lieu 220 kV augmente jusqu'à 0,904 pu.

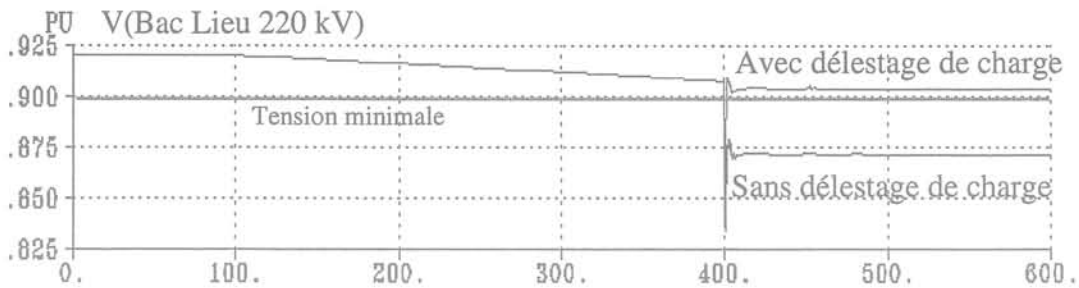


Fig. 4-9. Tension à Bac Lieu 220 kV.

Les évolutions de la puissance active fournie par la machine Hoa Binh sont présentées sur la figure 4-10. L'amplitude moyenne de l'oscillation dans le cas où il y a délestage de charge est plus grande que dans le cas initial, car plusieurs événements ont lieu dans le cas de délestage. La puissance active finale de cette machine pour le cas initial est de 1656 MW et dans le cas de délestage de charge, elle est de 1627 MW.

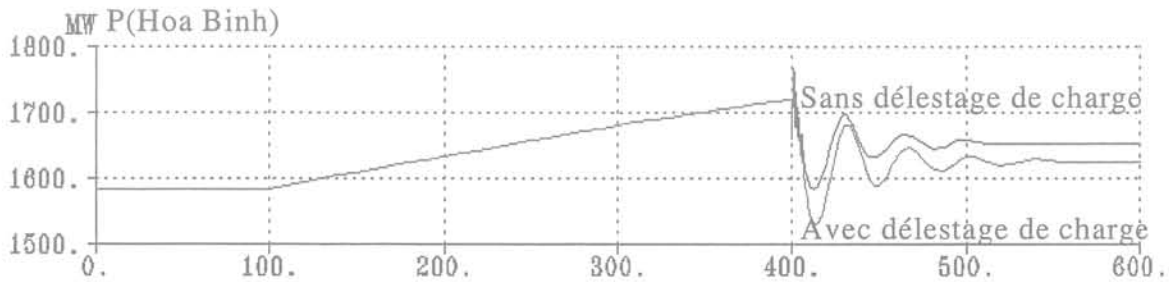


Fig. 4.10. Puissance active des générateurs de Hoa Binh.

IV.5 UTILISATION DES DISPOSITIFS FACTS OU AUTRES

IV.5.1 Introduction de dispositifs de FACTS

Actuellement, les dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems, Systèmes de Transport Adaptatif à Courant Alternatif) utilisés sont du type SVC, STACOM, PST, TCSC, UPFC, HVDC, etc. Les dispositifs FACTS ont les avantages suivants:

- L'amélioration de la capacité de transfert
- Le maintien du contrôle de tension du réseau
- L'amélioration de la stabilité transitoire du réseau
- L'amélioration de l'amortissement des oscillations de puissance
- L'atténuation des résonances sub-synchrones (SSR) avec les turbo-alternateurs du réseau.

L'objectif principal de l'installation des dispositifs FACTS dans les réseaux de transport est de contrôler les transferts de puissance dans le réseau et d'augmenter leur capacité jusqu'à leur limite thermique maximale. Le contrôle de transfert de puissance est généralement plus important pour les réseaux maillés et l'augmentation de la capacité de transfert de puissance est généralement plus importante dans les régions où les charges sont plus éloignées des centres de production. Les dispositifs FACTS offrent des fonctions spécifiques que les autres dispositifs ne peuvent pas offrir, comme la rapidité de réponse [IEEE-95].

- **Augmentation de capacité de transfert de puissance**

Techniquement, le problème de la limitation de transfert de puissance peut être souvent résolu en ajoutant des nouveaux équipements comme des lignes de transmission ou/et les générateurs. Les dispositifs FACTS sont utilisés pour résoudre ce problème sans modification importante du réseau. Le transfert de puissance est limité par les aspects suivants :

- Stabilité
- Limitation de tension de tous les nœuds
- Limite thermique de ligne ou d'équipement terminal

- **Contrôle de transfert de puissance**

Le deuxième objectif du dispositif FACTS est de fournir directement le contrôle de transfert de puissance dans le système maillé. La contrainte sur ce problème est la suivante : les limitations thermiques de lignes et les équipements terminaux.

Dans les deux cas, le gain apporté par un dispositif FACTS est à mettre en balance avec les coûts associés d'investissement et d'exploitation de FACTS, ainsi que d'augmentation des pertes de puissance active.

IV.5.2 Modèle de Static Var Compensator (SVC)

IV.5.2.1 Description générale de SVC

La structure de SVC est illustrée par la figure ci dessous:



Fig. 4-11. Structure de SVC

Le modèle décrit ci-après (figure 4-12) s'applique aux dispositifs SVC suivants [EUR-99, IEEE-94] :

- + TCR + FC (Thyristor Controlled Reactor + Fixed Capacitor)
- + TCR + TSC + FC (Thyristor Controlled Reactor + Thyristor Switched Capacitor + Fixed Capacitor)

La puissance de l'inductance contrôlée par thyristor (TCR) est supposée égale à celle de la batterie de condensateurs raccordée en parallèle (TSC) ou supposée égale à chacune des puissances des batteries raccordées, si plusieurs batteries sont raccordées. Il y a ainsi continuité dans la caractéristique de réglage, lors du passage d'une batterie de condensateurs d'un état conducteur à un état non-conducteur (et vice versa).

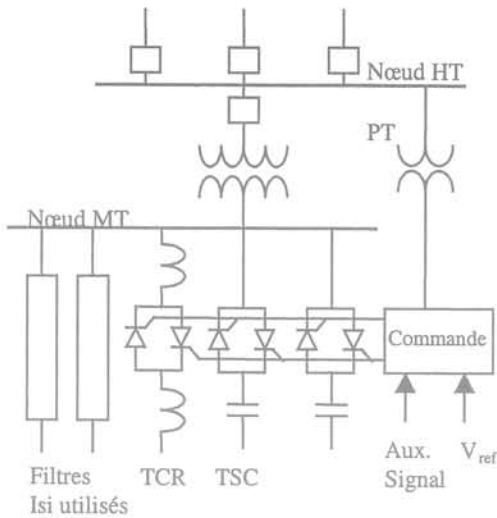


Fig. 4-12. Modèle de SVC

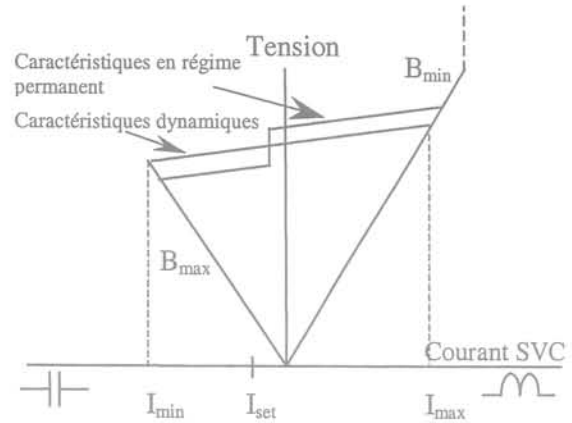


Fig. 4-13. Caractéristiques dynamique et statique de SVC

La figure 4-13 représente les caractéristiques dynamique et statique de ce type de SVC.

IV.5.2.2 Description d'un modèle

- Bases du modèle

Les principales fonctions sont :

- + la mesure du courant et de la tension,
- + le régulateur,
- + la logique anticipant le retour de la tension en cas de court circuit,
- + le retard à l'allumage des thyristors et le lissage du signal de commande.

- La mesure du courant et de la tension

Les signaux de la tension V_{SVC} et du courant I_{SVC} au point de raccordement SVC peuvent être mesurés par les fonctions de transfert et les constantes de temps T_{M1} et T_{M2} . La tension de consigne de régulateur V_{ref} est fournie et elle peut être modifiée par les utilisateurs. Ces trois signaux (tension, tension de consigne et courant) sont sommés algébriquement et constituent le signal d'entrée du régulateur.

- Le régulateur

Le signal d'entrée du régulateur est modifié en amplitude et en phase par des dispositifs d'avance-retard et des fonctions de transfert du type :

$$F(s) = \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \times \frac{K}{1 + sT_R} \quad (4.8)$$

Il attaque enfin l'entrée du régulateur.

- Logique de protection de surtension

En effet, pendant le court circuit, le régulateur voit une tension basse et une demande de fourniture maximale de courant réactif, risquant de produire des tensions trop élevées après l'élimination du défaut. C'est pour cette raison qu'une logique de protection de surtension est proposée. Si la tension descend en dessous d'un seuil prédéterminé (TRESHOL), la logique de commande demande la fourniture du minimum de réactif (Q_{MIN}). Cette commande devient dès lors active dans le sélecteur de minimum et l'emporte sur le signal de commande du régulateur.

- Lissage et retard à l'allumage des thyristors

Le signal de commande est lissé (constante de temps T_{SMOOTH}) et attaque les thyristors. Il se passe en réalité un retard variable de l'ordre de 5 ms (en moyenne entre 0 et 10 ms) entre le moment où l'ordre est donné et où l'allumage se produit réellement. Ce retard T est approximé par une fonction linéaire du type :

$$F(s) = \frac{1 - s \frac{T}{2}}{1 + s \frac{T}{2}} \quad (4.9)$$

Le signal de commande, après avoir été lissé, retardé et limité (Q_{MIN} et Q_{MAX}), représente alors la susceptance variable B recherchée, dans la mesure où la relation entre le signal de commande et la susceptance B a volontairement été rendue linéaire dans l'électronique de commande. Les batteries de compensateurs fixes sont prises en compte dans les limites Q_{MIN} et Q_{MAX} .

IV.5.3 Modèle de Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)

IV.5.3.1 Principe de fonctionnement de TCSC

Le schéma principal de TCSC est illustré sur la figure 4-14. Il est connecté entre deux nœuds (S&R) en série avec une ligne électrique.

Le TCSC comprend une inductance (L) en série avec un pont à thyristors, placés en parallèle avec une capacité ordinaire (C). La protection contre les surtensions est assurée par une résistance non linéaire (R_{MOV}) en parallèle avec la capacité [EUR-99].

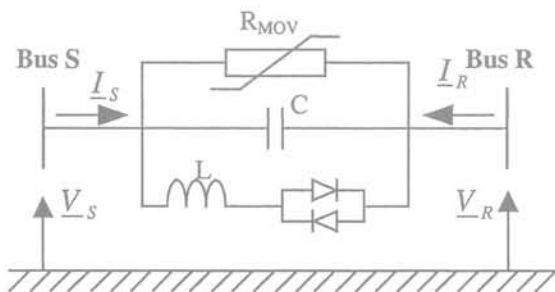


Fig. 4-14. Schéma principe du TCSC

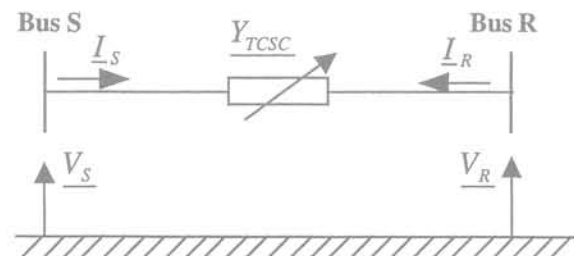


Fig. 4-15. Modélisation du TCSC

En fonction du moment où les thyristors entrent en conduction, le courant qui traverse l'inductance L peut varier entre une valeur maximale, quand les thyristors sont en conduction permanente, et une valeur minimale (zéro), quand les thyristors sont bloqués. La valeur de la tension aux bornes de la capacité est directement influencée par ce courant. Le TCSC peut être modélisé par une réactance équivalente virtuelle, X_{TCSC} , continuellement ajustable, placée entre les nœuds S et R.

La valeur maximale de la réactance X_{TCSC} définit le niveau de compensation minimal de la ligne. Cette valeur est fixe et égale à la valeur maximale de la réactance qu'on désire insérer sur la ligne. La valeur minimale de la réactance X_{TCSC} définit le niveau de compensation maximal de la ligne. Cette valeur est constante en régime permanent et dépend de la tension aux bornes de la capacité en régime transitoire. La valeur minimale de la réactance X_{TCSC} en régime transitoire exprime la capacité du condensateur à résister durant une période courte à des tensions aux bornes plus grandes que sa tension nominale.

IV.5.3.2 Modélisation dynamique du TCSC

La modélisation consiste à représenter le TCSC par une admittance variable Y_{TCSC} connectée aux nœuds S et R (Fig. 4-15).

$$\underline{Y}_{TCSC} = \frac{1}{R_{MOV}} + \frac{1}{jX_{TCSC}} \quad (4.10)$$

- Modélisation du TCSC par des injecteurs de courant

Dans le logiciel Eurostag, cette admittance est représentée par deux injecteurs de courant placés aux bornes respectives de cette admittance. La relation entre les courants $\underline{I}_s, \underline{I}_R$ et les tensions $\underline{V}_s, \underline{V}_R$ est donnée par l'équation matricielle :

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_s \\ \underline{I}_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{TCSC} & -\underline{Y}_{TCSC} \\ -\underline{Y}_{TCSC} & \underline{Y}_{TCSC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_s \\ \underline{V}_R \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

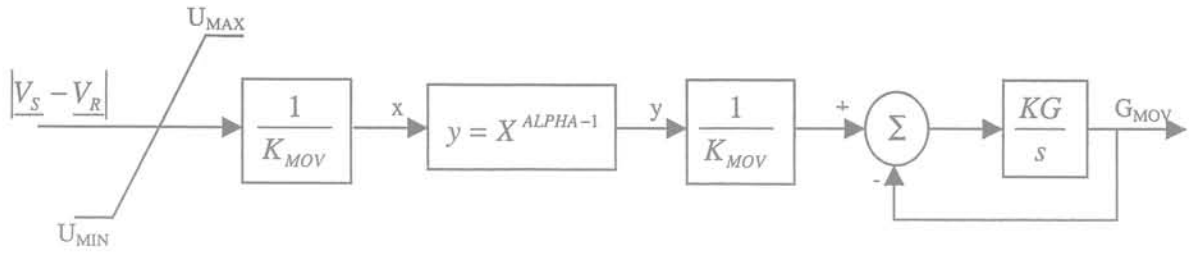
- Modélisation de la résistance non linéaire R_{MOV}

La résistance non linéaire R_{MOV} est réalisée en monoxyde de zinc. Sa valeur dépend de la tension appliquée à ses bornes. La conductance équivalente G_{MOV} est modélisée par la relation:

$$G_{MOV} = \frac{1}{R_{MOV}} = \frac{1}{K_{MOV}} \left(\frac{|\underline{V}_s - \underline{V}_R|}{K_{MOV}} \right)^{ALPHA-1} \quad (4.12)$$

où K_{MOV} : paramètre qui détermine le niveau de protection.
ALPHA : paramètre dont la valeur est comprise entre 30 et 40.

Le contrôle de la valeur G_{MOV} exprimée par la relation (4.12) est illustré à la figure 4-16.



KG : définit la vitesse de variation de G_{MOV}

Fig. 4-16. Modélisation de la valeur G_{MOV}

- Modélisation de la réactance virtuelle X_{TCSC}

Le contrôle de la valeur de la réactance virtuelle X_{TCSC} est réalisé conformément au schéma suivant (Fig. 4-17).

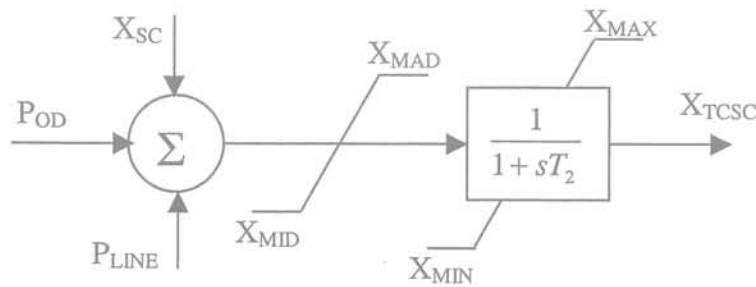


Fig. 4-17. Modélisation X_{TCSC}

- XSC : une valeur de référence de la réactance équivalente du TCSC qui définit le niveau initial de compensation.
- POD : "Power Oscillation Damper" signal issu de la boucle "Power System Stabiliser" (PSS) basée sur un signal de puissance active.
- PLINE : Signal issu de la boucle de contrôle du transit de puissance active sur la ligne.
- XMAX=XMAD : valeur maximale de X_{TCSC} qui définit le niveau de compensation minimal.
- XMIN : valeur minimale de X_{TCSC} qui définit le niveau de compensation maximal en régime permanent.
- XMID : valeur minimale de X_{TCSC} qui définit le niveau de compensation maximal en régime transitoire.
- T2 : constante de temps du circuit principal du TCSC.

- Boucle "Power System Stabiliser" (PSS)

La boucle PSS est basée sur le signal de puissance active transitée par le TCSC côté S.

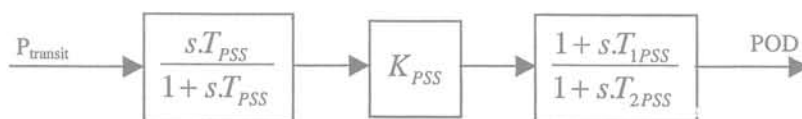


Fig. 4-18. Modélisation du signal POD

- Réglage du transit de puissance active sur la ligne

La boucle de contrôle du transit de puissance active sur la ligne est réalisée conformément au schéma suivant (Fig. 4-19).

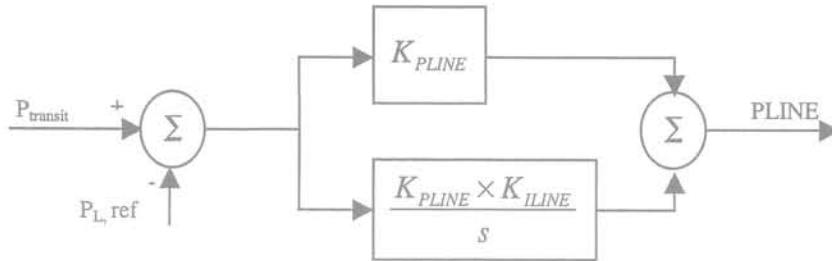


Fig. 4-19. Modélisation du signal PLINE

- Modélisation de la valeur minimale de X_{TCSC} en régime transitoire

La valeur minimale de la réactance virtuelle X_{TCSC} en régime transitoire (X_{MID}) est fonction de la valeur de la tension aux bornes du condensateur et du temps d'application de cette tension. La dépendance entre la valeur de la tension aux bornes du condensateur et le temps d'application de cette tension est donnée approximativement par la relation suivante :

$$t \times \left(0.59 \frac{|V_S - V_R|}{V_{NOM}} \right)^{8.33} = 1 \quad (4.13)$$

où V_{NOM} : valeur nominale de la tension aux bornes du condensateur.

La valeur de la réactance X_{MID} est calculée en considérant les hypothèses suivantes :

+ Le TCSC peut fonctionner pendant une période limitée avec un rapport :

$$1.3 \leq \frac{|V_S - V_R|}{V_{NOM}} \leq 2 \quad (4.14)$$

la durée de la période est donnée par la relation (4.13)

+ pour un rapport :

$$\frac{|V_S - V_R|}{V_{NOM}} \leq 1.3$$

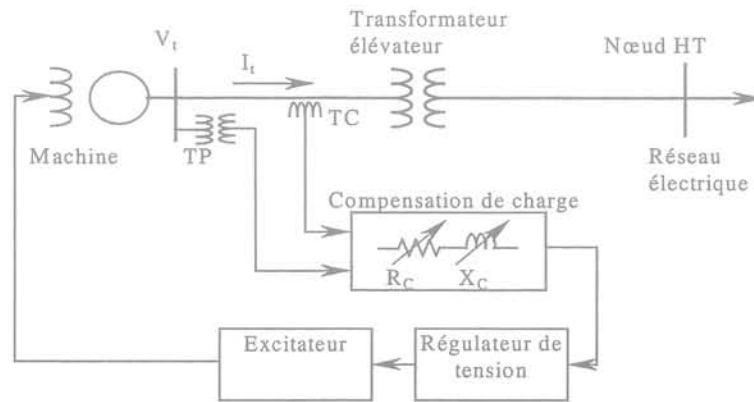
le TCSC peut fonctionner sans limitation de temps.

IV.5.4 Autre dispositif : Compensation de charge dans le régulateur de tension de générateur

Le système d'excitation d'un générateur est utilisé pour contrôler la tension aux bornes du stator de la machine électrique. Parfois, la compensation de charge est employée en superposition de la boucle de commande de tension d'excitation qui permet de régler cette

tension aux bornes du stator. Cette compensation est constituée d'un signal multipliant le courant stator de la machine (I_i) pour une impédance réglable (R_C et X_C) qui simule l'impédance entre les bornes du stator de l'alternateur et le point du réseau où la tension est effectivement réglée. Cette impédance multipliée par le courant stator donne la tension de compensation qui vient s'ajouter (vectorielle) à la tension stator. La tension réglée devient :

$$V_C = \left| \bar{V}_i + (R_C + jX_C) \bar{I}_i \right| \quad (4.15)$$



TP : Transformateur de puissance ; TC : Transformateur de courant

Fig. 4-20. Schéma-bloc de compensation de charge

Avec R_C et X_C positives, la tension réglée se trouve en amont des bornes du stator. Avec R_C et X_C négatives (action de la compensation), la tension réglée se trouve en aval des bornes du stator. R_C et X_C négatives peuvent ainsi servir à compenser environ 70 à 80% de l'impédance du transformateur élévateur entre la machine et le réseau : ce dispositif est alors utilisé pour prévenir l'incident de déclenchement d'une ligne. Quand cet incident se produit dans le réseau, en général, la tension au stator diminue et la perte de puissance réactive du réseau augmente : ce dispositif permet d'augmenter la tension et de compenser cette perte avec des résultats très satisfaisants.

Dans la pratique, la composante de résistance de l'impédance compensée R_C , peut être négligée.

IV.5.5 Résultats de simulation

Cette section présente les simulations dynamiques avec l'influence des dispositifs FACTS comme SVC et TCSC sur le réseau Vietnam 2000 pour améliorer la stabilité de tension. Les lieux optimaux pour installer ces dispositifs et leurs caractéristiques de puissance sont déterminés par l'analyse statique du chapitre II.

Trois cas d'étude, à savoir l'augmentation progressive de la charge, la restauration de charge, et le déclenchement d'une ligne seront examinés avec et sans l'utilisation des dispositifs FACTS et le dispositif de compensation de charge.

IV.5.5.1 Augmentation progressive de charge

L'événement correspondant à l'augmentation progressive de charge est examiné dans le but de démontrer l'influence sur les réseaux électriques de dispositifs FACTS destinés à augmenter la

marge de stabilité. Cet événement est déterminé au paragraphe III.4.1.1. Dans le cas initial, qui correspond à la non utilisation de dispositif FACTS, l'écroulement de tension apparaît 1518 s après l'évènement. Les dispositifs FACTS sont proposés en vue d'améliorer la stabilité de tension. Un SVC à la puissance variable de -100 à 300 Mvar, est proposé pour une éventuelle installation, soit à Da Nang soit à Pleicu. L'installation d'un TCSC (avec une réactance variable de 0 à 30Ω) est proposée sur la ligne à 500 kV entre Hoa Binh et Ha Tinh. Dans le cas initial, cette ligne est compensée par des séries de condensateurs fixes de $12,5 \Omega$ aux deux extrémités. L'objectif de cette étude est de remplacer les séries de condensateurs du côté Ha Tinh par un TCSC.

Les résultats des évolutions de tension au nœud de charge, les puissances active et réactive de générateur, le transit de puissance active et réactive sur une ligne 500 kV et les courbes P-V au nœud de charge pour le cas initial et dans le cas d'une utilisation de dispositifs FACTS sont présentés.

La figure 4-21 représente les évolutions de la tension au nœud Phu My 220 kV pour le cas initial et dans le cas d'une utilisation de dispositifs FACTS. Dans le cas initial, l'écroulement de tension a lieu 1518 s après l'évènement. Dans le cas d'une utilisation d'un SVC à Da Nang, l'écroulement de tension a lieu 1952 s après l'évènement. Avec un SVC à Pleicu, l'écroulement de tension a lieu 2007 s après l'évènement. Avec un TCSC du côté Ha Tinh, l'écroulement de tension a lieu 1902 s après l'évènement. Avec l'utilisation de dispositif de FACTS, la durée entre le point du fonctionnement normal et le point critique est nettement augmentée.

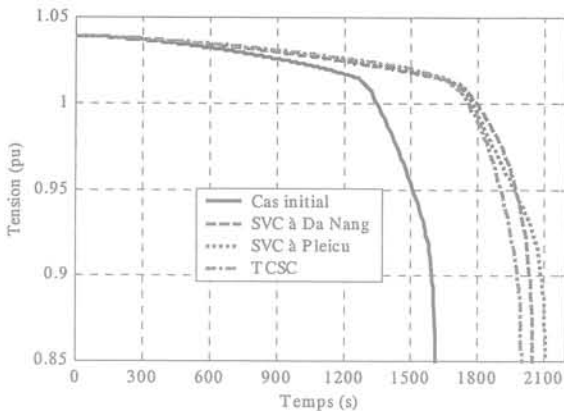


Fig. 4-21. Tension au nœud Phu My 220

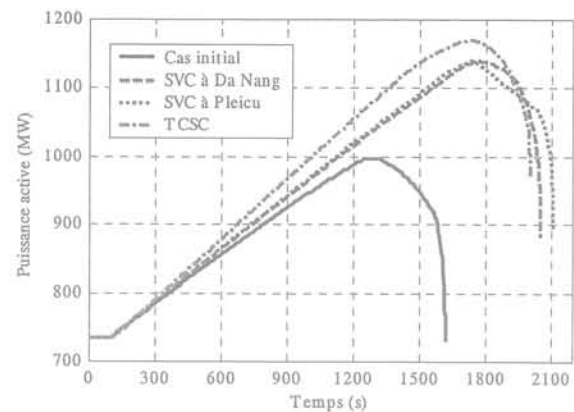


Fig. 4-22. Transit de puissance active entre Hoa Binh 500 et Ha Tinh 500

La figure 4-22 représente le transit de puissance active sur la ligne 500 kV entre Hoa Binh et Ha Tinh. La capacité de transit de puissance active au point de fonctionnement normal est de 733 MW. Dans le cas initial, le transit de puissance active maximal de cette ligne est d'environ 1000 MW (la limite de stabilité de tension). Avec une installation d'un SVC, soit à Da Nang soit à Pleicu, ce transit augmente jusqu'à 1140 MW environ. Avec un TCSC, ce transit augmente jusqu'à 1170 MW environ. Les résultats montrent qu'avec un TCSC, la capacité de transit de puissance active entre Hoa Binh et Ha Tinh est plus grande qu'avec un SVC, mais l'écroulement de tension est plus rapide qu'avec un SVC.

Les courbes P-V au nœud Phu My 220 kV, dans le cas initial et dans les cas d'une utilisation de dispositifs FACTS, sont présentées sur la figure 4-23. Avec l'utilisation de dispositifs FACTS, la marge de stabilité de chaque nœud est augmentée ; par exemple, pour le nœud Phu

My 220 kV, cette marge est environ 4 MW plus grande que dans le cas initial. La charge active, avant l'événement, de ce nœud est de 95 MW.

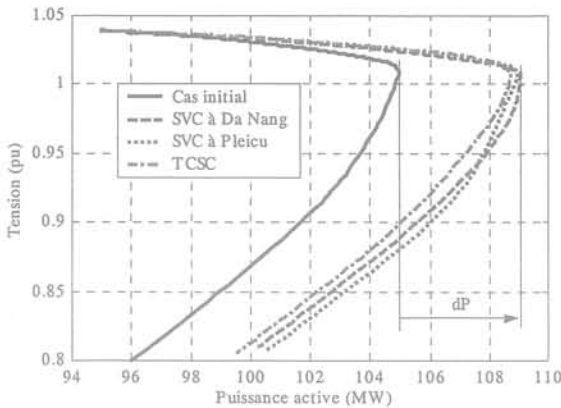


Fig. 4-23. Courbe P-V du nœud Phu My 220

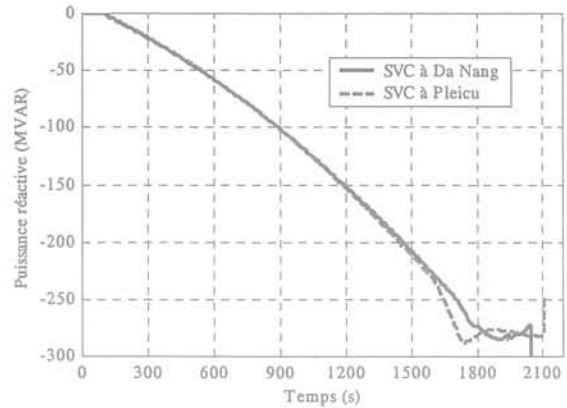


Fig. 4-24. Puissance réactive du SVC

La figure 4-24 représente les évolutions de la puissance réactive du SVC (à Da Nang et à Pleicu). Les deux évolutions sont presque identiques. La production de la puissance réactive du SVC dépend de la tension du nœud de raccordement. A l'instant initial (avant l'événement), le SVC ne fournit pas de puissance réactive ; il commence à en fournir quand la tension commence à baisser. Ces SVC fournissent de la puissance réactive de 0 à environ 280 Mvar.

IV.5.5.2 Restauration de charge

Dans cette section, l'événement de la restauration de charge est examiné avec ou sans l'influence de dispositif FACTS (SVC). Ce SVC est installé au nœud Pleicu. Cet événement est déterminé au paragraphe III.4.1.2. Les résultats des évolutions de la tension au nœud de charge à restaurer, les puissances active et réactive de la machine bilan ainsi que la puissance réactive du SVC sont présentés [PRA-00].

Les évolutions de la tension au nœud Phu Lam 220 kV (le nœud où la charge à restaurer est connectée) sont présentées dans la figure 4-25. Quand la charge est restaurée, la tension de ce nœud chute brutalement. Dans le cas où un SVC est présent, cette chute est moindre que dans le cas initial (sans SVC). Dans le cas initial, le réseau revient au régime établi environ 180 s après la perturbation. Dans le cas avec SVC, le réseau revient au régime établi environ 60 s après la perturbation. L'amplitude de l'oscillation de la tension dans le cas avec SVC est plus beaucoup petite que dans le cas initial. La tension en régime établi après la perturbation pour le cas avec SVC est de 0,95 pu alors que dans le cas initial, elle est de 0,94 pu.

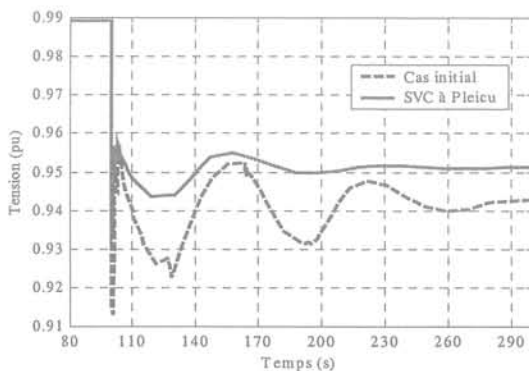


Fig. 4-25. Tension au nœud Phu Lam 220 kV

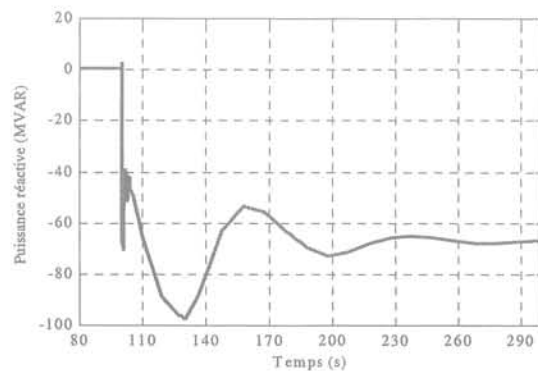


Fig. 4-26. Puissance réactive du SVC

La figure 4-26 représente l'évolution de la puissance réactive du SVC. La puissance réactive maximale de ce SVC est environ de 95 Mvar et environ de 65 Mvar en régime permanent après la perturbation.

Les évolutions des puissances active et réactive de la machine Hoa Binh, dans le cas initial et dans le cas avec SVC, sont présentées sur les figures 4-27 et 4-28 respectivement. D'après la figure 4-27, les amplitudes de l'oscillation de puissance active pour les deux cas sont presque identiques dans un premier temps, puis les oscillations dans le cas avec SVC sont mieux amorties que dans le cas initial. Les valeurs de puissance active de cette machine pour les deux cas sont presque identiques en régime établi après la perturbation (1676 MW pour le cas initial et 1689 MW pour le cas avec SVC).

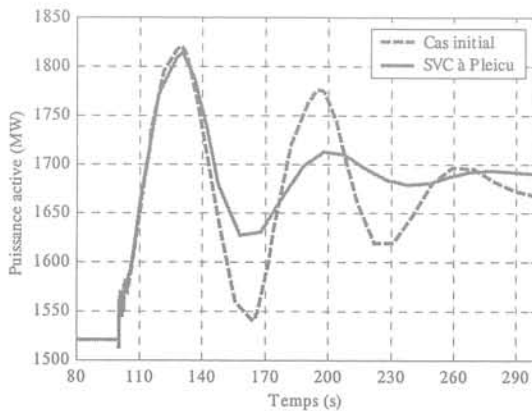


Fig. 4-27. Puissance active de la machine Hoa Binh

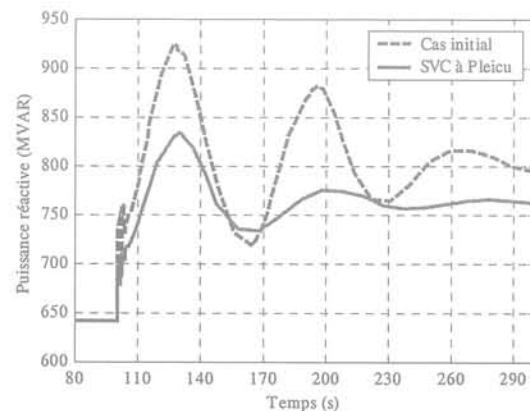


Fig. 4-28. Puissance réactive de la machine Hoa Binh

D'après la figure 4-28, les amplitudes des oscillations de puissance réactive de cette machine, dans le cas avec le SVC, sont plus petites et mieux amorties que dans le cas sans SVC (l'amplitude maximale est de 926 Mvar pour le cas initial et 835 Mvar pour le cas avec SVC). La puissance réactive de cette machine en régime établi après la perturbation est de 763 Mvar pour le cas avec SVC et de 800 Mvar pour le cas initial.

IV.5.5.3 Effet de la compensation de charge dans le régulateur de tension

Pour illustrer l'influence de la compensation de charge dans le système d'excitation, le réseau test proposé par BPA au cas E (défini dans III.4.4.3) est réexaminé, avec une perturbation de type déclenchement de ligne. La tension de la compensation de charge introduite dans le système d'excitation du groupe N°2 est définie dans la relation (4.15). Dans le cas initial (cas E), R_C et X_C sont nulles, donc il n'y a pas d'influence de la compensation de charge. Pour augmenter la tension aux bornes du stator de la machine et pour compenser la perte dans le réseau, une valeur négative de l'impédance de compensation est proposée. La valeur R_C dans ce cas est prise égale à 0. La valeur de $-0,045$ pu, puis de $-0,09$ pu de X_C est proposée à ajouter dans la compensation de charge à la machine N°2. Les résultats des évolutions de la tension au nœud et des courants d'excitation seront présentés dans cette étude.

La figure 4-29 représente les évolutions de tension au nœud de charge N°11 pour le cas initial et les cas de compensation de charge. Après la perturbation, la tension de ce nœud est plus basse que sa valeur initiale, donc le régleur en charge du transformateur agit pour augmenter cette tension. Au cas initial, après avoir atteint la valeur critique, la tension de ce nœud

diminue, le réseau commence à dégrader, puis l'écroulement total du réseau se produit à 142 s environ après la perturbation.

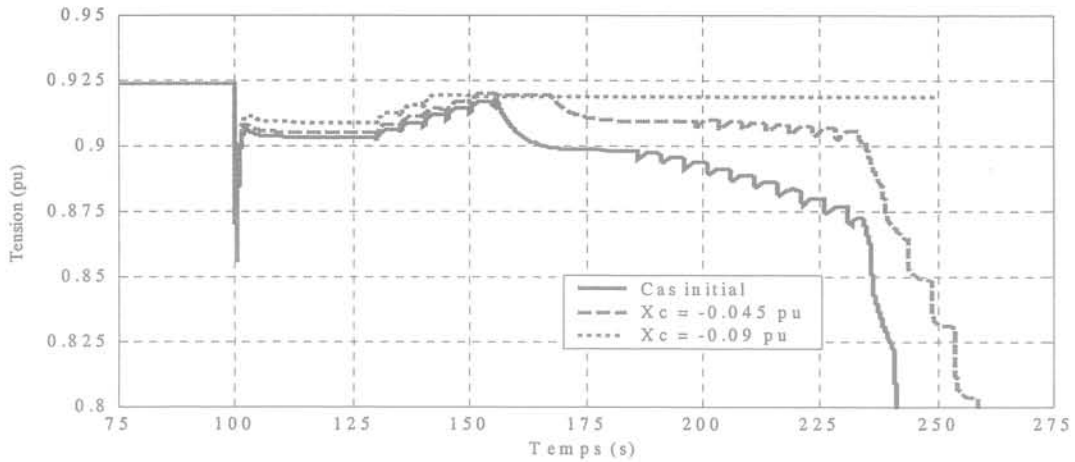


Fig. 4-29. Tension au nœud 11 pour les différentes valeurs de X_C

Au cas de compensation de charge avec $X_C = -0,045$ pu, lorsque l'on atteint la valeur désirée, la forme de l'évolution de tension est presque identique à celle du cas initial, mais l'amplitude de tension est un peu plus haute. Après avoir atteint la valeur désirée, la tension de ce nœud diminue avec une vitesse plus lente que pour le cas initial. L'écroulement total de tension a lieu 159 s environ après la perturbation.

Au cas de compensation de charge avec $X_C = -0,09$ pu, après la perturbation, le régulateur en charge agit pour augmenter la tension. Le régime établi est atteint environ 42 s après la perturbation, ce qui correspond à la prise N°10 du transformateur (la prise initiale est N°7). La tension de ce nœud en régime établi est de 0,919 pu alors que la tension avant perturbation est de 0,924 pu.

La figure 4-30 représente les évolutions de tension au nœud du générateur N°2 (le générateur où la compensation de charge est insérée) pour le cas initial et les cas de compensation de charge. Au cas initial, après la perturbation, ce générateur maintient sa tension au stator constante en fournissant plus de puissance réactive. Après avoir atteint sa limite de production de puissance réactive, la tension de ce générateur n'est plus constante, l'écroulement total commence à se produire dans ce réseau.

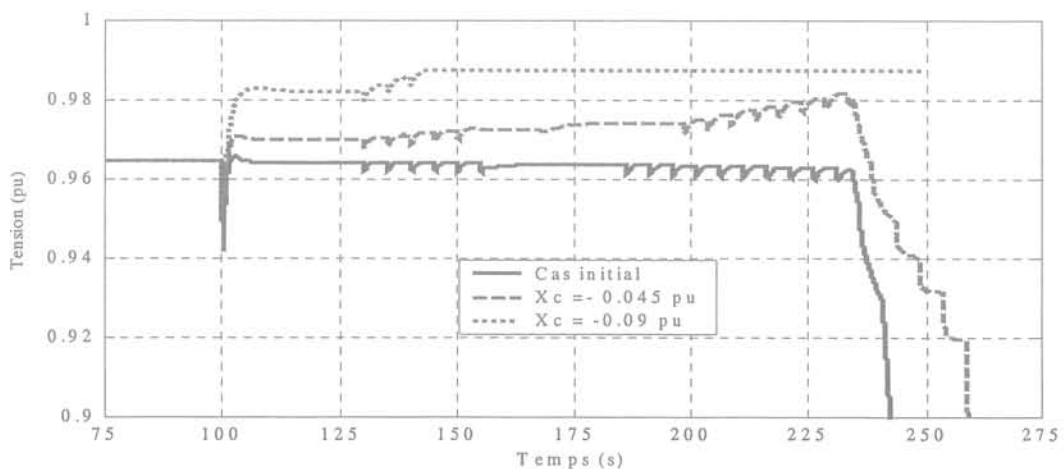


Fig. 4-30. Tension au nœud 2 pour les différentes valeurs de X_C

Au cas de compensation de charge avec $X_C = -0,045$ pu, après la perturbation la tension stator de ce générateur est plus grande que sa tension avant la perturbation ; ceci grâce au dispositif de compensation de charge. Avec l'influence de l'action du régleur en charge du transformateur, la tension de ce générateur est ensuite augmentée doucement. Après avoir atteint la valeur critique de tension au nœud de charge, le générateur augmente sa tension stator de façon à tenir la constante de tension au nœud de charge en produisant plus de puissance réactive. Malheureusement, ce générateur atteint sa limite de production de puissance réactive, sa tension n'est plus contrôlable, elle chute brutalement. Enfin l'écroulement de tension se produit dans ce réseau.

Au cas de compensation de charge avec $X_C = -0,09$ pu, après la perturbation la tension stator de ce générateur est beaucoup plus grande que celle du cas avec $X_C = -0,045$ pu. Avec l'influence de l'action de régleur en charge, la tension de ce générateur est augmentée. Le réseau atteint le régime établi avec la tension de ce générateur de 0,9876 pu alors que sa tension avant la perturbation est de 0,9646 pu.

Les évolutions du courant d'excitation du générateur N°2 au cas initial et pour les cas de compensation de charge sont présentées sur la figure 4-31. Après la perturbation, le courant d'excitation est augmenté de façon à augmenter la tension au stator et la production de puissance réactive de la machine. Au cas initial, ce courant est augmenté progressivement jusqu'au seul maximal de ce générateur (3,24 pu), puis il diminue et l'écroulement de tension se produit dans ce réseau.

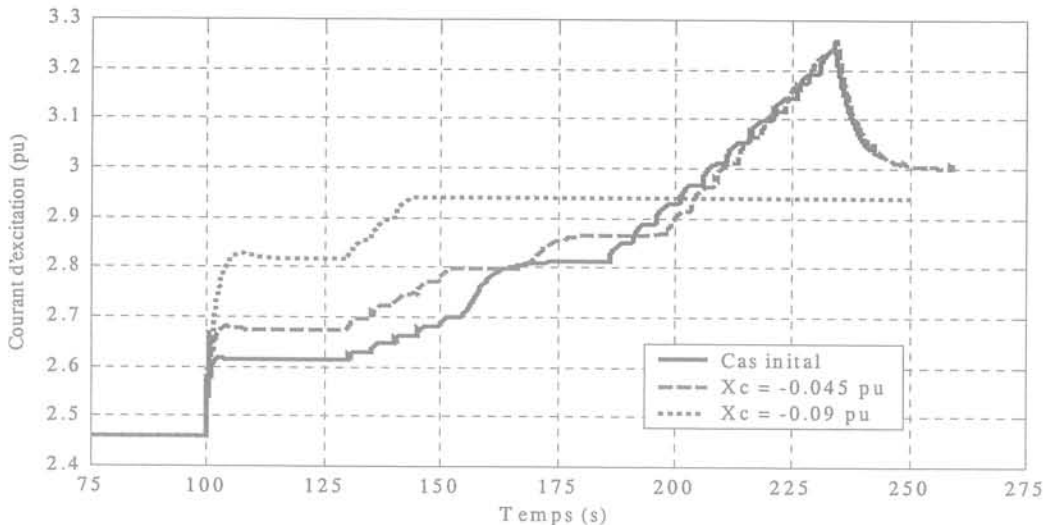


Fig. 4-31. Courants d'excitation du générateur 2 pour les différentes valeurs du X_C

Avec l'utilisation de compensation de charge $X_C = -0,045$ pu, la forme de l'évolution du courant d'excitation est presque identique à celle du cas initial, mais après la perturbation, la valeur de ce courant est plus grande que le cas initial. Il atteint le seuil maximal presque au même instant pour les deux cas. Au cas $X_C = -0,09$ pu, tout de suite après la perturbation la valeur du courant d'excitation de ce générateur est beaucoup plus grande que celle du cas avec $X_C = -0,045$ pu. Avec l'augmentation de courant d'excitation du générateur, le régime établi est atteint. La valeur de ce courant en régime établi est de 2,94 pu alors que son amplitude avant la perturbation est de 2,458 pu.

IV.5.6 Conclusions de l'utilisation de dispositifs FACTS et de la compensation de charge dans un régulateur de tension de générateur

Les dispositifs FACTS sont employés dans un réseau électrique pour améliorer la stabilité et pour éviter des problèmes d'écroulement de tension ou d'écroulement de fréquence. Dans cette section, les dispositifs FACTS ont été étudiés pour le problème de tension. Deux types de dispositif FACTS comme SVC, TCSC et la compensation de charge dans un régulateur de tension de générateur ont été examinés, en utilisant la simulation dynamique, et appliqués pour deux types de réseau.

Les SVC et TCSC ont été étudiés pour le réseau VN2000. Les deux dispositifs ont été considérés pour le cas d'augmentation progressive de charge. Avec le SVC la durée, entre le point de fonctionnement normal du réseau et le point d'écroulement de tension, est plus longue qu'avec le TCSC, grâce à la tension contrôlable au nœud de raccordement du SVC. Avec le TCSC la capacité de transit de puissance est plus grande qu'avec le SVC, grâce à la réactance variable de la ligne où le TCSC est inséré.

Le seul SVC a été examiné pour le cas de restauration de charge. Avec le SVC les oscillations sont nettement amorties, le réseau atteint plus rapidement le régime établi. L'influence du SVC sur la puissance active est très faible mais très importante sur la puissance réactive.

La compensation de charge dans un régulateur de tension de générateur a été appliquée pour le réseau test BPA. Avec cette compensation de charge, la tension et la puissance réactive du générateur où cette compensation est insérée sont nettement augmentées lors d'une perturbation du type déclenchement de ligne. Ces actions peuvent sauver le réseau de la chute de tension aux nœuds de charge et de la perte réactive. Pour éviter le problème de l'instabilité du réseau, la compensation de charge dépend de : la localisation du générateur et de la valeur de l'impédance du compensateur.

IV.6 CONCLUSION

Un réseau d'énergie est de nature dynamique ; l'instabilité et l'effondrement de tension sont provoqués par divers phénomènes dynamiques. En ce qui concerne la simulation, la question majeure est de savoir si les diverses méthodes d'analyse en régime permanent sont adaptées à une analyse rapide et approximative. Ces méthodes constituent un outil précieux pour l'analyse de l'effondrement à long terme de la tension. Cependant, dès que l'on s'approche des limites de la stabilité, et dans d'autres cas, la simulation dynamique est essentielle.

Même si les modèles et techniques de simulation continuent de s'améliorer, la simulation, notamment des événements à long terme, ne permettra jamais de reproduire fidèlement la réaction du réseau face à des perturbations menaçant la stabilité de tension. Le volume d'informations concernant la charge, les dispositifs de réglage et de protection, nécessaire à une simulation haute fidélité, est considérable.

Les réseaux d'énergie doivent donc être conçus avec des marges d'incertitude suffisantes, prenant en compte la probabilité de conditions extrêmes menaçant la stabilité de tension, ainsi que des dispositifs de protection de secours, comme le délestage de charge sur baisse de tension.

PARTIE II : STABILITE DES ANGLES

**Chapitre V : Théories de la Stabilité des
Angles**

**Chapitre VI : Simulations Dynamiques de la
Stabilité Transitoire**

Chapitre V : Théories de la Stabilité des Angles

PARTIE II: STABILITE DES ANGLES

CHAPITRE V : THEORIES DE LA STABILITE DES ANGLES

V.1 INTRODUCTION

La description générale de la stabilité se trouve dans l'introduction générale de cette thèse y compris le concept fondamental, la classification et la définition des termes. Ce chapitre présentera la théorie de la stabilité des angles. La stabilité des angles est la capacité qu'offrent toutes les machines synchrones dans un réseau d'interconnexion à maintenir la vitesse de synchronisme. Cette stabilité est une condition d'équilibre entre deux forces opposées : la puissance mécanique d'entrée et la puissance électrique de sortie de chaque machine synchrone dans le réseau électrique. Le réseau peut connaître un problème d'instabilité des angles si au moins l'angle rotorique d'une machine accélère ou décélère en dépassant sa limite supérieure ou inférieure. La stabilité des angles peut être classifiée en deux types différents : stabilité petits signaux et stabilité transitoire. La stabilité petits signaux peut être encore mentionnée sous le nom de la stabilité statique des angles.

Dans la suite de ce chapitre, nous présenterons la définition de la stabilité des angles, puis la stabilité petits signaux qui inclut le concept fondamental de la stabilité dynamique du système avec les valeurs propres et les vecteurs propres ; puis la stabilité transitoire des angles qui inclut le concept fondamental, de la réponse du système à un court-circuit, avec la méthode directe, les facteurs d'influence, et les mesures pour améliorer cette stabilité. Enfin une conclusion sera présentée.

V.2 DEFINITION DE LA STABILITE DES ANGLES

- Stabilité statique

Un réseau électrique de transmission d'énergie est dit en régime de stabilité statique si, à la suite d'une "petite" perturbation quelconque, il atteint un état de régime permanent identique au régime initial ou très voisin de celui-ci [KUN-94].

On appelle "*petite*" perturbation une perturbation pour laquelle la linéarisation des équations est pratiquement justifiée.

On peut noter que le concept de stabilité statique est équivalent au concept classique en automatique de "stabilité locale" d'un système.

En cas d'instabilité statique, on distinguera une *instabilité statique apériodique* et une *instabilité statique oscillatoire*, selon que l'instabilité se produit par variation apériodique des grandeurs de fonctionnement ou par oscillations avec un amortissement négatif. Ces deux types d'instabilité peuvent être respectivement reliés, le premier à l'existence d'une racine réelle positive, le second à celle d'une paire de racines complexes à partie réelle positive dans l'équation caractéristique du système linéarisé.

- Stabilité transitoire

Un réseau électrique de transmission d'énergie est dit en régime de stabilité transitoire si à la suite d'un cycle de perturbations, il retrouve un état de régime permanent de marche synchrone.

On peut noter que la stabilité transitoire définie ici pour un réseau électrique correspond au concept de "stabilité globale" en automatique [KUN-94].

L'instabilité transitoire se manifeste en tout état de cause par une perte de synchronisme définitive d'une ou plusieurs machines ou par des oscillations non amorties. Le cas particulier d'un réseau qui reste en synchronisme mais dont l'instabilité se rapporte à la fréquence moyenne sera considéré comme une "instabilité de phénomènes lents".

V.3 STABILITE DES PETITS SIGNAUX

V.3.1 Concept fondamental de la stabilité des systèmes dynamiques

V.3.1.1 Représentation d'état

Le modèle de représentation des systèmes appelé « la représentation d'état » est souvent utilisé pour modéliser un système électrique. A partir de ce modèle, nous calculons un jeu de valeurs qui fournit l'information concernant la stabilité locale du système présenté ainsi que l'information concernant la performance en régime permanent et autour d'un point de fonctionnement. Cette représentation est aussi appelée "théorie des petits signaux". Nous pouvons modéliser le système électrique par l'équation suivante [KUN-94]:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (5.1)$$

$$\text{où } x = \begin{bmatrix} x_1 \\ \dots \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ \dots \\ u_r \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ \dots \\ f_n \end{bmatrix}$$

- x : vecteur d'état
- u : vecteur des variables d'entrée
- f : vecteur de fonctions non linéaires
- n : nombre de variables d'état
- r : nombre de variables d'entrée

Les variables de sortie peuvent être exprimées suivant les variables d'état et les variables d'entrée.

$$y = g(x, u) \quad (5.2)$$

$$\text{où } y = \begin{bmatrix} y_1 \\ \dots \\ y_m \end{bmatrix} \quad g = \begin{bmatrix} g_1 \\ \dots \\ g_m \end{bmatrix}$$

- y : vecteur des variables de sortie
- g : vecteur de fonctions non linéaires
- m : nombre de variables de sortie

V.3.1.2 Linéarisation du système

Le comportement d'un système électrique au voisinage d'un point de fonctionnement x_0 et u_0 est donné par la représentation d'état linéaire de la forme suivante :

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (5.3)$$

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

$$\Delta y = C \Delta x + D \Delta u \quad (5.4)$$

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

- Δx : vecteur d'état de dimension 'n'
- Δy : vecteur des variables de sortie de dimension 'm'
- Δu : vecteur des variables d'entrée de dimension 'r'
- A : matrice d'état de dimension 'nxn'
- B : matrice des variables d'entrée de dimension 'nxr'
- C : matrice des variables de sortie de dimension 'mxn'
- D : matrice de dimension 'mxr' définissant le facteur de dépendance des variables d'entrée par rapport aux variables de sortie

V.3.2 Valeurs propres et vecteurs propres

V.3.2.1 Valeurs propres

Les valeurs propres d'une matrice A sont les valeurs du paramètre scalaire λ pour lesquelles il existe des solutions non triviales (autres que $\phi=0$) à l'équation

$$A \phi = \lambda \phi \quad (5.5)$$

ϕ : vecteur nx1

Pour trouver les valeurs propres, l'équation (5.5) peut être écrite sous la forme:

$$(A - \lambda I) \phi = 0 \quad (5.6)$$

Pour une solution non triviale,

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (5.7)$$

Le développement du déterminant donne l'équation caractéristique. Les n solutions de cette équation $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ sont les valeurs propres de A .

Les valeurs propres peuvent être réelles ou complexes. Si la matrice A est réelle, les valeurs propres complexes sont toujours en paires conjuguées. Une matrice et sa transposée ont les mêmes valeurs propres.

V.3.2.2 Vecteurs propres

Pour chaque valeur propre λ_i , le vecteur ϕ_i satisfaisant l'équation (5.5) est le vecteur propre de droite de A associé à la valeur propre λ_i .

$$A \phi_i = \lambda_i \phi_i \quad i = 1, \dots, n \quad (5.8)$$

$$\phi_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \dots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix}$$

De même, le vecteur ψ_i satisfaisant l'équation

$$\psi_i A = \lambda_i \psi_i \quad i = 1, \dots, n \quad (5.9)$$

est appelé vecteur propre de gauche associé à la valeur propre λ_i .

Les vecteurs propres de gauche et de droite correspondant à des valeurs propres différentes sont orthogonaux.

$$\psi_j \phi_i = 0 \quad \text{si } i \neq j \quad (5.10)$$

Cependant, dans le cas des vecteurs propres correspondant à la même valeur propre

$$\psi_i \phi_i = C_i \neq 0 \quad (5.11)$$

Si ces vecteurs sont normalisés,

$$\psi_i \phi_i = 1 \quad (5.12)$$

V.3.2.3 Valeur propre et stabilité

La caractéristique temporelle d'un mode à une valeur propre λ_i est donnée par $e^{\lambda_i t}$. Par conséquent, la stabilité d'un réseau est déterminée en utilisant les valeurs propres de la façon suivante:

- Une valeur propre réelle correspond à un mode non oscillatoire. Une valeur propre réelle positive représente une instabilité aperiodique. Les valeurs de C et les vecteurs propres associés aux valeurs propres réelles sont aussi réels.

- Les valeurs propres complexes viennent par paires conjuguées, et chaque paire correspond à un mode oscillatoire. Les valeurs de C et les vecteurs propres sont telles que les valeurs $x(t)$ soient réelles à tout instant t . Par exemple,

$$(a + jb)e^{(\sigma - j\omega)t} + (a - jb)e^{(\sigma + j\omega)t} \text{ a la forme } e^{\sigma t} \sin(\omega t + \theta)$$

La partie réelle de la valeur propre donne l'amortissement. La partie imaginaire donne la fréquence de l'oscillation. Une partie réelle négative représente une oscillation amortie alors qu'une partie réelle positive représente une oscillation d'amplitude croissante, et donc une instabilité. Pour une paire de valeurs propres complexes :

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \tag{5.13}$$

La fréquence de l'oscillation, en Hz, est :

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \tag{5.14}$$

Le taux d'amortissement est:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \tag{5.15}$$

Ces relations nous permettent d'identifier les différents modes d'oscillation dans le réseau.

V.4 STABILITE TRANSITOIRE

V.4.1 Concept fondamental de la stabilité transitoire

La stabilité transitoire est la capacité d'un réseau électrique à maintenir le synchronisme après une grande perturbation comme un défaut (court-circuit) sur une ligne de transmission, une perte d'un générateur ou d'une grande quantité de charge. Si le système est instable en transitoire, la perte de synchronisme arrive normalement au bout de 2 à 3 secondes après la perturbation. Les grandeurs du système les plus importantes vis à vis de ce type de stabilité sont l'angle rotorique des générateurs, la fréquence, la tension etc.

Les figures 5-1(a) et 5-1(b) montrent le phénomène de la stabilité transitoire. Un point x_0 est identifié comme le point d'équilibre stable (s.e.p.). La surface $A(x_0)$ est la région de la stabilité. Le contour $\partial A(x_0)$ est la frontière de la stabilité. Le point $x_m(0)$ sur la frontière de la stabilité est la marge de la stabilité. Quand le système change de point du fonctionnement, le point x_0 est déplacé vers un nouveau point dans la région de la stabilité $x_S(0)$, le réseau est stable. Si ce point est hors de la frontière de la stabilité $x_U(0)$, le système est instable.

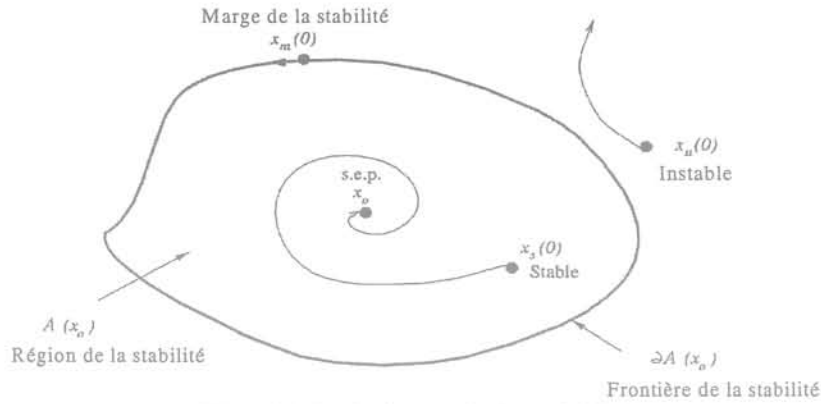


Fig. 5-1(a). Région de la stabilité

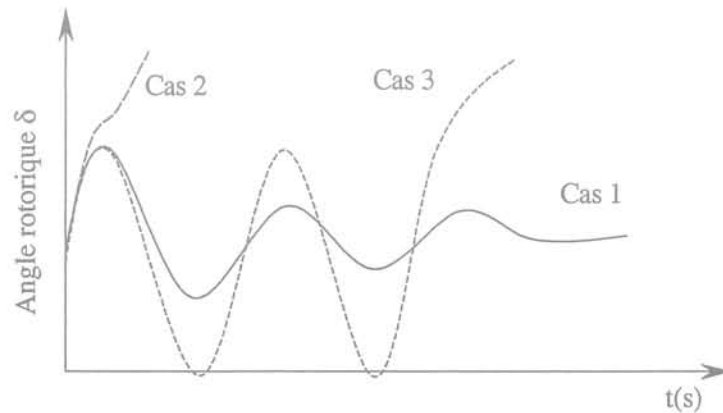


Fig. 5-1(b). Réponse de l'angle rotorique à une perturbation

La figure 5-1(b) montre le comportement d'une machine synchrone pour les situations stable et instable, suite à une perturbation. Elle montre la réponse de l'angle rotorique de cette machine pour trois différents cas. Le premier cas, la machine est stable. L'amplitude de l'oscillation de l'angle rotorique diminue progressivement jusqu'à atteindre le régime permanent. Dans le deuxième cas, l'angle rotorique augmente régulièrement jusqu'à la perte de synchronisme. Cette forme de la stabilité est appelée "instabilité sur la première oscillation". Dans le troisième cas, la machine est stable sur les deux premières oscillations avant de perdre la stabilité sur la troisième. Ce type d'instabilité est appelé "instabilité multi-oscillation".

Dans la suite de cette section nous étudions pour le cas d'un court-circuit, la méthode de calcul de la fonction d'énergie transitoire, nous donnerons les facteurs d'influence de la stabilité transitoire et les mesures pour améliorer la stabilité transitoire.

V.4.2 Système mono machine - réponse à un court-circuit : loi des aires

Nous considérons, sur la figure 5-2, une machine fournissant sa puissance à un nœud infini (dont la tension et la fréquence constante) par l'intermédiaire d'un transformateur et de deux lignes en parallèle.

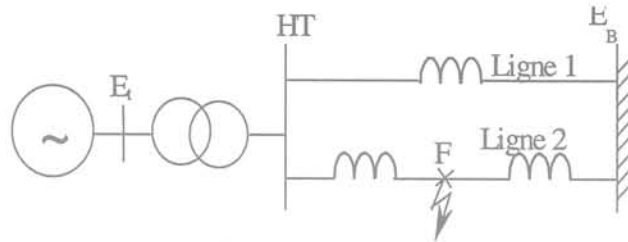


Fig. 5-2. Système simplifié

Un défaut de type court-circuit triphasé, survient au point F sur la deuxième ligne. Le défaut peut être éliminé par l'ouverture des deux extrémités de cette ligne. Le temps d'ouverture dépend des relais de protection de disjoncteur.

Si le point F se trouve sur le nœud du côté du transformateur (HT), c'est le cas le plus dangereux. Pendant le défaut, la puissance active du générateur, P_e , qui correspond au couple d'électrique, T_e , devient égale à zéro et seulement la puissance réactive peut transiter.

Si le point F se trouve à une certaine distance de ce nœud, comme montré sur la figure 5-2, une partie de la puissance active peut être transportée au nœud infini pendant le défaut.

Les figures 5-3(a) et 5-3(b) montrent les courbes P_e - δ pour trois conditions du fonctionnement du réseau : 1) avant le défaut (les deux lignes sont en service), 2) avec un court-circuit triphasé au point F sur la deuxième ligne, 3) après le défaut (une ligne est en service) [AND-77, KUN-94, BAR-87, PAL-93 etc.]. La figure 5-3(a) montre que le système est stable avec le temps d'élimination de défaut, t_{c1} . La figure 5-3(b) montre que le système est instable avec le temps d'élimination de défaut, t_{c2} , (plus long que t_{c1}). Dans les deux cas, la puissance mécanique, P_m , est considérée constante.

Sur la figure 5-3(a), le point de fonctionnement d'équilibre initial est le point a avec $P_e = P_m$ et $\delta = \delta_0$. Pendant le défaut, le point de fonctionnement change brutalement du point a au b. Maintenant P_m est plus grande que P_e , c'est pourquoi le rotor accélère jusqu'au point de fonctionnement c, (le défaut est éliminé). Immédiatement après l'élimination du défaut, la tension du réseau réapparaît et P_e devient supérieure à P_m . Le point du fonctionnement se décale brutalement au point d, créant une surface A_1 . Malgré le freinage de rotor par la différence de puissance $P_e - P_m$, δ continue à croître lentement. Le point de fonctionnement se déplace du point d au e, créant la surface A_2 . Les deux surfaces sont égales. Au point e, δ a atteint sa valeur maximale δ_m . Avec P_e est toujours plus grand que P_m , le rotor continue à ralentir, avec une vitesse qui devient plus petite que ω_0 . L'angle du rotor δ diminue, et le point de fonctionnement revient du point e au d, etc. La valeur maximale de l'angle δ est déterminée par le critère d'égalité des surfaces avant et après le défaut. En l'absence de sources d'amortissement, l'oscillation du rotor continue avec une amplitude constante.

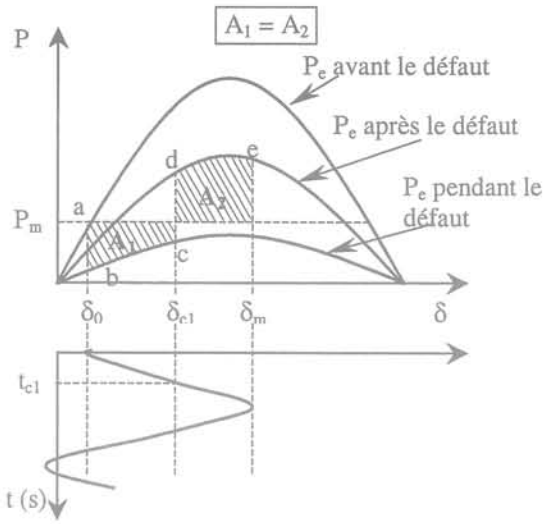


Fig. 5-3(a) : Courbe P_e - δ d'une machine : stable

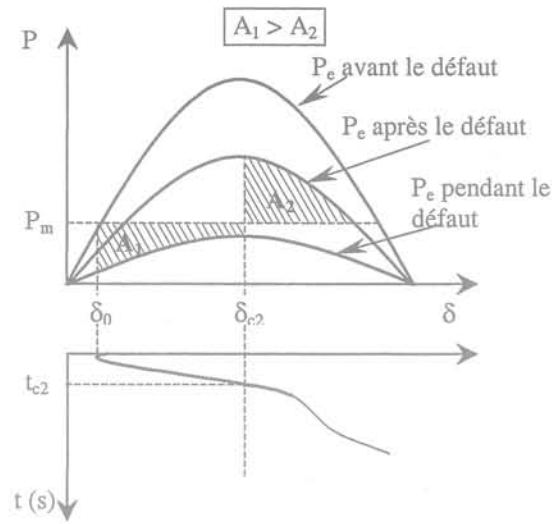


Fig. 5-3(b) : Courbe P_e - δ d'une machine : instable

Avec le délai du temps d'élimination du défaut t_{c2} , comme montré sur la figure 5-3(b), la surface A_2 est plus petite que la surface A_1 . La vitesse du rotor est toujours plus grande que ω_0 et δ continue à augmenter. Au delà du point e, la P_e redevient plus petite que la P_m , et le rotor subit une nouvelle accélération et il y a décrochage. Enfin, le système perd le synchronisme.

A partir des figures 5-3(a) et 5-3(b), les surfaces A_1 et A_2 sont déterminée comme :

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{e1}} (P_m - P_e) d\delta \quad (5.16)$$

$$A_2 = \int_{\delta_{e1}}^{\delta_m} (P_e - P_m) d\delta \quad (5.17)$$

Ces surfaces sont reçues par le rotor sous la forme d'énergie cinétique. Le critère utilisant ces surfaces, encore appelé "bi des aires" est : si $A_1 \leq A_2$ le système est stable

V.4.3 Système multi machines : méthode directe

De nombreux auteurs [AND-77, KUN-94, PAL-93] ont développé des méthodes dites directes d'évaluation de la stabilité transitoire sans résolution complète des équations différentielles. Basées par exemple sur le calcul d'une fonction d'énergie transitoire (extension de la loi des aires), elles utilisent en général des modèles simplifiés des composants du système. Récemment, quelques auteurs ont tenté d'inclure des modèles plus complexes de façon à obtenir des résultats plus précis ; mais la fiabilité de ces résultats reste à confirmer. Dans la présentation suivante, les générateurs sont représentés de façon simplifiée (réactance transitoire derrière FEM, moment d'inertie) et les charges sont considérées à impédance constante.

Dans un réseau électrique, le vecteur des courants générateurs est donné par l'équation suivante:

$$\mathbf{I}_G = \mathbf{Y}_R \mathbf{E}_G \quad (5.18)$$

Où \mathbf{Y}_R est la matrice d'admittance nodale réduite, \mathbf{E}_G correspond au vecteur des FEM des générateurs.

Pour un système avec n machines, la puissance active fournie par le générateur i est donnée par:

$$P_{ei} = \operatorname{Re}(\tilde{\mathbf{E}}_i \tilde{\mathbf{I}}_i^*) = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j \{B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)\} \quad (5.19)$$

Pour pouvoir déterminer la stabilité d'un réseau, il est nécessaire de calculer le centre d'inertie angulaire, (Centre of Inertia, COI) de tous les générateurs. La position du COI est défini par:

$$\delta_{COI} = \frac{1}{H_T} \sum_{i=1}^n H_i \delta_i \quad (5.20)$$

Où, H_T est la somme des constantes d'inertie de tous les générateurs dans le réseau, δ_i est l'angle rotorique du générateur i . Le mouvement du COI est déterminé par :

$$2H_T p(\Delta\omega_{COI}) = P_{COI} = \sum_{i=1}^n (P'_{mi} - P_{ei}) \quad (5.21)$$

et

$$p(\delta_{COI}) = (\Delta\omega_{COI}) \omega_0 \quad (5.22)$$

Avec

$$P'_{mi} = P_{mi} - E_i^2 G_{ii} \quad (5.23)$$

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \{C_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + D_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)\} \quad (5.24)$$

Où $E_i E_j B_{ij} = C_{ij}$ et $E_i E_j G_{ij} = D_{ij}$

P_{mi} puissance mécanique du générateur i

ω_0 Vitesse de synchronisme en rad/s

$\Delta\omega_{COI}$ Variation de vitesse du COI autour de la vitesse synchrone

Le mouvement du générateur i par rapport au COI peut être exprimé par :

$$\theta_i = \delta_i - \delta_{COI} \quad , \text{en rad} \quad (5.25)$$

et

$$\omega_i = \frac{\dot{\theta}_i}{\omega_0} = \left(\frac{\dot{\delta}_i}{\omega_0} - \Delta\omega_{COI} \right) \quad , \text{en pu} \quad (5.26)$$

Les équations du mouvement du générateur i dans le référentiel du COI sont:

$$2H_i p(\omega_i) = P'_{mi} - P_{ei} - \frac{H_i}{H_T} P_{COI} \quad (5.27)$$

Où, ω_i est la vitesse en pu du générateur i par rapport au COI.

La fonction énergie transitoire totale (V) dans le réseau pour le système après perturbation, est définie de façon suivante :

$$V = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n J_i \omega_i^2 - \sum_{i=1}^n P'_{mi} (\theta_i - \theta_i^s) - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \left[C_{ij} (\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^s) - \int_{\theta_i^s + \theta_j^s}^{\theta_i + \theta_j} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j) \right] \quad (5.28)$$

Où,

θ_i^s est l'angle au nœud i au point d'équilibre stable au moment du défaut,
 $J_i = 2H_i \omega_0$ est le moment d'inertie du générateur i (en pu).

La fonction d'énergie est composée par quatre termes suivants:

- $\frac{1}{2} \sum J_i \omega_i^2$: représente l'énergie cinétique rotorique de tous les générateurs dans le référentiel du COI,
- $\sum P'_{mi} (\theta_i - \theta_i^s)$: représente la variation de l'énergie potentielle rotorique pour tous les générateurs dans la base de CIA,
- $\sum \sum C_{ij} (\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^s)$: représente la variation de l'énergie magnétique stockée pour toutes les branches du réseau,
- $\sum \sum \int D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j)$: représente la variation de l'énergie de dissipation pour toutes les branches du réseau.

Le premier terme est appelé l'énergie cinétique (V_{ke}) et il est uniquement fonction des vitesses des générateurs. La somme des autres termes est appelée l'énergie potentielle (V_{pe}) et elle est uniquement fonction des angles des générateurs.

L'évaluation de la stabilité transitoire implique de passer par les étapes suivantes:

- Le calcul de l'énergie critique (V_{cr}),
- Le calcul de l'énergie totale du réseau au moment de l'élimination du défaut (V_{cl}),
- Le calcul de l'indice de la stabilité: ($V_{cr} - V_{cl}$). Le réseau est stable si cet indice est positif.

V.4.4 Facteurs d'influence pour la stabilité transitoire

Les facteurs d'influence pour la stabilité transitoire sont en particulières :

- La puissance fournie par les générateurs proches du défaut,
- La localisation du défaut,

- Le temps d'élimination du défaut,
- L'impédance du réseau après le défaut,
- L'inertie des générateurs,
- La tension terminale des générateurs. Elle dépend du système d'excitation,
- La tension au nœud infini (ou nœud bilan).

V.4.5 Mesures pour améliorer la stabilité transitoire

Les moyens utilisables pour accroître la stabilité du réseau au voisinage d'une centrale donnée peuvent, pour l'essentiel, être classés en trois catégories:

- Raccourcissement de la durée des perturbations : On peut réduire fortement la durée des perturbations en mettant en œuvre une protection de réseau sélective et rapide et des disjoncteurs ultra-rapides. Une redondance de relais de protection et même de disjoncteurs permet une mise hors circuit de défauts également en cas de défaillances d'appareils : plus la durée de la perturbation est courte, plus la distance à la limite de la stabilité est grande et plus petit est l'écart du décalage interne lors de la réapparition de la tension de réseau.
- Accroissement du couple électrique résistant : Un couple électrique résistant P_e plus élevé après l'élimination du défaut permet un transfert plus rapide au réseau de l'énergie cinétique accumulée dans le rotor. Les possibilités sont:
 - a) L'emploi combiné de régulateurs de tension rapides et d'installations d'excitation statiques permet tant d'augmenter transitoirement la fourniture d'énergie après l'élimination du défaut, et ce en augmentant la tension du stator.
 - b) Une meilleure liaison avec le réseau: des lignes de liaison de faible impédance, permettant une livraison accrue de puissance au réseau, après la perturbation.
- Diminution de la puissance d'entraînement mécanique: la réduction rapide du couple moteur P_m permet d'augmenter efficacement le freinage $P_e - P_m$ après l'élimination du défaut. Ainsi, le mouvement de la roue polaire est rapidement amorti et la stabilité améliorée.

En conclusion, les solutions suivantes peuvent être utilisées pour améliorer la stabilité statique/transitoire des réseaux électriques:

- La commande rapide des vannes
- La mise en service contrôlée de composants
- Les déphaseurs électroniques
- L'utilisation des compensateurs statiques pour le maintien de la tension et de la stabilité
- Le couplage au réseau de grandes génératrices asynchrones
- Les systèmes à courant continu à terminaux multiples
- Les réglages coordonnés de vitesse et de tension des générateurs
- Les dispositifs de surexcitation temporaires (action discontinue) au niveau des systèmes d'excitation.

V.5 CONCLUSION

Ce chapitre a présenté les théories générales de la stabilité des angles qui inclut la stabilité petits signaux et la stabilité transitoire. L'étude de la stabilité petits signaux se fait pour l'analyse du comportement du réseau soumis à des petites perturbations. Généralement, on utilise les techniques de linéarisation (valeurs propres et vecteurs propres) pour analyser ce type de stabilité. L'étude de la stabilité transitoire se fait pour analyser la réponse du réseau à de grandes perturbations. Ce type d'étude utilise les techniques d'analyse non-linéaire dans le domaine temporel. Pour le cas de court-circuit proche d'un groupe de production débitant sur un réseau puissance, la loi des aires est appliquée pour la recherche du temps critique d'élimination de défaut. Par extension, des méthodes dites directes sont utilisées dans les études mutimachines, en permettant d'évaluer rapidement le comportement du réseau sans résoudre l'ensemble des équations différentielles du système. Les facteurs d'influence à la stabilité transitoire ont été présentés ainsi que les mesures pour améliorer ce type de stabilité.

Dans le chapitre suivant, les résultats des simulations dynamiques pour la stabilité transitoire seront présentés dans le cas de grandes perturbations comme le déclenchement d'une ligne principale, les courts-circuits, la perte d'un groupe de production. Ces évènements seront examinés pour trois types différents de réseau.

Chapitre VI : Simulations Dynamiques de la Stabilité Transitoire

CHAPITRE VI: SIMULATIONS DYNAMIQUES DE LA STABILITE TRANSITOIRE

VI.1 INTRODUCTION

Ce chapitre présentera les résultats de simulation obtenus pour les études de la stabilité transitoire. Trois types de réseau sont utilisés dans cette étude.

Le premier est le réseau de Montézic. Pour ce réseau, les résultats de mesure et les résultats de simulation pour le cas de fonctionnement à vide et les résultats de simulation pour les cas d'ouverture d'une ligne et de court-circuit sont présentés. Pour améliorer la stabilité, un stabilisateur de puissance active (PSS) est utilisé.

Le deuxième est le réseau test qui a été proposé par la compagnie d'électricité de Bonneville Power Administration (BPA). Pour ce réseau, les résultats des événements de court-circuit en différents nœuds ou lignes sont présentés. La détermination correspondante du temps d'élimination de défaut critique est aussi présentée.

Le troisième est le réseau vietnamien. Deux configurations de ce réseau sont examinées. La première est le réseau vietnamien de l'année 2005 et la deuxième est celle de l'année 2000.

- Pour le réseau 2005, les résultats d'étude pour les événements de court-circuit en différents nœuds ou sur la ligne longue 500 kV sont présentés. Le cas de déclenchement d'une machine est aussi examiné. Pour améliorer la stabilité, un dispositif FACTS (Flexible AC Transmission System) de type TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitors) est utilisé.
- Pour le réseau 2000, les résultats pour les événements de déclenchement d'une machine sont présentés. Pour améliorer la stabilité, un dispositif FACTS de type SVC (Static Var Capacitors) est utilisé.

VI.2 SIMULATIONS DYNAMIQUES POUR LE RESEAU MONTEZIC

VI.2.1 Description générale du réseau Montézic

Le réseau Montézic est une petite partie du réseau français. Ce réseau comporte quatre groupes hydrauliques identiques (4 x 250 MVA) de type turbinage – pompage. Pour l'étude, un groupe ou quatre groupes sont connectés soit à un réseau de puissance infinie, soit à une charge par l'intermédiaire de transformateurs et de lignes à différentes distances.

En fin d'année 1992, et notamment le 21 novembre, des phénomènes d'oscillations de puissances active et réactive sont apparus lors de fonctionnement de groupes de MONTEZIC, en mode pompe, en antenne sur la ligne 400 kV RUEYRES-EGUZON (227.5 km). Les enregistrements disponibles (lents à MONTEZIC - points 10 s du Centre Régional d'exploitation du Système d'Electricité, CRES) ne permettaient pas d'estimer l'amplitude et la fréquence de ces oscillations. Des essais complémentaires ont été effectués par la DTG en Mars 1993 qui ont permis de produire le phénomène avec des oscillations divergentes de puissances active et réactive à une fréquence propre de 1.1 Hz lors du passage des groupes en antenne [NIC-93].

L'objectif principal de ce travail est d'étudier la stabilité de ce réseau en utilisant le logiciel EUROSTAG. Les études sont effectuées pour plusieurs points du fonctionnement pour vérifier la performance et les dispositifs de régulation de cette centrale. Tout d'abord une validation de la modélisation alternateur avec le système d'excitation par comparaison des résultats entre les valeurs mesurées et les valeurs de simulation est étudiée, dans le cas d'un fonctionnement à vide. Puis, la connexion de la centrale à un réseau infini est effectuée. Pour améliorer la stabilité après une perturbation, le stabilisateur de puissance (PSS) est proposé.

Avant de rentrer dans la partie résultats, nous allons présenter rapidement la modélisation du générateur synchrone et ses systèmes de régulation [PRA-97 et 98].

Le générateur synchrone, utilisé à Montézic, est modélisé de façon complète ; le rotor est représenté par 4 enroulements équivalents.

Le modèle de son système d'excitation, de type statique, peut être classé suivant le type ST11EEE. Ce modèle a été simplifié en tenant compte uniquement des éléments nécessaires à l'étude effectuée (certaines limitations n'ont pas été présentées).

Le système de régulation de vitesse du type RAPID-77 de Gec-Alstom est employé pour ces groupes hydrauliques. Ce type de système utilise un dispositif de régulateur proportionnel – intégral et dérivé (PID), avec introduction d'un statisme vitesse – ouverture de vanne. Le régulateur commande un servopositionneur associant le servomoteur vannage, un actionneur (transducteur électro-oléohydraulique) un amplificateur oléohydraulique et des capteurs de position ; le positionneur peut être assimilé à un système de 1^{er} ou 2^{ème} ordre.

VI.2.2 Résultats de simulation

VI.2.2.1 Comparaison de résultats de mesure et de simulation

Dans ce cas, nous examinons un seul générateur qui fonctionne à vide. A l'instant t égal à 1s, la valeur de consigne de tension est augmentée de façon à obtenir une tension stator de 18.27 kV (elle était initialement de 17.93 kV). Cinq secondes après (à l'instant t égal à 6 s), la valeur de consigne est ramenée à la valeur initiale de 17.93 kV. La tension nominale de la machine est 18 kV (1 pu).

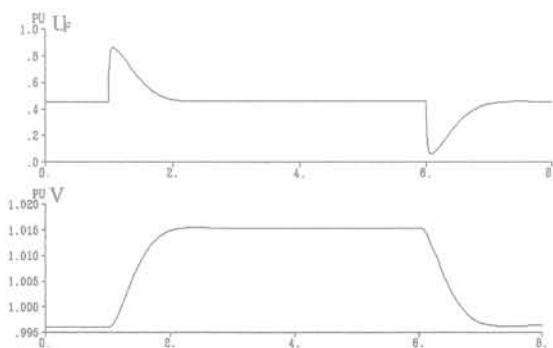


Fig. 6-1. Résultats de simulation



Fig. 6-2. Résultats de mesure

Les figures 6-1 et 6-2 montrent les résultats de la simulation et les résultats de la mesure pour les tensions d'excitation $U_{référence}$ (U_f) et tensions au stator V_{stator} (V). Ces figures montrent que les résultats obtenus par la simulation sont identiques aux résultats d'essais, ce qui valide

partiellement la modélisation de l'ensemble alternateur avec le système d'excitation (régulateur de tension inclus).

VI.2.2.2 Fonctionnements avec réseau infini

VI.2.2.2.1 Ouverture d'une ligne

Dans ce cas, le réseau comporte un générateur équivalent (4 x 250 MVA) connecté à un réseau infini par l'intermédiaire d'un transformateur équivalent et de deux lignes en parallèle. L'influence de l'ouverture d'une ligne ($t = 5$ s) en tenant compte de la variation de la longueur de ligne sur la stabilité est examinée. Deux longueurs (125 et 227,5 km) de ligne sont étudiées.

La Fig. 6-3 montre les réponses de la tension terminale V de la machine. Avec la longueur des deux lignes à 125 km, quand une des deux lignes est ouverte, la tension chute de 1 à 0.96 pu environ. Le réseau fonctionne avec des oscillations de petite amplitude. Quand cette longueur augmente (227,5 km), la tension chute jusqu'à 0.86 pu quand une ligne est ouverte. La fréquence propre de l'oscillation est faible pour les trois premières oscillations. L'amplitude de l'oscillation de tension augmente d'environ 0.425 pu à la troisième oscillation. La fréquence naturelle de l'oscillation augmente brutalement à partir de la troisième oscillation. Le réseau perd sa stabilité.

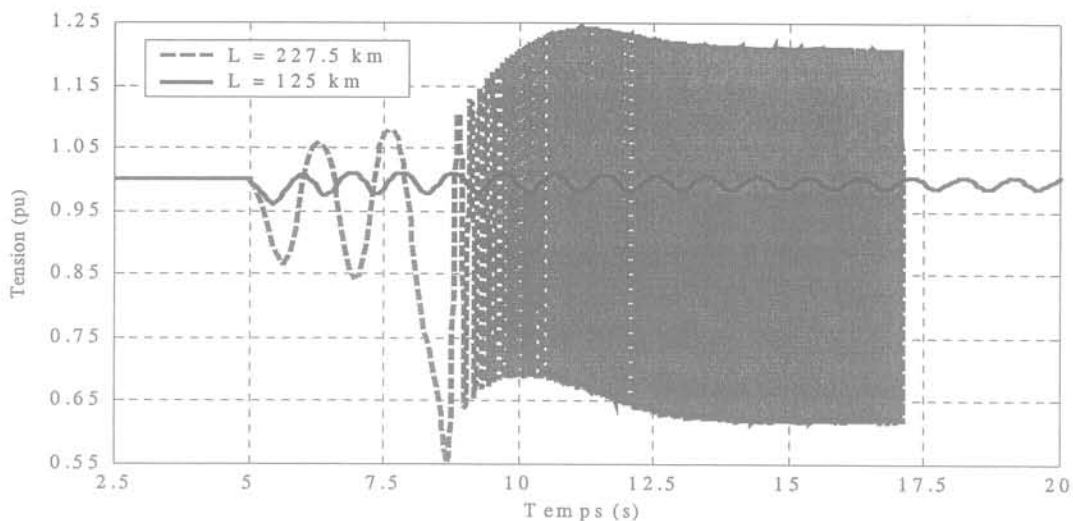


Fig. 6-3. Tension terminale de la machine

La Fig. 6-4 montre la réponse de l'angle rotorique δ de la machine. Avec la longueur des deux lignes à 125 km, quand une des deux lignes est ouverte, l'angle rotorique augmente de 0,95 rad à 1.2 rad. L'amplitude de l'oscillation diminue lentement. Avec la longueur des lignes de 227.5 km, l'angle rotorique augmente à 1.7 rad. Cette figure montre que le réseau est stable pour les deux premières oscillations avant de perdre le synchronisme à la troisième oscillation. Le résultat de cette figure est typique pour l'étude de la stabilité des angles. On peut dire que le réseau perd sa stabilité à la troisième oscillation (3.5 s après l'événement) parce que l'angle rotorique augmente fortement à la troisième oscillation. A partir du résultat de la figure précédente, on sait que le réseau perd sa stabilité mais on ne sait pas exactement à quel instant.

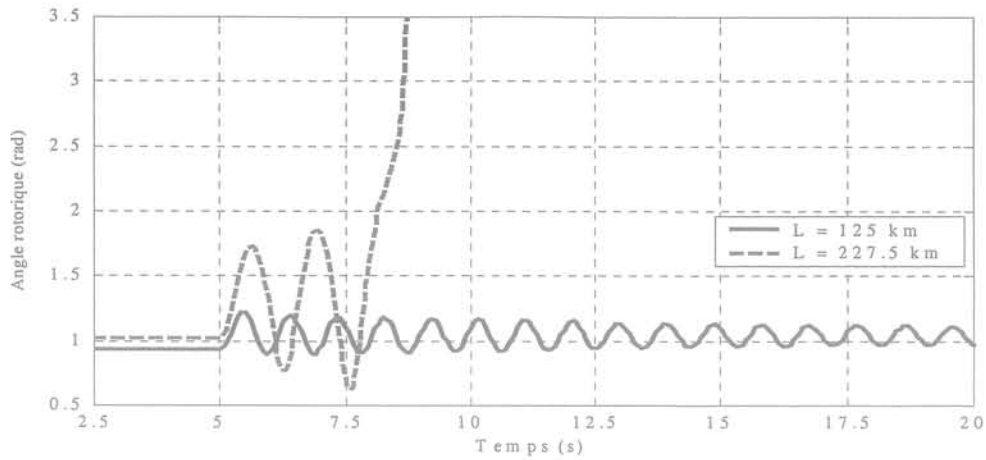


Fig. 6-4. Angle rotorique de machine

Ces résultats montrent que la fréquence naturelle de l'oscillation est de 1.075 Hz environ alors que la valeur de la mesure donnée par des essais de DTG est de 1.1 Hz.

VI.2.2.2.2 Court circuit

La configuration du réseau dans ce cas est la même que la précédente, et les deux longueurs de ligne sont (125 et 200 km). Un court-circuit triphasé se produit au milieu de la deuxième ligne à l'instant $t = 5$ s. Après 75 ms, ce court-circuit est éliminé par les déclenchements des deux disjoncteurs aux extrémités de cette ligne.

La figure 6-5 montre les réponses de la tension terminale V de la machine. A partir de cette figure, on peut noter qu'avec la longueur de lignes de 125 km, quand un court-circuit se produit, la tension chute brutalement de 1 à 0.5 pu. Quand le court-circuit est éliminé, la tension augmente brutalement. La tension minimale de la première oscillation est 0.88 pu. L'amplitude de l'oscillation diminue lentement. L'amplitude de l'oscillation dans ce cas est plus importante que dans le cas d'une ouverture de ligne. Avec une longueur de 200 km, la tension chute à 0.575 pu. Après l'élimination de défaut la tension augmente comme dans le cas des 125 km, mais avec la ligne plus longue l'amplitude de l'oscillation augmente fortement; en conséquence, le réseau perd sa stabilité. La tension minimale de la première oscillation est de 0.76 pu et la deuxième est de 0.52 pu. La fréquence naturelle est faible pour les deux premières oscillations, puis elle augmente.

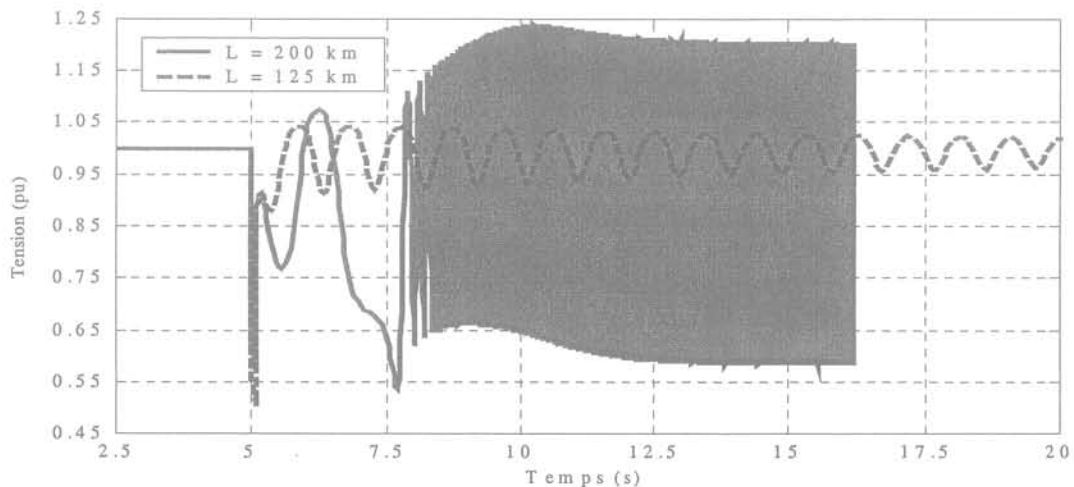


Fig. 6-5. Tension terminale de la machine

La figure 6-6 montre la réponse de l'angle rotorique δ de la machine. Pour la longueur de 125 km, quand un court-circuit se produit, l'angle rotorique augmente. Après l'élimination du court-circuit, l'amplitude de l'oscillation continue à augmenter jusqu'à sa valeur maximale, qui est environ 1.6 rad, puis elle diminue lentement. Pour la longueur de ligne de 200 km, l'amplitude de l'oscillation de l'angle rotorique augmente à 2 rad. A la deuxième oscillation, l'angle rotorique augmente fortement, en conséquence, le réseau perd sa stabilité à partir de cette oscillation (2.5s après l'événement).

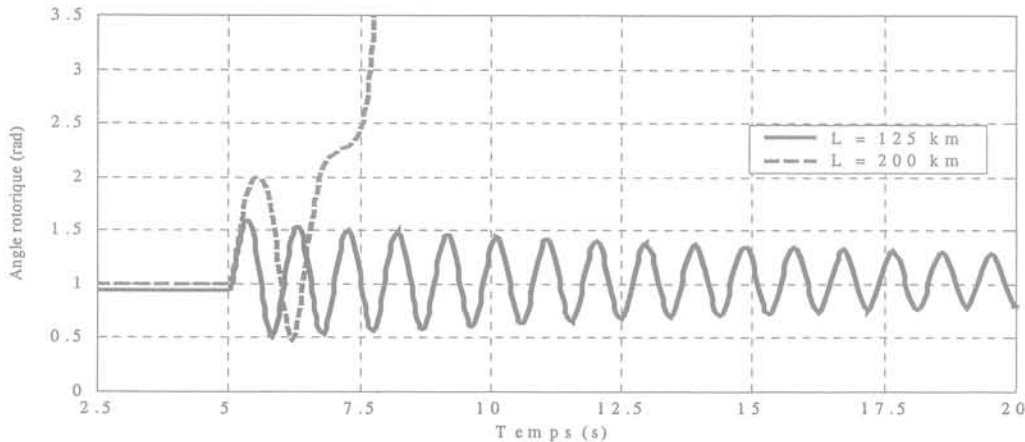


Fig. 6-6. Angle rotorique de machine

VI.2.2.2.3 Amélioration de la stabilité

La stabilité peut être améliorée par l'addition de dispositifs correctifs. Dans ce réseau, nous avons choisi un stabilisateur de puissance active (PSS) pour améliorer la stabilité des angles. Le modèle de PSS que nous avons choisi est disponible dans le bibliothèque IEEE. Le jeu de paramètres du modèle de PSS est choisi de façon typique pour ce réseau. Dans la suite, nous allons effectuer les comparaisons des résultats avec et sans le PSS.

La figure 6-7 montre l'angle rotorique de la machine δ , pour le cas du court-circuit avec une longueur des lignes de 125 km. A la première oscillation, l'amplitude maximale de l'oscillation de l'angle rotorique pour les deux cas est identique. L'oscillation de l'angle pour le cas avec PSS est bien amortie après la deuxième oscillation. Le réseau est stable au bout de la sixième oscillation (environ 5 s après l'événement). Dans le cas où il n'y a pas de PSS, le réseau est stable au bout de nombreuses oscillations (une quarantaine de secondes environ).

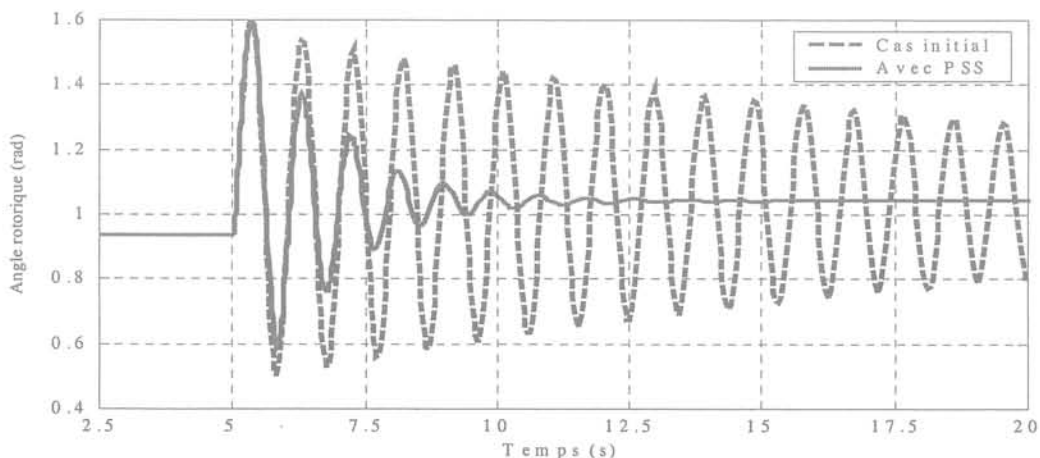


Fig. 6-7. Angle rotorique de la machine

Normalement, les résultats de l'angle rotorique de la machine sont plus déterminants pour les études de la stabilité des angles. Néanmoins, les amplitudes de l'angle rotorique sont très différentes pour les deux situations (avec et sans le PSS) dans les cas des instabilités du réseau. C'est pourquoi nous choisissons de comparer les résultats de la tension terminale de la machine, présentés dans les figures suivantes.

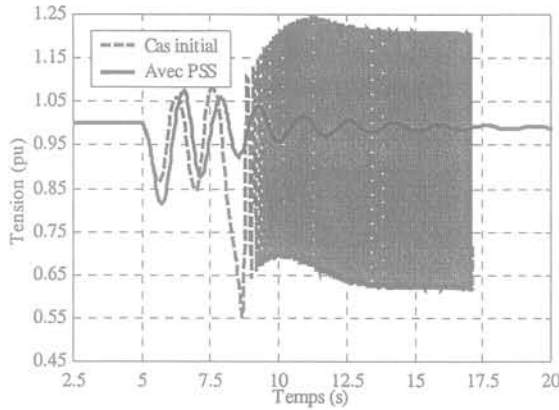


Fig. 6-8. Tension terminale de la machine

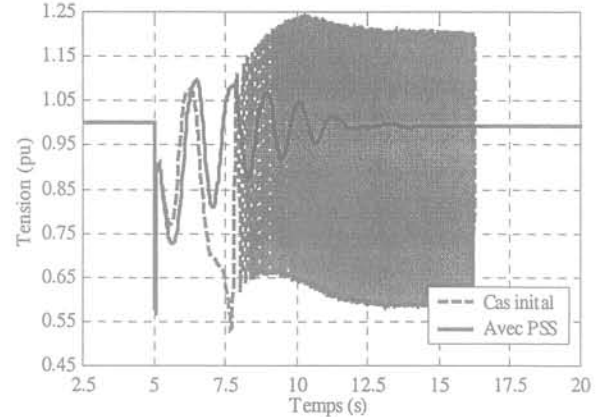


Fig. 6-9. Tension terminale de la machine

Les figures 6-8 et 6-9 montrent la tension terminale de machine V, pour le cas d'ouverture d'une ligne avec une longueur des lignes de 227.5 km, et le cas de court-circuit avec une longueur des lignes de 200 km. A partir de ces figures, la première oscillation de la tension de la machine, dans le cas de la présence du PSS, est plus basse que dans le cas sans PSS parce que celui-ci a agi sur la tension de l'excitation, entraînant la baisse de la tension terminale de la machine. Mais l'amplitude de l'oscillation est bien amortie ; le réseau est stable, grâce au signal supplémentaire du PSS, au bout de quelques oscillations (environ 6 – 7 s après l'événement).

VI.3 SIMULATIONS DYNAMIQUES POUR LE RESEAU TEST BPA

La description générale de ce réseau a été présentée dans le chapitre III. Cette partie présente très rapidement la configuration de ce réseau. Le réseau test BPA comporte 3 générateurs (le générateur N°1 est considéré comme un nœud de puissance infinie), 6 lignes à 500 kV entre le nœud N°5 et N°7, une ligne à 110 kV entre le nœud N°9 et N°10, 6 transformateurs et des charges alimentées sous 13,8 kV aux nœuds N°8 et N°11. La fréquence de ce réseau est de 60 Hz. La figure 6-10 montre la configuration simplifiée de ce réseau.

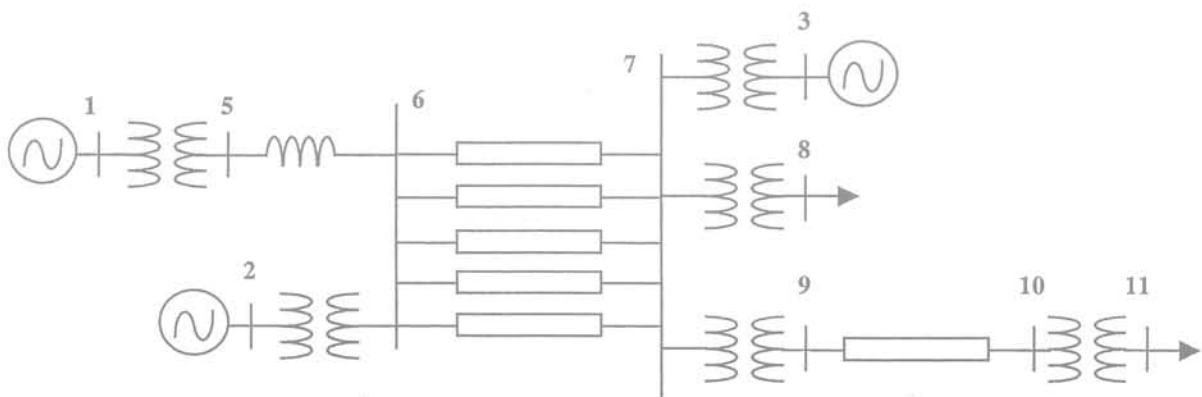


Fig. 6-10. Configuration simplifiée de réseau test BPA

VI.3.1 Court-circuit en différents lieux

Sur ce réseau, des courts-circuits sont simulés pour étudier la stabilité transitoire. Différents lieux de court-circuit sont examinés pour cette étude. Le premier court-circuit est effectué au milieu d'une des cinq lignes à 500 kV entre les nœuds N°6 et N°7. Ce court-circuit est éliminé par l'ouverture des disjoncteurs aux extrémités de cette ligne à 66,66 ms (4 cycles) après l'événement. Le deuxième court-circuit est effectué au nœud N°6, et le troisième au nœud N°7. Ces courts-circuits sont également éliminés au bout de 4 cycles après l'événement.

Les figures. 6-11 et 6-12 montrent les réponses de la fréquence et de l'angle rotorique de la machine 2 pour ces trois lieux différents de courts-circuits. Pour le premier et le troisième court-circuit, les réponses de la vitesse et de l'angle rotorique de cette machine sont presque identiques. Les réponses pour le deuxième court-circuit sont très différentes de celles des deux autres courts-circuits. La fréquence maximale de cette machine est d'environ de 1.007 pu pour le premier et le troisième court-circuit, et de 1.012 pu pour le deuxième court-circuit. Pour le premier et le troisième court-circuit, la fréquence de cette machine revient à l'état initial environ une seconde après l'événement. Pour le deuxième court-circuit la fréquence revient à l'état initial environ 4 s après l'événement. Néanmoins l'écart de cette fréquence à son état initial est très faible à 1.5 s après l'événement. L'angle rotorique de cette machine augmente, à partir de l'état initial 0.6 rad, à environ 0.8 rad pour le premier et le troisième court-circuit, et à environ 1.64 rad pour le deuxième court-circuit.

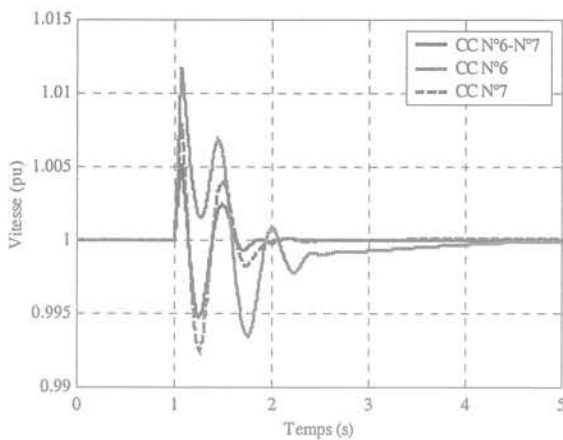


Fig. 6-11. Vitesse de la machine 2

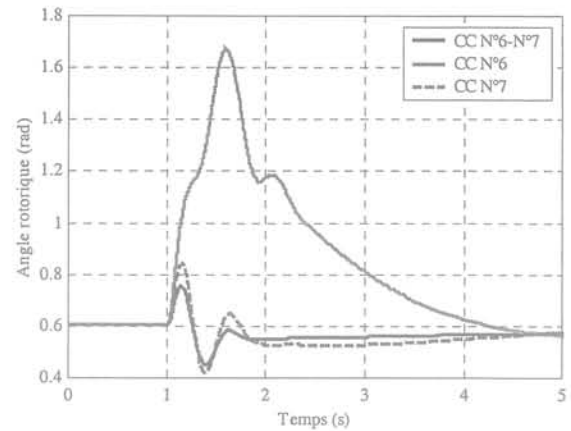


Fig. 6-12. Angle rotorique de la machine 2

Les figures. 6-13 et 6-14 montrent les réponses de la vitesse et de l'angle rotorique de la machine 3 pour les trois différents courts-circuits. L'amplitude de l'oscillation pour le deuxième court-circuit est plus grande que celle pour le premier mais elle est plus petite que celle pour le troisième court-circuit. La fréquence maximale de cette machine est d'environ 1.005 pu pour le premier, de 1.007 pu pour le deuxième, et de 1.009 pu pour le troisième court-circuit. Pour le premier court-circuit, la fréquence de cette machine retourne à l'état initial environ 1 s après l'événement. Pour le deuxième court-circuit, cette fréquence retourne à l'état initial environ 2.75 s après l'événement. Pour le troisième court-circuit cette fréquence retourne à l'état initial environ 4 s après l'événement. Néanmoins l'écart de ces fréquences avec leurs valeurs initiales diminue de plus en plus à partir de 1.5 s après l'événement.

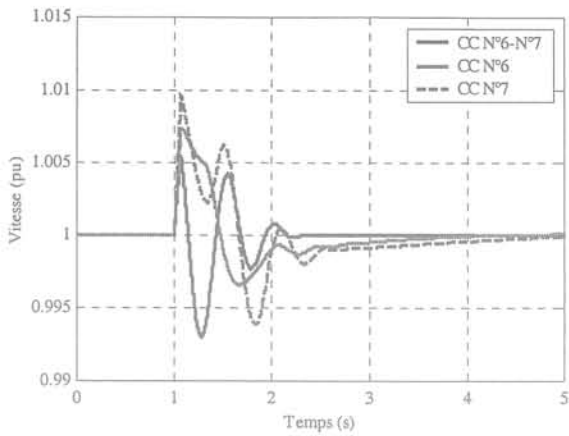


Fig. 6-13. Vitesse de la machine 3

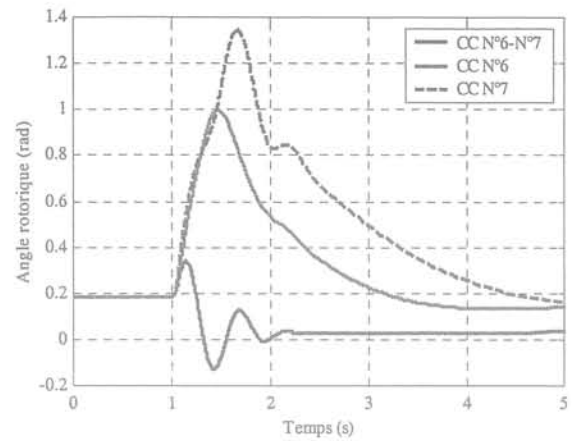


Fig. 6-14. Angle rotorique de la machine 3

L'angle rotorique de cette machine augmente de 0.18 rad (l'état initial) à environ de 0.32 rad pour le premier court-circuit, à environ 1 rad pour le deuxième et à environ 1.34 rad pour le troisième. Ces résultats montrent que l'amplitude de l'oscillation de cette machine est beaucoup plus importante si le court-circuit se produit sur les nœuds.

Les figures. 6-15 et 6-16 montrent les puissances active et réactive fournies par la machine N°3. La figure 6-15 montre que, lorsqu'un court-circuit se produit, la puissance active baisse fortement et quand ce court-circuit est éliminé, cette puissance augmente fortement. La Fig. 6-16 montre que, quand un court-circuit se produit, la puissance réactive augmente fortement et quand ce court-circuit est éliminé, cette puissance baisse brutalement. Les explications de ces phénomènes sont décrites par la suite.

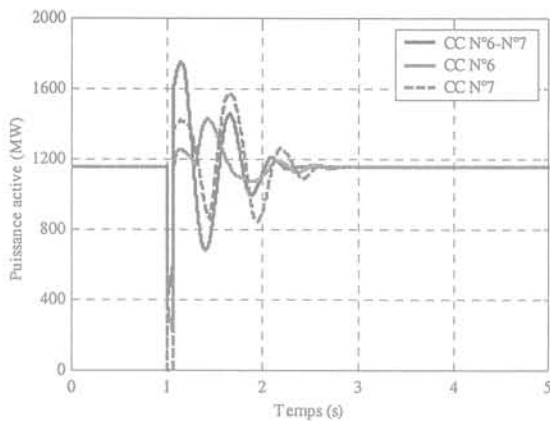


Fig. 6-15. Puissance active de la machine 3

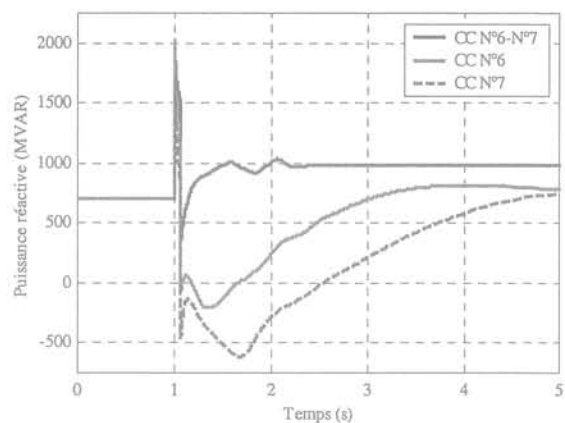


Fig. 6-16. Puissance réactive de la machine 3

Quand un court-circuit se produit, la tension aux nœuds baisse brutalement, ce qui fait chuter la puissance de production parce que la charge dépend de la tension (impédance constante). Mais, quand la tension aux nœuds de générateur chute, le système d'excitation doit agir très vite pour maintenir la tension terminale de la machine, ce qui fait augmenter la puissance réactive de la machine.

Les figures. 6-17 et 6-18 montrent les comparaisons des réponses de la fréquence et de l'angle rotorique de la machine N°2 et N°3 pour un court-circuit au nœud N°6. Avant la perturbation les fréquences des machines sont synchronisées. Pendant et tout de suite après la perturbation les fréquences de ces machines ne sont plus synchronisées. L'écart de la fréquence entre les

machines est assez important. Cet écart devient nul 1,5 s après l'événement environ. Néanmoins, ces deux fréquences n'ont pas encore atteint leurs états initiaux à cet instant, mais l'écart entre ces fréquences et ces états initiaux est très faible. A partir de la figure 6-8, on constate que les formes de l'angle rotorique des deux machines sont presque identiques. L'amplitude maximale de l'oscillation de l'angle rotorique pour la machine 2 est environ de 1 rad et pour la machine 3 environ de 0,88 rad pour ce lieu de court-circuit.

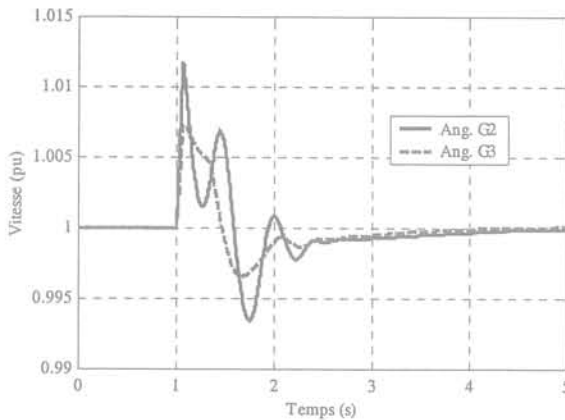


Fig. 6-17. Vitesse des machines 2 et 3

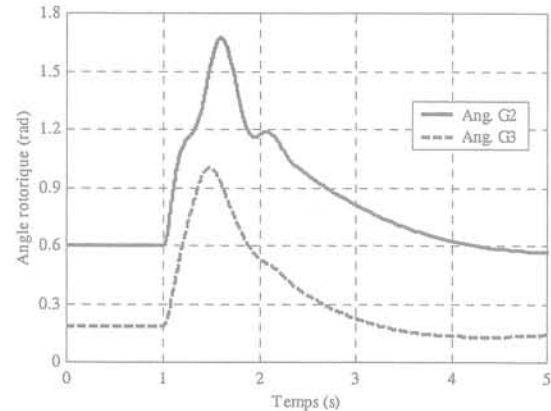


Fig. 6-18. Angle rotorique des machines 2 et 3

VI.3.2 Temps d'élimination de défaut

Dans ce cas, un court-circuit au nœud N°6 est effectué. Avec la méthode dichotomique, le temps critique d'élimination de défaut pour ce cas est de 147 ms. La vérification de ces résultats est effectuée par la simulation dynamique pour les différents temps d'élimination de défaut (66,66 ms = 4 périodes, 116,66 ms = 7 périodes, 147 ms = la limite et 148 ms). Ces résultats montrent la réponse de la fréquence (f) et la variation de l'angle du rotor (δ) de la machine N°2 et N°3 avant, pendant et après le défaut.

Les figures 6-19 et 6-20 montrent la vitesse de la machine N°2 et N°3, respectivement. A partir de la figure 6-19, on constate pour la machine N°2 (proche de lieu de court-circuit) que quand le temps d'élimination de défaut (TED) augmente, l'amplitude de l'oscillation croît. La forme de l'oscillation de la vitesse du quatrième TED (148 ms) est la même que celle du troisième TED (147 ms) à la première oscillation puis se décale à partir de la deuxième oscillation, pour ensuite diverger.

Avec les TED ≤ 147 ms la machine est stable, au-delà, elle devient instable. Quand le TED est égal à 66,66 ms (4 périodes), la machine revient à un état d'équilibre environ 1,3 s après cet événement. Quand le TED augmente jusqu'à 116,66 ms (7 cycles), la machine se stabilise environ 1,5 s après. Quand le TED augmente jusqu'à 147 ms (le temps critique), la machine se stabilise vers 2,4 s. Quand le TED augmente jusqu'à 148 ms (1 ms de plus que le temps critique), la machine devient instable aux trois quarts de la deuxième oscillation, environ 1,2 s après l'événement.

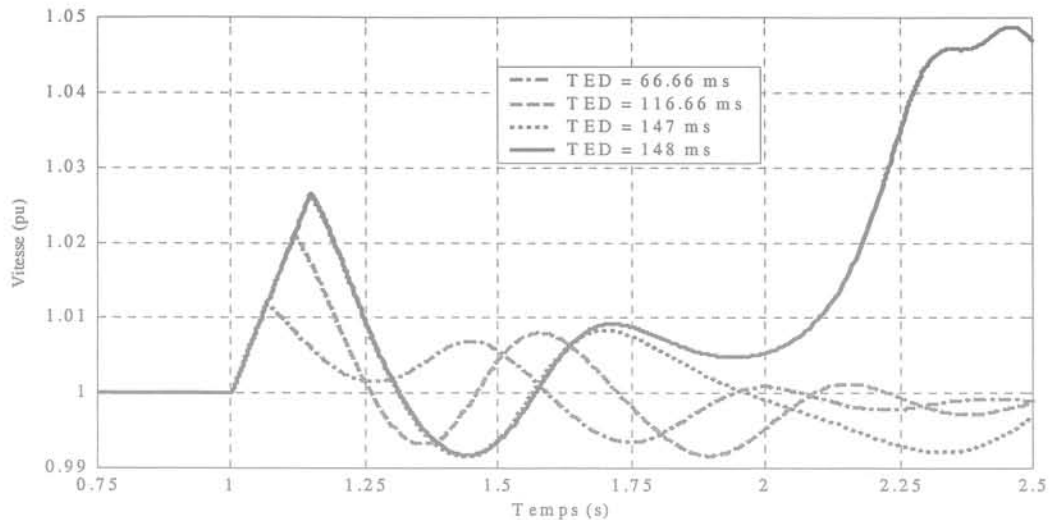


Fig. 6-19. Vitesse de la machine 2 pour les différents TED

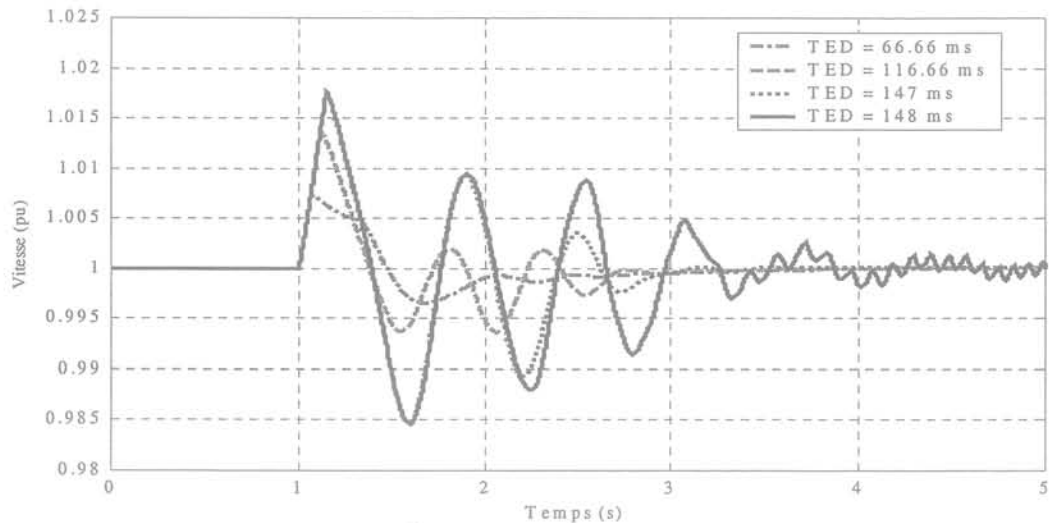


Fig. 6-20. Vitesse de la machine 3 pour les différents TED

A partir de la figure 6-20, comme dans la figure 6-19, l'amplitude de l'oscillation de la vitesse de la machine 3 croît quand le TED augmente. Les formes de l'oscillation de la vitesse de cette machine sont presque identiques pour les trois derniers TED, en forme décroissante. Pour tous les quatre TED, cette machine est stable. Avec le TED égal à 66,66 ms, la machine se stabilise après la première oscillation environ 1,3 s après cet événement. Avec les TED égaux aux 116,66 ms et 147 ms, la machine se stabilise à la quatrième oscillation au bout d'environ 1,9 s. Quand le TED augmente jusqu'à 148 ms, la machine se stabilise après plusieurs oscillations après environ 3,5 s.

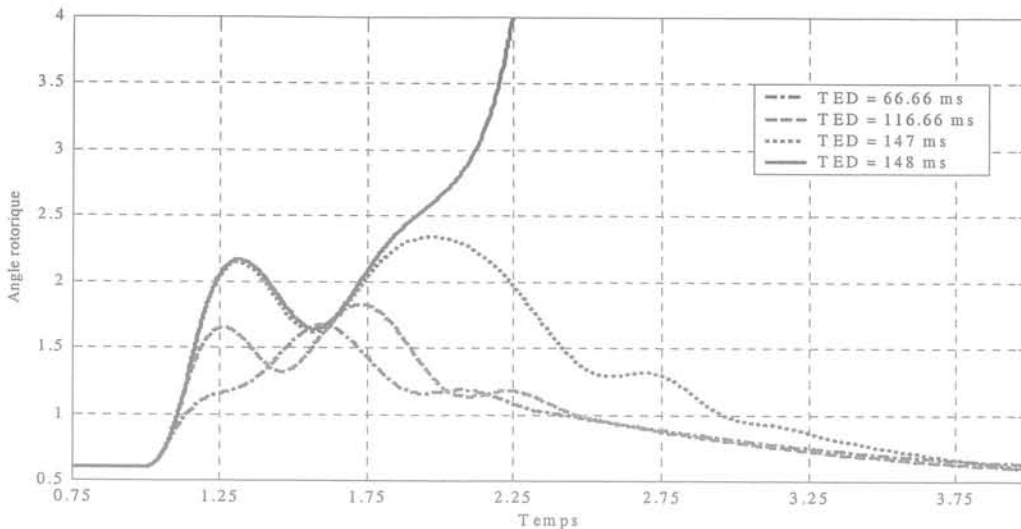


Fig. 6-21. Angle rotorique de la machine 2 pour plusieurs TED

La figure 6-21 représente la variation de l'angle rotorique de la machine 2 pour les différents TED. L'amplitude de l'oscillation augmente en fonction du TED et diverge pour $TED = 148$ ms. La figure 6-22 montre les oscillations de l'angle rotorique de la machine N°3. Les oscillations sont nettement amorties, donc cette machine conserve bien le synchronisme, y compris pour $TED = 148$ ms.

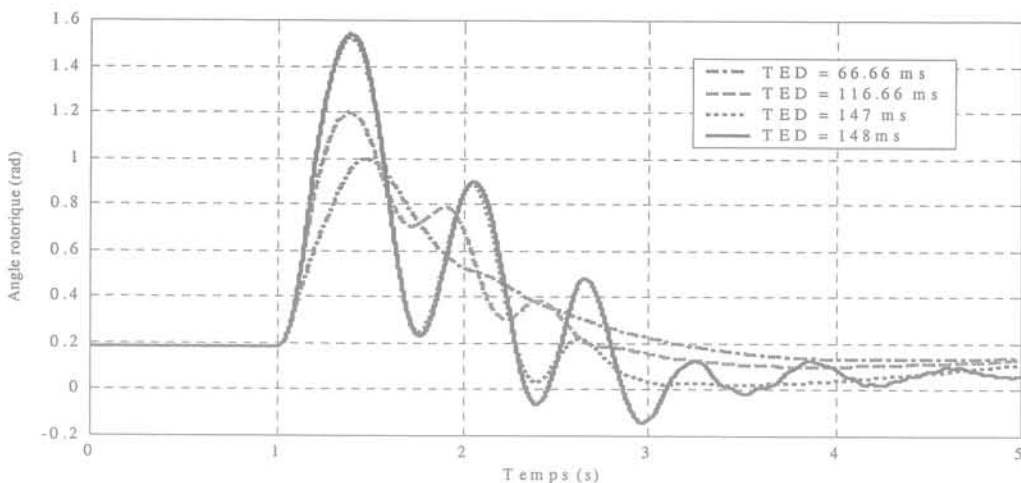


Fig. 6-22. Angle rotorique de la machine 3 pour les différents TED

Avec un $TED \leq 147$ ms, le réseau est stable, mais pour un $TED > 147$ ms le réseau perd sa stabilité, parce qu'un des générateurs dans ce réseau perd le synchronisme. Les résultats de cette étude montrent que le générateur N°2 est le générateur critique concernant le problème de la stabilité transitoire, pour le court-circuit au nœud N°6, qui rappelons-le se trouve aux bornes du transformateur du groupe N°2.

VI.4 SIMULATIONS DYNAMIQUES POUR LE RESEAU VIETNAMEN

La description générale de ce réseau est présentée dans l'introduction générale. L'étude de stabilité transitoire est appliquée pour deux configurations de ce réseau VN2000 et VN2005.

VI.4.1 Réseau VN2005

Dans cette section, l'étude de la stabilité transitoire est examinée dans le deuxième scénario du réseau vietnamien en 2005. Les études sont effectuées pour des grandes perturbations par exemple : le court-circuit sur les nœuds ou sur les lignes à 500 kV et la perte une centrale de production.

VI.4.1.1 Court-circuit sur les nœuds

Dans ce cas, les différents lieux de court-circuit sur les nœuds (Hoa Binh, Ha Tinh, Da Nang, Pleicu et Phu Lam) de la ligne longue à 500 kV sont étudiés. Le court-circuit est effectué à l'instant $t = 5$ s, avec un temps d'élimination de défaut de 80 ms. La variation de l'angle rotorique de quelques machines dans les trois zones, les puissances active et réactive fournies par le générateur Yaly sont présentées pour les différents lieux de perturbation. Puis les comparaisons de l'amplitude d'oscillation de la vitesse et de l'angle rotorique entre les différentes machines pour un seul lieu de court-circuit sont aussi présentées.

VI.4.1.1.1 Variation de l'angle rotorique des machines

Normalement, dans les premiers instants où un court-circuit se produit, l'angle rotorique de la machine augmente. Mais ce n'est pas toujours vrai, il peut diminuer si la machine se trouve dans la zone opposée du lieu de court-circuit. Néanmoins, on va s'intéresser seulement à l'évolution de l'amplitude des oscillations de cet angle rotorique.

Machine Hoa Binh (région du nord)

La figure 6-23 montre les évolutions de l'angle rotorique de la machine Hoa Binh pour les différents lieux de court-circuit. Le court-circuit au nœud Hoa Binh 500 kV est très proche de cette machine. La valeur initiale de l'angle rotorique de cette machine est de 0,321 rad.

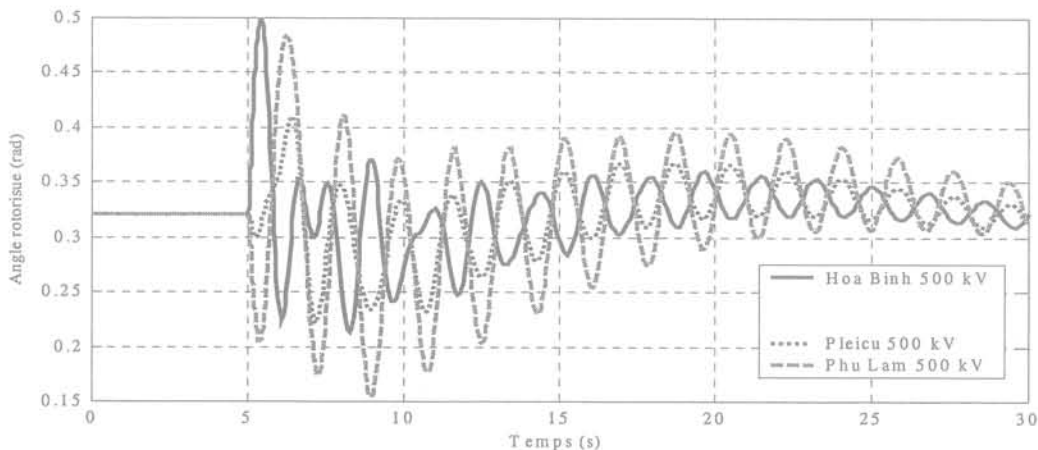


Fig. 6-23. Variation de l'angle rotorique de la centrale Hoa Binh

A partir de cette figure on peut examiner les évolutions de l'angle rotorique de cette machine de la façon suivante :

- Pour un court-circuit au nœud Hoa Binh 500 kV, on observe une grande amplitude à la première oscillation (0,5 rad), mais cette amplitude diminue progressivement vers 0,35 rad à la deuxième oscillation

- Pour un court-circuit au nœud Phu Lam 500 kV, la forme de l'oscillation est contraire de celle du court-circuit à Hoa Binh 500 kV. Son amplitude de l'oscillation est plus grande que celles du court-circuit aux autres lieux, sauf à la première oscillation (0,483 rad), qui est plus petite que celle de court-circuit à Hoa Binh 500 kV.

Machine Yaly (région du centre)

La figure 6-24 montre les évolutions de l'angle rotorique de la centrale Yaly pour les différents lieux de court-circuit. Le court-circuit au nœud Pleicu 500 kV est proche de cette machine (30 km). La valeur initiale de l'angle rotorique de cette machine est de 0,317 rad.

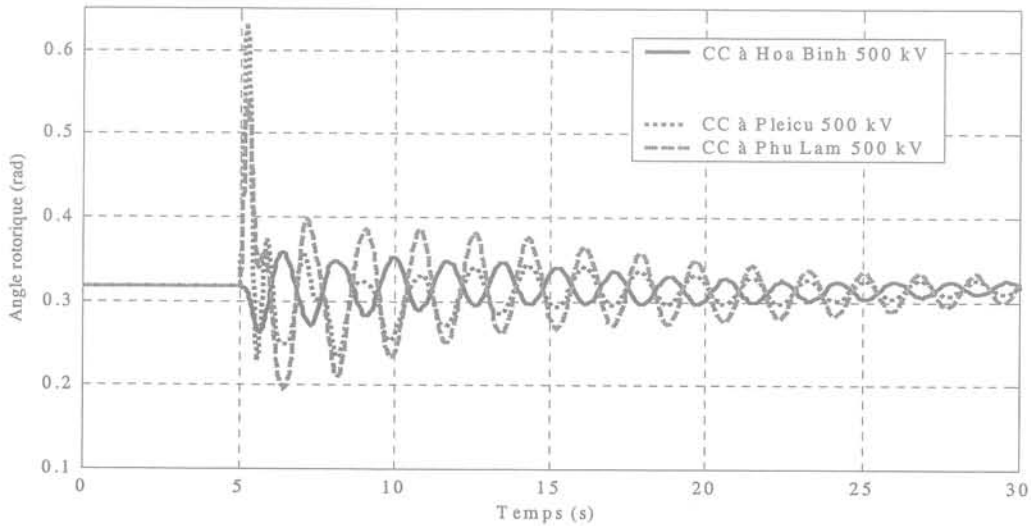


Fig. 6-24. Variation de l'angle rotorique de la centrale Yaly

A partir de cette figure on peut examiner les évolutions de l'angle rotorique de cette machine de la façon suivante :

- Pour un court-circuit au nœud Hoa Binh 500 kV, cette machine subit des oscillations de l'angle rotorique aux amplitudes faibles. L'amplitude maximale à la première oscillation est de 0,358 rad.
- Pour un court-circuit à Pleicu 500 kV, l'amplitude de la première oscillation (0,631 rad) est plus grande que pour les trois lieux de court-circuit précédents. Elle diminue fortement à la deuxième oscillation (0,373 rad). Elle diminue progressivement à partir de cette oscillation.
- Pour un court-circuit au Phu Lam 500 kV, l'amplitude de la première oscillation est un peu plus faible que celle du court-circuit au Pleicu 500 kV (0,538 rad). Elle devient plus grande que pour tous les autres lieux de court-circuit à partir de la deuxième oscillation, ce qui montre qu'un court-circuit à ce nœud Phu Lam 500 kV est contraignant.

Machine Phu My 2 (région du sud)

La figure 6-25 montre les évolutions de l'angle rotorique de la machine Phu My 2 pour différents lieux de court-circuit. Le court-circuit au nœud Phu Lam 500 kV est proche de cette machine (64 km). La valeur initiale de l'angle rotorique de cette machine est de 0,418 rad. A partir de cette figure on peut interpréter les évolutions de l'angle rotorique de cette machine de la façon suivante :

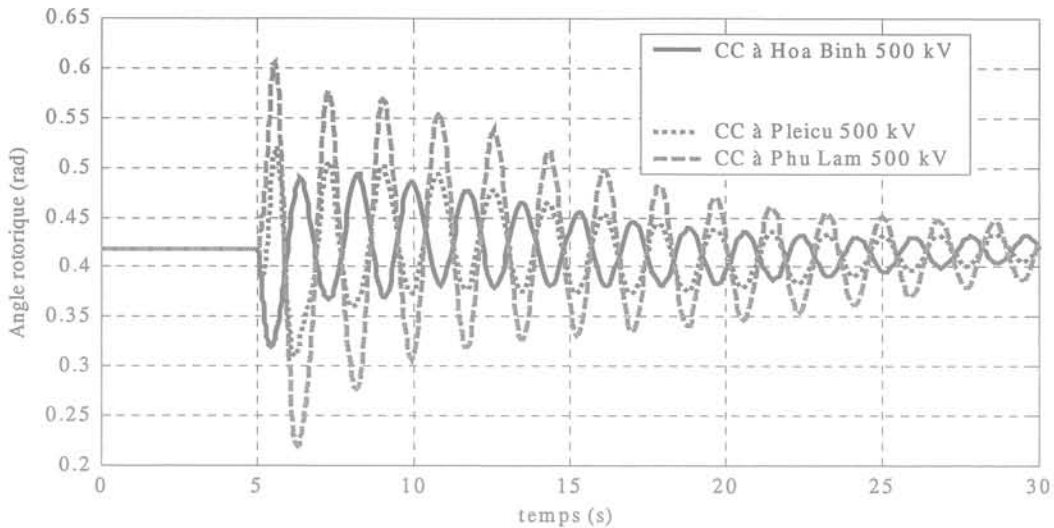


Fig. 6-25. Variation de l'angle rotorique de la centrale Phu My 2

- Comme pour les résultats de la figure précédente, l'amplitude de l'oscillation de cette machine est plus faible pour un court-circuit au nœud Hoa Binh 500 kV. Sa valeur maximale est de 0,489 rad.
- Cette amplitude devient plus grande quand le court-circuit se produit au nœud Pleicu 500 kV et encore plus grande au nœud Phu Lam 500 kV. L'amplitude de la première oscillation pour le court-circuit à Pleicu 500 kV est de 0,521 rad et celle à Phu Lam 500 kV est de 0,606 rad pour la première oscillation.

En conclusion, un court-circuit au nœud Phu Lam 500 kV est le plus contraignant pour l'ensemble du réseau.

VI.4.1.1.2 Puissance active d'une machine

Lors d'un court-circuit, la puissance active de chaque machine chute brusquement. Cela provient de la chute brutale de tension aux bornes du stator de la machine. La résistance de court-circuit est faible, c'est pourquoi la variation de la puissance active pendant la perturbation est très faible. Cette puissance ré-augmente brusquement à la fin de l'élimination de défaut, lorsque la tension réapparaît normalement dans le réseau. La figure 6-26 montre la réponse de l'évolution de puissance active fournie par la machine Yaly pour différents points de court-circuit aux nœuds 500 kV. La puissance initiale de cette machine est de 600 MW.

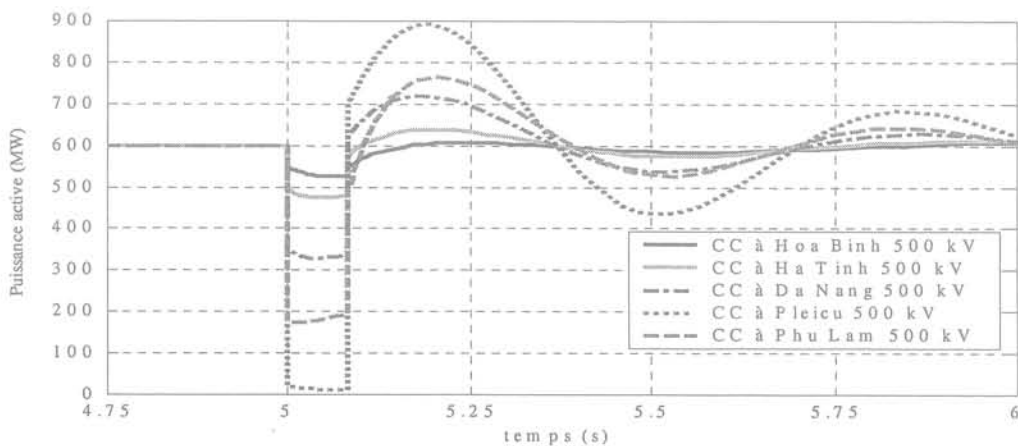


Fig. 6-26. Puissance active fournie par le générateur Yaly

Les formes de l'évolution de puissance active de cette machine sont presque identiques. Par exemple, pour un court-circuit au nœud Phu Lam 500 kV, la puissance active chute brusquement à 177 MW, varie lentement jusqu'à 195 MW, point de début d'élimination du défaut. Elle augmente alors à 479 MW au point de fin des processus d'élimination du défaut. La valeur maximale de l'oscillation de puissance active est de 763 MW.

La puissance active de cette machine revient à sa valeur initiale en régime établi après l'élimination du défaut pour tous les points de court-circuit. Pendant le court-circuit, la variation de puissance active est très faible, de l'ordre de la dizaine de MW. Après l'élimination du court-circuit, cette puissance augmente de façon rapide pour ré-atteindre sa valeur initiale. L'amplitude de l'oscillation de la puissance active et la durée du retour en régime établi dépend de la chute de puissance pendant le court-circuit. Par exemple, pour le court-circuit au nœud Hoa Binh 500 kV, la chute de puissance est très faible, c'est pourquoi l'amplitude de son oscillation est très faible et la machine peut retourner en régime établi plus rapidement que pour les autres lieux de court-circuit. Pour cette machine, le court-circuit aux nœuds Pleicu 500 kV et Phu Lam 500 kV est plus dangereux du point de vue de la puissance active.

VI.4.1.1.3 Puissance réactive d'une machine

Au contraire de la puissance active, lors d'un court-circuit, la puissance réactive de chaque machine augmente brusquement. Le courant de court-circuit s'établit, la puissance réactive diminue alors jusqu'au début des processus d'élimination du défaut. Elle diminue brusquement à la fin de l'élimination du défaut, le courant se répartit alors dans le nouveau circuit. La figure 6-27 représente la réponse de l'évolution de la puissance réactive fournie par la machine Yaly pour les différents points de court-circuit aux nœuds 500 kV. La puissance réactive initiale de cette machine est de 170 Mvar.

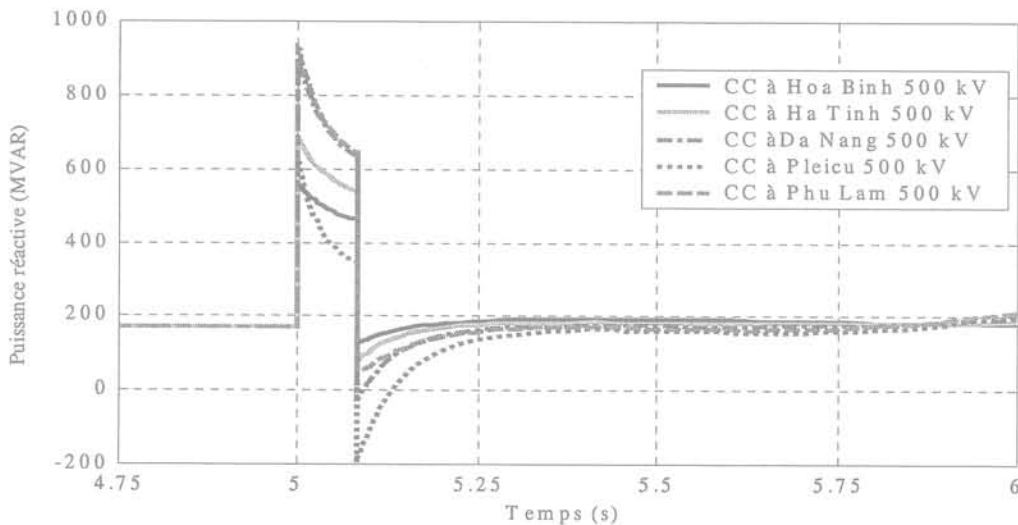


Fig. 27. Puissance réactive de la machine Yaly

Les formes de l'évolution de puissance active de cette machine sont proches identiques. Par exemple, pour un court-circuit au nœud Phu Lam 500 kV, la puissance réactive croit brusquement à 926 Mvar, diminue lentement jusqu'à 644 Mvar, point de début d'élimination du défaut. Elle chute alors à 52 Mvar, point de fin des processus d'élimination du défaut.

La puissance réactive de cette machine retrouve ensuite rapidement sa valeur initiale en régime établi après l'élimination du défaut pour tous les lieux de court-circuit. Pendant le court-

circuit, la variation de puissance réactive est beaucoup plus importante que la variation de la puissance active.

VI.4.1.1.4 Comparaison des vitesses des machines

Quand un court-circuit se produit dans le réseau, la puissance fournie par les machines chute brutalement, ce qui fait augmenter la vitesse de ces machines. L'augmentation de la vitesse de chaque machine dépend principalement de la chute de puissance de ces machines. Pour comparer les amplitudes de l'oscillation de vitesse, la Fig. 6-28 montre les évolutions de la vitesse des cinq différentes machines sélectionnées, dans les trois zones, (Hoa Binh, Pha Lai 3 au nord, Yaly au centre, Phu My 2 et Tri An au Sud) pour un même lieu de perturbation (court-circuit au nœud Pleicu 500 kV). Avant la perturbation, toutes les machines ont la même vitesse. Pendant la perturbation, ces valeurs ont des petits écarts entre elles. L'amplitude maximale de vitesse de chaque machine est la suivante :

- Machine Hoa Binh: 1,004 pu,
- Machine Pha Lai 3: 1,0042 pu,
- Machine Yaly: 1,0108 pu,
- Machine Phu My 2: 1,0055 pu
- Machine Tri An: 1,0042 pu

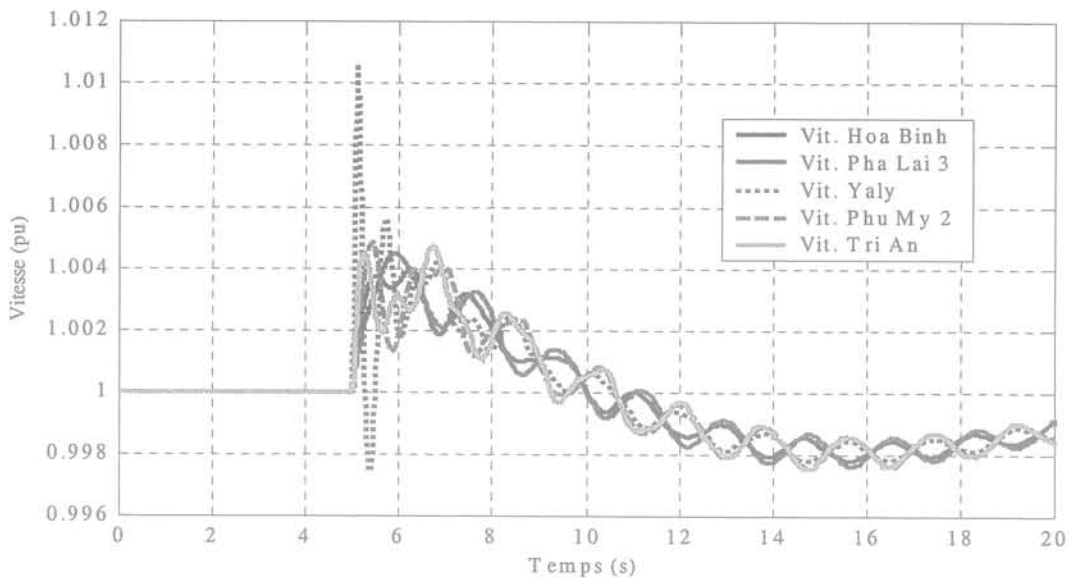


Fig. 6-28. Vitesse de cinq machines sélectionnées

Néanmoins, ces valeurs maximales sont presque identiques, sauf celle de la machine Yaly, mais les instants d'apparition de ces valeurs ne sont pas les mêmes. Ces écarts deviennent de plus en plus petits après l'élimination du défaut. A partir de cette figure, quelques secondes après l'élimination du défaut, les machines au Nord se synchronisent entre elles et celles au Sud se synchronisent avec celles du centre. Les machines dans l'ensemble du réseau se synchronisent environ en une dizaine de secondes. La vitesse de chaque machine revient à sa valeur initiale en une quarantaine de secondes.

VI.4.1.1.5 Comparaison de la variation de l'angle rotorique des machines

Cette section compare l'angle rotorique pour plusieurs machines en un même lieu de court-circuit. La figure 6-29 montre les évolutions de l'angle rotorique pour cinq différentes

machines, avec un même lieu de perturbation (court-circuit au nœud Pleicu 500 kV). L'amplitude maximale de l'angle rotorique de chaque machine est la suivante:

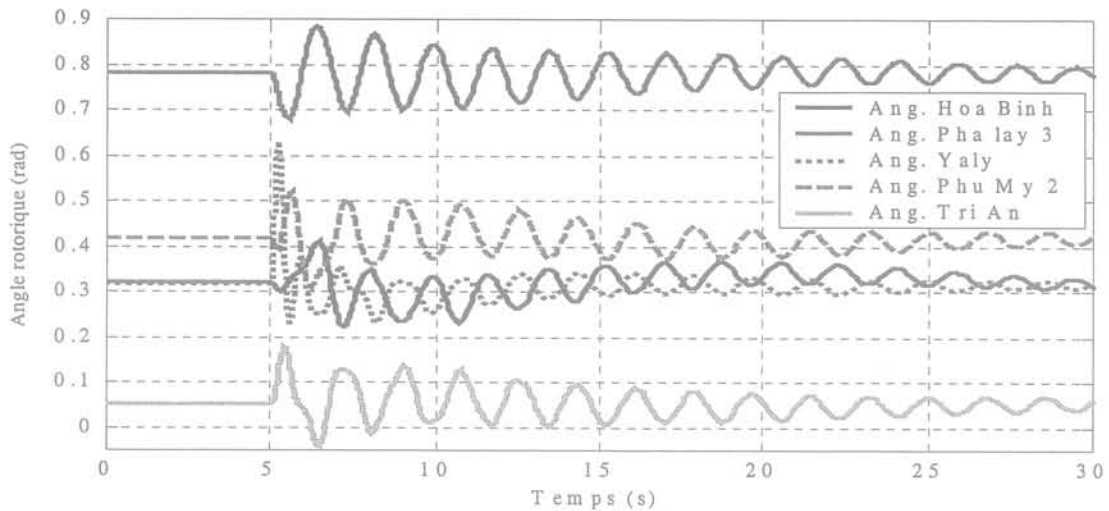


Fig. 6-29. Vitesse de cinq machines sélectionnées

- Machine Hoa Binh: 0,41 rad, sa valeur initiale est de 0,321 rad,
- Machine Pha Lai 3: 0,883 rad, sa valeur initiale est de 0,78 rad,
- Machine Yaly: 0,631 rad, sa valeur initiale est de 0,317 rad,
- Machine Phu My 2: 0,521 rad, sa valeur initiale est de 0,418 rad,
- Machine Tri An: 0,176 rad, sa valeur initiale est de 0,053 rad.

L'évolution de l'oscillation de l'angle rotorique de chaque machine est en forme décroissante. L'angle rotorique de toutes les machines dans le réseau est dans la limite ($\pm 3,14$ rad); ce qui signifie que le réseau est stable.

VI.4.1.2 Court-circuit sur les lignes

Maintenant, on examine un court-circuit sur plusieurs sections des deux lignes en parallèle à 500 kV entre les nœuds Pleicu 500 kV et Phu Lam 500 kV, à l'instant $t = 5$ s. On suppose que chaque court-circuit se produit au milieu de la section. Le premier court-circuit se trouve sur la section de la première ligne entre Pleicu 500 kV et Phu Lam 500 kV, le deuxième sur la section de la seconde ligne entre Pleicu 500 kV et Di Linh 500 kV, le troisième entre Di Linh 500 kV et Tan Dinh 500 kV, et le dernier entre Tan Dinh 500 kV et Phu Lam 500 kV. Chaque court-circuit est éliminé par les ouvertures des deux extrémités de cette section à 80 ms après l'événement. Les résultats de simulation montrent la réponse de la variation de l'angle rotorique de la machine Yaly, sa puissance active et réactive pour les différents lieux de court-circuit. Puis les résultats montrent également les comparaisons de l'amplitude d'oscillation de la vitesse et d'angle rotorique entre quelques machines pour un seul lieu de court-circuit.

VI.4.1.2.1 Variation de l'angle rotorique d'une machine

Les évolutions de l'angle rotorique de la machine Yaly pour différents lieux de court-circuit sont montrées sur la Fig. 6-30. Ces évolutions ont une allure proche pour tous les lieux de court-circuit. Comme dans le cas des courts-circuits aux nœuds, l'amplitude de l'angle rotorique est grande à la première oscillation et elle diminue fortement à la deuxième oscillation. Pendant la perturbation, l'amplitude de la première oscillation est de 0,581 rad, de

0,573 rad, de 0,566 rad et de 0,538 rad pour le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième court-circuit, respectivement. Elle est plus importante lorsque le court-circuit se trouve près de ce générateur.

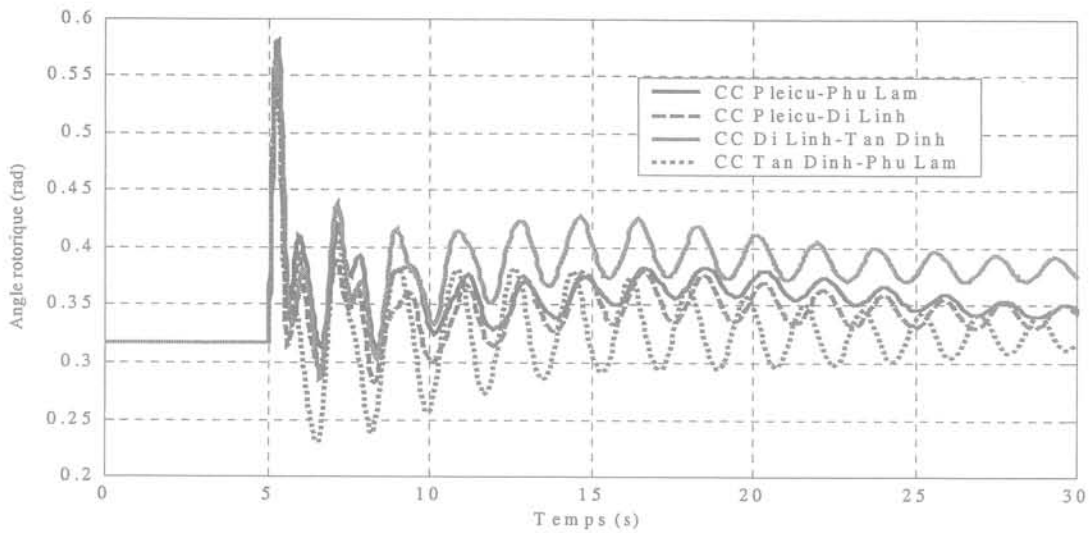


Fig. 6-30. Variation de l'angle rotorique de la centrale Yaly

Après l'élimination du court-circuit, la réponse aux trois premiers courts-circuits est bien amortie. L'amplitude de l'oscillation du quatrième court-circuit est plus importante que celles des autres lieux de court-circuit après l'élimination du défaut. Quand la section Tan Dinh 500 kV - Phu Lam 500 kV est ouverte, la réactance de ligne vue du nœud Di Linh 500 kV est fortement augmentée (en plus des 312 km vers Pleicu et des 175 km vers Tan Dinh, les 49 km entre Tan Dinh et Phu Lam sont remplacées par un bouclage 220 kV de très grande longueur jusqu'à Phu My 500 kV).

VI.4.1.2.2 Puissance active de la machine

Les évolutions de la puissance active fournie par la centrale Yaly pour des différents lieux de perturbation sont montrées dans la Fig. 6-31. Cette figure montre que la forme et l'amplitude de l'oscillation de la puissance active de la machine Yaly sont presque identiques, quels que soient les lieux de court-circuit sur les lignes.

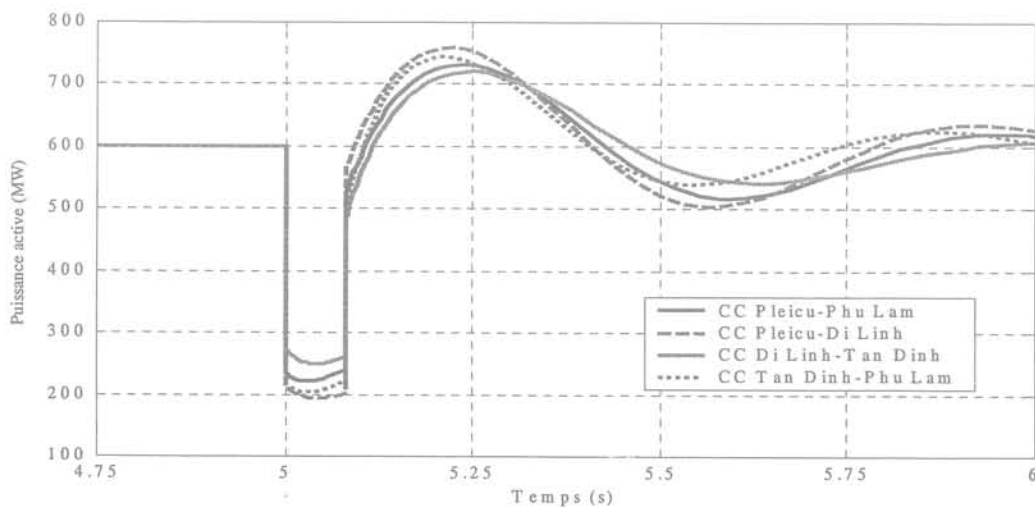


Fig. 6-31. Puissance active fournie par le générateur Yaly

Par exemple, pour le premier court-circuit, la puissance baisse de 600 MW à 214 MW au début du défaut. L'amplitude maximale de l'oscillation est de 760 MW après l'élimination du défaut.

Les formes de l'oscillation de la puissance active de cette machine sont les mêmes que celles trouvées dans le cas du court-circuit sur les nœuds, mais ces amplitudes sont inférieures au cas du court-circuit sur le nœud Pleicu (le plus proche de la centrale). La puissance active de cette machine peut revenir à l'état initial quelques secondes plus tard.

VI.4.1.2.3 Puissance réactive de la machine

Les évolutions de la puissance réactive fournie par la centrale Yaly pour des différents lieux de perturbation sont montrées dans la Fig. 6-32. Les formes et l'amplitude de l'oscillation de la puissance réactive de cette machine sont presque identiques, quels que soient les lieux de court-circuit. Cette figure montre que:

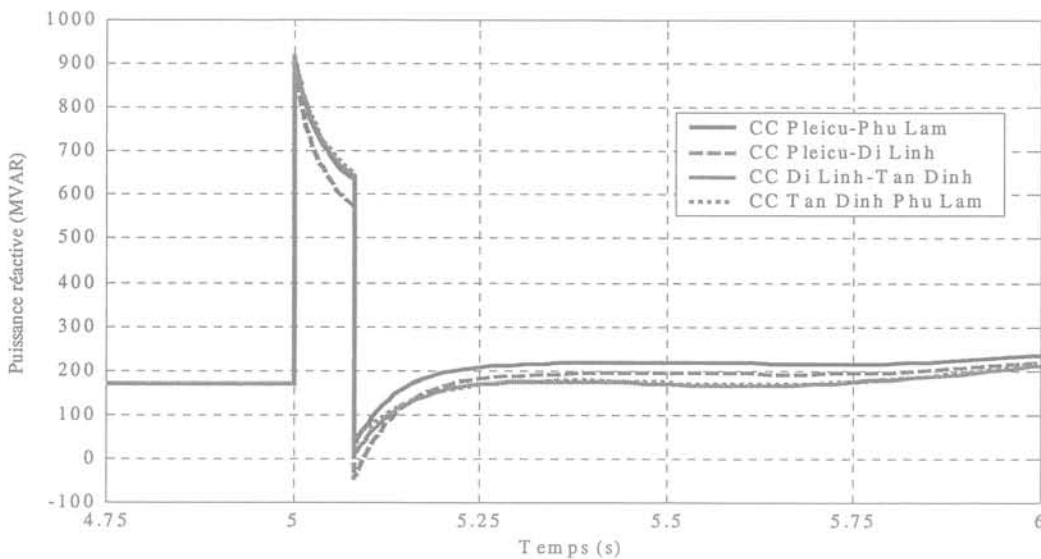


Fig. 6-32. Puissance réactive fournie par la centrale Yaly

- Pour le premier, troisième et quatrième lieu de court-circuit, la puissance réactive croît brutalement de 170 Mvar à environ 915 Mvar. Au début de l'élimination de défaut, ces puissances varient jusqu'à 645 Mvar environ. A la fin de l'élimination de défaut, elle baisse fortement jusqu'à 30 Mvar environ.
- Pour le deuxième court-circuit, la puissance croît à 885 Mvar. Au début de l'élimination de défaut, cette puissance varie jusqu'à 574 Mvar. A la fin de l'élimination de défaut elle baisse fortement jusqu'à -48 Mvar.

Dans tous les cas, on revient rapidement à une valeur proche de la valeur initiale.

VI.4.1.2.4 Comparaison des vitesses des machines

Les évolutions de la vitesse des cinq différentes machines (comme dans le cas de court-circuit aux nœuds) pour un même lieu de perturbation (le deuxième court-circuit soit entre Pleicu 500 kV et Di Linh 500 kV) sont présentées sur la figure 6-33. Il y a de petits écarts de vitesse entre les machines du réseau pendant et quelques secondes après le court-circuit. L'écart de vitesse entre des générateurs devient très petit après quelques oscillations.

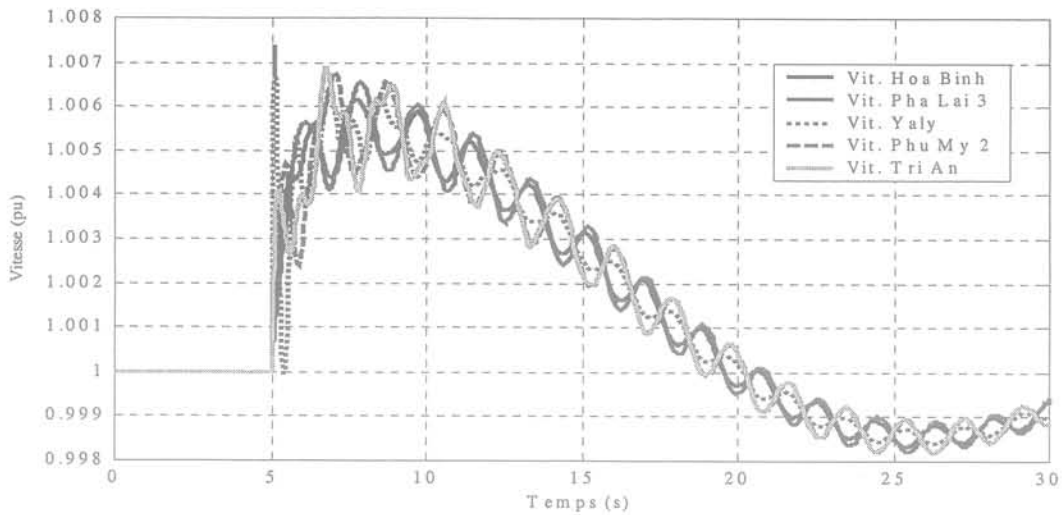


Fig. 6-33. Vitesse de cinq machines sélectionnées

Pour ce lieu de court-circuit, l'amplitude de l'oscillation de la vitesse de la machine Yaly est plus importante lors des premières oscillations. Les générateurs de chaque région se synchronisent environ 5 s après l'élimination du court-circuit. Environ une quinzaine de secondes après l'élimination du court-circuit, les générateurs de la région du sud et du centre se synchronisent. Enfin, les générateurs dans l'ensemble du réseau se synchronisent en 25 s après l'élimination du défaut. Les vitesses de ces machines reviennent à leur valeur initiale en une quarantaine de secondes.

VI.4.1.2.5 Comparaison de la variation de l'angle rotorique des machines

Les évolutions de l'angle rotorique des cinq différentes machines pour un même lieu de perturbation (comme pour la figure précédente) sont présentées sur la figure 6-34. L'amplitude maximale de l'angle rotorique de chaque machine est la suivante:

- Machine Hoa Binh: 0,458 rad, sa valeur initiale est de 0,321 rad,
- Machine Pha Lai 3: 0,912 rad, sa valeur initiale est de 0,78 rad,
- Machine Yaly: 0,573 rad, sa valeur initiale est de 0,317 rad,
- Machine Phu My 2: 0,506 rad, sa valeur initiale est de 0,418 rad,
- Machine Tri An: 0,168 rad, sa valeur initiale est de 0,053 rad.

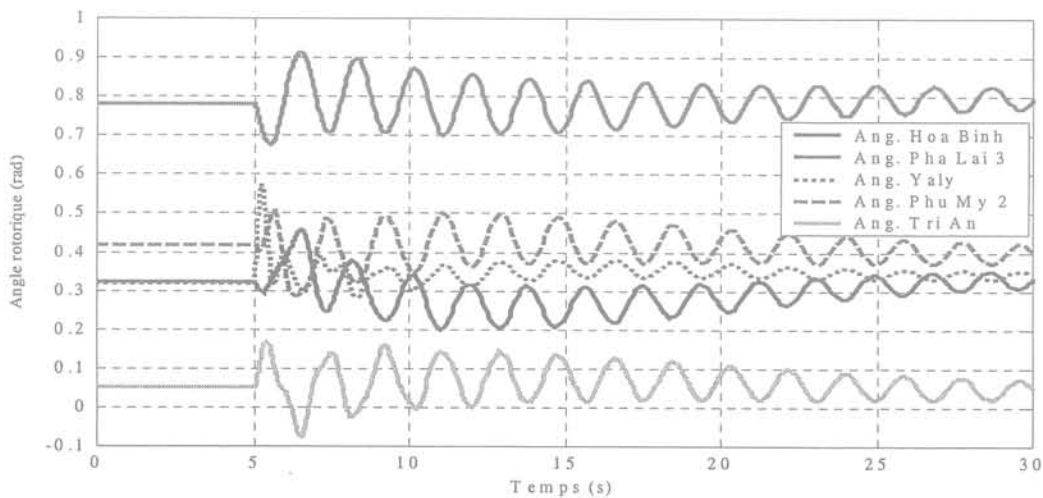


Fig. 6-34. Variation de l'angle rotorique de cinq machines sélectionnées

Comme dans le cas du court-circuit aux nœuds, l'évolution de l'oscillation de l'angle rotorique de chaque machine est en forme décroissante. L'angle rotorique de toutes les machines dans le réseau est dans la limite admissible ($\pm 3,14$ rad); ce qui signifie que le réseau reste stable.

VI.4.1.3 Déclenchement d'une machine

Dans cette section, l'étude de la stabilité transitoire est basée sur un déclenchement d'une machine de production du réseau. Comme dans le cas de court-circuit, la deuxième configuration du réseau vietnamien de l'année 2005 est employée. A l'instant $t=100$ s, la machine Tri An (360 MW) dans la région du sud est déclenchée. Les résultats de ces études vont faire apparaître les évolutions de la tension aux nœuds de charge, de l'angle rotorique, de la puissance active, de la puissance réactive et de la vitesse de quelques générateurs dans ce réseau.

VI.4.1.3.1 Tension aux nœuds de charge

Les évolutions de la tension aux nœuds de charge sont montrées sur la figure 6-35. La figure 6-35a présente la tension au nœud Phu Lam 220 kV, avec une amplitude initiale de 1,063 pu et la figure 6-35b présente la tension au nœud Thot Not 220 kV, avec une amplitude initiale de 1,043 pu. Quand la machine est déclenchée, la tension aux nœuds diminue avec dans un premier temps des oscillations de petite amplitude. La valeur crête à crête de ces premières oscillations est de l'ordre de 0,02 pu. La fréquence propre de ces oscillations est de 0,5 Hz. Au bout de la onzième oscillation (23 s après l'événement), la fréquence propre augmente énormément et l'amplitude des oscillations augmente aussi de façon assez importante. Leur valeur crête à crête est de l'ordre 0,06 pu environ. En conséquence, le réseau perd la stabilité.

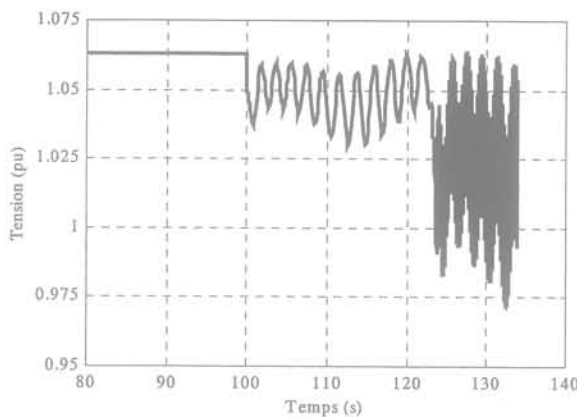


Fig. 6-35a. Tension au nœud Phu Lam 220 kV

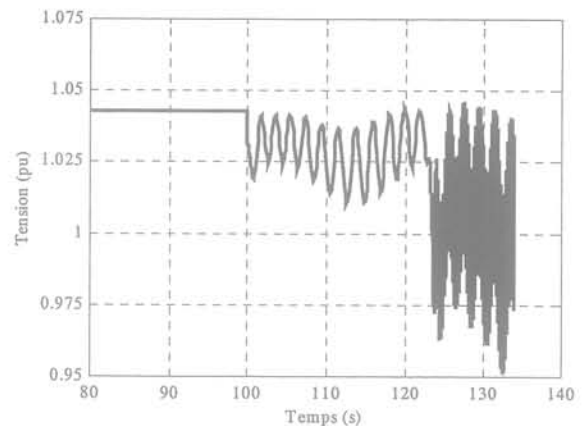


Fig. 6-35b. Tension au nœud Thot Not 220 kV

VI.4.1.3.2 Angle rotorique

Les évolutions de l'angle rotorique des machines sont montrées sur la figure 6-36. La figure 6-36a présente l'angle rotorique de la machine Hoa Binh, avec sa valeur initiale de 0,321 rad. La figure 6-36b présente l'angle rotorique de la machine Dai Ninh, avec sa valeur initiale de 0,532 rad. Comme dans l'explication du paragraphe du court-circuit, quand il y a une perturbation dans le réseau, l'angle rotorique des machines augmente ou diminue suivant le lieu de la perturbation et de la localisation de la machine dans les différentes zones.

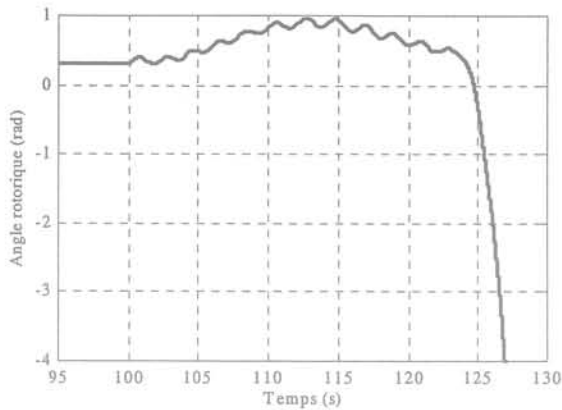


Fig. 6-36a. Angle rotorique de la machine Hoa Binh

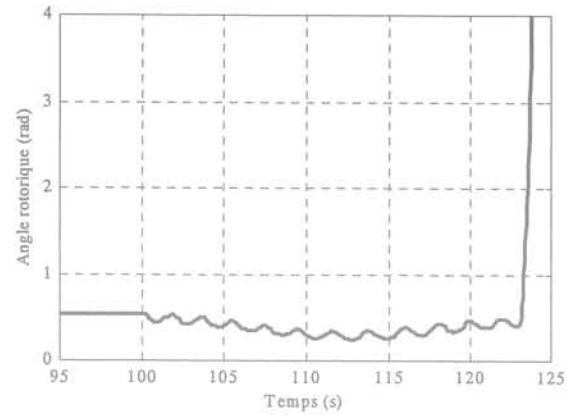


Fig. 6-36b. Angle rotorique de la machine Dai Ninh

A l'instant de la perturbation, l'angle rotorique de la machine Hoa Binh augmente alors que celui de la machine Dai Ninh diminue. Avant la perte de stabilité du réseau, l'amplitude maximale de l'angle de la machine Hoa Binh est de 0,95 rad (à la septième oscillation) ; l'amplitude minimale de l'angle de la machine Dai Ninh est de 0,25 rad (également à la septième oscillation). L'instabilité des machines, dans le réseau, commence à se produire à la douzième oscillation. L'angle rotorique de la machine Hoa Binh chute fortement à la vitesse d'environ 5,5 rad par seconde. La machine atteint la limite de la stabilité à $t = 26,6$ s après l'événement ; en conséquence, cette machine perd le synchronisme à cet instant. Au contraire, l'angle rotorique de la machine Dai Ninh croit énormément, avec une vitesse d'environ 180 rad par seconde. La machine atteint la limite de stabilité à $t = 23,7$ s après l'événement ; en conséquence, cette machine perd le synchronisme à cet instant.

Les résultats de l'angle rotorique montrent que la machine Dai Ninh est pour ce cas la machine la plus contrainte dans ce réseau.

VI.4.1.3 Puissances active et réactive

Les évolutions des puissances active et réactive de la machine Hoa Binh (machine équivalente) sont présentées sur les figures 6-37a et 6-37b respectivement. Quand une machine est déclenchée, il y a un déséquilibre entre la puissance de production et la charge dans le réseau. C'est pourquoi les autres machines doivent augmenter leurs puissances de production de façon à compenser la perte de puissance du réseau. La Fig. 6-37a montre que la puissance active de cette machine augmente de 1299 MW à 2163 MW, puis celle-ci diminue à 1500 MW environ. Cette puissance augmente à nouveau quand la fréquence propre des oscillations devient plus grande (à l'instant où la machine commence à perdre la stabilité), jusqu'à la perte de la stabilité du réseau.

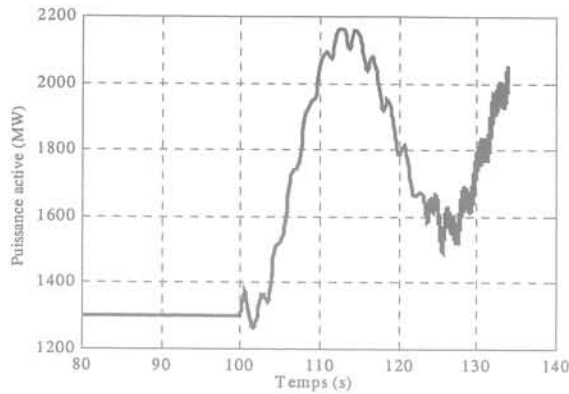


Fig. 6-37a. Puissance active de la machine Hoa Binh

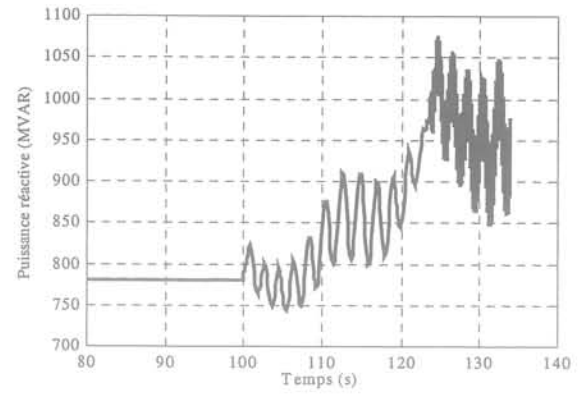


Fig. 6-37b. Puissance réactive de la machine Hoa Binh

La figure 6-37b montre que la puissance réactive de cette machine augmente de 780 Mvar jusqu'à la valeur maximale 1076 Mvar. Tout d'abord, avec des oscillations à une fréquence propre faible, et une amplitude crête à crête moyenne d'environ 75 Mvar. A l'instant où la machine commence à être instable, la fréquence propre de ces oscillations augmente fortement et leur amplitude est 2 à 2,5 fois plus grande que celle d'avant l'instabilité, jusqu'à la perte de la stabilité du réseau.

Ces deux figures montrent que pendant la perturbation, cette machine peut atteindre des puissances active et réactive correspondant aux limitations (de l'ordre de 1920 MW et 960 Mvar) ; parce qu'il n'y a pas de contrainte de transit de puissance sur la ligne à 500 kV (le transit initial de puissance active est d'environ 320 MW sur la section Hoa Binh 500 kV - Ha Tinh 500 kV).

VI.4.1.3.4 Vitesse

Les évolutions de la vitesse des deux machines sont montrées sur la figure 6-38. La figure 6-38a présente l'évolution de la machine Hoa Binh (au nord) et la figure 6-38b présente les évolutions des deux machines Hoa Binh et Dai Ninh (cette dernière au sud). Avec la perte de production du réseau, la vitesse de chaque machine diminue dans un premier temps, juste avant l'instabilité du réseau, les deux générateurs restent synchrones. La valeur minimale de ces vitesses est de 0,972 pu à 8 s après l'événement. La valeur maximale est de 1,008 pu à 23 s après l'événement, puis la vitesse de la machine Hoa Binh diminue à nouveau alors que la vitesse de la machine Dai Ninh croit énormément à cet instant.

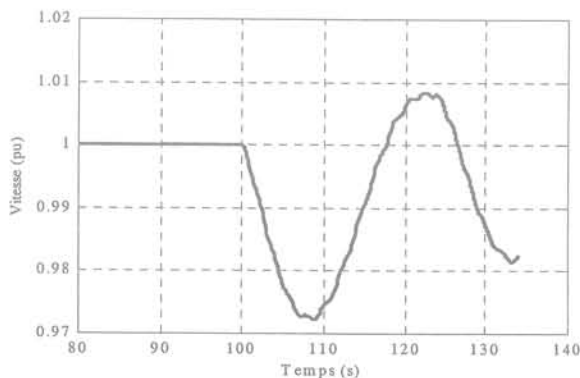


Fig. 6-38a. Vitesse de la machine Hoa Binh

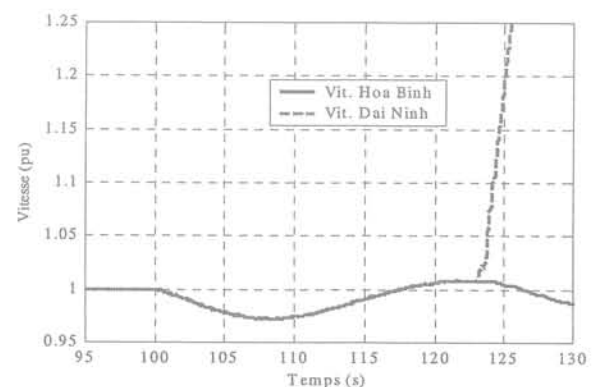


Fig. 6-38b. Vitesse des machines Hoa Binh et Dai Ninh

Comme vu sur les résultats de l'angle rotorique, la machine Dai Ninh est la première machine de ce réseau qui perd la stabilité.

VI.4.1.3.5 Conclusion de ces résultats

Les résultats dans ce cas montrent que le réseau devient instable après un déclenchement d'une machine. L'instabilité se traduit dans un premier temps par une instabilité transitoire des angles au niveau d'une machine, celle de Dai Ninh, dans une configuration du réseau où le transit de puissance du Nord vers le Sud est accru. A ce moment, la variation de l'angle rotorique des machines dans le réseau devient très grande alors que la variation de tension reste encore petite; toutes les machines dans le réseau restent presque synchrones entre elles, excepté la machine Dai Ninh qui a une augmentation de vitesse très forte, à l'instant du début de l'instabilité, soit 23,7 s après l'événement (quand l'angle rotorique de la machine Dai Ninh dépasse sa limite).

Quelques secondes après, l'instabilité se produit dans l'ensemble du réseau.

VI.4.1.4 Amélioration de la stabilité

Nous avons vu précédemment que dans ce réseau, quand la machine Tri An (région sud) est déclenchée, l'instabilité transitoire des angles se produit. Pour éviter le problème de cette l'instabilité, les dispositifs d'électronique de puissance de type FACTS (Flexible AC Transmission System) peuvent être employés. Dans cette étude, on a choisi le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitors) pour améliorer la stabilité. Ce TCSC est installé en série avec une ligne à 500 kV au poste Pleicu 500 kV côté de la section Pleicu 500 kV - Phu Lam 500 kV. Normalement (situation dit "cas initial"), cette section est compensée par des condensateurs série de l'ordre de 40Ω aux deux extrémités. L'idée de cette étude est de remplacer ces condensateurs série par un TCSC.

La simulation dans ce cas est étudiée avec le même événement que précédemment, soit la perte de la machine Tri An à l'instant $t = 100$ s. Le cas initial et le cas avec l'utilisation de TCSC sont examinés de façon à obtenir les réponses des éléments du réseau à cette perturbation. Les résultats de ces études vont présenter les évolutions de la tension au nœud de charge, de l'angle rotorique, de la puissance active et réactive et de la vitesse de quelques générateurs dans ce réseau.

VI.4.1.4.1 Tension et angle rotorique

Les évolutions de la tension du nœud Phu Lam 220 kV, pour le cas initial et le cas avec le TCSC, sont montrées sur la figure 6-39. Les deux formes des évolutions et ses amplitudes sont identiques aux onze premières oscillations. A partir de la douzième oscillation, la fréquence naturelle de l'oscillation de tension du cas initial augmente énormément alors que celle du cas avec le TCSC reste constante. Egalement à partir de la douzième oscillation, les amplitudes de l'oscillation de tension augmentent de la façon très importante alors que celles du cas avec le TCSC diminue fortement. Pour le cas initial, le réseau perd la stabilité alors que pour le cas avec le TCSC, le réseau retrouve un régime stable avec des oscillations de tension de très faible amplitude. Néanmoins, ces amplitudes peuvent être négligeables.

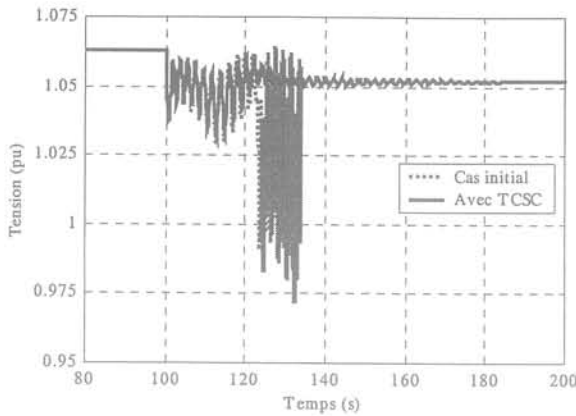


Fig. 6-39. Tension au nœud Phu Lam 220 kV

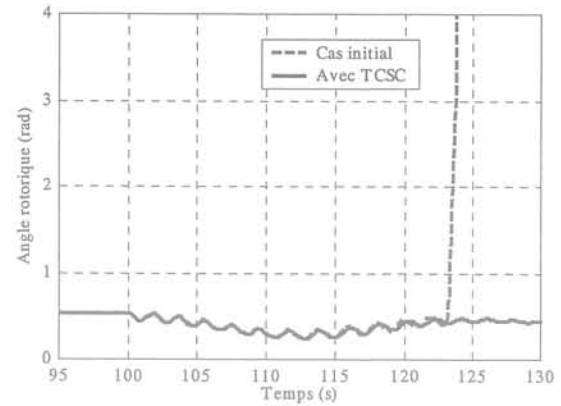


Fig. 6-40. Angle rotorique de la machine Dai Ninh

Pour comparer le comportement d'un angle rotorique au cas initial et au cas avec le TCSC, on a choisi l'angle rotorique de la machine Dai Ninh parce que cette machine est la première qui provoque l'instabilité dans ce réseau, au point de vue de l'instabilité transitoire des angles. Les évolutions de l'angle rotorique de cette machine, pour les deux cas, sont présentées dans la figure 6-40. Aux onze premières oscillations, les deux formes des évolutions et les amplitudes sont identiques. A partir de la douzième oscillation, l'angle rotorique de cette machine pour le cas initial augmente énormément, alors que l'amplitude des oscillations du cas avec le TCSC diminue progressivement.

VI.4.1.4.2 Puissances active et réactive

Les évolutions de la puissance active de la machine Hoa Binh, pour le cas initial et le cas avec le TCSC, sont montrées sur la figure 6-41. Les deux formes de ces évolutions sont identiques avant l'instabilité du réseau, qui se produit à l'instant $t = 23$ s. A partir de cet instant, la puissance active de cette machine, au cas initial, augmente très rapidement avec des oscillations à une fréquence propre très grande. Alors que la puissance active, au cas avec le TCSC, évolue avec des oscillations à une fréquence presque constante et de façon bien amortie. La puissance active de cette machine au régime établi après la perturbation est de 1720 MW (sa valeur initiale est 1299 MW).

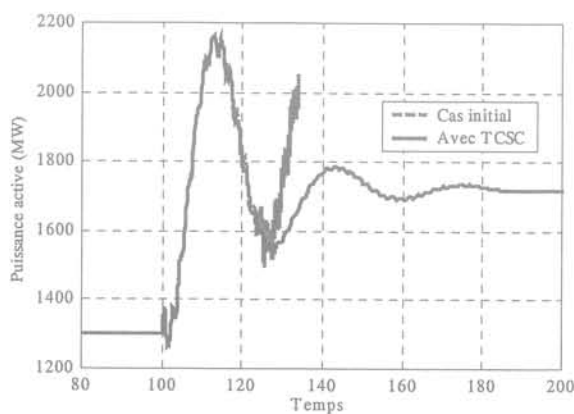


Fig. 6-41. Puissance active de la machine Hoa Binh

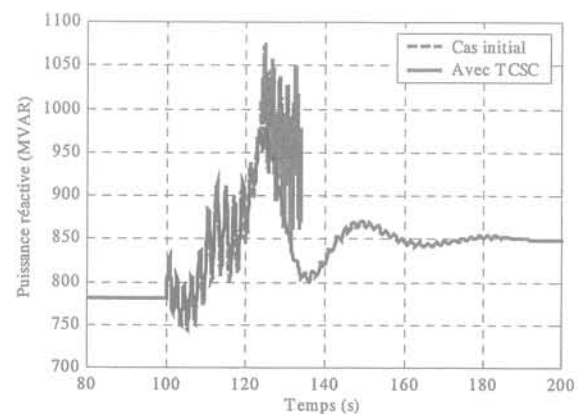


Fig. 6-42. Puissance réactive de la machine Hoa Binh

Les évolutions de la puissance réactive de la machine Hoa Binh, pour le cas initial et le cas avec le TCSC, sont présentées sur la figure 6-42. Aux quelques premières oscillations, ces deux formes d'évolutions sont presque identiques. Ces deux formes deviennent complètement différentes à l'instant où l'instabilité de réseau se produit pour le cas initial (23 s). La puissance réactive de cette machine au régime établi après la perturbation est de 849 Mvar (sa valeur initiale est 780 Mvar).

VI.4.1.4.3 Vitesse

Les résultats de l'évolution de la vitesse des machines suite à la perturbation précédente (cas initial) montrent qu'après la perturbation toutes les machines dans le réseau retrouvent la vitesse au synchronisme excepté la machine Dai Ninh qui a une augmentation de vitesse très forte, à l'instant du début de l'instabilité. C'est pourquoi pour comparer la vitesse entre le cas initial et le cas avec le TCSC, on a choisi cette machine.

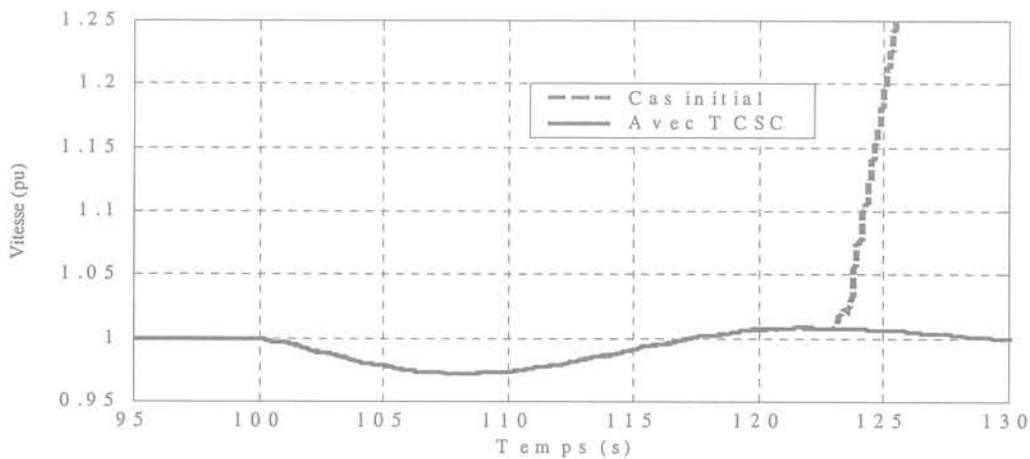


Fig. 6-43. Vitesse de la machine Dai Ninh

Les évolutions de la vitesse de cette machine, pour les deux cas, sont montrées sur la figure 6-43. Ces deux évolutions ont les mêmes valeurs jusqu'au début de l'instabilité (23 s après l'événement). A partir de cet instant, la vitesse au cas initial augmente très fortement alors que celle au cas avec le TCSC est bien amortie. La valeur de la vitesse de cette machine, pour le cas avec le TCSC, est de 0,9975 pu en régime établi après la perturbation.

VI.4.1.4.4 Conclusion de ces résultats

Après avoir examiné plusieurs résultats dans cette section, on peut constater que le réseau reste en instabilité transitoire après un déclenchement d'une machine. Avec le remplacement les condensateurs en série par le dispositif FACTS de type TCSC au poste Pleicu 500 kV côté la section Pleicu 500 kV - Phu Lam 500 kV, le réseau devient stable. Ce TCSC dans ce cas joue un rôle très important dans la stabilité de transitoire des angles. On a aussi examiné le remplacement les condensateurs en série par ce TCSC mais au poste Phu Lam 500 kV sur la même section. Les résultats obtenus sont presque identiques, donc la localisation de TCSC n'est pas très sensible dans la stabilité de transitoire des angles.

Dans ce cas, avec le TCSC et en comparaison avec le cas initial, des oscillations des grandeurs pour les composants du réseau diminuent énormément, l'amplitude de l'oscillation est nettement amortie. L'amplitude de l'oscillation de la puissance réactive est plus amortie que celle de puissance active, ceci grâce à la réactance variable du TCSC.

VI.4.2 Réseau VN2000

VI.4.2.1 Déclenchement d'une machine

La deuxième configuration du réseau VN2000 est étudiée dans ce cas. L'étude de la stabilité transitoire dans cette section, basée sur le déclenchement de la machine Phu My (280MW) dans la région sud, à l'instant $t = 100$ s est examinée. Les résultats de ces études vont présenter les évolutions de la tension à un nœud de charge, de l'angle rotorique, des puissances active et réactive et de la vitesse de quelques générateurs de ce réseau.

VI.4.2.1.1 Tension et angle rotorique

L'évolution de la tension du nœud Phu Lam 220 kV est montrée sur la figure 6-44. Quand la machine est déclenchée, la tension de chaque nœud chute, puis elle s'amortit pendant deux oscillations (4,5 secondes). Elle chute ensuite brutalement sans amortissement en dépassant sa valeur critique, en conséquence le réseau perd la stabilité (5,35 s après l'événement).

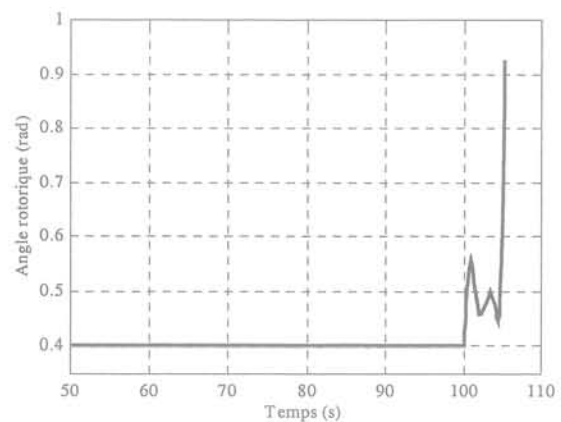
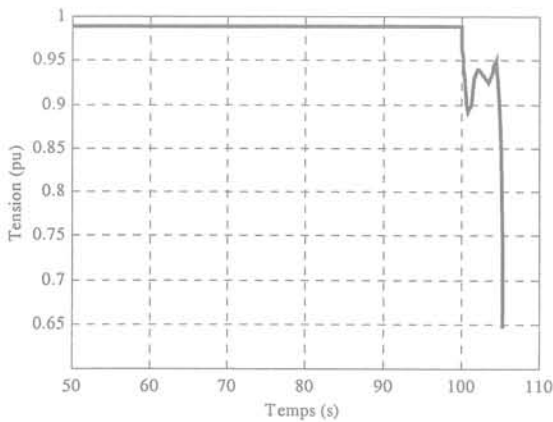


Fig. 6-44. Tension du nœud Phu Lam 220 kV Fig. 6-45. Angle rotorique de la machine Hoa Binh

L'évolution de l'angle rotorique de la machine Hoa Binh est présentée sur la figure 6-27. Cette forme d'évolution est similaire à celle de la tension dans le sens contraire. L'angle rotorique initial de cette machine est de 0,4 rad. Après la perturbation, cet angle rotorique augmente puis il s'amortit pendant deux premières oscillations. Enfin, il augmente fortement à la troisième oscillation.

VI.4.2.1.2 Puissances active et réactive

Les évolutions des puissances active et réactive de la machine Hoa Binh (machine bilan) sont présentées sur les figures 6-46 et 6-47 respectivement. Quand la machine Phu My 1 est déclenchée, il y a un déséquilibre entre la puissance produite et la charge dans le réseau. C'est pourquoi les autres machines doivent augmenter leurs puissances de production de façon à compenser la perte de puissance du réseau. La figure 6-46 montre que la puissance active de la machine Hoa Binh augmente de 1521 MW à la valeur maximale 1633 MW à la deuxième oscillation. Cette puissance chute brutalement à la troisième oscillation, à cause de la chute brutale de tension.

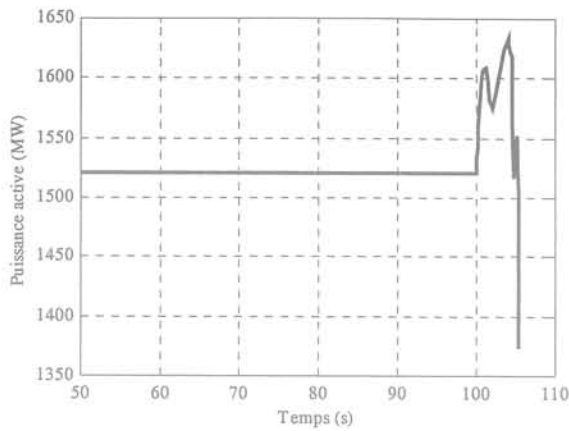


Fig. 6-46. Puissance active de la machine Hoa Binh

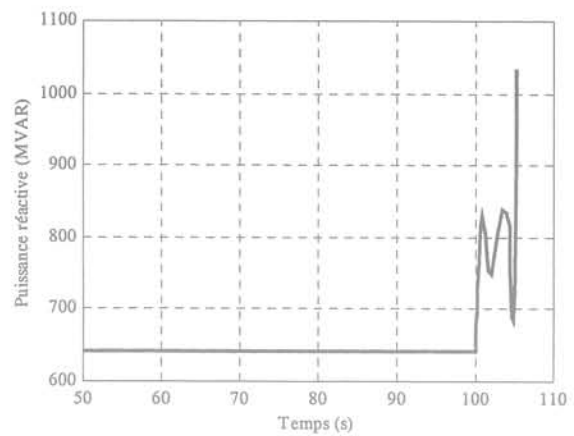


Fig. 6-47. Puissance réactive de la machine Hoa Binh

La figure 6-47 montre que la puissance réactive de cette machine augmente de 642 Mvar à 838 Mvar à la deuxième oscillation. Cette puissance augmente brutalement à la troisième oscillation.

La figure 6-46 montre qu'après la perturbation, la machine Hoa Binh ne peut pas augmenter sa puissance active jusqu'à sa limite (1920 MW), du fait qu'il y a des contraintes de puissance active maximale transmissible sur la ligne à 500 kV, et l'ensemble du réseau perd la stabilité (le transit initial de puissance active est environ de 750 MW entre les sections Hoa Binh 500 kV et Ha Tinh 500 kV, il est de 891 MW au moment où l'on perd la stabilité).

VI.4.2.1.3 Vitesse

L'évolution de la vitesse des quatre machines (Hoa Binh, Pha Lai 3 (au nord), Phu My 2 et Tri An (au sud)) apparaît sur la figure 6-48. Avec l'augmentation de la puissance active, la vitesse de chaque machine diminue. Après la perturbation, la vitesse de chaque générateur reste synchrone. La pente de la chute de vitesse de ces machines est de 0,0056 pu par seconde. Juste avant de perdre la stabilité, la vitesse des machines au nord ré-augmente alors que celle des machines au sud continue à chuter.

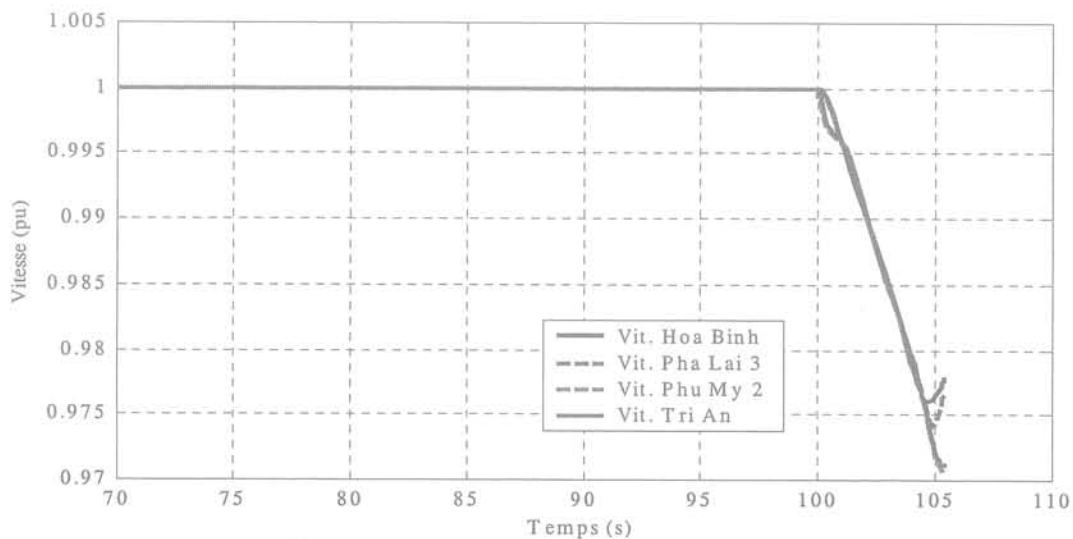


Fig. 6-48. Vitesse de quelques machines

VI.4.2.1.4 Conclusions de ces résultats

Ces résultats dans ce cas montrent que le réseau perd la stabilité quand une machine Phu My 1 est déclenchée. A cause des contraintes de la capacité du transit de puissance sur la ligne 500 kV, la machine Hoa Binh ne peut pas produire ses puissances active et réactive jusqu'à ses limites. La fréquence propre de l'oscillation des composantes de ce réseau est plus lente que celle du réseau précédent, parce que le réseau VN2005 est plus maillé que ce réseau.

On se trouve ici devant un cas de perte rapide de stabilité de l'ensemble du réseau dû à des problèmes de puissance évacuée sur une ligne principale trop importante.

VI.4.2.2 Amélioration de la stabilité

Comme dans le réseau VN2005, quand une machine est déclenchée le réseau perd la stabilité, mais cette fois l'instabilité est d'emblée généralisée. Pour éviter le problème de cette l'instabilité, des dispositifs FACTS peuvent être employés. Dans ce cas, on a choisi le SVC (Static Var Compensator) pour améliorer la stabilité. Ce SVC, -150 à +250 Mvar, est installé au nœud Da Nang 500 kV (au milieu de la ligne de transmission du Nord au Sud du Vietnam).

La procédure de simulation dans ce cas est similaire cas précédent, avec la perte d'une machine Phu My 1 à l'instant $t = 100$ s. Le cas initial et le cas avec l'utilisation de SVC sont examinés de façon à obtenir les réponses des éléments du réseau à cette perturbation. Les résultats de ces études vont présenter les évolutions de la tension à un nœud de charge, de l'angle rotorique, des puissances active et réactive et de la vitesse de la machine Hoa Binh. Ils présentent aussi la puissance réactive du SVC.

VI.4.2.2.1 Tension et l'angle rotorique

Les évolutions de la tension du nœud Phu Lam 220 kV, pour le cas initial et le cas avec le SVC, sont présentées sur la figure 6-49. Tout d'abord, les deux formes des évolutions ont le même tendance mais les amplitudes ne sont pas les mêmes (deux premières oscillations). Pour le cas avec le SVC, à la troisième oscillation la tension diminue doucement à la valeur minimale 0,896 pu et puis remonte à 0,977 pu avant de s'amortir, alors que pour le cas initial elle chute brutalement de façon divergente.

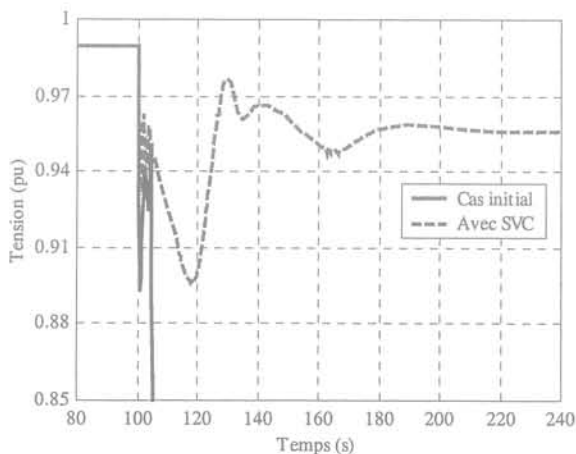


Fig. 6-49. Tension au nœud Phu Lam 220 kV

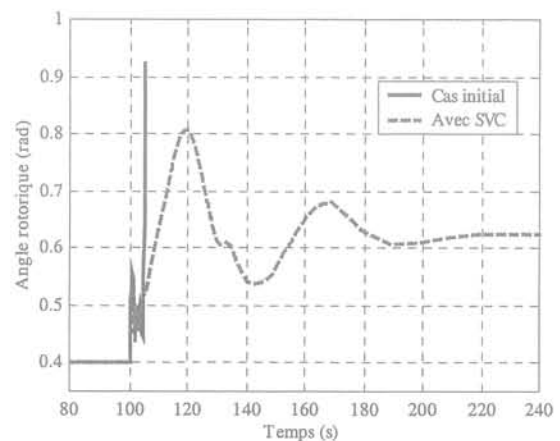


Fig. 6-50. Angle rotorique de la machine Hoa Binh

Pour le cas avec le SVC, le réseau est stable en tension environ 100 s après la perturbation, avec une valeur de 0,956 pu (sa valeur initiale est 0,989 pu) au nœud Phu Lam 220 kV.

Les évolutions de l'angle rotorique de Hoa Binh, pour le cas initial et le cas avec le SVC, sont présentées sur la figure 6-50. Pour le cas avec le SVC, à la troisième oscillation l'angle augmente doucement à la valeur maximale 0,807 rad et puis diminue à nouveau à 0,536 rad alors que pour le cas initial il croit brutalement de façon divergente. La valeur de l'angle rotorique de cette machine en régime établi après perturbation avec SVC est de 0,622 rad (sa valeur initiale est 0,4 rad).

VI.4.2.2.2 Puissances active et réactive

Les évolutions de la puissance active de la machine Hoa Binh, pour le cas initial et le cas avec le SVC, sont présentées sur la figure 6-51. Pour le cas initial, on perd la stabilité lorsqu'on atteint 1633 MW à Hoa Binh, et une puissance transitée de 891 MW entre Hoa Binh 500 kV et Ha Tinh 500 kV. Pour le cas avec SVC, on atteint une valeur maximale de puissance fournie à Hoa Binh de 2017 MW, pour un transit de 1126 MW entre Hoa Binh 500 kV et Ha Tinh 500 kV. En régime établi, la puissance de Hoa Binh devient 1834 MW correspondant à un transit de 1018 MW. On a donc augmenté nettement la puissance active maximale transmissible sur cette liaison grâce à l'utilisation d'un SVC.

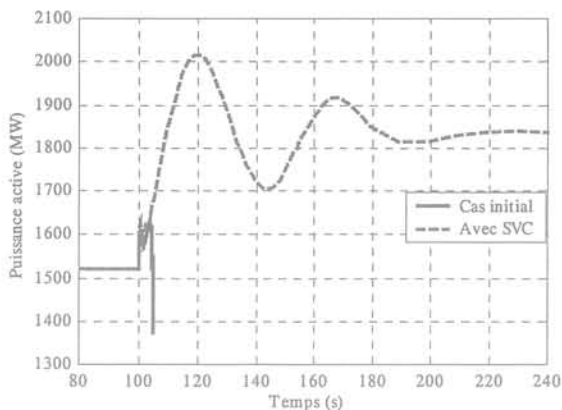


Fig. 6-51. Puissance active de la machine Hoa Binh

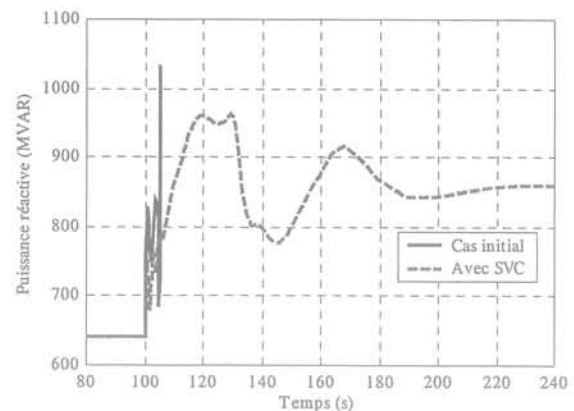


Fig. 6-52. Puissance réactive de la machine Hoa Binh

- Puissance réactive de la machine Hoa Binh

Les évolutions de la puissance réactive de la machine Hoa Binh, pour le cas initial et le cas avec le SVC, sont présentées sur la figure 6-52. Pour le cas avec le SVC, à la troisième oscillation elle augmente doucement à la valeur maximale 962 Mvar et puis diminue à nouveau à 776 Mvar avant de s'amortir alors que dans le cas initial elle monte de façon divergente.

La puissance réactive en régime établi après perturbation est de 856 Mvar (sa valeur initiale est 642 Mvar).

- Puissance réactive du SVC

L'évolution de la puissance réactive du SVC est présentée sur la figure 6-53. Cette forme d'évolution est similaire à celle de la tension. Le signe (-) signifie que le SVC produit de la

puissance réactive. Avant la perturbation, ce SVC ne produit pas de puissance réactive. Quand il y a une perturbation, ce SVC doit réagir pour compenser la perte de puissance réactive dans le réseau.

La puissance réactive fournie par le SVC atteint au maximum 219 Mvar un peu moins de 20 s après la perturbation, et se stabilise à 105 Mvar en régime établi.

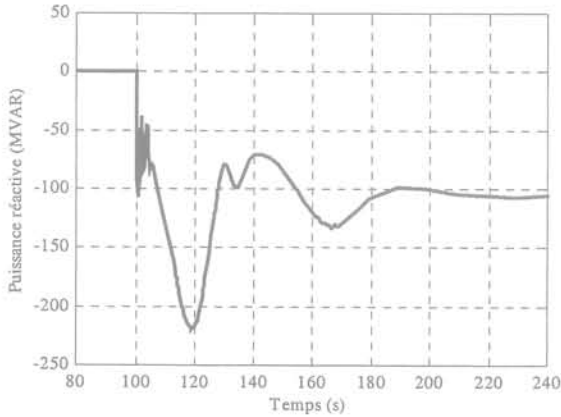


Fig. 6-53. Puissance active du SVC

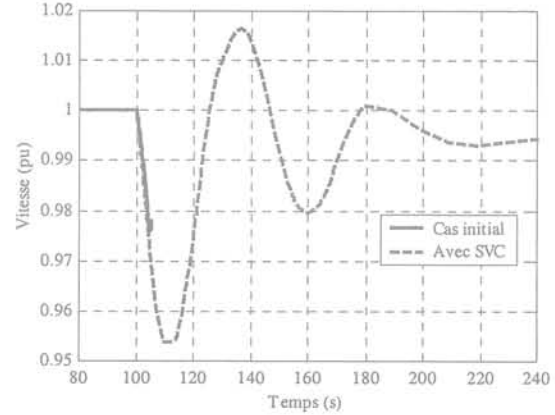


Fig. 6-54. Vitesse de la machine Hoa Binh

VI.4.2.2.3 Vitesse

Les évolutions de la vitesse de la machine Hoa Binh, pour le cas initial et le cas avec le SVC, sont présentées sur la figure 6-54. Ces deux évolutions ont presque les mêmes valeurs jusqu'au début de l'instabilité (4,6 s après l'événement). Pour le cas initial, à partir de cet instant, la vitesse de cette machine commence à s'amortir, mais du fait que la vitesse des autres machines dans la zone du sud continue à chuter et que la tension aux nœuds chute énormément, le réseau perd la stabilité. Pour le cas avec le SVC, la vitesse de cette machine chute jusqu'à la valeur minimale 0,954 pu, puis elle remonte jusqu'à la valeur maximale 1,016 pu pour se stabiliser ensuite.

La valeur de la vitesse de cette machine, pour le cas avec le SVC, est de 0,994 pu en régime établi après la perturbation.

VI.4.2.2.4 Conclusion de ces résultats

Après avoir examiné plusieurs résultats pour le cas initial et avec le SVC, on peut constater, alors que le réseau devient instable en tension après un déclenchement d'une machine, qu'avec l'installation d'un dispositif FACTS de type SVC au nœud Da Nang 500 kV, le réseau devient stable.

Le SVC dans ce cas joue les rôles suivants, très importants pour la stabilité transitoire de tension :

- Maintien de la tension au nœud de raccordement en injectant de la puissance réactive;
- En conséquence, maintien de la tension au nœud critique, ce qui peut augmenter la capacité du transit de puissance. Ceci permet d'augmenter la production des puissances des machines proches;
- Le SVC produit la puissance réactive rapidement et uniquement quand le réseau a besoin.

On a aussi examiné les résultats pour plusieurs localisations de ce SVC à des nœuds à 500 kV, mais les résultats obtenus ne sont pas très favorables, donc la localisation de SVC est très sensible dans ce cas d'instabilité transitoire.

VI.5 CONCLUSION

Les résultats des simulations de la stabilité transitoire ont été présentés dans de ce chapitre. Trois différents types de réseaux électriques ont été examinés. Le logiciel Eurostag a été utilisé pour simuler ces trois types de réseau. Après avoir analysé ces résultats, on peut conclure de façon suivante :

Pour le premier réseau, après avoir modélisé de façon détaillée les différents composants en utilisant des résultats de mesures EDF, on a simulé le cas où la machine est connectée au nœud de puissance infinie ; quand il y a une perturbation, la tension aux bornes de la machine équivalente est le siège d'oscillations de faible amplitude avant de revenir au régime permanent. Par la simulation, on observe une fréquence propre de ces oscillations est de 1,075 Hz alors que celle de la mesure est de 1,1 Hz. Le réseau peut perdre la stabilité, après l'événement, si la longueur de la ligne de transmission est augmentée. Un PSS est proposé dans cette étude pour améliorer la stabilité pour ce réseau. En superposant un signal supplémentaire de ce PSS à la commande de tension d'excitation de la machine issue du régulateur de tension, les oscillations du réseau sont nettement amorties.

Pour le deuxième réseau, les résultats de simulation de différents cas de courts-circuits sont présentés. Par la méthode dichotomique le temps critique d'élimination du défaut est de 147 ms pour le court-circuit au nœud N°6. Ce temps est vérifié par la simulation dynamique : alors qu'avec un temps d'élimination de défaut (TED) ≤ 147 ms, le réseau peut se revenir à un régime permanent stable ; avec 1 ms de plus, l'angle rotorique d'une machine de ce réseau augmente énormément à la deuxième oscillation, en conséquence le réseau perd la stabilité. Ceci signifie que le TED déterminé par la méthode dichotomique est juste.

Pour le troisième réseau, deux configurations du réseau vietnamien ont été examinées. La première est le réseau de l'année 2005 et la deuxième est le réseau de l'année 2000.

- Pour la première configuration, les résultats de différents cas de court-circuit aux nœuds ou sur la ligne longue, ainsi que d'un cas de perte d'un groupe de production sont présentés. Pour les cas de court-circuit, par la simulation, on observe les évolutions de l'angle rotorique, de vitesse, des puissances active et réactive etc. de quelques machines dans le réseau. Pour le cas de la perte d'un groupe de production, le réseau devient instable avec dans un premier temps une instabilité transitoire des angles au niveau d'une machine, par suite d'une modification des transits sur le réseau. Avec un remplacement des condensateurs en série fixes par un TCSC, le réseau devient stable. Avec le TCSC, les oscillations du réseau sont nettement amorties.
- Pour la deuxième configuration, les résultats d'un cas de perte d'un groupe de production sont présentés. L'ensemble du réseau perd cette fois très vite la stabilité du fait d'un problème de capacité maximale transmissible sur la ligne 500 kV. Avec l'installation d'un SVC au nœud à 500 kV qui se trouve au milieu de la ligne de transmission, les oscillations du réseau sont nettement amorties, en conséquence, celui-ci revient à l'état stable après l'événement.

**CONCLUSION GENERALE ET
PERSPECTIVES**

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Cette thèse est consacrée à l'étude du problème de la stabilité des grands réseaux électriques, en période de forte croissance et très étendus géographiquement, avec un éloignement important des centres de production et de consommation, et une application particulière au réseau vietnamien. Deux types de stabilité (de tension et des angles) et leurs familles ont été examinés en utilisant les techniques d'analyse statique et de simulation dynamique. Nous avons réalisé la combinaison entre ces deux techniques d'analyse. Nous avons développé deux nouvelles méthodes pour les mesures préventives et correctrices. Puis nous avons étudié quelques dispositifs de réglage existants pour éviter l'instabilité et pour améliorer les deux types de stabilité.

Pour les études de la stabilité de tension, plusieurs techniques d'analyse statique sont présentées. Elles permettent d'une part d'identifier les lieux et les zones critiques comme les nœuds de charge ou de générateur et les branches critiques. Elles servent d'autre part à estimer la marge de stabilité entre le point de fonctionnement normal et le point d'instabilité de tension. Après avoir obtenu les deux informations importantes ci-dessus, la quantité des réglages nécessaires peut être déterminée. D'autres avantages des techniques d'analyse statique sont les suivants : elles n'utilisent que les données nécessaires au calcul de la répartition de puissance (données minimales) ; le calcul est rapide, l'interprétation des résultats obtenus est simple et aisée. Par contre, les résultats donnés par ces techniques sont assez approximatifs. Compte tenu de leurs avantages, les techniques d'analyse statique sont toujours préférées pour les études de la stabilité de tension dans les étapes de planification et de prévision d'exploitation. Ces analyses ont été appliquées sur le réseau réel vietnamien pour deux configurations (VN2000 et VN2005). Pour le réseau VN2000, les lieux vulnérables à l'écroulement de tension qui ont été déterminés par ces analyses sont conformes aux lieux critiques dans le cadre de l'exploitation réelle. Les résultats montrent que la marge de la stabilité de réseau VN2005 (20,4 % de la charge initiale, soit 1828 MW de plus) est plus grande que celle de la configuration actuelle (12,8 %, 691 MW). Ceci s'explique par le fait que la configuration de 2005 est plus maillée et les générateurs sont mieux répartis.

Par ailleurs, des simulations dynamiques prenant en compte les comportements dynamiques et statiques du réseau ainsi que les actions de réglage et d'automate, les incidents etc. ont été réalisées. Ces simulations permettent quant à elles d'étudier de manière très approfondie le problème du fonctionnement du réseau et les résultats sont en outre plus précis. Les données nécessaires à cette étude doivent être néanmoins très détaillées pour chacun des éléments du réseau. Les inconvénients des simulations dynamiques sont les suivants : la recherche des données est difficile, le temps de calcul est plus important (une grande quantité de mémoire informatique doit être disponible), et les résultats obtenus sont souvent plus difficiles à interpréter. De plus, les résultats peuvent être délicats à valider s'il existe des erreurs sur quelques données seulement. Ces simulations (avec plusieurs types de perturbations) ont été appliquées sur le réseau standard test BPA et le réseau réel vietnamien pour les deux configurations à l'aide du logiciel Eurostag. Grâce à ces simulations, les composants comme les charges, les transformateurs réglables en charge et les systèmes d'excitation sont validés comme les facteurs les plus influents pour l'écroulement de tension. L'étude de l'influence de ces composants a été faite plus particulièrement sur le réseau test BPA. Pour les deux configurations du réseau vietnamien, la limite de puissance transmissible de la ligne longue 500 kV et le manque de puissances active et réactive au niveau des générateurs sont identifiés

comme les origines principales de l'éroulement de tension, en fonction de chaque type de configuration du réseau. Les événements perturbations introduits dans ces simulations dynamiques de manière à observer les réponses des variables de chaque élément du réseau de façon très approfondie.

Ensuite, la combinaison entre la simulation dynamique et l'analyse statique a été réalisée. Elle donne plus d'informations ainsi que des indicateurs de risque d'instabilité de tension plus précis. L'objectif principal de cette combinaison est de tirer tous les avantages des deux analyses.

Après avoir étudié en détail les techniques d'analyses statiques ainsi que les simulations dynamiques, les mesures préventives et correctrices ont été présentées. Celles-ci sont destinées à améliorer la qualité de l'exploitation et à sauvegarder le réseau après des perturbations. Pour les mesures préventives, trois méthodes différentes ont été présentées ; parmi elles, deux méthodes classiques et une nouvelle méthode. Les trois méthodes utilisent les techniques de l'optimisation du calcul de répartition de puissance (Optimal Power Flow, OPF) avec les mêmes contraintes et les mêmes variables réglables. Le grand avantage de ces méthodes est de permettre de résoudre les problèmes tant dans le régime de fonctionnement initial qu'après la perturbation du réseau. La première méthode, classique, consiste à optimiser le plan de tension d'un réseau électrique vers la valeur désirée de façon à obtenir un plan de tension optimal en économique et en sécurité. La deuxième méthode consiste à minimiser la perte de puissance active dans le réseau. La nouvelle méthode qui a été proposée vise à minimiser l'indicateur L de chaque nœud de charge. Cet indicateur est déterminé au moyen des techniques d'analyse statique ; si sa valeur est proche de 1 pour un nœud de charge, cela signifie que le point de fonctionnement du réseau approche le point d'éroulement de tension. L'objectif principal de cette méthode est de diminuer l'indicateur de chaque nœud de charge, de façon à augmenter la marge de stabilité de tension. Concernant les mesures correctrices, une nouvelle méthode de délestage de charge a été proposée dans le but de sauvegarder le réseau après une perturbation. L'objectif de cette dernière méthode est de minimiser le volume de charge à délester aux nœuds critiques en utilisant la sensibilité des puissances active et réactive avec la tension. Enfin, des dispositifs FACTS et autres dispositifs de réglage peuvent être utilisés à la fois pour les mesures préventives et pour les mesures correctrices.

Dans l'application des mesures préventives et correctrices sur le réseau réel vietnamien et le réseau test BPA, on a pu constater que grâce à ces mesures, les risques d'éroulement de tension sont diminués ou évités et la marge de stabilité est nettement augmentée. Pour le réseau vietnamien, les résultats donnés par les deux méthodes classiques et la méthode nouvelle proposée sont presque identiques dans le cas des mesures préventives. De plus, ces mesures peuvent être utilisées en temps réel dans l'exploitation du réseau électrique.

Pour la stabilité des angles, les théories de la stabilité en petits signaux et de la stabilité transitoire ont été présentées. L'analyse en petits signaux est utilisée dans le cas de petites perturbations pour lesquelles la linéarisation des équations est partiellement justifiée. La méthode des valeurs propres et vecteurs propres est la plus utilisée pour ce type d'analyse de stabilité. Dans le cas de grandes perturbations, il faut passer à une analyse de stabilité transitoire. Ce type de stabilité utilise les techniques d'analyse de réponse temporelle non-linéaire. La loi des aires est utilisée pour une recherche de l'angle rotorique critique ainsi que du temps critique d'élimination de défaut pour le cas d'un court-circuit proche d'un groupe de production débitant sur un réseau puissant. Par extension, pour un réseau multi-machines, des méthodes dites directes sont utilisées pour calculer une fonction d'énergie transitoire, et

permettent de simuler rapidement le comportement du réseau sans résoudre l'ensemble des équations différentielles du système. Quelques mesures comme le déclenchement rapide de disjoncteur, un accroissement de couple électrique résistant après élimination de défaut, une rapidité accrue de temps de réponse du système d'excitation, des liaisons faible impédance après défaut, une diminution rapide de la puissance mécanique etc. sont utilisées pour améliorer la stabilité transitoire.

Du point de vue application de ces analyses de stabilité transitoire, l'accent a été mis en fait sur des simulations dynamiques à l'aide du code Eurostag, où sont déjà représentés de façon détaillée les composants de réseau. Les résultats des études menées sur différents types de réseau ont été ainsi examinés. Pour le réseau Montezic (qui constitue une partie du réseau français), les résultats donnés par les simulations sont validés par les mesures. Le PSS peut être utilisé sur les régulateurs de tension des groupes pour améliorer la stabilité et pour éviter l'instabilité transitoire des angles. Pour le réseau standard BPA, les réponses données par chaque élément du réseau sont présentées pour l'événement de court-circuit. Le temps critique d'élimination de défaut déterminé par la méthode dichotomique est confirmée par la simulation dynamique. Pour le réseau réel vietnamien, des résultats de simulation de courts-circuits triphasés sur différents nœuds et lignes à 500 kV sont présentés avec des réponses très satisfaisantes de la part de chaque élément du réseau. Pour l'événement de perte d'un groupe de production, l'origine de l'instabilité transitoire a été identifiée selon le groupe déclenché et le type de réseau. Des dispositifs FACTS ont été simulés pour sauvegarder le réseau lors d'une instabilité transitoire.

En conclusion, pour les configurations spécifiques de réseau comme celle du réseau vietnamien, l'étude de stabilité (de tension ou des angles) est fondamentale. On a montré des résultats intéressants, grâce à l'utilisation de modèles de simulation précis et en tenant compte des différents facteurs influençant. De façon générale, l'étude de la stabilité de tension joue un rôle très important dans le contexte de dérégulation pour déterminer les possibilités de transfert de puissance (ATC).

A la suite ce travail, plusieurs axes d'étude peuvent être dégagés :

- Développer des nouveaux indicateurs statiques de risques d'instabilité de tension pour déterminer la marge de stabilité et identifier les facteurs d'influence.
- Mettre en place des modèles de plus en plus complets des comportements dynamiques des réseaux électriques pour la simulation dynamique pour avoir des résultats plus précis et plus d'information possible.
- Continuer à étudier des nouveaux modèles de réglage comme les systèmes d'excitation, de régulation de vitesse, les dispositifs FACTS...de façon à avoir plus des moyens nécessaires pour les mesures préventives et correctrices de la stabilité du réseau.
- Continuer à développer la combinaison entre la simulation dynamique et l'analyse statique de façon à avoir des informations complètes entre les deux analyses.
- Les deux nouvelles méthodes préventive et correctrice proposées peuvent être utilisées dans d'autres applications pour prévenir et éviter l'instabilité de tension.
- Simulation des régimes déséquilibrés comme le court-circuit dissymétrique (monophasé et biphasé) d'une ligne, dans l'étude de la stabilité transitoire.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIES

- [AJJ-98] V. Ajjarapu and B. Lee, "Bibliography on Voltage Stability," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 13, no. 1 February 1998, pp. 115-125.
- [ANN-97] P.M. Anderson and A.A. Fouad, *Power System Control and Stability*, The Iowa State University Press, 1977.
- [BAK-92] M. H. Baker, H. L. Thanawala, D. J. Young and I. A. Erinmez, "Compensateurs Var Statiques pour l'Amélioration d'un Réseau de Transport Maillé," *CIGRE 14/37/38-03*, Septembre 1992.
- [BAR-80] C. Barbier and J-P. Barret, "An Analysis of Phenomena of Voltage Collapse on a Transmission System," *Revue Générale de l'Electricité*, Tome 89, no. 10, October 1980, pp 672-690.
- [BAR-87] P. Barret, *Régimes Transitoires des Machines Tournantes Electriques*, Editions Eyrolles, Paris 1987.
- [BEG-92] M. M. Begovic and A. G. Phadke, "Control of Voltage Stability Using Sensitivity Analysis," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 7, no. 1, February 1992, pp 114-120.
- [CAL-86] A. Calvaer, "Voltage Stability and Collapses: a Simple Theory Based on Real and Reactive Currents," *Revue Générale de l'Electricité*, no. 8, September 1986, pp 1-17.
- [CAN-93] C. Cañizares and F.L. Alvarado, "Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 8, no. 1, February. 1993, pp. 1-8.
- [CAN-95] C. A. Cañizares, "On Bifurcations, Voltage Collapse and Load Modeling," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 10, no. 1, February 1995, pp. 512-522.
- [CAN-98] C. Canizares, "Applications of Optimisation to Voltage Collapse Analysis," *IEEE/PES Summer Meeting, San Diego*, July 14, 1998.
- [CAN-99.1] C. A. Canizares and Z. T. Faur, "Analysis of SVC and TCSC Controllers in Voltage Collapse," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 14, no. 1, February 1999, pp. 158-165.
- [CAN-99.2] C. A. Cañizares, S. Corsi, and M. Pozzi, *Modeling and Implementation of TCR and VSI Based FACTS Controllers*, Report No. 99/595, ENEL Ricerca, Area Trasmissione e Disaccamento, Milan, Italy, December 1999.
- [CAN-00] C. Canizares, "Power Flow and Transient Stability Models of Facts Controllers for Voltage and Angle Stability Studies," *IEEE/PES Winter Meeting, Singapore*. January 23-27, 2000.
- [CHI-95] H-D. Chiang and R. Jean-Jumeau, "Toward a Practical Performance Index for Predicting Voltage Collapse in Electric Power Systems", *IEEE Trans. PWRs*, vol. 10, no. 2, May 1995, pp 584-592.
- [CHR-92] N. Christl, et al. "Compensation Série Améliorée (CSA) avec Impédance Contrôlée par Thyristors," *CIGRE 14/37/38-05*, Septembre 1992.
- [CIG-92] *Réglage de la Tension et de la Puissance Réactive*, *CIGRE 39-203*, Septembre 1992.
- [CIG-93.1] *Modelling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena*, *CIGRE 38.02.10*, April 1993.
- [CIG-93.2] *Analysis and Optimisation of SVC Use in Transmission System*, *CIGRE Task Force 38.04.05*, Paris 1993
- [CLA-95] K. Clark, B. Fardanesh and R. Adapa, "Thyristor Controlled Series Compensation Application Study - Control Interaction Considerations," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 10, no. 2, April 1995, pp. 1031-1037.

- [CUT-95] T. Van Cutsem, "An approach to Corrective Control of Voltage Instability Using Simulation and Sensitivity," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 10, no. 2, May 1995, pp. 616-622.
- [CUT-98] T. Van Cutsem, C. Moisse, and R. Mailhot, "Determination of Secure Operating Limits with Respect to Voltage Collapse," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 14, no. 1, February 1999, pp. 327-335.
- [DEU-93] J. Deuse and M. Stube, "Dynamic Simulation of Voltage Collapses," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 8, no. 3, August 1993, pp. 894-904.
- [EUR-99] *Eurostag Logiciel de Simulation du Comportement Dynamique des Réseaux Electriques*, EDE-
DER, May 1999.
- [EUX-92] E. Euxibie, et al. "Perspectives d'Application au Réseau Français de Méthodes Rapides d'Evaluation de la Stabilité Transitoire et de la Sécurité en Tension," *CIGRE 38-208*, Septembre 1992.
- [ERC-92] M. Erche, E. Lerche, D. Povh and R. Mihalic, "Amélioration de la Performance de Réseaux par l'Emploi d'Appareillage Electronique de Puissance," *CIGRE 14/37/38-04*, septembre 1992.
- [FAU-96] Z. T. Faur, *Effects of FACTS devices on Static Voltage Collapse Phenomena*. M.A.Sc. Thesis, University of Waterloo, 1996.
- [FEN-98] Z. Feng, V. Ajjarapu, and D. J. Maratukulam, "A Practical Minimum Load Shedding Strategy to Mitigate Voltage Collapse," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 13, no. 4, November 1998, pp. 1285-1291.
- [FLA-90] N. Flatabo, R. Ognedal and T. Carlsen, "Voltage Stability Condition in Power Transmission System Calculated by Sensitivity Methods," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 5, no. 4, November 1990, pp. 1286-1293.
- [FOS.92] O. B. Fosso, N. Flatabo, T. Carlsen, O. Gjerde and M. Jostad, "Calcul des Marges de Stabilité de Tension en Etat Normal et en Cas de Panne," *CIGRE 38-209*, Septembre 1992.
- [GAN-98] D. GAN, R. J. Thomas and R. D. Zimmerman, "A Transient Stability Constrained Optimal Power Flow," *Proceeding Bulk Power System Dynamics and Control IV*, August 24-28, 1998, Santorini, Greece
- [GAO-92] B. Gao, G.K. Morison and P. Kundur, "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 7, no. 4, November 1992, pp. 1529-1542.
- [GRE-97] S. Greene, I. Dobson and F. L. Alvarado, "Sensitivity of the Loading Margin to Voltage Collapse with Respect to Arbitrary Parameters" *IEEE Trans. PWRs*, vol. 12, no. 1, February 1997, pp 262-272.
- [GRE-98] S. Greene, I. Dobson, and F. L. Alvarado, "Contingency Ranking for Voltage Collapse via Sensitivities from a Single Nose Curve," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 14, no. 1, February 1999, pp. 232-240.
- [GRO-95] J. F. Gronquist, W. A. Sethares, F. L. Alvarado and R. H. Lasseter, "Power Oscillation Damping Control Strategies for FACTS devices Using Measurable Quantities," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 10, no. 3, August 1995, pp. 1598-1604.
- [GUS-97] M. N. Gustafsson, N. U. Krantz and J. E. Daalder, "Voltage Stability: Significance of Load Characteristics and Current limiters," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 144, no. 3, May 1997, pp. 257-262.
- [GYU-94] L. Gyugyi, "Dynamic Compensation of AC Transmission Lines by Solid-State Synchronous Voltage Sources," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 9, no. 2, April 1994, pp. 904-911.
- [IEEE-73] IEEE Committee Report, "Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies," *IEEE Trans. Apparatus*, Nov/Dec 1973, page 1905-1915.

- [IEEE-81] IEEE Task Force, "Excitation systems models for power system stability studies," *IEEE Trans. Apparatus* vol. pas - 100, no. 2, February 1981, page 494 - 509.
- [IEEE-90] IEEE Committee Report, *Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience*, IEEE/PES 90TH0358-2-PWR, 1990.
- [IEEE-93.1] *Suggested Techniques for Voltage Stability Analysis*, IEEE-PES 93TH0620 5PWR
- [IEEE-93.2] IEEE Task Force, "Load Representation for Dynamic Performance Analysis," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 8, no. 2, May 1993, pp. 472-482.
- [IEEE-94] IEEE Special Stability Controls Working Group, "Static Var Compensator Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 9, no. 1, February 1994, pp. 229-240.
- [IEEE-95] *Facts Overview*, IEEE Catalog Number 95 TP 108.
- [IEEE-97] IEEE Working Group, "Proposed Terms and Definitions for Flexible AC Transmission System (FACTS)," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 12, no. 4, October 1997, pp. 1849-1853.
- [IEEE-99] *Voltage Stability Assessment, Procedures and Guides*. IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication, April 1999.
- [KAT-97] M. M. El-Kateb, S. Abdelkader and M. S. Kandil, "Linear Indicator For Voltage Collapse in Power Systems," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 144, no. 2, March 1997, pp. 139-46.
- [KES-86] P. Kessel and H. Glavitsch, "Estimating the Voltage Stability of a Power System," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 1, no. 3, July 1986, pp 346-354.
- [KUN-94] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill 1994.
- [LAG-87] P. Lagonotte, *Analyse Structurale des Réseaux Electriques Application au Réglage Hiérarchise de la Tension du Réseau français*, Thèse de docteur présentée à l'INPG, octobre 1987.
- [LAR-92] E. Larsen, C. Bowler, B. Damsky and S. Nilsson, "Avantages de Condensateurs Série à Réglage par Thyristor," *CIGRE 14/37/38-04*, Septembre 1992.
- [LAR-92.1] E. Larsen, N. Miller, S. Nilsson and S. Lindgren, "Benefits of GTO-Based Compensation Systems for Electric Utility Applications," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 7, no. 4, October 1992, pp. 2056-2064.
- [LAR-94] E. V. Larsen, K. Clark, S. A. Miske and J. Urbanek, "Characteristics and Rating Considerations of Thyristor Controlled Series Compensation," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 9, no. 2, April 1994, pp. 992-1000.
- [LEM-90] C. Lemaître, J. P. Paul, J. M. Tesson, Y. Harmand and Y. S. Zhao, "An Indicator of the Risk of Voltage Profile Instability for Real-time Control Applications," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 5, no. 1, February 1990, pp. 154-161.
- [LER-91] E. Lerch, D. Povh and L. Xu, "Advanced SVC Control for Damping Power System Oscillations," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 6, no. 2, May 1991, pp. 524-531.
- [LER-98] A. A. Lerm, F. A. B. A. S. e Silva and M. R. Irving, "Voltage Stability Assessment with Inclusion of Hard Limits", *IEE Proceedings-C*, vol. 145, no. 5, September 1998, pp 505-510.
- [LOF-92] P. A. Lof, T. Smed, G. Andersson and D. J. Hill, "Fast Calculation of a Voltage Instability Index," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 7, no. 1, February 1992, pp. 54-64.
- [LOF-95] P. A. Lof, G. Andersson and D. J. Hill, "Voltage Dependent Reactive Power Limits for Voltage Instability Studies," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 10, no. 1, February 1995, pp. 220-228.

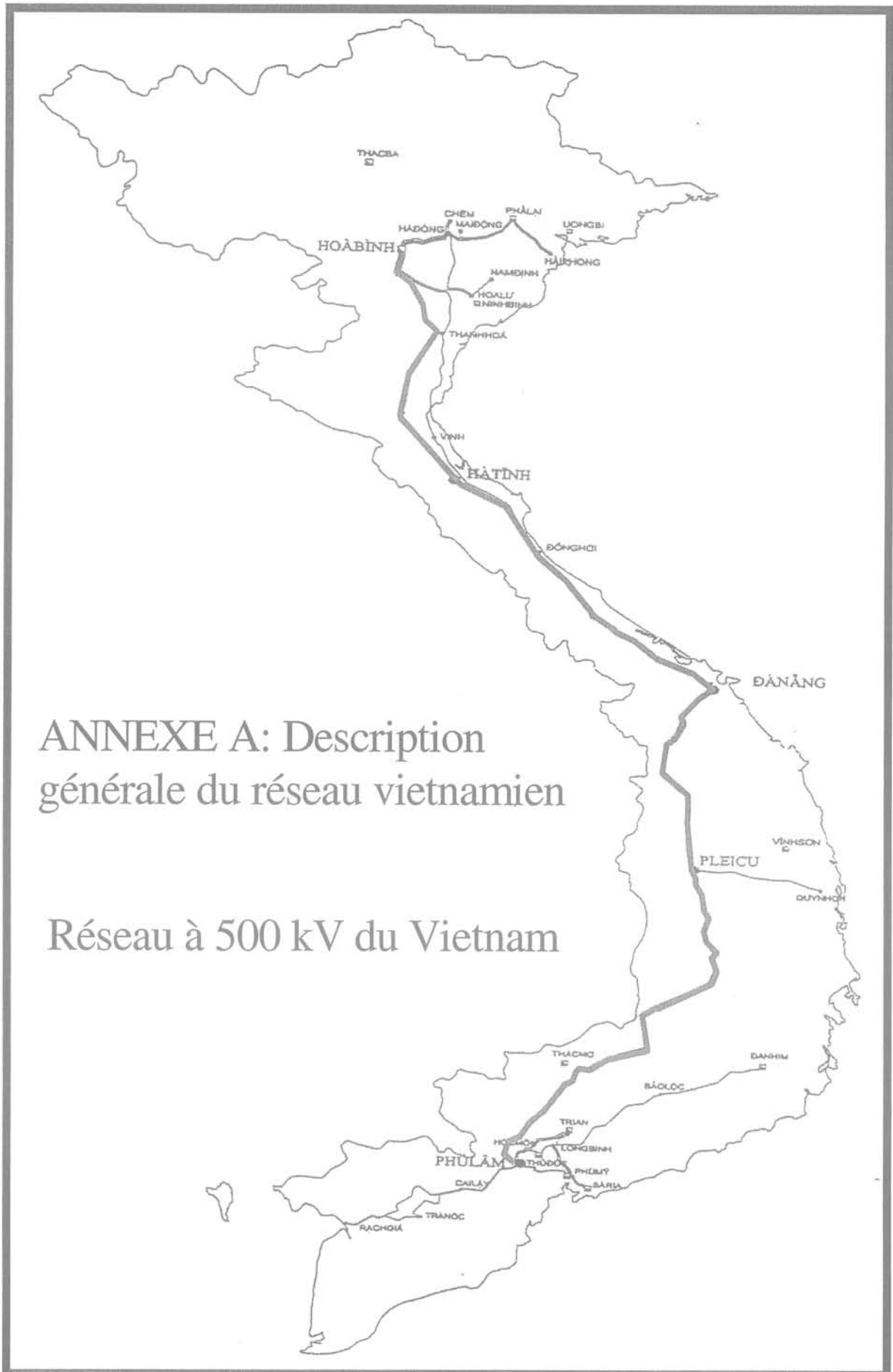
- [MAN-93] Y. Mansour, W. Xu, F. Alvarado and C. Rinzin, "SVC Placement Using Critical Modes of Voltage Instability," *IEEE Trans.* 1993, pp 131-137.
- [MAR-90] N. Martins and L.T.G. Lima, "Determination of Suitable Locations for Power System Stabilizers and Static VAR Compensators for Damping Electromechanical Oscillations in Large Scale Power Systems," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 5, no. 4, November 1990, pp. 1455-1469.
- [MIL-83] T. J. E. Miller, *Reactive Power Control in Electric System*, John Wiley & Sons, N. Y. 1983.
- [MOM-98] J. A. Momoh and Y. V. Makarov, "Development of a New Integrated Voltage Stability Index," *Proc. of the Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, Halifax, Nova Scotia, Canada*, June 7-9, 1998.
- [MOR-93] G. K. Morison, B. Gao and P. Kundur, "Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 8, no. 3, August 1993, pp. 1159-1171.
- [NIC-93] J. Nicolas, "Oscillations des groupes Montézic fonctionnant en pompe via une antenne Rueres-Eguzon 400 kV essais du 11/3/1993," D4152/DTG-ER/93-030-A, 16/12/1993.
- [NYA-94] S. Nyati, C. A. Wegner, R. W. Delmerico, R. J. Piwko, D. H. Baker and A. Edris, "Effectiveness of Thyristor Controlled Series Capacitor in Enhancing Power System Dynamics: An Analog Simulator Study," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 9, no. 2, April 1994, pp. 1018-1027.
- [PAL-92] M. K. Pal, "Voltage Stability Conditions Considering Load Characteristics," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 7, no. 1, February 1992, pp. 243-249.
- [PAL-93] M. K. Pal, "Voltage Stability: Analysis needs, Modelling Requirement, and Modelling Adequacy," *IEE Proceedings-C*, vol. 140, no. 4, July 1993, pp 279-286.
- [PAR-95] M. Parniani and M. R. Iravani, "Voltage Control Stability and Dynamic Interaction Phenomena of Static Var Compensators," *IEEE Trans. PWRs*, vol. 10, no. 3, August 1995, pp. 1592-1596.
- [PAS-95] J. J. Paserba, N. W. Miller, E. V. Larsen and R. J. Piwko, "A Thyristor Controlled Series Compensation Model for Power System Stability Analysis," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 10, no. 3, July 1995, pp. 1471-1477.
- [PIW-96] R. J. Piwko, C. A. Wegner, S. J. Kinney and J. D. Eden, "Subsynchronous Resonance Performance Tests of the Slatt Thyristor Controlled Series Capacitor," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 11, no. 2, April 1996, pp. 1112-1119.
- [POP-98] D. H. Popovic, D. J. Hill and Q. Wu, "Coordinated Static and Dynamic Voltage Collapse in Large Power Systems," *Bulk Power System Dynamic and Control IV – Re-structuring*, August 24-28, Santorini, Greece.
- [POP-97] D. S. Popovic, V. A. Levi and Z. A. Gorecan, "Co-ordination of Emergency Secondary Voltage Control and Load Shedding to Prevent Voltage Instability," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 144, no. 3, May 1997, pp. 293-300.
- [POP-99] D. S. Popovic, "A System Approach to Emergency Load Shedding in Case of Voltage instability," *IEEE Power Tech'99 Conference*, Budapest, Hungary, August 1999.
- [PRA-97] Ch. Praing, *Etude de la Stabilité d'un Groupe Hydraulique avec un Système de Régulation de Tension dans Différentes Configurations de Réseau*, Rapport DEA, présentée à INPG, Juin 1997.
- [PRA-98] Ch. Praing, T. Tran-Quoc, R. Feuillet and J. Nicolas, "Stability of a Hydraulic Power Plant," *UPEC Conference, Edinburg, UK*. September. 1998
- [PRA-00] Ch. Praing, T. Tran-Quoc, R. Feuillet, J. C. Sabonnadière, J. Nicolas, K. Nguyen-Boi and L. Nguyen-Van "Impact of Facts Devices on Voltage and Transient Stability of a Power System Including Long Transmission Lines," *IEEE-PES Summer Meeting, Seattle, USA*, July 2000.

- [PRI-92] W. W. Price, D. B. Klapper, N. W. Miller, A. Kurita and H. Okubo, "Approche à Multiples Facettes de l'Analyse de Stabilité de Tension de Réseaux," *CIGRE 38-205*, Septembre 1992.
- [ROS-97] W. Rosehart, C. A. Cañizares, and A. Vannelli, "Sequential Methods in Solving Economic Power Flow Problems," *Proceedings of the Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, St. John's, Newfoundland, May 1997.
- [ROS-99] W. Rosehart, C. Cañizares, and V. Quintana, "Optimal Power Flow Incorporating Voltage Collapse Constraints," *IEEE/PES Summer Meeting, Edmonton, Alberta*, July 1999.
- [SAA-99] H. Saadat, *Power System Analysis*, McGraw-Hill 1999.
- [SEK-92] Y. Sekine, K. Takahashi, Y. Ohura and N. Tsuchimori, "Méthode d'Analyse et de Vérification du Comportement de Tension d'un Réseau Electrique et Améliorations, Notamment des Stratégies de Réglage pour Assurer de plus Grandes Marges de la Stabilité de Tension," *CIGRE 38-206*, Septembre 1992.
- [SOU-96] A. C. Z. de Souza, *New Techniques to Efficiently Determine Proximity to Static Voltage Collapse*. Ph.D. Thesis, University of Waterloo, 1996.
- [STA-68] G. W. Stagg and A. H. El-Abiad, *Computer Methods in Power System Analysis*, McGraw-Hill International Edition 1968.
- [STU-89] M. Stubbe, A. Bihain, J. Deuse, and J. C. Baader, "STAG, a New Unified Software Program for the Study of the Dynamic Behaviour of Electrical Power System," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 4, no. 1, February 1989, pp. 129-138.
- [TAY-92] C. W. Taylor, "Concepts of Undervoltage Load Shedding for Voltage Stability," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 7, no. 2, April 1992, pp. 480-488.
- [TAY-94] C. W. Taylor, *Power Voltage Stability*, McGraw-Hill 1994.
- [TIR-88] A. Tiranuchi and R. J. Thomas, "A Posturing Strategy Against Voltage Instability in Electric Power Systems," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 3, no. 1, February 1988, pp. 87-93.
- [TRA-93] T. Tran-Quoc, *Analyse et Outils pour la Proposition de Parades Contre les Risques d'Instabilité de Tension dans les Grands Réseaux de Transport et d'Interconnexion*, Thèse de docteur présentée à l'INPG, Février 1993.
- [TRA-00] T. Tran-Quoc, Ch. Praing, R. Feuillet, J. C. Sabonnadière, U. La-Van, C. Nguyen-Duc, "Improvement of Voltage Stability on the Vietnam Power System," *IEEE/PES Winter Meeting, Singapore*. January 23-27, 2000.
- [TRO-92] M. Trotignon, et al. Plan de Défense du Réseau THT Français Contre les Incidents Généralisés: Dispositions Actuelles et Perspectives D'Evolution," *CIGRE 14/37/38-04*, septembre 1992.
- [TRU-96] D. J. Trudnowski, M. K. Donnelly and J. F. Hauer, "Estimating Damping Effectiveness of BPA's Thyristor Controlled Series Capacitor by Applying Time and Frequency Domain Methods to Measured Response," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 11, no. 2, May 1996, pp. 761-766.
- [VAA-99] E. Vaahedi, Y. Mansour, J. Tamby, W. Li, and D. Sun, "Large Scale Voltage Stability Constrained Optimal VAR Planning and Voltage Stability Applications Using Existing OPF/Optimal VAR Planning Tools," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 14, no. 1, February 1999, pp. 65-74.
- [VEN-80] V. A. Venikov, *Transient Processes in Electrical Power Systems*, Mir Publishers. Second Printing, Moscow 1980.
- [VOR-95] C. D. Vournas, "Voltage Stability and Controllability Indices for multimachine Power Systems," *IEEE Trans. PWRD*, vol. 10, no. 3, August 1995, pp 1183-1194.

-
- [VU-92] K. T. Vu and C. C. Liu, "Shrinking Stability Region and Voltage Collapse in Electric Power Systems," *IEEE Trans. Circuits and Systems-I*, vol. 39, no. 4, April 1992, pp 271-289.
- [WAN-97.1] H. F. Wang and F. J. Swift, M. Li, "Indices for Selecting the Best Location of PSSs or FACTS-Based Stabilisers in Multimachines Power Systems: A Comparative Study," *IEE Proceedings-C*, vol. 144, no. 2, March 1997, pp 155-159.
- [WAN-97.2] H. F. Wang and F. J. Swift, M. Li, "Selection of Installing Locations and Feedback Signals of FACTS-Based Stabilisers in Multimachines Powers Systems by Reduced-Order Modal Analysis," *IEE Proceedings-C*, vol. 144, no. 2, March 1997, pp 263-269.
- [WAN-98] X. Wang, G. C. Ejebe, J. Tong, and J. G. Waight , "Preventive/Corrective Control for Voltage Stability Using Direct Interior Point Method," *IEEE Trans. PWRS*, vol. 13, no. 3, August 1998, pp. 878-882.
- [WU-98] Q. Wu and D. H. Popovic and D. J. Hill, "Coordinated Corrective Voltage Control in Power Supply Systems," *Technical Report*, University of Sydney, 1998.
- [ZHO-91] E. Z. Zhout, O. P. Malik and G. S. Hope, "Theory and Method for Selection Power System Stabilizer Loacation," *IEEE Trans. EC*, vol. 6, no. 1, March 1991, pp. 170-176.

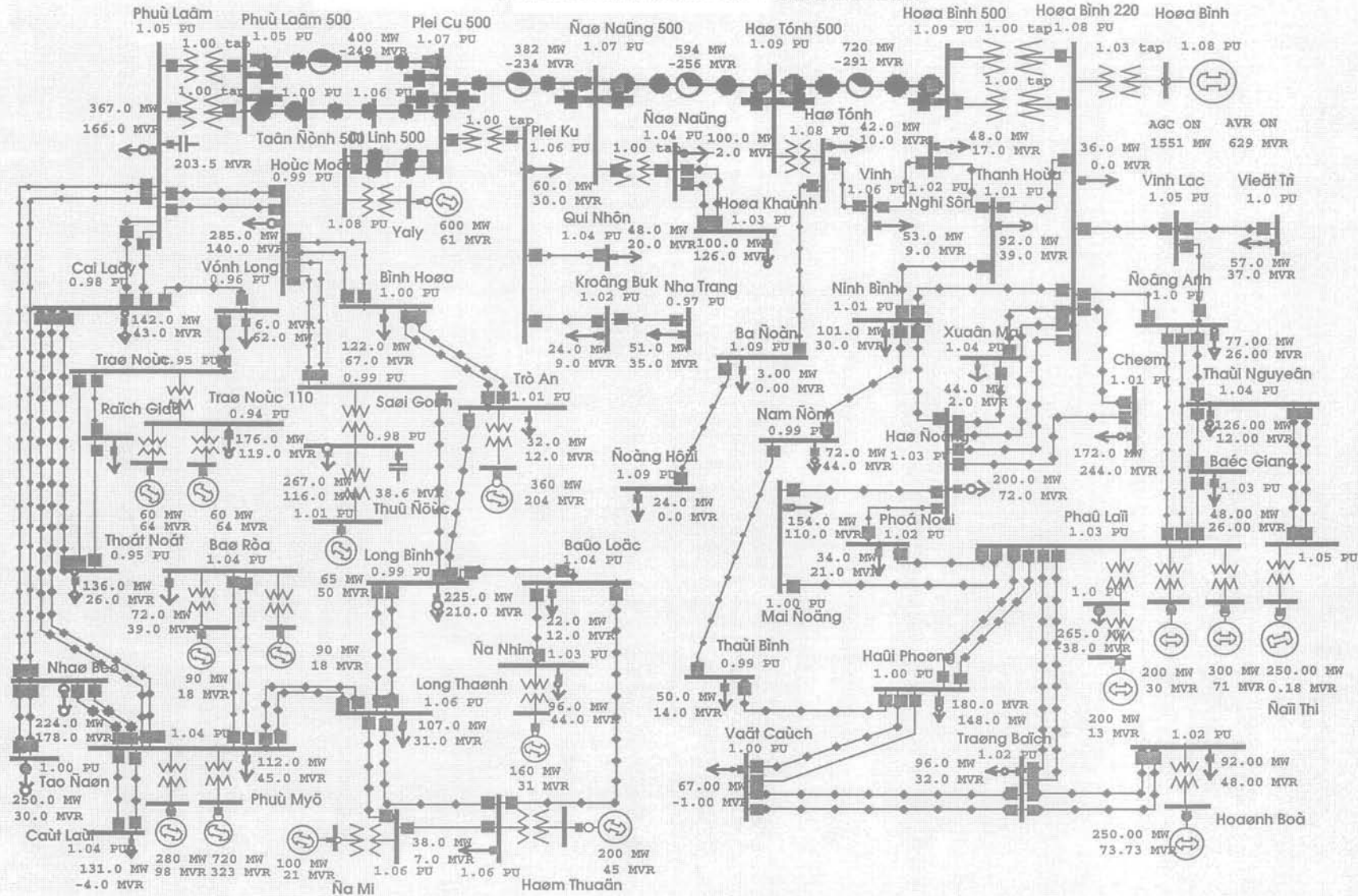
**ANNEXE A : DESCRIPTION
GENERALE DU RESEAU
VIETNAMIEN**



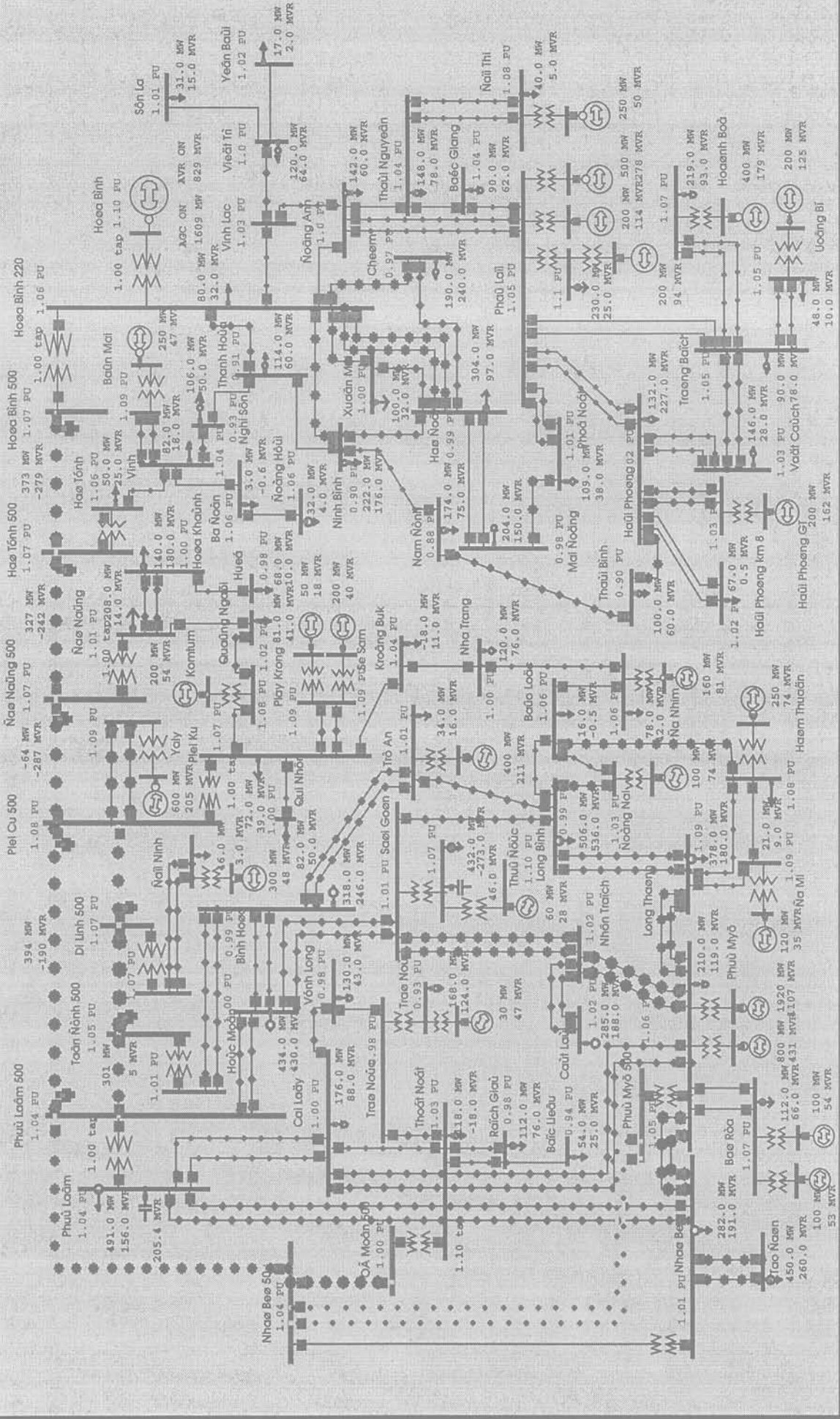


Heà Thoáng Nĩean 500/220 kV Vieät Nam - 2000

Réseau à 500/220 kV du Vietnam en 2000



Heà Thoáng Nìeån 500/220 kV Vieät Nam - 2005
Rèseau à 500/220 kV du Vietnam en 2005



NOM DES NŒUDS DU RESEAU VIETNAMEIEN

Dans le travail de cette thèse, le nom de chaque nœud de ce réseau est codé par un numéro de façon à faciliter le calcul. Conformément à ce qui a été écrit dans l'introduction générale, deux configurations de réseau vietnamien (VN2000 et VN2005) sont étudiées dans ce travail. Chaque configuration est divisée en deux scénarios différents. Les deux scénarios de la configuration VN2005 comportent le même nombre de générateurs, de nœuds, de lignes et de transformateur mais les plans de tension et de charge sont différents. Cette configuration est présentée dans le tableau A.1.

Le premier scénario de la configuration VN2000 comporte 82 nœuds (64 nœuds de charge et 18 nœuds de générateur), 97 lignes et 26 transformateurs. Ce scénario est présenté dans le tableau A.2. Le deuxième scénario comporte 78 nœuds (61 nœuds de charge et 17 nœuds de générateur), 92 lignes et 25 transformateurs. Ce scénario est présenté dans le tableau A.3.

ZONE	N°	NOM	ZONE	N°	NOM	ZONE	N°	NOM
N	1	HOA BINH	N	38	YEN BAI 220	S	75	TRI AN 220
N	2	PHA LAI1	N	39	SON LA 220	S	76	LONG BINH 220
N	3	PHA LAI2	N	40	THANH HOA 220	S	77	LONG THAHN 220
N	4	PHA LAI3	N	41	NGHI SON 220	S	78	DA NHIM 220
N	5	HOANG BO	N	42	VINH 220	S	79	HAM THUAN 220
N	6	UONG BI	N	43	HA TINH 220	S	80	BAO LOC 220
N	7	HAIPHONGT	N	44	BA DON 220	S	81	SAI GON 110
N	8	DAI THI	N	45	DONG HOI 220	S	82	CAT LAI 220
N	9	BAN MAI	N	46	NINH BINH 220	S	83	NHA BE 220
S	10	THU DUC2	N	47	NAM DINH 220	S	84	TAO DAN 220
S	11	BA RIA 1	N	48	THAI BINH 220	S	85	RACH GIA 220
S	12	BA RIA 2	N	49	HAI PHONG 220	S	86	BAC LIEU 220
S	13	PHU MY 1	N	50	HAI PHONG KM8 220	S	87	THOT NOT 220
S	14	PHU MY 2	N	51	VAT CACH 220	S	88	TRA NOC 110
S	15	DA NHIM	N	52	XUAN MAI 220	S	89	CAI LAY 220
S	16	DAI NINH	N	53	HA DONG 220	S	90	VINH LONG 220
S	17	HAMTHUAN	N	54	MAI DONG 220	S	91	PHU HMY 220
S	18	DA MI	N	55	PHO NOI 220	S	92	BA RIA 220
S	19	TRI AN	N	56	CHEM 220	N	93	PHA LAI 110
S	20	TRA NOC1	N	57	DONG ANH 220	N	94	DAI NINH 220
S	21	DONG NAI	N	58	THAI NGUYEN 220	N	95	HOA BINH 220
C	22	T KOMTUM	N	59	DAI THI 220	N	96	VINH LAC 220
C	23	SESAN	N	60	BAC GIANG 220	N	97	PHA LAI 220
C	24	PLAYKRON	N	61	TRANG BACH 220	N	98	BAN MAI 220
C	25	YALY	N	62	UONG BI 220	N	99	HAI PHONG GT 220
N	26	Hoa BIN 500	N	63	HOAHN BO 220	C	100	PLAY KRONG 220
N	27	HA TINH 500	C	64	DA NANG 220	C	101	SE SAN 220
C	28	DA NANG 500	C	65	HOA KHANH 220	C	102	KOMTUM 220
C	29	PLEICU 500	C	66	HUE 220	S	103	TRA NOC 220
S	30	DI LINH 500	C	67	QUANG NGAI 220	S	104	SAI GON 220
S	31	TAN DINH 500	C	68	QUI NHON 220	S	105	DA MI 220
S	32	O MON 500	C	69	PLEICU 220	S	106	DI LINH 220
C	33	YALY 500	C	70	KRONG BUK 220	S	107	TAN DINH 220
S	34	PHU LAM 500	C	71	NHA TRANG 220	S	108	DONG NAI 220
S	35	NHA BE 500	S	72	PHU LAM 220	S	109	NHON TRACH 220
S	36	PHU MY 500	S	73	HOC MON 220			
N	37	VIET TRI 220	S	74	BINH HOA 220			

Tableau A.1. Configuration du réseau VN2005

ZONE	N°	NOM	ZONE	N°	NOM	ZONE	N°	NOM
N	1	HOA BINH	N	29	NGHI SON 220	S	57	BINH HOA 220
N	2	PHA LAI1	N	30	VINH 220	S	58	TRI AN 220
N	3	PHA LAI2	N	31	HA TINH 220	S	59	LONG BINH 220
N	4	PHA LAI3	N	32	BA DON 220	S	60	LONG THAHN 220
N	5	HOANG BO	N	33	DONG HOI 220	S	61	DA NHIM 220
N	6	DAI THI	N	34	NINH BINH 220	S	62	HAM THUAN 220
S	7	THU DUC1	N	35	NAM DINH 220	S	63	BAO LOC 220
S	8	BA RIA 1	N	36	THAI BIN 220	S	64	SAI GON 110
S	9	BA RIA 2	N	37	HAI PHONG 220	S	65	CAT LAI 220
S	10	PHU MY 1	N	38	VAT CACH 220	S	66	NHA BE 220
S	11	PHU MY 2	N	39	XUAN MAI 220	S	67	TAO DAN 220
S	12	DA NHIM	N	40	HA DONG 220	S	68	RACH GIA 220
S	13	HAMTHUAN	N	41	MAI DONG 220	S	69	THOT NOT 220
S	14	DA MI	N	42	PHO NOI 220	S	70	TRA NOC 110
S	15	TRI AN	N	43	CHEM 220	S	71	CAI LAY 220
S	16	TRA NOC1	N	44	DONG ANH 220	S	72	VINH LONG 220
S	17	TRA NOC2	N	45	THAI NGUYEN 220	S	73	PHU HMY 220
C	18	YALY	N	46	BAC GIANG 220	S	74	BA RIA 220
N	19	HOA BINH 500	N	47	TRANG BACH 220	N	75	PHU LAI 110
N	20	HA TINH 500	N	48	HOAHN BO 220	N	76	HOA BINH 220
N	21	DA NANG 500	C	49	DA NANG 220	S	77	TRA NOC 220
N	22	PLEICU 500	C	50	HOA KHANH 220	S	78	SAI GON 220
N	23	PHU LAM 500	C	51	QUI NHON 220	S	79	DA MI 220
N	24	DI LINH 500	C	52	PLEICU 220	N	80	VINH LAC 220
N	25	TAN DINH 500	C	53	KRONG BUK 220	N	81	PHU LAI 220
N	26	YALY 500	C	54	NHA TRANG 220	N	82	DAI THI 220
N	27	VIET TRI 220	S	55	PHU LAM 220			
N	28	THANH HOA 220	S	56	HOC MON 220			

Tableau A.2. Premier scénario de la configuration du réseau VN2000

ZONE	N°	NOM	ZONE	N°	NOM	ZONE	N°	NOM
N	1	HOA BINH	N	28	BA DON 220	S	55	LONG BINH 220
N	2	PHA LAI1	N	29	DONG HOI 220	S	56	LONG THAHN 220
N	3	PHA LAI2	N	30	NINH BINH 220	S	57	DA NHIM 220
N	4	PHA LAI3	N	31	NAM DINH 220	S	58	HAM THUAN 220
N	5	HOANG BO	N	32	THAI BIN 220	S	59	BAO LOC 220
N	6	DAI THI	N	33	HAI PHONG 220	S	60	SAI GON 110
S	7	THU DUC1	N	34	VAT CACH 220	S	61	CAT LAI 220
S	8	BA RIA 1	N	35	XUAN MAI 220	S	62	NHA BE 220
S	9	BA RIA 2	N	36	HA DONG 220	S	63	TAO DAN 220
S	10	PHU MY 1	N	37	MAI DONG 220	S	64	RACH GIA 220
S	11	PHU MY 2	N	38	PHO NOI 220	S	65	THOT NOT 220
S	12	DA NHIM	N	39	CHEM 220	S	66	TRA NOC 110
S	13	HAMTHUAN	N	40	DONG ANH 220	S	67	CAI LAY 220
S	14	DA MI	N	41	THAI NGUYEN 220	S	68	VINH LONG 220
S	15	TRI AN	N	42	BAC GIANG 220	S	69	PHU HMY 220
S	16	TRA NOC1	N	43	TRANG BACH 220	S	70	BA RIA 220
S	17	TRA NOC2	N	44	HOAHN BO 220	N	71	PHU LAI 110
N	18	HOA BINH 500	C	45	DA NANG 220	N	72	HOA BINH 220
N	19	HA TINH 500	C	46	HOA KHANH 220	S	73	TRA NOC 220
N	20	DA NANG 500	C	47	QUI NHON 220	S	74	SAI GON 220
N	21	PLEICU 500	C	48	PLEICU 220	S	75	DA MI 220
N	22	PHU LAM 500	C	49	KRONG BUK 220	N	76	VINH LAC 220
N	23	VIET TRI 220	C	50	NHA TRANG 220	N	77	PHU LAI 220
N	24	THANH HOA 220	S	51	PHU LAM 220	N	78	DAI THI 220
N	25	NGHI SON 220	S	52	HOC MON 220			
N	26	VINH 220	S	53	BINH HOA 220			
N	27	HA TINH 220	S	54	TRI AN 220			

Tableau A.3. Premier scénario de la configuration du réseau VN2000

**ANNEXE B : ELEMENTS DU
RESEAU ELECTRIQUE**

ANNEXE B

ELEMENTS DU RESEAU ELECTRIQUE

Un réseau électrique comporte des générateurs, des transformateurs, des lignes et des charges. Le modèle d'un réseau électrique comporte n nœuds de générateurs, m nœuds de charge et une matrice d'admittances des lignes Y_T ; on peut le représenter comme sur la Fig. B-1 suivante.

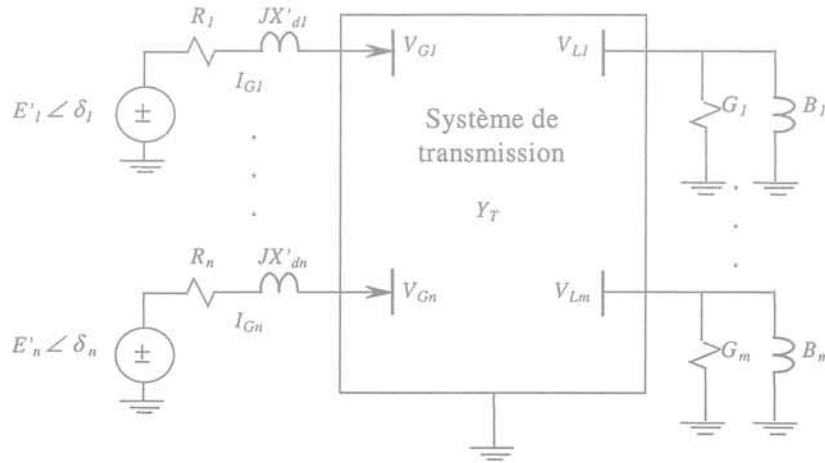


Fig. B-1 Modèle du réseau électrique

A partir de cette figure, les équations matricielles du réseau peuvent être définies de la façon suivante :

La tension terminale du générateur

$$V_G = E - Z_G I_G \quad (\text{B.1})$$

E correspond à la valeur de FEM de générateur, I_G est le courant du générateur

$$\begin{bmatrix} I_G \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_A & Y_B \\ Y_C & Y_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_G \\ V_L \end{bmatrix} = Y_{TL} \begin{bmatrix} V_G \\ V_L \end{bmatrix} \quad (\text{B.2})$$

Z_G est l'impédance du générateur, G et B est la conductance et l'admittance de charge et Y_{TL} est la matrice d'admittance nodale du réseau sauf les nœuds générateurs.

$$Z_G = \frac{1}{Y_G} = \begin{bmatrix} R_1 + jX'_{d1} & & \\ & \ddots & \\ & & R_n + jX'_{dn} \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$

$$Y_{TL} = Y_T + \begin{bmatrix} G_1 + jB_1 & & \\ & \ddots & \\ & & G_m + jB_m \end{bmatrix} \quad (\text{B.4})$$

Y'_R est la matrice d'admittance nodale réduite du réseau, Y_{TL} , sauf la partie des générateurs.

$$Y'_R = Y_A - Y_B Y_D^{-1} Y_C \quad (\text{B.5})$$

A partir de schéma B-1, on obtient :

$$Y'_R V_G = Y_G E - Y_G V_G \quad (\text{B.6})$$

$$V_G = \frac{Y_G E}{Y'_R + Y_G} \quad (\text{B.7})$$

Constitution cette équation avec (B.1), finalement on obtient le courant du générateur qui est présente par:

$$I_G = \frac{Y'_R Y_G}{Y'_R + Y_G} E = Y_R E \quad (\text{B.8})$$

B.1 GENERATEUR

Le générateur est une source de l'énergie principale dans le réseau électrique. Quand le réseau change le mode de fonctionnement, les générateurs doivent fournir les réponses nécessaires (réglage de tension, de vitesse etc) pour maintenir la stabilité du réseau. Généralement, la modélisation des générateurs synchrones se fait suivant la théorie classique de Park. Dans le logiciel Eurostag [EUR-99], deux modèles de générateur sont développés :

- Le modèle complet où le rotor est présenté par 4 enroulements équivalents: l'enroulement d'excitation et un amortisseur dans l'axe direct avec couplage magnétique entre ces enroulements et deux amortisseurs dans l'axe en quadrature.
- Le modèle simplifié où le rotor est représenté par un seul enroulement d'excitation et aucun enroulement dans l'axe q.

Classiquement, les forces électromotrices de transformation sont négligées par rapport aux forces électromotrices de rotation dans les équations statoriques, mais on y a refusé l'approximation $\omega = \omega_0$, rendant ainsi les flux internes de la machine sensibles à la fréquence du réseau.

B.1.1 Equations de tension

Le développement des équations de Park pour un modèle complet est écrit comme suivantes :

$$u_d = -r_a i_d + \omega \lambda_q + \dot{\lambda}_d \quad (\text{B.9})$$

$$u_f = r_f i_f + \dot{\lambda}_f \quad (\text{B.10})$$

$$0 = r_D i_D + \dot{\lambda}_D \quad (\text{B.11})$$

$$u_q = -r_a i_q - \omega \lambda_d + \dot{\lambda}_q \quad (\text{B.12})$$

$$0 = r_{Q1}i_{Q1} + \dot{\lambda}_{Q1} \quad (\text{B.13})$$

$$0 = r_{Q2}i_{Q2} + \dot{\lambda}_{Q2} \quad (\text{B.14})$$

Le modèle tient compte des flux dans les deux axes par les équations suivantes :

$$\lambda_{AD} = M_d (i_d + i_f + i_D) \quad (\text{B.15})$$

$$\lambda_{AQ} = M_q (i_q + i_{Q1} + i_{Q2}) \quad (\text{B.16})$$

◆ Tension d'excitation

Le développement de l'équation de la tension d'excitation u_f est donné par :

$$u_f = -r \frac{r_f}{M_{dv}} E_{fd} \quad (\text{B.17})$$

- Le signe (-) permet d'adopter le signe positif pour la sortie des régulateurs de tension
- r représente le rapport de transformation réduit du transformateur élévateur de l'unité, lorsque celui-ci est incorporé dans le modèle d'alternateur
- M_{dv} est une inductance de couplage dans l'axe direct exprimée en pu.
- E_{fd} est la tension d'excitation

B.1.2 Equation mécanique

Les mouvements du rotor des alternateurs sont décrits par l'équation des masses tournantes qui s'écrit:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (C_m - C_e) - \frac{D}{2H} (\omega - 1) \quad (\text{B.18})$$

Où C_m est le couple mécanique d'entraînement,
 C_e est le couple électrique sur l'arbre,

$\frac{D}{2H} (\omega - 1)$ est un terme représentant l'amortissement mécanique,

H est la constante d'inertie exprimée en secondes.

L'équation définissant la position angulaire des groupes s'écrit:

$$\frac{d\delta}{dt} = (\omega - \omega_{ref}) \omega_0 \quad (\text{B.19})$$

Les mises en forme des équations des couples sont :

Le couple électrique sur l'arbre:

$$C_e = \lambda_{AQ} i_d - \lambda_{AD} i_q \quad (\text{B.20})$$

Le couple mécanique d'entraînement C_m , avec

$$\frac{C_m}{2H} - \frac{D}{2H}(\omega - \omega_{ref}) + \frac{\lambda_{AD}}{2H} i_q - \frac{\lambda_{AQ}}{2H} i_d - \frac{d\omega}{dt} = 0 \quad (\text{B.21})$$

B.1.3 Commandes et régulations du générateur

Les commandes principales du générateur sont le système d'excitation et le régulateur de tension associé, et le système de régulation de vitesse. Des dispositifs additionnels de stabilisation peuvent être utilisés, ils superposent un signal supplémentaire aux systèmes d'excitation ou de régulation de vitesse, pour améliorer la stabilité du générateur. Par exemple on peut citer au niveau du système d'excitation, les systèmes de limitation de sous ou sur tension, le système de stabilisateur de puissance (PSS), le système de limitation tension/fréquence etc. Dans cette partie nous allons résumer rapidement la modélisation du système d'excitation et du système de régulation de vitesse.

B.1.3.1 Système d'excitation

Le principe du fonctionnement d'un système d'excitation est de fournir le courant DC à l'enroulement d'excitation de la machine synchrone. De plus, le système d'excitation joue un rôle important dans les fonctions de contrôle et de protection pour satisfaire la performance du système en contrôlant la tension d'excitation ainsi que le courant d'excitation. Les fonctions de contrôle incluent le contrôle de tension et puissance réactive, et aussi pour améliorer la stabilité du système. Les fonctions de limitation assurent que les capacités limites de la machine synchrone, du système d'excitation, et autres équipements ne sont pas dépassées. La figure B-2 montre le schéma bloc fonctionnel simplifié du système excitation pour un grand générateur synchrone. Ce schéma inclut un transducteur de tension et compensateur de charge, un régulateur de tension, un excitateur, un système stabilisateur de tension et quelques fois le système stabilisateur de puissance (PSS).

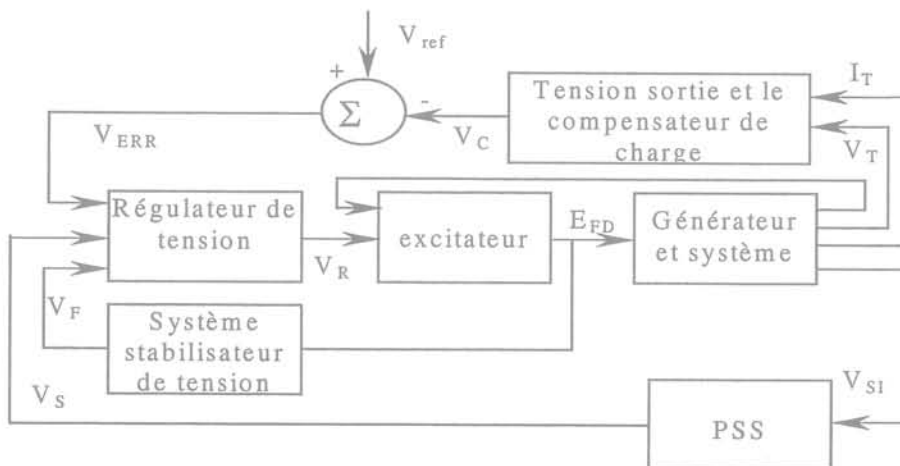


Fig. B-2. Schéma bloc fonctionnel simplifié d'un système d'excitation

Les systèmes d'excitation peuvent être classés en trois catégories suivantes selon la source de puissance excitatrice [IEEE-81, KUN-94] :

- Systèmes d'excitation à excitatrice à courant continu (DC) : il utilise un générateur excitateur à courant continu comme source de puissance excitatrice, qui fournit le courant

au rotor de la machine synchrone par l'intermédiaire de bagues et balais. L'excitateur peut être entraîné par un moteur ou par l'axe du générateur principal. Trois types d'excitation DC sont disponibles dans IEEE.

- Systèmes d'excitation à courant alternatif (AC) : il utilise un alternateur excitateur (machine AC) associé à un redresseur stationnaire ou tournant comme une source de puissance d'excitatrice pour produire le courant rotor de la machine synchrone. La source d'alimentation de l'inducteur de l'alternateur excitateur peut être un générateur auxiliaire, une source statique de tension ou une source statique composée. Quatre types d'excitation AC sont disponibles dans IEEE.
- Systèmes d'excitation statique : la puissance excitatrice est alimentée par l'intermédiaire de transformateurs de soutirage et des redresseurs. Trois types d'excitation statique sont disponibles dans IEEE.

B.1.3.2 Système de régulation de vitesse

Les sources principales d'énergie primaire utilisées dans la production d'énergie électrique sont l'énergie cinétique de l'eau et l'énergie thermique en provenant du fuel ou combustible nucléaire ou autre. Les turbines convertissent ces sources d'énergie en énergie mécanique, et les alternateurs synchrones convertissent cette énergie en énergie électrique [IEEE-73, KUN-94]. Le système de régulation de vitesse permet de contrôler la puissance et la fréquence, une fonction généralement pilotée par une consigne fréquence – charge ou le contrôle centralisé automatique de générateur (AGC).

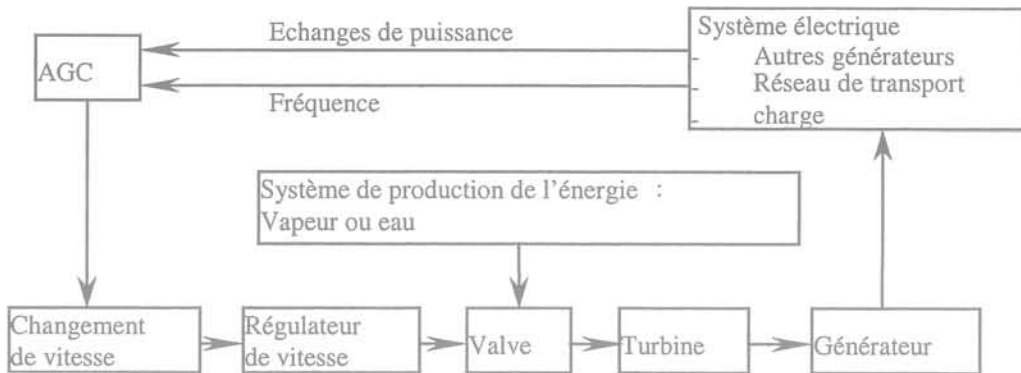


Fig. B-3. Schéma bloc fonctionnel générale d'un système de régulation de vitesse

B.2 SYSTEME DE TRANSMISSION

B.2.1 Ligne de transmission

Les systèmes de transmission sont utilisés pour transporter l'énergie électrique des centres de production aux centres de consommation. Le modèle équivalent en π est utilisé en générale pour la modélisation des lignes de transport. Les transformateurs sont inclus comme une partie du système de transmission d'énergie. Le transit de puissance active et réactive sur une ligne ou à travers un transformateur est décrit par les relations suivant [STA-68, SAA-99...] :

$$S_{SR}^* = P_{SR} - jQ_{SR} = E_{SR}^* i_{SR} = E_S^* (E_S - E_R) y_{SR} + E_S^* E_S y'_S \quad (\text{B.22})$$

$$P_{SR} = g_{SR} E_S^2 - g_{SR} E_S E_R \cos(\delta_S - \delta_R) + b_{SR} E_S E_R \sin(\delta_S - \delta_R) \quad (\text{B.23})$$

$$P_{RS} = g_{SR} E_R^2 - g_{SR} E_S E_R \cos(\delta_R - \delta_S) + b_{SR} E_S E_R \sin(\delta_R - \delta_S) \quad (\text{B.24})$$

$$Q_{SR} = (b_S + b_{SR}) E_S^2 - g_{SR} E_S E_R \sin(\delta_S - \delta_R) - b_{SR} E_S E_R \cos(\delta_S - \delta_R) \quad (\text{B.25})$$

$$Q_{RS} = (b_R + b_{SR}) E_R^2 - g_{SR} E_S E_R \sin(\delta_R - \delta_S) - b_{SR} E_S E_R \cos(\delta_R - \delta_S) \quad (\text{B.26})$$

La perte sur la ligne ou sur le transformateur est la somme algébrique des transits de puissance présentée ci-dessus.

$$P_{loss,SR} = P_{loss,RS} = P_{SR} + P_{RS} \quad (\text{B.27})$$

$$Q_{loss,SR} = Q_{loss,RS} = Q_{SR} + Q_{RS} \quad (\text{B.28})$$

Où P_{SR} , P_{RS} , Q_{SR} et Q_{RS} sont les transits de puissance entre les nœuds S et R. $E_S \angle \delta_S$ et $E_R \angle \delta_R$ sont les amplitudes et phases des tension aux nœuds. $y_{SR} = g_{SR} - jb_{SR}$ est représentée l'admittance de la ligne ou du transformateur et $y'_S = -jb_S$ et $y'_R = -jb_R$ sont des admittances shunts aux extrémités de la ligne ou du transformateur.

B.2.2 Transformateur

Les transformateurs sont utilisés pour changer la tension entre deux nœuds dans le réseau électrique. Plusieurs types de transformateur sont utilisés dans le réseau. Le transformateur réglable en charge joue un rôle très important dans les études de la stabilité de tension. Le schéma général d'un transformateur est présente dans les figures B-4a et B-4b Pour le calcul, le schéma simplifié en π est présenté. Si le rapport de transformation du transformateur $a = 1$, la modélisation du transformateur est comme celle de la ligne. Si $a \neq 1$, cette modélisation est changée.

◆ La modélisation du transformateur à rapport fixe est:

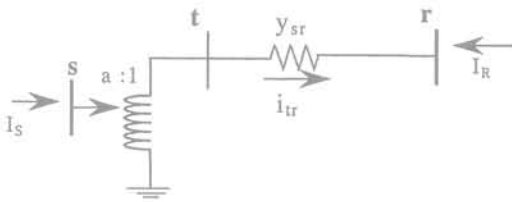


Fig. B-4a. Schéma équivalent d'un transfor.

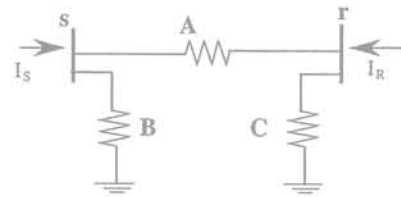


Fig. B-4b. Schéma d'équivalent simplifié

L'impédance entre deux nœuds est:

$$A = \frac{y_{sr}}{a} \quad (\text{B.29})$$

La réactance transversale au nœud s (sending) est:

$$B = \frac{1}{a} \left(\frac{1}{a} - 1 \right) y_{sr} \quad (\text{B.30})$$

La réactance transversale au nœud r (receiving) est:

$$C = \left(1 - \frac{1}{a}\right) y_{sr} \quad (\text{B.31})$$

Le courant injecté au nœud s est :

$$I_s = \frac{P_s - jQ_s}{E_p^*} - y_{ss} E_s - \frac{1}{a} \left(\frac{1}{a} - 1\right) y_{sr} E_s \quad (\text{B.32})$$

Le courant injecté au nœud r est:

$$I_r = \frac{P_r - jQ_r}{E_r^*} - y_{rr} E_r - \left(1 - \frac{1}{a}\right) y_{sr} E_r \quad (\text{B.33})$$

♦ La modélisation du transformateur avec réglage en charge

- Modèle statique

En supposant que, $A = y_{sr}$, La réactance transversale au nœud s (sending) est:

$$B = \left(\frac{1}{a} - 1\right) \left\{ \left(\frac{1}{a} + 1\right) - \frac{E_r}{E_s} \right\} y_{sr} \quad (\text{B.34})$$

La réactance transversale au nœud r (receiving) est:

$$C = \left(1 - \frac{1}{a}\right) \frac{E_s}{E_r} y_{sr} \quad (\text{B.35})$$

Le courant injecté au nœud s est:

$$I_s = \frac{P_s - jQ_s}{E_p^*} - y_{ss} E_s - \left(\frac{1}{a} - 1\right) \left\{ \left(\frac{1}{a} + 1\right) - \frac{E_r}{E_s} \right\} y_{sr} E_s \quad (\text{B.36})$$

Le courant injecté au nœud r est le même de celui de transformateur par rapport fixé.

- Modèle dynamique

Le modèle dynamique d'un transformateur réglable en charge est présenté ci-dessous [TAY-94]:

Bloc de retard	Mécanique de changement de prises et de commande de moteur
$t_1 = 0$ pour $e = 0$ $\Delta n \neq 0$	$\Delta n = \begin{cases} 0 & \text{pour } t_2 \leq T_m, b = \text{arbitraire} \\ 1 & \text{pour } t_2 > T_m, b = 1 \\ -1 & \text{pour } t_2 > T_d, b = -1 \end{cases}$
$t_1 = t_1 + \Delta t$ pour	
$T_d = T_d0$ pour la durée d'armement	
$T_d = T_d1$ pour l'intervalle de temps de passage des prises	
$b = \begin{cases} 0 & \text{pour } t_1 \leq T_d, e = \text{arbitraire} \\ 1 & \text{pour } t_1 > T_d, e = 1 \\ -1 & \text{pour } t_1 > T_d, e = -1 \end{cases}$	

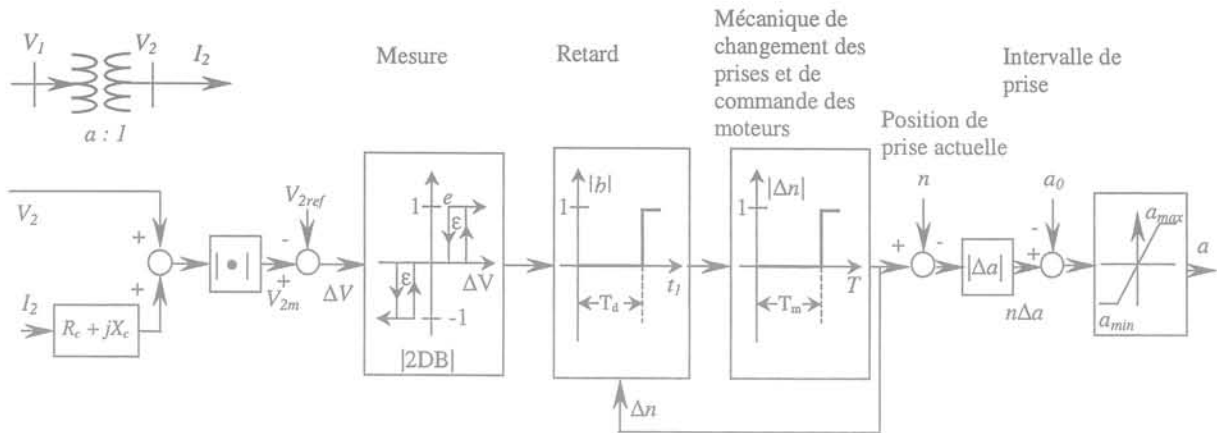


Fig. B-5. Modèle dynamique d'un transformateur réglable en charge

B.3 CHARGE

La stabilité de tension dépend de façon importante des caractéristiques des charges. Dans cette section nous allons résumer uniquement les caractéristiques de charge statique et dynamique et ses modélisations. Récemment plusieurs auteurs, Taylor, Kundur, IEEE Working Group, etc [TAY-94, KUN-94, IEEE-93.2] ont discuté sur plusieurs types de charge comme une charge résidentielle, éclairage, industrie...

B.3.1 Charges statiques

On présente ici un modèle qui exprime les puissances active et réactive à n'importe quel instant de temps en fonction de l'amplitude de tension au nœud et la fréquence du système à ce même instant. Les modèles statiques de charge sont utilisés à la fois pour les composants de charge essentiellement statiques de charge (ex. charge résistive et résidentielle), et comme une approximation pour les composants de charge dynamiques (ex les charges de moteur synchrone ou induction).

Les caractéristiques de modèle de charges statiques sont divisées suivantes :

- Le modèle de charge à impédance constante : c'est le modèle statique où la puissance varie directement avec le carré de l'amplitude de la tension. Il peut aussi être appelé le modèle de charge à admittance constante.
- Le modèle de charge à courant constant : c'est le modèle statique où la puissance varie directement avec l'amplitude de la tension.
- Le modèle de charge à puissance constante : c'est le modèle statique où la puissance ne varie pas quand il y a changement de l'amplitude de la tension. Il peut aussi être appelé le modèle de charge à MVA constante.
- Le modèle de Charge Polynominal : c'est le modèle statique qui présente la relation de puissance à l'amplitude de tension comme une équation polynomiale. Ce modèle est souvent présenté dans la forme suivante :

$$P = P_0 \left[a_0 + a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_2 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] \quad (\text{B.37})$$

$$Q = Q_0 \left[b_0 + b_1 \left(\frac{V}{V_0} \right) + b_2 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] \quad (\text{B.38})$$

- Le modèle de charge exponentielle : c'est le modèle statique qui présente la relation de puissance à la tension comme une équation exponentielle.

B.3.2 Charge dynamique

On présente ici [CAN-95, IEEE-93.2] modèle qui exprime les puissances active et réactive à n'importe quel instant de temps en fonction de l'amplitude de tension au nœud et la fréquence du système aux instants passés, incluant l'instant présent. Des équations différentielles peuvent être utilisées pour représenter un tel modèle.

$$P_L = P_0 + P_V \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha + D_L \left(\frac{d\delta}{dt} - \omega_n \right) \quad (\text{B.39})$$

$$Q_L = Q_0 + Q_V \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta + T \frac{dV}{dt} \quad (\text{B.40})$$

où

- P_L et Q_L : Puissances active et réactive au point de fonctionnement considéré,
- P_0 et Q_0 : Portion constante de charge active et réactive,
- P_V et Q_V : Valeurs initiales des composants des puissances active et réactive variables avec la tension,
- V et V_0 : Niveaux de tension au point de fonctionnement et initiale,
- α et β : Facteurs exponentiels,
- T : Constante du temps de la tension,
- D_L : Amortissement de la charge,
- δ : Angle de phase du nœud de charge,
- ω_n : Vitesse du générateur de référence.

B.3.3 Modèle dynamique de moteur asynchrone

La charge des moteurs asynchrones joue un rôle très important dans le phénomène de l'instabilité de tension. Le système peut être instable suite à la perturbation à cause de ce type de charge. Les circuits équivalents du moteur à induction dans le régime permanent et dans régime transitoire sont présentés sur la figure B-6a et sur la figure B-6b.

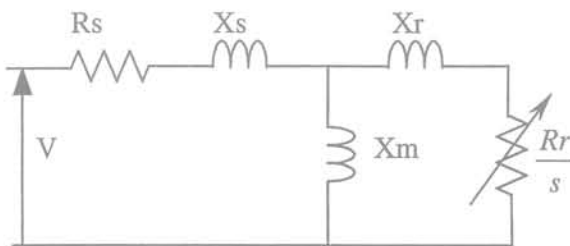


Fig. B-6a. Circuit d'équivalent de moteur à induction en régime permanent

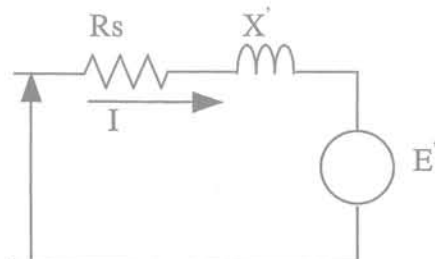


Fig. B-6b. Circuit d'équivalent de moteur à induction en régime transitoire

Les équations pour le modèle du moteur à induction sont présentées [TAY-94] :

$$\frac{dE'_q}{dt} = -\omega_0 s E'_d - \frac{1}{T'_0} E'_q + \frac{X - X'}{T'_0} i_d \quad (\text{B.41})$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = -\frac{1}{T'_0} E'_d + \omega_0 s E'_q + \frac{X - X'}{T'_0} i_q \quad (\text{B.42})$$

$$i_d = \frac{1}{R_s^2 + X'^2} [R_s (v_d - E'_d) - X' (v_q - E'_q)] \quad (\text{B.43})$$

$$i_q = \frac{1}{R_s^2 + X'^2} [-X' (v_d - E'_d) + R_s (v_q - E'_q)] \quad (\text{B.44})$$

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{2H} (T_e - T_m) \quad (\text{B.45})$$

$$T'_0 = \frac{X_r + X_m}{\omega_0 R_r} \quad (\text{constante de temps transitoire à circuit ouvert}) \quad (\text{B.46})$$

$$X = X_s + X_m \quad (\text{réactance du rotor à circuit ouvert}) \quad (\text{B.47})$$

$$X' = X_s + \frac{X_r X_m}{X_r + X_m} \quad (\text{réactance du rotor en court circuit}) \quad (\text{B.48})$$

Dans ces équations, les tensions et les courants sont dans les termes des composants d'axe d et q du rotor. Dans les deux premières équations le variable s est le glissement. Le référence [KUN-94] fournit en détaille de fonctionnement et de formulations de ce type de moteur.

B.3.4 Moteurs synchrones

Le moteur synchrone est modélisé de la même manière que le générateur synchrone. La seule différence est qu'au lieu que la turbine fournit un couple mécanique au générateur, au contraire le moteur fournit un couple mécanique à la charge.

ANNEXE C : RESEAU TEST BPA

ANNEXE C : RESEAU TEST BPA

C.1 DESCRIPTION DU RESEAU TEST DE BONNEVILLE POWER ADMINISTRATION

Le réseau test Bonneville Power Administration (BPA) [TAY-94] est constitué en deux zones : la zone de production et la zone de consommation. Dans la zone de charge, il existe un groupe de production (générateur N°3). Ces deux zones sont principalement connectées par des cinq lignes de transmission en parallèle à 500 kV avec une distance de 200 km. La capacité de transit de puissance par ces cinq lignes, en régime normal, est de l'ordre de 5000 MW. Ce réseau contient 10 nœuds, 13 branches (6 transformateurs), et 3 générateurs. Le générateur N°1 représente un nœud bilan qui a une puissance installée de 5000 MVA, alors que le générateur N°2 a une puissance de 2200 MVA. Le générateur N°3 se trouve dans la zone de charge avec une puissance de 1600 MVA. Les charges se trouvent aux nœuds N°8 et N°11 avec un niveau de tension de 13,8 kV. La charge au nœud N°8 est une charge industrielle alors qu'au nœud N°11 est la charge résidentielle et commerciale. Le transformateur réglable en charge est utilisé entre les nœuds N°10 et N°11.

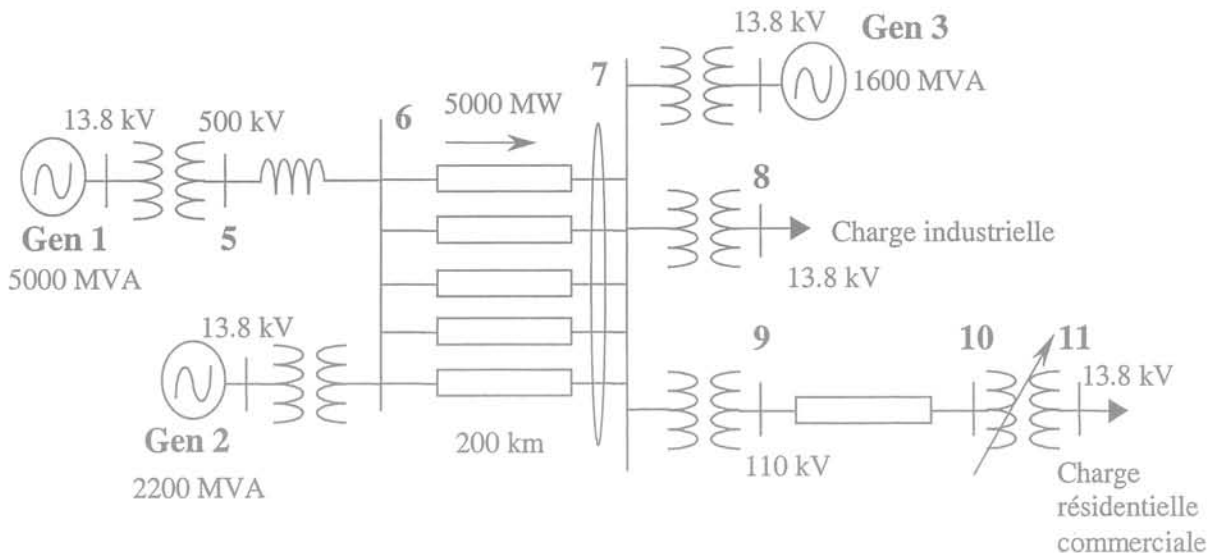


Fig. C-1. Configuration du réseau test Bonneville Power Administration (BPA)

C.2 DONNEES

C.2.1 Données Statiques

C.2.1.1 Lignes et transformateurs

Ligne de transmission (base de 100 MVA)				Transformateur (base de 100 MVA)			
	R (pu)	X (pu)	B (pu)		R (pu)	X(pu)	Ratio
5-6	0.0000	0.0040	0.0000	1-5	0.0000	0.0020	0.8857
6-7	0.0015	0.0288	1.1730	2-6	0.0000	0.0045	0.8857
9-10	0.0010	0.0030	0.0000	3-7	0.0000	0.0125	0.9024
				7-8	0.0000	0.0030	1.0664
				7-9	0.0000	0.0026	1.0800
				10-11	0.0000	0.0010	0.96000

C.2.1.2 Charges et Générateurs

Charge			Générateur		
Nœud	P (MW)	Q (Mvar)	Nœud	P (MW)	V (pu)
8	3369	1046	1		0.9800
11	3486	0	2	1736	0.9646
			3	1155	0.9553

C.2.1.3 Shunt capacité

Nœud	N°5	N°6	N°7	N°8	N°9	N°11
Q (Mvar)	100	100	963	700	400	100

C.2.1.4 Prises de transformateur réglable en charge

Chaque changement de prise correspond à une variation de 0.69 kV soit à 0.006 pu de la tension au côté nœud primaire.

EDITION

Type : COMMANDES DE REGLEURS EN CHARGES Classe : AUTOMATES

Nom du transformateur : N10 - N11 - 1 List...

Valeur de compoundage : 0. p.u.

Ecart de tension pour l'armement de la protection : 0.005 p.u.

Ecart de tension pour le desarmement de la protection : 0.005 p.u.

Duree d'armement : 30. s.

Intervalle de temps entre deux passages de prises : 5. s.

Marge temporelle sur la realisation des passages de prises : 0. s.

Mode d'obtention de la tension de consigne : donnée

Tension de consigne : 0.922 p.u.

C.2.2 Données dynamiques

C.2.2.1 Données spécifiques de chaque générateur

Générateur N°1 : nœud de puissance infinie

Générateur N°2

```

Noeud de raccordement           : N2
Tension de base cote reseau      : 13.8 KV
Puissance apparente nominale    : 2200. MVA
Puissance nominale               : 1980. MW
Tension de base cote machine    : 13.8 KV
Prop. de P reprise               : 100.0 %
                                 = 1736.0 MW
Prop. de Q reprise               : 100.0 %
                                 = 724.2 MVAR
Coeff. d'amortiss.               : .2
Constante d'inertie              : 2.09 MWS/MVA

```

Générateur N°3 :

Noeud de raccordement	:	N3
Tension de base cote reseau	:	13.8 KV
Puissance apparente nominale	:	1600. MVA
Puissance nominale	:	1440. MW
Tension de base cote machine	:	13.8 KV
Prop. de P reprise	:	100.0 %
	=	1155.0 MW
Prop. de Q reprise	:	100.0 %
	=	699.0 MVAR
Coeff. d'amortiss.	:	.2
Constante d'inertie	:	2.33 MWS/MVA

C.2.2.2 Données communes des générateurs

Les paramètres du stator, du rotor, du système d'excitation et de régulation de vitesse sont les mêmes pour les générateurs N°2 et N°3

Tension de base cote reseau	:	13.8 KV
Tension de base cote machine	:	13.8 KV
Prop. de P reprise	:	100.0
Prop. de Q reprise	:	100.0 %
Coeff. d'amortiss.	:	.2

PARAMETRES INTERNES (CALCULES)

Resistance statorique	RA	:	.00460 P.U.
Fuite statorique	WL	:	.15500 P.U.
Mutuelle d'axe d	WLMD	:	1.91500 P.U.
Mutuelle d'axe d correspondant a l'etat magnetique pris en compte pour la mise en pu. du regulateur de tension	WLMDV	:	1.91500 P.U.
Mutuelle de Canay	WMRC	:	.00000 P.U.
Resist. amort. axe d	RDD	:	.01839 P.U.
Fuite amort. axe d	WLDD	:	.10609 P.U.
Resistance rotorique	RF	:	.00143 P.U.
Fuite rotorique	WLF	:	.14884 P.U.
Mutuelle d'axe q	WLMQ	:	1.83500 P.U.
Resist. amort. 1 axe q	RQ1	:	.01811 P.U.
Fuite amort. 1 axe q	WLQ1	:	.06639 P.U.
Resist. amort. 2 axe q	RQ2	:	.02146 P.U.
Fuite amort. 2 axe q	WLQ2	:	.94489 P.U.

PARAMETRES EXTERNES (DONNES)

Resistance statorique	RA	:	.00460 P.U.
Fuite statorique	WL	:	.15500 P.U.
Mutuelle d'axe d correspondant a l'etat magnetique pris en compte pour la mise en pu. du regulateur de tension	WLMDV	:	1.91500 P.U.
Reactance directe	XD	:	2.07000 P.U.
Reactance trans. directe	XPD	:	.28000 P.U.
Reactance subtrans. directe	XSD	:	.21500 P.U.
Cte temps trans. directe	TPD0	:	4.10000 s
Cte temps subtrans. directe	TSD0	:	.03300 s
Cte temps amort.	TX	:	.00000 s

Modele a 4 enroulement(s)

Reactance	quadrat	XQ	:	1.99000	P.U.
Reactance	trans. quadrat	XPQ	:	.49000	P.U.
Reactance	subtrans. quadrat	XSQ	:	.21500	P.U.
Cte temps	trans. quadrat	TPQ0	:	.56000	s
Cte temps	subtrans. quadrat	TSQ0	:	.06200	s

SATURATION

Rmd	:	.07700	P.U.
Rmq	:	.07700	P.U.
Rnd	:	8.14830	P.U.
Rnq	:	8.14830	P.U.

MACROBLOC BPAEXC ENSEMBLE DE PARAMETRES 1

ON	:	1.00000
KE	:	400.00000
KIF1	:	151.39999
NOMIF	:	3.00000
KIF2	:	12.60000
TSL	:	.05000
KQV	:	.00000
TQV	:	1.00000
KQS	:	24.40000
TQ	:	3.00000
TPQ1	:	.15000
TQ1	:	.05000
TPQ2	:	.15000
TQ2	:	.05000
TPQ3	:	1.00000
TQ3	:	1.00000
VSMIN	:	-.05000
VSMAX	:	.05000

MACROBLOC BPAEXC ENSEMBLE DE PARAMETRES 1 INITIALISATION

PU	:	-12.86600
KE	:	400.00000

MACROBLOC BPAGOV ENSEMBLE DE PARAMETRES 1

K1	:	20.00000
T3	:	.05000
RMIN	:	-.10000
RMAX	:	.10000
T4	:	.37600
T5	:	10.10000
T6	:	.50000
K2	:	.29000
K3	:	.24000
K4	:	.47000

C.3 RESULTATS

C.3.1 Résultats statiques en régime initial

C.3.1.1 Résultats complets du calcul de répartition de charge

NOEUDS		KV	DEGRE	PRODUCTION		CHARGE		NOEUDS		BRANCHES		PERTES		CALC	NOM.	CALC	RAPP.	
ZONE	NOM			ACTIVE	REACTIVE	ACTIVE	REACTIVE	ZONE	NOM	NOM	MVAR	MW	MVAR	MVA	MVA	%	PLOT	
01	N1	13.52	.00	4218.83	1207.23	.00	.00											
			SL	.00	.01			01	N5	1	4218.8	1207.2	.0	314.5	4388.2	5000	87	-1
01	N10	101.78	-44.06	.00	.00	.00	.00											
				-.01	.03			01	N11	1	3485.9	57.0	.0	142.4	3486.4*3300	105		-7
								01	N9	1	-3486.0	-57.0	155.2	465.5	3486.4*3300	105		
01	N11	12.75	-46.40	.00	.00	3486.00	.00											
	CAP TOT			.000000	85.38													
				.06	-.01			01	N10	1	-3485.9	85.4	.0	142.4	3487.0*3300	105		-7
01	N2	13.31	-8.55	1736.00	724.24	.00	.00											
			PV	.00	.00			01	N6	1	1736.0	724.2	.0	134.2	1881.0	2200	85	-1
01	N3	13.18	-26.83	1155.00	699.01	.00	.00											
			PV	.00	.00			01	N7	1	577.5	349.5	.0	50.8	675.0	1600	42	-1
								01	N7	2	577.5	349.5	.0	50.8	675.0	1600	42	-1
01	N5	543.69	-4.02	.00	.00	.00	.00											
	CAP TOT			.000000	118.24													
				.00	.00			01	N1	1	-4218.8	-892.7	.0	314.5	4312.2	5000	86	-1
								01	N6	1	4218.8	1010.9	.0	636.7	4338.3	5000	86	
01	N6	530.80	-12.43	.00	.00	.00	.00											
	CAP TOT			.000000	112.70													
				-.01	-.01			01	N2	1	-1736.0	-590.0	.0	134.2	1833.5	2200	83	-1
								01	N5	1	-4218.8	-374.3	.0	636.7	4235.4	5000	84	
								01	N7	1	1191.0	215.4	19.9	255.6	1210.3*1000	121		
								01	N7	2	1191.0	215.4	19.9	255.6	1210.3*1000	121		
								01	N7	3	1191.0	215.4	19.9	255.6	1210.3*1000	121		
								01	N7	4	1191.0	215.4	19.9	255.6	1210.3*1000	121		
								01	N7	5	1191.0	215.4	19.9	255.6	1210.3*1000	121		

NOEUDS		KV	DEGRE	PRODUCTION		CHARGE		NOEUDS		BRANCHES				RAPP. PLOT				
ZONE	NOM			ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ZONE	NOM	NOM MW	MVAR	PERTES MW	MVAR		CALC MVA	NOM. MVA	CALC %	
01	N7	509.82	-30.67	.00	.00	.00	.00											
	CAP TOT			.00000	1001.18													
				-.03	.01													
								01	N3	1	-577.5	-298.7	.0	50.8	650.2	1600	40	-1
								01	N3	2	-577.5	-298.7	.0	50.8	650.2	1600	40	-1
								01	N6	1	-1171.0	40.2	19.9	255.6	1171.7*1000	117		
								01	N6	2	-1171.0	40.2	19.9	255.6	1171.7*1000	117		
								01	N6	3	-1171.0	40.2	19.9	255.6	1171.7*1000	117		
								01	N6	4	-1171.0	40.2	19.9	255.6	1171.7*1000	117		
								01	N6	5	-1171.0	40.2	19.9	255.6	1171.7*1000	117		
								01	N8	1	3369.0	827.4	.0	394.9	3469.1*3300	105		1
								01	N9	1	3641.1	569.9	.0	396.2	3685.5*3300	111		1
01	N8	12.92	-37.15	.00	.00	3369.00	1046.00											
	CAP TOT			.00000	613.49													
				.02	.01													
01	N9	107.39	-36.83	.00	.00	.00	.00											
	CAP TOT			.00000	348.80													
				-.02	.01													
								01	N7	1	-3369.0	-432.5	.0	394.9	3396.6*3300	102		1
								01	N10	1	3641.1	522.5	155.2	465.5	3678.4*3300	111		
								01	N7	1	-3641.1	-173.7	.0	396.2	3645.3*3300	110		1

C.3.1.2 Résumé de résultat

ECHANGES ENTRE ZONES								
ZONE	PUISSANCE ACTIVE (MW)				PUISSANCE REACTIVE (MVAR)			
	PRODUCTION	CHARGE	PERTES	EXPORT	PRODUCTION	CHARGE	PERTES	EXPORT
01	7109.83	6855.00	254.84	-.01	4910.29	1046.00	3864.34	-.05
TOTAL	7109.83	6855.00	254.84	-.01	4910.29	1046.00	3864.34	-.05
	MVAR GENERES PAR CONDENSATEUR(S)			2279.80	MW DE PERTE		.00	

C.3.1.3 Tension

VALEUR INITIALE DES TENSIONS EN PU

NOEUD	PARTIE REELLE	PARTIE IMAGINAIRE	MODULE PU	TENSION DE BASE KV
N1	.98000E+00	.00000E+00	0.980	13.8
N2	.95384E+00	-.14345E+00	0.965	13.8
N3	.85244E+00	-.43118E+00	0.955	13.8
N5	.10847E+01	-.76253E-01	1.087	500.
N6	.10367E+01	-.22845E+00	1.062	500.
N7	.87705E+00	-.52004E+00	1.020	500.
N8	.74619E+00	-.56534E+00	0.936	13.8
N9	.74744E+00	-.55977E+00	0.934	115.
N10	.63602E+00	-.61548E+00	0.885	115.
N11	.63723E+00	-.66915E+00	0.924	13.8

C.3.1.4 Valeurs propres de la matrice Jacobienne de répartition de puissance

Valeurs Propres	Jacobienne Réduite	Jacobienne Complète
λ_1	1879.4	1854.9 + 65.591i
λ_2	1297.9	1854.9 - 65.591i
λ_3	1048	1322.3 + 14.163i
λ_4	549.03	1322.3 - 14.163i
λ_5	437.04	1085.2
λ_6	138.25	1062.1
λ_7	19.563	601.66
λ_8		521.17 + 57.742i
λ_9		521.17 - 57.742i
λ_{10}		466.98
λ_{11}		232.52
λ_{12}		145.76
λ_{13}		119.82
λ_{14}		100.22
λ_{15}		25.833
λ_{16}		7.8224

Les valeurs propres des deux matrices Jacobiennes (réduite et complète) sont toutes positives, cela signifie que le réseau est très stable du point de vue de la stabilité de tension en régime de fonctionnement initial. La définition de ces valeurs propres et leurs rôles dans la stabilité de tension sont présentés dans le paragraphe II.2.3.1 de cette thèse.

C.3.2 Résultats dynamiques

C.3.2.1 Valeurs propres de matrice d'état de comportement du réseau

VALEURS PROPRES AU TEMPS	5.00000
1	-211.95465 + J .00000
2	-211.91930 + J .00000
3	-43.19315 + J .00000
4	-42.15957 + J .00000
5	-28.90131 + J .00000
6	-23.34732 + J .00000
7	-20.00060 + J .00000
8	-20.00000 + J .00000
9	-19.99989 + J .00000
10	-19.99939 + J .00000
11	-10.18421 + J 6.41070
12	-10.18421 + J -6.41070
13	-10.00000 + J .00000
14	-10.00000 + J .00000
15	-9.13539 + J 6.10512
16	-9.13539 + J -6.10512
17	-6.68090 + J 17.94541
18	-6.68090 + J -17.94541
19	-6.09672 + J -21.03383
20	-6.09672 + J 21.03383
21	-6.02995 + J .00000
22	-5.79525 + J .00000
23	-2.70675 + J .00000
24	-2.63872 + J .00000
25	-2.00011 + J .00000
26	-1.98621 + J .00000
27	-1.01863 + J .66823
28	-1.01863 + J -.66823
29	-1.00000 + J .00000
30	-1.00000 + J .00000
31	-1.00000 + J .00000
32	-1.00000 + J .00000
33	-.58787 + J .42671
34	-.58787 + J -.42671
35	-.40207 + J .00000
36	-.35378 + J .00000
37	-.09877 + J .00000
38	-.09859 + J .00000

Les parties réelles de ces valeurs propres sont toutes négatives, cela signifie que le réseau est stable du point de vue de la stabilité des angles (stabilité petits signaux) en régime de fonctionnement initial. La définition de ces valeurs propres et leurs rôles dans la stabilité de tension sont présentés dans le paragraphe V.3.2 de cette thèse. Ces valeurs propres sont nécessaires pour les études de la stabilité petits signaux. A partir de ces valeurs, plusieurs indicateurs sensibles à ce type de stabilité peuvent être développés [KUN-94, AND-77 etc.]. Mais ce type de stabilité n'est pas un objet principal d'étude dans cette thèse.

C.3.2.2 Perturbations à 100 s

TEMPS = 100.000 SEC. - OUVERTURE / FERMETURE SUR LA BRANCHE N6 -N7 -5
 ETAT FINAL DES PHASES AU NOEUD ORIGINE : OUVERT -OUVERT -OUVERT
 TEMPS = 100.000 SEC. - OUVERTURE / FERMETURE SUR LA BRANCHE N7 -N6 -5

ETAT FINAL EES PHASES AU NOEUD ORIGINE : OUVERT -OUVERT -OUVERT

LA STRUCTURE DU SYSTEME AU TEMPS 100.000000 EST

COMPOSANTE										
MACHINES :	GEN2		GEN3							
NOEUDS :	N1	N2	N3	N5	N6	N7	N8	N9	N10	N11

C.3.3 Actions de réglage en charge de transformateur (cas E)

TEMPS = 130.000 SEC. - L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 7 A 8
 TEMPS = 130.000 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 7 -> 8

TEMPS = 135.000 SEC. - L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 8 A 9
 TEMPS = 135.000 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 8 -> 9

TEMPS = 140.000 SEC. -L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 9 A 10
 TEMPS = 140.000 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 9 -> 10

TEMPS = 145.000 SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 10 A 11
 TEMPS = 145.000 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 10 -> 11

TEMPS = 150.000 SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 11 A 12
 TEMPS = 150.000 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 11 -> 12

TEMPS = 155.000 SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 12 A 13
 TEMPS = 155.000 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 12 -> 13

TEMPS = 185.9276SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 13 A 14
 TEMPS = 185.928 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 13 -> 14

TEMPS = 190.9276SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 14 A 15
 TEMPS = 190.928 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 14 -> 15

TEMPS = 195.9276SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 15 A 16
 TEMPS = 195.928 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 15 -> 16

TEMPS = 200.9276SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 16 A 17
 TEMPS = 200.928 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 16 -> 17

TEMPS = 205.9276SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 17 A 18
 TEMPS = 205.928 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 17 -> 18

TEMPS = 210.9276SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 18 A 19
 TEMPS = 210.928 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 18 -> 19

TEMPS = 215.9276SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 19 A 20
 TEMPS = 215.928 SEC.- MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 19 -> 20

TEMPS = 220.9276SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 20 A 21
 TEMPS = 220.928 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 20 -> 21

TEMPS = 225.9276 SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 21 A22
 TEMPS = 225.928 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 21 -> 22

TEMPS = 230.9276SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 22 A 23
 TEMPS = 230.928 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 22 -> 23

TEMPS = 235.9276SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 23 A 24
 TEMPS = 235.928 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 23 -> 24

TEMPS = 240.9276SEC.-L'AUTOMATE 14 : N10 -N11 -1 MODIFIE LE PLOT DE 24 A 25
 TEMPS = 240.928 SEC. - MOEIF TRANSFO N10 -N11 -1 PLOT: 24 -> 25

