



Titre: Contribution à l'analyse de la stabilité statique de la tension
Title:

Auteur: Chokri Ben Salah Belhadj Ahmed
Author:

Date: 1996

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Belhadj Ahmed, C. B. S. (1996). Contribution à l'analyse de la stabilité statique de la tension [Thèse de doctorat, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie.
Citation: <https://publications.polymtl.ca/6938/>

 **Document en libre accès dans PolyPublie**
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: <https://publications.polymtl.ca/6938/>
PolyPublie URL:

Directeurs de recherche: Xuan-Dai Do, & Serge Lefebvre
Advisors:

Programme: Non spécifié
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

**CONTRIBUTION À L'ANALYSE DE LA STABILITÉ
STATIQUE DE LA TENSION**

**CHOKRI BEN SALAH BELHADJ AHMED
DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE ET DE GÉNIE INFORMATIQUE
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL**

**THÈSE PRÉSENTÉE EN VUE DE L' OBTENTION DU DIPLÔME
DE PHILOSOPHIAE DOCTOR (Ph.D.)
(GÉNIE ÉLECTRIQUE)
JUN 1996**

© Chokri Belhadj Ahmed, 1996.



**National Library
of Canada**

**Acquisitions and
Bibliographic Services**

**395 Wellington Street
Ottawa ON K1A 0N4
Canada**

**Bibliothèque nationale
du Canada**

**Acquisitions et
services bibliographiques**

**395, rue Wellington
Ottawa ON K1A 0N4
Canada**

Your file Votre référence

Our file Notre référence

The author has granted a non-exclusive licence allowing the National Library of Canada to reproduce, loan, distribute or sell copies of this thesis in microform, paper or electronic formats.

The author retains ownership of the copyright in this thesis. Neither the thesis nor substantial extracts from it may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

L'auteur a accordé une licence non exclusive permettant à la Bibliothèque nationale du Canada de reproduire, prêter, distribuer ou vendre des copies de cette thèse sous la forme de microfiche/film, de reproduction sur papier ou sur format électronique.

L'auteur conserve la propriété du droit d'auteur qui protège cette thèse. Ni la thèse ni des extraits substantiels de celle-ci ne doivent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation.

0-612-36803-3

Canada

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Cette thèse intitulée:

**CONTRIBUTION À L'ANALYSE DE LA STABILITÉ
STATIQUE DE LA TENSION**

présentée par: **BELHADJ AHMED Chokri Ben Salah**

en vue de l'obtention du diplôme de: **Philosophiae Doctor**

a été dûment acceptée par le jury d'examen constitué de:

M. MARCEAU Richard J., Ph.D., président

M. Xuan-Dai Do, D.Sc.A., membre et directeur de recherche

M. LEFEBVRE Serge, Ph.D., membre et co-directeur de recherche

M. GABA Georges, Ph.D., membre

M. LAGACÉ Pierre-Jean, Ph.D., membre

DÉDICACE

À mes parents et à mon épouse

REMERCIEMENTS

Ce travail n'a pu être réalisé sans la collaboration, le support moral et financier de plusieurs personnes à qui je voudrais exprimer ma profonde gratitude.

Premièrement, j'aimerais exprimer mon grand respect au Professeur Xuan Dai Do, mon directeur de recherche, pour sa sagesse, sa constante disponibilité, son encouragement continu et son amitié chaleureuse. Sa réaction immédiate et efficace pour venir à mon aide est fortement appréciée.

Je suis particulièrement chanceux et fier d'avoir Dr. Serge Lefebvre en qualité de co-directeur de recherche. C'est sous sa supervision et son enseignement que j'ai acquis plus de savoir et de connaissance. J'admire beaucoup ses qualités professionnelles et humaines.

Je tiens à remercier les chercheurs de l'IREQ qui m'ont apporté un support fructueux.

Je suis reconnaissant aux étudiants gradués du laboratoire d'Électrotechnique de l'École Polytechnique pour l'atmosphère de collaboration et d'échange de savoir qu'ils m'ont offert. Je remercie en particulier mon ami Mohamedi Rabei pour son support et pour le partage de son expérience.

Une reconnaissance spéciale est réservée à mon épouse pour son soutien et son encouragement continu et pour sa patience tout au long de ce travail.

SOMMAIRE

Les réseaux devant fonctionner en présence de contraintes, la stabilité de la tension pose un problème de plus en plus sérieux et constitue un paramètre important pour la détermination de leurs limites d'exploitation. La présente thèse se penche sur le développement de méthodes adéquates de modélisation et de surveillance et de réglage en temps réel de la stabilité de la tension en régime établi.

Nous y présentons un nouveau modèle de génératrice ou de compensateur synchrone qui atteint sa limite de puissance réactive. La méthode remplace la barre PV du réseau par une barre PQE où la puissance réelle, la puissance réactive et la tension sont maintenues constantes derrière une réactance.

Une machine intelligente de surveillance de la stabilité de la tension est développée. Il s'agit d'un système expert hybride intégré conçu pour aider l'opérateur à surveiller et à contrôler la stabilité de la tension du réseau en régime établi. Il suit la variation d'un indicateur de stabilité à action rapide, ce qui lui permet de suggérer des mesures correctives par la puissance réactive. La sensibilité de l'indice L est également analysée et utilisée pour corriger les infractions des limites de la stabilité de la tension. La stratégie s'appuie sur le choix de la zone la plus vulnérable et sur l'utilisation de la mesure corrective de réglage la plus efficace disponible pour la pire barre.

Un système de simulation quasi dynamique de la stabilité de la tension a été élaboré . Ce système intègre les caractéristiques de composants essentiels à la stabilité de la tension. Le comportement de l'ULTC en fonction du temps et de la tension de la barre qui y est associée est modélisé. Le limiteur de surexcitation (OXL) et son interaction avec la production de puissance réactive de la machine sont intégrés. Nous proposons une modélisation des différentes caractéristiques de la charge par rapport à la tension. Pour tirer profit de l'efficacité du système mis au point et pour passer à des fonctions de surveillance et de correction en temps réel, un module contrôleur intelligent est intégré au sommet du système. Plusieurs scénarios ont été mis à l'essai.

Les résultats obtenus avec plusieurs réseaux standards et sur un réseau réel ont servi à démontrer la validité des modèles et l'efficacité des techniques et des outils développés.

ABSTRACT

The need to operate the power system under stressed conditions makes voltage stability an increasingly serious problem and an important factor in determining the power system operating limits. This thesis work focuses on the development of adequate modeling and on real-time monitoring and control for steady state voltage stability.

New model for the generator or the synchronous compensator reaching its reactive output limit is introduced. The method replaces the PV bus in the power system by a PQE bus where the real power, reactive power and the voltage are fixed behind a reactance.

A voltage stability intelligent engine is developed. It is a hybrid integrated expert system designed to assist the operator in monitoring and controlling the power system steady state voltage stability. It follows the variation of a fast stability indicator to suggest remedial VAR control actions. Sensitivity of L-index is developed here and used to correct for voltage stability limit violations. The strategy is based on the choice of the most vulnerable area and to use the most effective available control to correct for the most vulnerable bus.

A quasi-dynamic simulation system for voltage stability is elaborated. This system includes characteristics of components key to voltage stability. The behavior of the ULTC with time and with its related bus voltage is modeled. The Overexcitation limiter OXL with its interaction with MVAR production of the machine is incorporated.

The load model accommodates different types of voltage depending characteristics. To make use of the efficiency of the elaborated system and to pass to real-time monitoring and correction, an intelligent controller module is embedded on the top of the system. Several scenarios were experimented.

Results of tests conducted on several standard test systems and on practical power system were used to demonstrate the validity of the models and effectiveness of the developed techniques and tools.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE.....	iv
REMERCIEMENTS	v
SOMMAIRE	vi
ABSTRACT	viii
TABLE DES MATIÈRES	x
LISTE DES FIGURES	xiv
LISTE DES TABLEAUX	xviii
LISTE DES SYMBOLES	xx
LISTE DES ANNEXES	xxii
CHAPITRE I: INTRODUCTION À LA STABILITÉ DE LA TENSION	1
1.1 Définition	1
1.2 Causes de l'instabilité de la tension	1
1.3 Importance et incidents	2
1.4 Caractéristiques et analyse de la stabilité de la tension	5
1.5 Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension	7
1.5.1 Caractéristiques des charges	8
1.5.2 Fonctionnement de l' ULTC	8
1.5.3 Réglage de la source de tension	10
1.5.4 Condensateur shunt commuté	12
1.6 Analyse de la stabilité de la tension et méthode utilisée	14

CHAPITRE II : ÉTUDE DES MÉTHODES ET DE LA LITTÉRATURE	16
2.1 Méthode basée sur le domaine du temps	16
2.1.1 Avantages de la simulation dans le domaine du temps	17
2.1.2 Inconvénients de la simulation dans le domaine du temps	18
2.2 Approche statique	18
2.2.1 Avantages de l'approche statique	19
2.3 Outils d'analyse proposés	20
2.4 Évaluation critique	28
CHAPITRE III : MODÉLISATION ET SURVEILLANCE DE LA STABILITÉ DE	
LA TENSION À L'AIDE D'UN SYSTÈME EXPERT	30
3.1 Introduction	30
3.2 Structure de la machine intelligente pour la stabilité de la tension	31
3.3 Indice de stabilité à action rapide	35
3.3.1 Notions de base sur l'indice de stabilité L	35
3.3.2 Indice de stabilité L généralisé	40
3.4 Sensibilité de l'indice L à la tension de la barre de charge	42
3.5 Sensibilité des outils de réglage par rapport à la tension	44
3.6 Modélisation de la barre de génératrice	45
3.7 Base de règles CLIPS	47
3.7.1 Structure des règles CLIPS	47
3.7.2 Base de connaissances CLIPS pour la stabilité de la tension	48
3.8 Résultats et discussion	51
3.9 Conclusion	66

CHAPITRE IV : ÉMULATION DE L'ÉVALUATION ET DU RÉGLAGE EN	
TEMPS RÉEL DE LA STABILITÉ DE LA TENSION	68
4.1 Introduction	68
4.2 Configuration du système en temps réel	70
4.3 Fonction de modélisation du système	72
4.3.1 Modélisation des charges	72
4.3.2 Modélisation d'un ULTC de transformateur	72
4.3.3 Modélisation du limiteur de surexcitation (OXL) de génératrice	74
4.4 Simulation quasi dynamique de la stabilité de la tension	75
4.4.1 Description du réseau d'essai	75
4.4.2 Résultats de la simulation et discussions	80
4.5 Conclusion	112
CHAPITRE V : ESTIMATION DE LA LIMITE DE TRANSIT DE PUISSANCE	
.....	113
5.1 Introduction	113
5.2 Limite de transit pour un réseau radial	114
5.3 Limite globale de transit pour un réseau maillé	117
5.4 Limite de transit par un réseau équivalent.....	120
5.5 Lissage et limite de transit de puissance.....	121
5.6 Conclusion.....	122

CHAPITRE VI : CONCLUSIONS	123
6.1 Principales contributions de la thèse	123
6.2 Recommandations relatives à la poursuite des travaux	126
RÉFÉRENCES	128
ANNEXE A : VALEUR DE L'INDICE L À LA LIMITE DE STABILITÉ DE LA TENSION.....	138
ANNEXE B : DÉRIVATION DE L'EXPRESSION DE LA TENSION PAR RAP- PORT AUX OUTILS DE RÉGLAGE.....	141
ANNEXE C : BASE DE CONNAISSANCES RÉELLES DE CLIPS.....	144
ANNEXE D : FICHIERS D'ENTRÉE ET DE SORTIE DES DONNÉES CLIPS..	155
ANNEXE E : INTERFACE FORTRAN À CLIPS.....	160

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1: Réseau radial objet de la démonstration	5
Figure 1.2: Caractéristiques P-V du réseau radial ci-dessus	6
Figure 1.3: Réseau radial permettant le réglage de la tension de charge par un ULTC	9
Figure 1.4: Comportement de la tension de charge en fonction du rapport de l' ULTC.....	9
Figure 1.5: Réseau radial permettant le réglage de la tension de la source en fonction de la tension de la charge	10
Figure 1.6: Comportement des caractéristiques P-V en fonction de la tension de la source pour le réseau ci-dessus	11
Figure 1.7: Comportement de la tension de la charge en fonction de la tension de la source	12
Figure 1.8: Effet du condensateur shunt sur la tension de la charge	12
Figure 1.9: Tension de charge influencée par une compensation capacitive shunt	13
Figure 3.1: Configuration de la VSIE	31
Figure 3.2: Modèle de ligne de démonstration	35
Figure 3.3: Cercles de puissance et courbe frontière de la solution	37
Figure 3.4: Courbes S_1 pour des valeurs constantes de l'indice L	39
Figure 3.5: Nouveau modèle de génératrice	46
Figure 3.6: Structure de règle CLIPS	47

Figure 3.7: Comportement de L_{\max} et de sa tension de barre correspondante en présence d'une augmentation de la charge MVA pour le réseau IEEE à 57 barres (sans contraintes réactives)	51
Figure 3.8: Comportement de L_{\max} et de sa tension de barre correspondante en présence d'une augmentation de la charge MVA pour le réseau IEEE à 57 barres (avec contraintes réactives)	52
Figure 3.9: Profils de l'indice L du cas d'essai IEEE à 57 barres à pleine charge (100%) (avec contraintes de puissance réactive)	55
Figure 3.10: Comportement de L_{\max} et de la tension de la barre correspondante sous l'effet d'un accroissement de la charge (MVA) pour le réseau IEEE à 118 barres (modèle habituel de génératrice)	56
Figure 3.11: Comportement de L_{\max} et de la tension de la barre correspondante sous l'effet d'un accroissement de la charge (MVA) pour le réseau IEEE à 118 barres (nouveau modèle de génératrice)	57
Figure 3.12: Profils de l'indice L pour le réseau d'essai IEEE modèle à 118 barres pour un niveau de charge de 130% (obtenus avec le modèle habituel de génératrice)	59
Figure 3.13: Profils de l'indice L pour le réseau d'essai IEEE à 118 barres pour un niveau de charge de 130% (obtenus avec le nouveau modèle de génératrice)	60
Figure 4.1: Configuration de la VSIE pour l'évaluation en temps réel	70
Figure 4.2: Caractéristique du ULTC	73

Figure 4.3: Modélisation du OXL	74
Figure 4.4: Caractéristique du OXL	75
Figure 4.5: Réseau d'essai	76
Figure 4.6: Comportement de la tension à la barre 10 pour le cas 1	83
Figure 4.7: Comportement du ULTC à la barre 10 pour le cas 1	84
Figure 4.8: Comportement de la charge réelle à la barre 10 pour le cas 1	85
Figure 4.9: Comportement de la production réactive de la génératrice 3 pour le cas 1	86
Figure 4.10: Comportement de la fréquence à la barre 10 pour le cas 1	87
Figure 4.11: Comportement de la tension à la barre 10 pour le cas 2	90
Figure 4.12: Comportement de la charge à la barre 10 pour le cas 2	91
Figure 4.13: Comportement de la production réactive de la génératrice 3 pour le cas 2	92
Figure 4.14: Comportement de la tension aux bornes de la génératrice 3 pour le cas 2	93
Figure 4.15: Comportement du ULTC pour le cas 2	94
Figure 4.16: Comportement de la tension à la barre 10 pour le cas 3	97
Figure 4.17: Comportement de la charge à la barre 10 pour le cas 3	98
Figure 4.18: Comportement de la production réactive de la génératrice 3 pour le cas 3	99
Figure 4.19: Intervention du ULTC pour le cas 3	101
Figure 4.20: Comportement de la fréquence pour le cas 3	102
Figure 4.21: Variation de la tension à la barre 10 pour le cas 4	103
Figure 4.22: Comportement de la charge à la barre 10 pour le cas 4.....	104

Figure 4.23: Variation de la tension aux bornes de la génératrice 3 pour le cas 4	105
Figure 4.24: Production de puissance réactive par la génératrice 3 pour le cas 4	106
Figure 4.25: Interventions du ULTC pour le cas 4	107
Figure 4.26: Comportement de la fréquence à la barre 10 pour le cas 4	108
Figure 4.27: Comportement de L_{\max} tout au long du cas 5	110
Figure 5.1: Réseau radial.....	114
Figure 5.2: Indice L et limite de transit de puissance d'un réseau radial.....	115
Figure 5.3: Partie du 735 KV du réseau d'Hydro Québec 1991.....	117
Figure 5.4: Comportement de L_{\max} avec l'augmentation de charge pour le réseau de dix barres.....	118
Figure 5.5: Comportement de L_{\max} avec l'augmentation de charge pour le réseau de 503 barres d'Hydro Québec.....	119
Figure 5.6: Comportement de L_{\max} par simulation et par équivalence.....	120
Figure 5.7: Comportement de L_{\max} par simulation et par lissage.....	122

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1: Incidents suivis d'un effondrement	3
Tableau 1.2: Incidents non suivis d'un effondrement	4
Tableau 3.1: Résultats d'essai pour le réseau IEEE à 57 barres à pleine charge (100%)	54
Tableau 3.2: Image des outils de réglage pour le réseau IEEE à 57 barres	54
Tableau 3.3: Résultats d'essai pour le réseau IEEE à 118 barres (modèle habituel de génératrice)	61
Tableau 3.4: Image du contrôle pour le réseau IEEE à 118 barres (modèle habituel de génératrice)	62
Tableau 3.5: Résultats d'essai pour le réseau IEEE à 118 barres (nouveau modèle de génératrice)	62
Tableau 3.6: Image du contrôle pour le réseau IEEE à 118 barres (nouveau modèle de génératrice)	63
Tableau 3.7: Performance relative au temps processeur	65
Tableau 4.1: Données sur les barres du réseau d'essai	77
Tableau 4.2: Données sur les lignes du réseau d'essai	78
Tableau 4.3: Données sur les barres du réseau d'essai	79
Tableau 4.4: Caractéristiques du ULTC à la barre 10	79
Tableau 4.5: Limites de puissance réactive pour la génératrice 3	80

Tableau 4.6: 116État du réseau avant la contingence pour le cas 1	81
Tableau 4.7: État du réseau après la contingence pour le cas 1	82
Tableau 4.8: État du réseau avant la contingence pour le cas 2	88
Tableau 4.9: État du réseau après la contingence pour le cas 2	89
Tableau 4.10: État du réseau avant la contingence pour le cas 3	95
Tableau 4.11: État du réseau après la contingence pour le cas 3	96
Tableau 4.12: Performance du système quant au temps processeur	111
Tableau 5.1: Indice L et puissance de transit maximale.....	116
Tableau 5.2: Indice L et marge de puissance.....	116

LISTE DES SYMBOLES

α	Exposant de la puissance réelle
P	puissance réelle
Q	Puissance réactive
t	Rapport de transformation
S_L	Puissance apparente de la charge
V_R	Tension à la barre de réception
V_S	Tension à la barre de source
X	Réactance
PV	Puissance tension (la puissance et la tension sont spécifiés à la barre)
PQ	Puissance réelle et réactive (la puissance réelle et réactive sont spécifiées à la barre)
SW	Barre d'équilibre (la puissance réelle et la puissance réactive ne sont pas spécifiées à la barre alors que la tension et l'angle le sont)
J	Jacobien de l'écoulement de puissance
J_R	Jacobien réduit de l'écoulement de puissance
L	L'indicateur de la stabilité statique de la tension
S^*	Puissance complexe conjugué
Y_L	Admittance série de la ligne

Y_B	Admittance shunt de la ligne
V_i	Tension à la barre i
Y_{ij}	Élément de la matrice d'admittance reliant la barre i à la barre j
Y_{bus}	Matrice d'admittance
V_{bus}	Tension des barres
I_{bus}	Courant injecté dans les barres
Φ_X	Phase de la quantité complexe X
G	Générateur
H_i	Sous-matrice résultante de l' inversion partielle de Y_{bus}
n_G	Nombre de générateurs
L_K	Indicateur de la stabilité statique de la tension à la barre K
L_K^i	Partie imaginaire L_K
L_K^r	Partie réelle de L_K
L_{max}	La valeur la plus élevée de l' indicateur dans tout le système
δ_i	La phase de la tension V_i
δ_{2k}	La phase de l'élément H_{ki} de la Soumatrice H_2
PQE	Puissance Réelle, Puissance réactive et tension Interne (la puissance réelle, la puissance réactive et la tension interne sont fixées à la barre)
ULTC	Changeur de prise en charge (Under load tap changer)

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE A : VALEUR DE L'INDICE L À LA LIMITE DE STABILITÉ DE LA TENSION.....	138
ANNEXE B : DÉRIVATION DE L'EXPRESSION DE LA TENSION PAR RAPPORT AUX OUTILS DE RÉGLAGE.....	141
ANNEXE C : BASE DE CONNAISSANCES RÉELLES DE CLIPS.....	144
ANNEXE D : FICHIERS D'ENTRÉE ET DE SORTIE DES DONNÉES CLIPS.....	155
ANNEXE E : INTERFACE FORTRAN À CLIPS.....	160

CHAPITRE I

INTRODUCTION À LA STABILITÉ DE LA TENSION

1.1 Définition

On définit la stabilité de la tension comme la capacité d'un réseau de maintenir une tension de barre constamment acceptable à chaque noeud du réseau, dans des conditions normales de fonctionnement, après avoir subi une perturbation. L'état du réseau est dit instable en tension lorsqu'une perturbation, un accroissement de la charge ou une modification de la condition du réseau entraîne une chute progressive et incontrôlable de la tension, aboutissant en un effondrement généralisé de la tension.

1.2 Causes de l'instabilité de la tension

Le phénomène de l'instabilité de la tension est attribuable à l'exploitation du réseau à sa limite de puissance transmissible maximale, à l'insuffisance de dispositifs de compensation de la puissance réactive. Les principaux facteurs qui contribuent à un effondre-

ment de la tension sont la limite de puissance réactive des génératrices, les limites de réglage de la tension, les caractéristiques de la charge ainsi que les caractéristiques et les actions des dispositifs de compensation de la puissance réactive.

1.3 Importance et incidents

Bien que les problèmes associés à la stabilité de la tension ne soient pas nouveaux pour le fournisseur d'électricité, ils suscitent actuellement beaucoup d'intérêt et une attention spéciale dans plusieurs grands réseaux. Au début, le problème de la stabilité de la tension était associé à un réseau faible et isolé, mais cette question est actuellement devenue source de problèmes dans les réseaux bien développés en raison de l'accroissement de la charge. Des instabilités et effondrements de la tension sont survenus à plusieurs reprises dans des réseaux importants à travers le monde au cours des dernières années. Les tableaux 1.1 et 1.2 présentent respectivement une liste des incidents qui ont provoqué un effondrement de la tension et de ceux qui n'ont pas été suivis d'un effondrement [1]. Certains des incidents mentionnés sont complexes et mettent en cause d'autres phénomènes qui créent l'instabilité de la tension, par exemple la perte d'une génératrice, la limitation du courant inducteur, le déclenchement d'un transformateur, la perte d'un transformateur, la perte de circuits ou un accroissement excessif de la demande.

Tableau 1: Incidents suivis d'un effondrement

Date	Lieu	Durée (min.)
09-12-1965	Bretagne, France	Long terme
22-08-1970	Japon	30
10-11-1976	Bretagne, France	Long terme
22-09-1977	Jacksonville, Floride, É.-U.	Quelques minutes
19-12-1978	France	26
04-08-1982	Belgique	4.5
02-09-1982	Floride-É.-U.	1-3
26-11-1982	Floride-É.-U.	1-3
27-12-1983	Suède	1
28-12-1982	Floride-É.-U.	1-3
30-12-1982	Floride-É.-U.	1-3
12-01-1987	Ouest de la France	6-7
23-07-1987	Tokyo, Japon	20

Tableau 2: Incidents non suivis d'un effondrement

Date	Lieu	Durée (min.)
22-09-1970	État de New York, É.-U.	Incertitudes pendant des heures
02-03-1979	Zealand, Denmark	15
10-08-1981	Longview, Wash., É.-U.	Quelques minutes
17-09-1981	Centre de l'Oregon, É.-U.	Quelques minutes
21-05-1983	Caroline du Nord, É.-U.	2
11-06-1984	Nord-est des É.-U.	Incertitude pendant des heures
20-05-1986	Angleterre	5
20-07-1987	Illinois et Indiana, É.-U.	Incertitude pendant des heures
03-02-1990	Ouest de la France	Quelques minutes
05-07-1990	Baltimore, washington USA	Incertitude pendant des heures
Nove-1990	Ouest de la France	Quelques minutes

Compte tenu de l'ampleur croissante du problème, plusieurs entreprises de service public ont mis au point des méthodes spéciales de réglage de la tension et de la puissance réactive. Électricité de France a mis en place un dispositif automatique centralisé de réglage secondaire de la tension (RST) [2]. L'ENEL (Italie) a, de la même façon, déve-

loppé un dispositif régulateur automatique pour la tension et la puissance réactive utile des génératrices [3]. La Tokyo Electric Power Company possède un dispositif de réglage adaptatif de l'alimentation en puissance réactive et a installé un nouveau système de surveillance en ligne pour assurer la sécurité de la tension [4].

1.4 Caractéristiques et analyse de la stabilité de la tension[23].

L'une des caractéristiques importantes d'un réseau est la relation entre la puissance reçue P_R et la tension à l'extrémité réceptrice V_R . Le texte qui suit présente une démonstration et une discussion de cette caractéristique associée à un réseau radial simple, soit celui de la figure 1.1 où ($X=0.1$ pu, $V_S=1$ pu) [5].

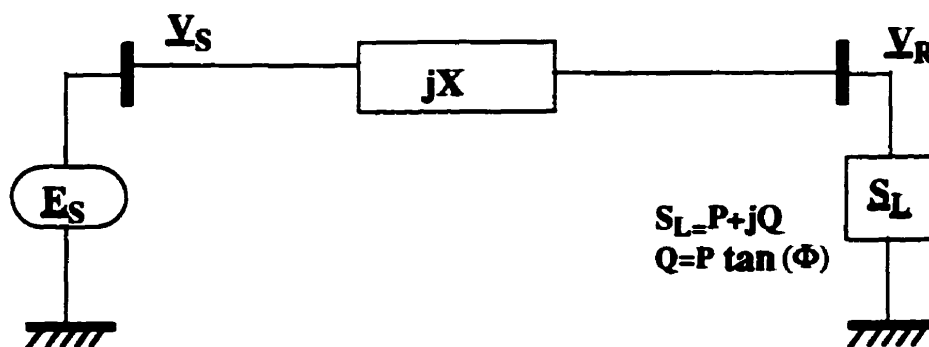


Figure 1.1 Réseau radial objet de la démonstration

Les réseaux réels comportant un grand nombre de génératrices et de barres de consommation montrent également une relation semblable entre le transfert de puissance active et la tension de la barre de charge.

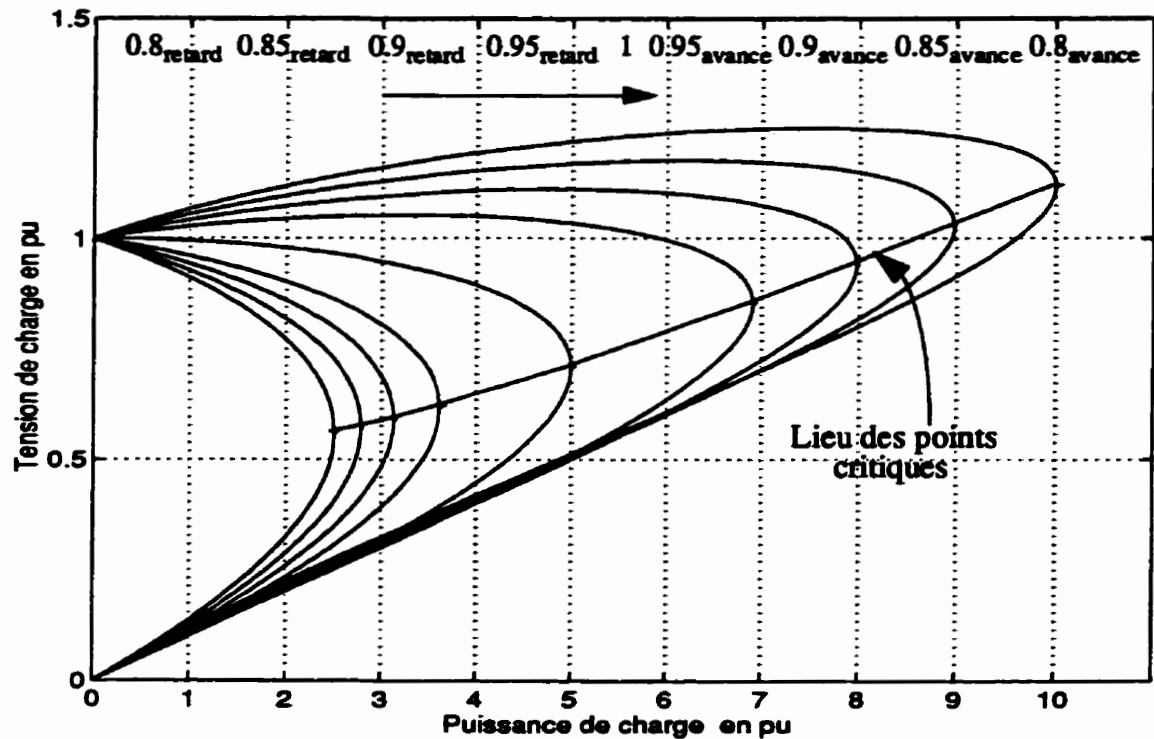


Figure 1.2 Caractéristiques P-V du réseau radial ci-dessus

Le réseau est instable en tension pour une demande de puissance de consommation supérieure à la puissance maximale indiquée à la figure 1.2 par le lieu des points critiques. Le facteur de puissance de consommation exerce un effet important sur la puissance maximale transmissible et affecte donc la stabilité de la tension dans le réseau. Le maintien de la tension serait certainement facilité par l'instauration d'un soutien réactif au niveau de la barre de consommation. La tension critique résultante est élevée, ce qui constitue un aspect très important pour la stabilité de la tension.

1.5 Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension

L'instabilité de la tension d'un grand réseau est un problème de nature complexe.

Plusieurs éléments d'un réseau contribuent à la création d'un scénario propice à une instabilité de tension. Les éléments suivants ont un impact important sur la stabilité de la tension du réseau:

- les génératrices et le comportement de leurs dispositifs de réglage et de protection
- le réseau de transport de par sa nature inductive et capacitive
- les dispositifs à compensation shunt réglable et fixe
- les changeurs de prises en charge (ULTC) et les transformateurs fixes
- les relais de protection
- les caractéristiques de la charge.

Une instabilité de la tension se produit lorsque certains des éléments de réglage de la tension ont un effet adverse sur la tension, contraire à leur conception initiale. Les principales méthodes de réglage de la tension incluent des mesures comme la commutation par compensation shunt et le réglage de la tension des génératrices. L'analyse de la stabilité de la tension est réalisée à l'aide d'un réseau radial simple tel celui représenté à la figure 1.1. Pour chacune des méthodes de réglage de la tension, les caractéristiques de la charge sont considérées sous la forme de $P \propto V^\alpha$. Dans l'analyse qui suit, on suppose que le facteur de puissance de consommation est égal à un.

1.5.1 Caractéristiques des charges

Les caractéristiques de dépendance à la tension des charges pourraient avoir une influence significative sur la stabilité de la tension en excluant les actions des différents types de dispositifs de réglage existants dans le réseau, ou avant l'application de celles-ci. Le profil de la tension dans le réseau est déterminé par la nature composite du réseau de transport et par la nature des charges. L'intervention d'un transformateur changeur de prises en charge peut exercer un effet déstabilisant prononcé lorsque la charge dépend de la tension dans des conditions de basse tension. Les caractéristiques dynamiques de la charge pourraient être importantes, par exemple, un moteur à induction appelle un fort courant réactif dans un environnement à basse tension. La demande de puissance réactive est alors plus grande, ce qui pousse certaines génératrices à atteindre leur limite de puissance réactive, aggravant ainsi les conditions de basse tension.

1.5.2 Fonctionnement de l'ULTC

Pour démontrer l'instabilité créée par l'ULTC, on utilise le réseau simple illustré à la figure 1.3 ($V_S = 1$ pu , $X = 0.1$ pu , $X_T = 0$) [5]. La source de tension est constante. On considère que le réseau est stable en tension si la tension de charge augmente lorsque le rapport de transformation (t) augmente. Le réseau est instable en tension quand la tension de charge diminue lorsque le rapport t augmente.

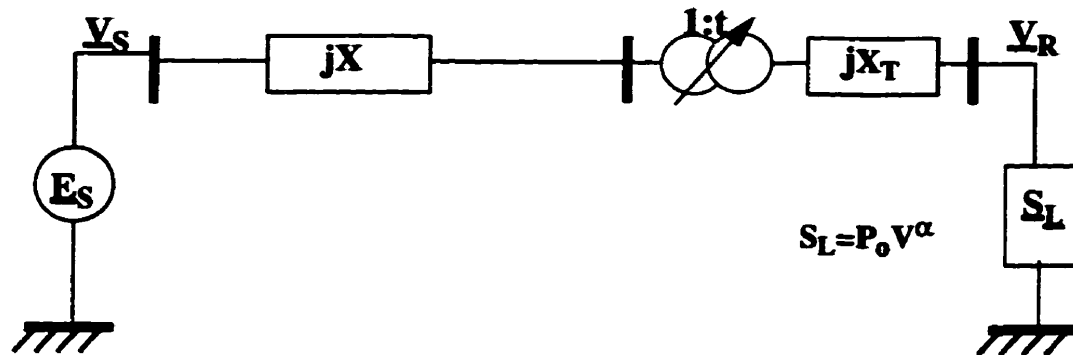


Figure 1.3 Réseau radial permettant le réglage de la tension de charge par un ULTC

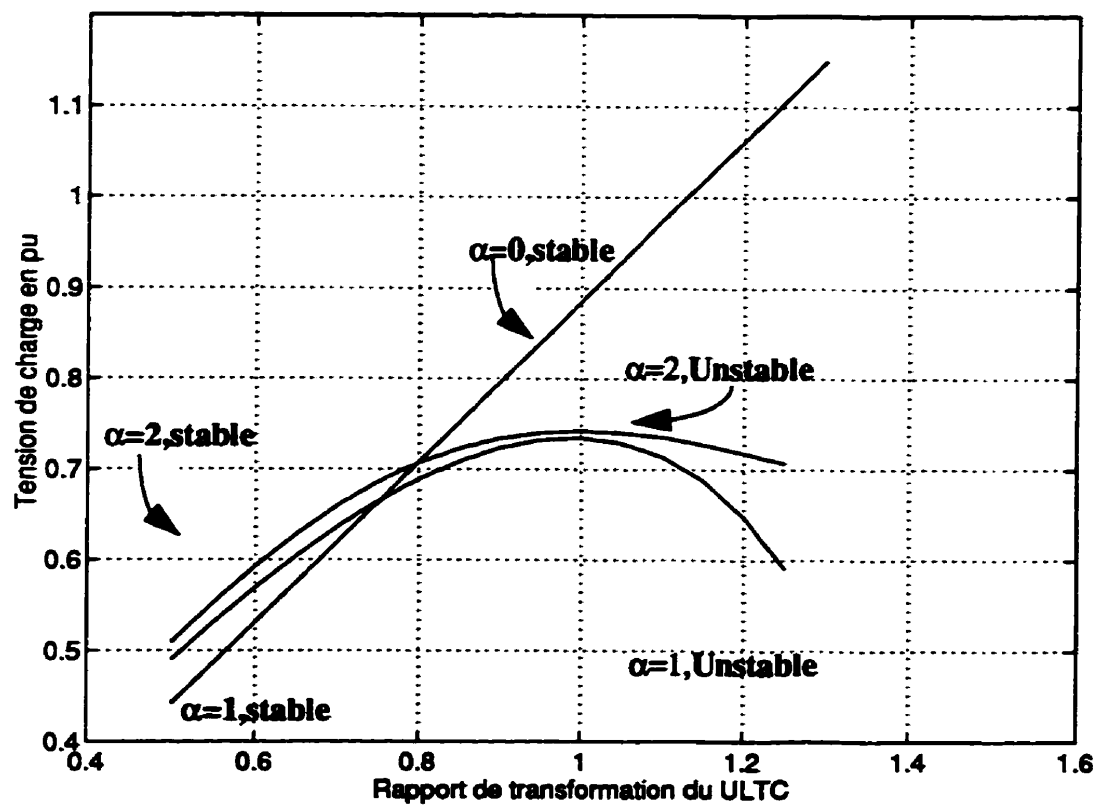


Figure 1.4 Comportement de la tension de charge en fonction du rapport de l'ULTC

Pour un niveau de charge $P_0=5$ p.u. et $\alpha=0$, la tension continue d'augmenter en fonction du nombre de tours d'enroulements d'une façon stable, pour un type de charge à puissance (MVA) constante. Par ailleurs, pour un type de charge à courant constant $\alpha=1$ à un niveau de charge $P_0=7$ p.u., la tension de charge est stable pour une faible valeur du rapport de transformation, elle passe par une zone de stabilité fragile, puis devient rapidement instable. Pour un niveau de charge $P_0=10$ p.u. et une charge présentant une impédance constante alors que $\alpha=2$, la charge passe par trois états, en commençant par un état stable correspondant à une faible valeur du rapport de transformation, puis par une zone de stabilité critique, puis avance lentement vers une zone d'instabilité à mesure que le rapport augmente. On peut en conclure que l'ULTC a un effet déstabilisateur dans des conditions d'effondrement de la tension.

1.5.3 Réglage de la source de tension

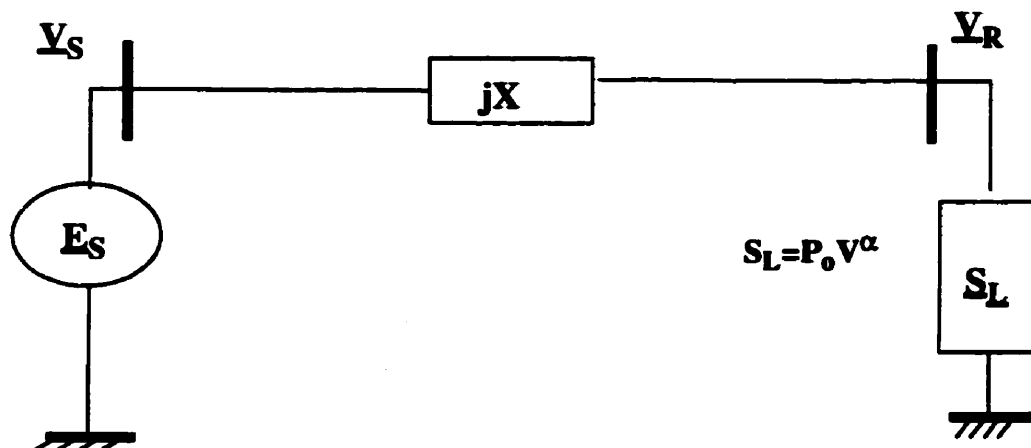


Figure 1.5 Réseau radial permettant le réglage de la tension de la source en fonction de la tension de la charge

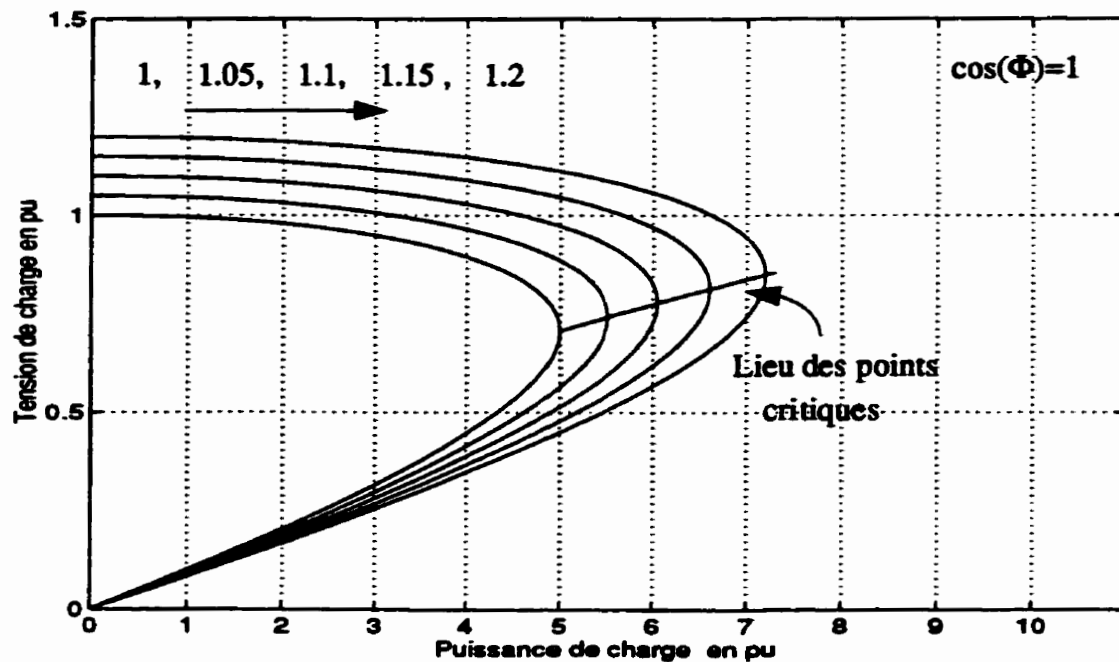


Figure 1.6 Comportement des caractéristiques P-V en fonction de la tension de la source pour le réseau ci-dessus

Les courbes P-V de la figure 1.6 ($X = 0.1$ pu) illustrent l'effet de l'accroissement de la valeur de la source de tension sur l'accroissement de la puissance maximale transmise pour un type de charge pour laquelle $\alpha=0$.

L'effet de la tension de la source pour différentes valeurs du niveau de charge P_0 , en présence de plusieurs caractéristiques de charge, conduit à un accroissement de la tension de charge en fonction de l'augmentation de la tension de la source. Ces résultats montrent l'importance du soutien de la source de tension sur l'amélioration de la stabilité de la tension. Par contre, si, pour une raison ou pour une autre, la source n'est plus en mesure de maintenir une tension constante à ses bornes, par exemple une limite du courant dans l'in-

duit ou une limite de surexcitation, sa contribution à l'instabilité de la tension devient importante.

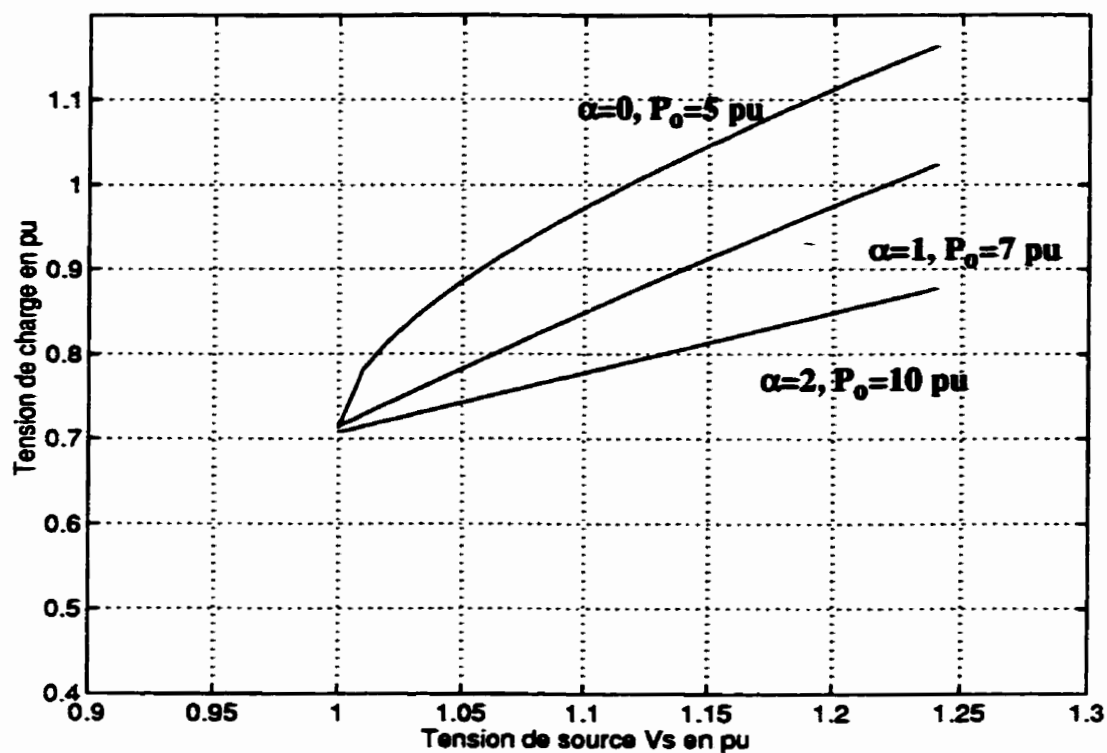


Figure 1.7 Comportement de la tension de la charge en fonction de la tension de la source

1.5.4 Condensateur shunt commuté

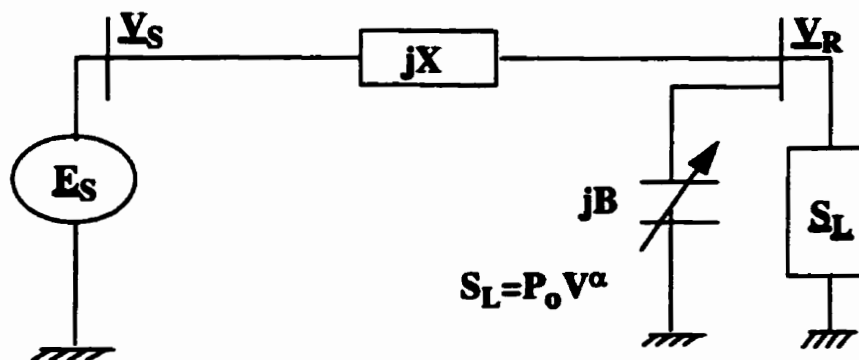


Figure 1.8 Effet du condensateur shunt sur la tension de la charge

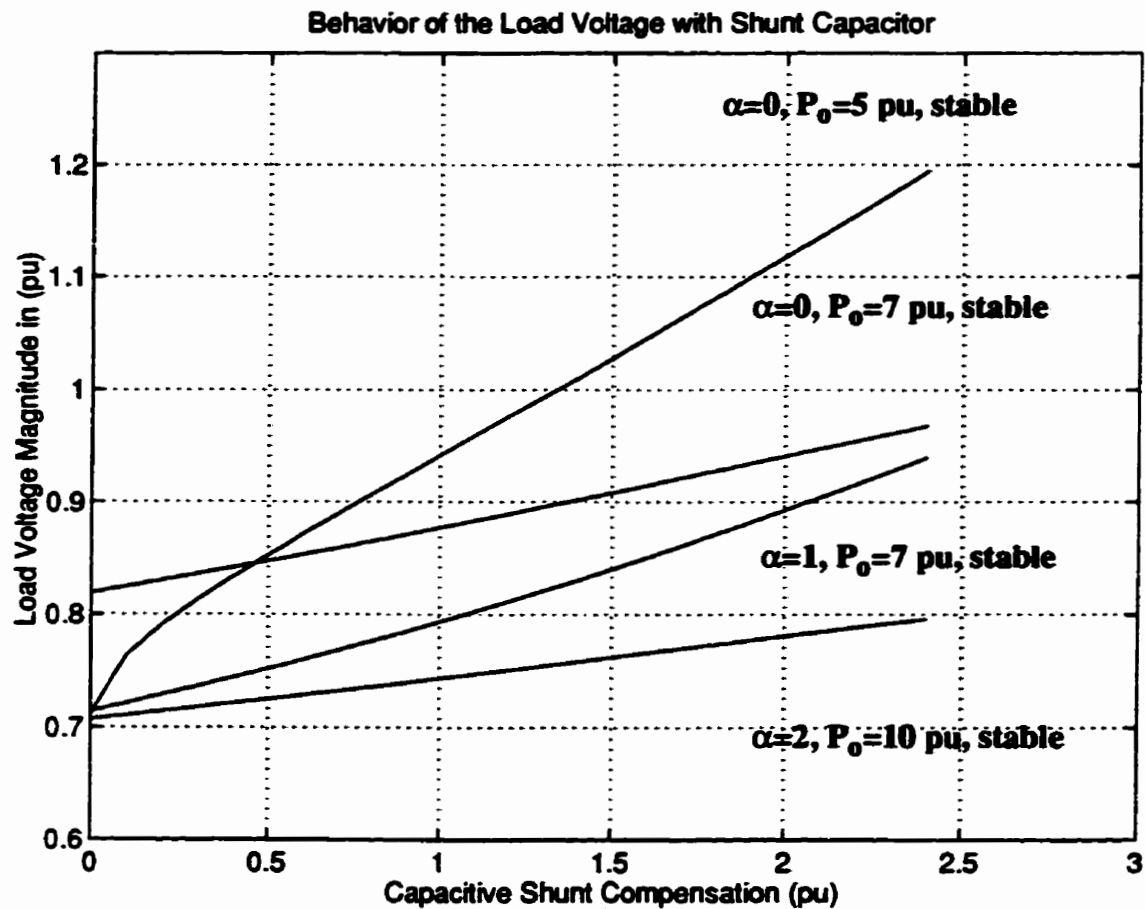


Figure 1.9 Tension de charge influencée par une compensation capacitive shunt

La figure 1.9 montre un accroissement de la tension de charge à la suite de l'ajout d'un soutien réactif de condensateur shunt, ce qui signifie une amélioration du niveau de stabilité de la tension. Ce phénomène a été démontré pour différents types de charge. Cependant, la quantité de soutien réactif fourni par le condensateur shunt est proportionnelle à V_R^2 . Dans les cas où la tension de charge est déjà basse, le soutien réactif chute, ce qui complique le problème.

1.6 Analyse de la stabilité de la tension et méthode utilisée

Comme il est indiqué dans la référence [5], l'analyse de la stabilité de la tension implique l'examen de deux aspects:

1 - *La proximité à l'instabilité de tension ou la marge*

La distance par rapport à un fonctionnement instable pourrait être qualifiée de différentes manières, par exemple le niveau de charge, le débit de puissance active dans un corridor critique et les réserves de puissance réactive.

2 - *Le mécanisme de l'instabilité de tension*

La définition du mécanisme inclut le temps, la façon et les raisons de l'occurrence d'une instabilité de tension. Pour comprendre ce phénomène, il est nécessaire de déterminer quels sont les facteurs qui contribuent à l'instabilité de tension. Il arrive que des mesures correctives doivent être prises.

Dans le but d'évaluer adéquatement la marge et de faire face efficacement au problème de la stabilité de la tension, le présent travail de recherche s'intéresse aux aspects suivants:

A) La mise au point d'une technique rapide d'évaluation de la stabilité de la tension en régime permanent afin de déterminer la marge en tout point de fonctionnement, à n'importe quel barre du réseau.

B) L'élaboration d'un nouveau modèle de génératrice ou de compensateur synchrone qui atteint ses limites de puissance réactive[6].

C) L'élaboration d'une technique intelligente pour faire face au mécanisme de la stabilité de la tension, avec une évaluation en temps réel et un réglage efficace.

D) L'élaboration d'une l'architecture de l'écoulement de puissance, incluant un modèle détaillé des dynamiques lentes du système qui affectent la stabilité de la tension.

E) L'application des techniques et des modèles développés à des systèmes d'essai standard et réel.

CHAPITRE II

ÉTUDE DES MÉTHODES ET DE LA LITTÉRATURE

2.1 Méthode basée sur le domaine du temps

L'analyse de la stabilité de la tension d'un réseau dans un état donné s'est faite suivant deux approches différentes ayant fait l'objet de publications, soit l'approche du domaine du temps et l'approche statique.

La simulation dans le domaine du temps de la stabilité de la tension se fait suivant un modèle semblable à celui utilisé pour l'analyse de la stabilité transitoire. Le système global d'équations comprend un ensemble d'équations différentielles associées à la dynamique de l'équipement:

$$\dot{x} = f(x, y, p) \quad (2.1)$$

et un ensemble d'équations algébriques:

$$0 = g(x, y, p) \quad (2.2)$$

pour représenter le réseau, où:

x: variables d'état dynamiques (flux et angles des machines, états du réglage)

y : variables de l'écoulement de puissance (tensions et angles des barres)

p: paramètres d'exploitation et système (charges, points de réglage de la tension,

apports de puissance, constantes associées à l'équipement, constantes de ligne).

Les équations (2.1) et (2.2) pourraient être résolues en utilisant une technique d'intégration numérique et une méthode d'analyse d'écoulement de puissance. Dans le but d'adapter les systèmes ci-dessus à l'évaluation de la stabilité de la tension, une modélisation de la dynamique lente doit être incluse. Le phénomène peut inclure l'interaction de plusieurs dispositifs et peut être fortement influencé par le comportement non linéaire des éléments du réseau, comme par exemple les charges. Les contraintes, comme celles imposées sur le courant inducteur des génératrices ou les portées des prises et le mécanisme du ULTC peuvent également avoir de profondes répercussions sur la stabilité du réseau. Une période d'étude typique de la stabilité de la tension est de l'ordre de plusieurs minutes.

2.1.1 Avantages de la simulation dans le domaine du temps

1) La simulation dans le domaine du temps, dans laquelle une modélisation appropriée est incluse, recueille les événements et la chronologie conduisant à une instabilité de tension. Cet avantage rend cette approche essentielle pour les études mettant en cause la coordination des réglages et des protections.

2) Parmi toutes les méthodes, cette approche offre la reproduction la plus réelle de la véritable dynamique de la stabilité de la tension dans le but d'étudier des incidents spécifiques d'effondrement de la tension.

3) Détermination de la puissance maximale transmissible dans le corridor d'un réseau en utilisant une technique itérative rapide [7, 8].

- 4) Clarification du phénomène et prévention de la surconception.
- 5) Conception de schémas de délestage de charge à minimum de tension.
- 6) Démonstration plus convaincante de la performance du système et de la conception du réglage[9].
- 7) Importance pour l'éducation et la formation [9,10].

2.1.2 Inconvénients de la simulation dans le domaine du temps

- 1) La simulation dans le domaine du temps exige beaucoup de temps de calcul et de travail d'ingénierie pour l'analyse des résultats.
- 2) Elle convient moins bien à l'ensemble des études qui nécessitent l'examen d'une vaste gamme de conditions de réseau et d'un grand nombre de contingences.
- 3) La technique ne fournit pas directement des informations de sensibilité sur le niveau d'instabilité ou sur la marge de stabilité.
- 4) Les exigences quant aux données sont grandes [11].

2.2 Approche statique

Les techniques en régime permanent sont basées sur la formulation de la puissance. En général, les techniques en régime permanent tentent de répondre à trois questions importantes associées à la stabilité de la tension du réseau:

- 1) La tension du réseau est-elle stable à ce point de fonctionnement?
- 2) Dans quelle mesure le réseau est-il proche de l'instabilité à ce point de fonctionnement?

3) Si le réseau est instable, où et pourquoi y a-t-il instabilité de la tension ? [9]

4) Peut trouver la limit de transit de puissance.

2.2.1 Avantages de l'approche statique

A) La technique d'analyse en régime permanent fournit une réponse relativement à la marge de stabilité de la tension et au mécanisme de l'instabilité de la tension dans certaines conditions d'exploitation.

B) Ceci permet d'obtenir une vaste gamme de vues instantanées des conditions du réseau au cours de la période d'étude.

C) Cette technique peut fournir beaucoup de renseignements sur la nature du problème et peut intégrer d'autres techniques intelligentes pour procéder à la correction [12 - 16].

D) Obtention d'informations sur la sensibilité et la proximité de l'instabilité de tension.

E) Détermination des principaux facteurs d'influence.

F) Les ressources de calcul nécessaires sont moins intensives que celles exigées par l'approche dynamique [10].

G) La possibilité d'application de la technique rapide des matrices creuses pour déterminer les solutions des systèmes linéaires rend cette approche très intéressante pour l'évaluation en temps réel et le réglage de la stabilité de la tension [17].

2.3 Outils d'analyse proposés

On trouve dans la littérature différentes approches permettant d'analyser la stabilité de la tension en régime permanent. Dans le but de traiter tant de la marge que du mécanisme de la stabilité de la tension, les techniques publiées se sont basées sur les valeurs d'écoulement de puissance et sur les informations qui y sont reliées. Plusieurs indices de performance ont également été proposés dans la littérature dans le but d'évaluer la proximité de l'instabilité de la tension dans des conditions d'exploitation données.

Plusieurs publications par Barbier, Suzuki, et Sekine [17 - 20] présentent les calculs des courbes P-V et Q-V pour certaines barres sélectionnées du réseau comme guide pour la stabilité de la tension. Chaque barre est chargée sur une base individuelle jusqu'à ce que les limites de transfert maximal de puissance soient atteintes. La marge de stabilité de la tension est quantifiée en termes d'une distance (en MW ou MVAR) entre le point de fonctionnement et le nez de la courbe. Les nombreux calculs nécessaires d'écoulement de puissance exigent beaucoup de temps processeur. Par ailleurs, l'augmentation de la charge à une seule barre à la fois peut perturber la condition de stabilité du réseau de façon irréaliste [23].

La méthode de la sensibilité V-Q a été proposée par Flatabo, Fosso, et Elrazzaz [5, 21, 22, 24, 25]. Elle est basée sur la sensibilité de la valeur de la tension de la barre par rapport à la variation de la charge réactive $\Delta V/\Delta Q$. Une sensibilité V-Q positive indique

un fonctionnement stable. À mesure que la valeur de la sensibilité augmente, la stabilité de la tension décroît jusqu'à ce que la sensibilité devienne infinie à la limite de la stabilité. Une sensibilité négative indique un fonctionnement instable du réseau. En raison de la nature non linéaire du comportement des relations V-Q, les facteurs de sensibilité ne sont valides que dans une zone limitée entourant le point de fonctionnement réel. Les sensibilités V-Q ne permettent pas d'identifier les différents modes individuels d'effondrement de la tension; l'information fournie représente plutôt l'effet combiné de tous les modes de comportement de la puissance réactive en fonction de la tension. Les valeurs de la sensibilité pour différentes conditions du réseau ne donnent pas une mesure directe du degré relatif de stabilité. Près du point d'effondrement, la sensibilité pourrait passer d'une faible valeur à une valeur quasi infinie, puis passer presque instantanément à une valeur négative une fois le point de bifurcation atteint.

Une approche mettant en cause une zone de réglage de la tension (Voltage Control Area) (VCA) a été proposée par Schlueter [26-28]. Le réseau est divisé en plusieurs zones VCA. Chacune comprend un ensemble de barres de consommation (PQ) et de génératrices (PV) où la tension réagit d'une façon semblable et cohérente aux variations de la charge et de la production réactive survenant à l'extérieur de la zone. En raison de la faiblesse de la frontière de transmission qui borne la zone de réglage de la tension, le réglage de la tension à l'intérieur de celle-ci est indépendante des réglages de la tension dans les autres zones VCA. Une fois la zone définie, la proximité de l'effondrement de la

tension est déterminée par une évaluation des valeurs propres des matrices de sensibilité ($S_{VE} = \Delta V / \Delta E$) des tensions des barres (PQ) par rapport à la tension des barres (PV). Bien que l'idée de diviser le réseau en plusieurs zones de réglage de la tension est intéressante, le calcul de la matrice ($S_{QL,V} = \Delta Q_L / \Delta V$) associée à la matrice S_{VE} exige un temps de calcul très long et un grand espace mémoire pour des grands réseaux. Ceci ne favorise pas la candidature de l'algorithme pour la performance dans un environnement (on-line).

Dans certaines études conduites par Lof, et Schmidt [30-33], on a utilisé la décomposition minimale des valeurs singulières de la matrice jacobienne de l'écoulement de puissance J ou de sa sous-matrice réduite. La plus petite valeur singulière sert d'indicateur de la proximité à la limite de la stabilité de la tension en régime permanent. Les vecteurs singuliers droit et gauche correspondants fournissent une indication des tensions (et des angles) sensibles ainsi que des directions les plus sensibles pour le changement des injections de puissance active et réactive respectivement. Bien que l'approche fournisse de l'information sur la proximité du jacobien au point de singularité, les valeurs obtenues ne fournissent qu'une évaluation globale du point de fonctionnement et aucune information sur la proximité de chacune des barres à un état d'instabilité n'est connue. Dans la même optique, on a mentionné que le numéro de condition de la matrice jacobienne pourrait être un indicateur plus sensible de la proximité à l'instabilité de la tension. Contrairement à la valeur singulière minimale, le numéro de conditionnement de la matrice

jacobienne augmente à mesure que le réseau se rapproche de l'instabilité de la tension [34]. Ces deux indicateurs ont le désavantage de changer trop rapidement à une étape très proche de la singularité. Cette technique permet une modélisation réaliste des composantes du réseau et de leurs caractéristiques, comme les charges dépendant de la tension et les limites de la puissance réactive des génératrices.

Certaines études faites par Gao, Morrison, Kunder [5, 11, 23, 35] ont présenté l'analyse modale de la matrice jacobienne réduite J_R . La méthode calcule un nombre précis de petites valeurs propres et les vecteurs propres qui leur sont associés. Chaque valeur propre est associée à un mode de variation de la puissance réactive et de la tension. Elle fournit une mesure relative de la proximité de l'instabilité de la tension. Un mode stable est un mode dans lequel l'injection de puissance réactive modale conduit à une augmentation de la valeur de la tension modale. Un mode instable est un mode dans lequel l'injection de puissance réactive modale conduit à une diminution de la valeur de la tension modale. Par ailleurs, les vecteurs propres fournissent de l'information sur le mécanisme de l'instabilité de la tension. Ils servent à décrire la forme des modes et nous renseignent sur les composantes du réseau (barres et branches) et sur les génératrices qui participent à chaque mode. Les modes correspondant à de petites valeurs propres sont ceux qui sont les plus propices à une perte de stabilité. Les facteurs de participation des barres indiquent quelles barres sont associées à chaque mode. Les facteurs de participation des branches identifient quelles branches sont importantes pour la stabilité d'un mode donné.

Les facteurs de participation des génératrices indiquent quelle machine doit conserver des réserves réactives pour assurer la stabilité dans un mode donné. La méthode des itérations simultanées, qui est basée sur une méthode de calcul sélectif des valeurs propres appropriées, a démontré de la fiabilité et de la robustesse pour les tâches de planification et pour les travaux dans un environnement (off-line). Par ailleurs, la grandeur de la valeur propre qui est à la base de cette technique peut fournir une mesure relative de la proximité de l'instabilité et non une marge de stabilité absolue. Pour déterminer la distance en mégawatts par rapport à l'instabilité, on doit accroître les contraintes sur le réseau jusqu'à ce qu'il atteigne l'instabilité.

La méthode de détermination de la plus courte distance de l'instabilité a été présentée et développée par Kundur, Dobson, et Alvarado [23, 36, 37]. La méthode calcule les puissances de charge auxquelles des bifurcations se produisent et qui sont les plus proches localement des puissances de charge réelles en exploitation. La distance en espace de puissance de consommation entre le point de fonctionnement et cette bifurcation la plus proche localement est considérée comme un indice de la proximité de l'effondrement de la tension. Il a également été possible d'en dériver la sensibilité des paramètres de la marge fournis par la puissance de la charge par rapport aux outils de contrôle. Le principal désavantage que présente l'application de cette technique à un grand réseau est limité à sa nature itérative et au besoin de calculer un vecteur propre de

toute la matrice jacobienne à chaque itération. Selon la charge initiale choisie, le minimum local est obtenu.

La méthode de calcul continu de l'écoulement de puissance introduite par Ajjarapu et Canizares [23, 38, 39] surmonte le mal-conditionnement de la matrice près du point de bifurcation critique, là où la matrice jacobienne devient singulière. On utilise un schéma de prédiction et de correction, ce qui fournit une solution au problème de l'écoulement de puissance pour les points d'équilibre stables et instables. La technique peut servir à trouver les points où la capacité de charge est maximale et ceux où la capacité de transfert est maximale [9]. L'analyse du calcul continue de l'écoulement de puissance utilise une technique itérative pour les étapes de prédiction et de correction. Le prix à payer pour l'avantage décrit précédemment touche la vitesse.

La méthode de résolution de l'écoulement de puissance multiple par Tamura, et par Yokoyama, [40, 41] détermine une paire de solutions à l'équation de l'écoulement de puissance. L'indice de stabilité de la tension indique la marge de la demande totale pour la surveillance de la stabilité de la tension. L'amélioration de la vitesse de calcul de la méthode de résolution de l'écoulement de puissance multiple est très importante si l'on veut utiliser cette méthode comme premier indicateur pour un grand réseau.

La méthode de l'indice L a été développée par Kessel et Glavtsh [42]. Elle utilise la tension de barre et l'information sur le réseau fournie par le programme sur l'écoulement de la puissance. L'indice L varie entre 0 (absence de charge) et 1, ce qui correspond à un

effondrement de la tension. Il pourrait être évalué pour chaque barre du réseau. À mesure que la valeur de L augmente, la barre s'approche d'un état d'instabilité de la tension. Le calcul numérique de l'indice L se fait simplement et rapidement. En premier lieu, on a ignoré les facteurs non linéaires essentiels à l'instabilité de la tension, par exemple les limites de puissance réactive utile des génératrices, et on n'a pas inclus les caractéristiques des charges. Quoc Tuan [43, 44] a utilisé l'indice L pour les délestage d'urgence de la charge dans le but d'éviter toute instabilité de la tension.

Lee Byung et Lee Kwang [45] ont introduit l'indice K , qui est une grandeur positive destinée à jouer un rôle dans la conception des réglages de la stabilité statique de la tension, et a présenté K comme un indicateur adéquat de la marge de stabilité visant à maintenir le profil global de la tension à l'intérieur d'une gamme acceptable normale. L'indice K impose une condition sur J_{QV} , la sous-matrice jacobienne, qui doit être une matrice M . Les entrées diagonales de la sous-matrice J_{QV} doivent être positives et J_{QV} doit être strictement dominant diagonalement dans sa structure. En pratique, la structure du réseau diffère beaucoup, et, en conséquence, une structure matricielle M n'est pas assurée pour chaque réseau.

Gubina [46] a présenté un indice de proximité de l'effondrement de la tension (VCPI) à concept phaseur. Cet indice est basé sur la valeur phaseur de la tension (angle et grandeur). Les trajectoires de transmission de la puissance réactive sont définies comme une séquence de barres interreliées avec une valeur décroissante de la tension. La trajec-

toire de transmission se termine avec une barre de consommation présentant l'angle le plus faible ou la valeur de la tension la plus faible, ou les deux; l'indicateur de stabilité de la trajectoire de transmission (TPSI) est défini comme la différence entre la moitié de la valeur de la tension des génératrices et la chute de tension corrigée le long de la trajectoire de transmission. L'indicateur de proximité de l'effondrement de la tension (VCPI) est identifié par la valeur minimale de tous les TPSI. Dès que le VCPI atteint la valeur 0, la barre de consommation devient instable en tension. La méthode proposée détecte la trajectoire de transmission critique qui est importante pour l'évaluation des mesures de correction. Cet indice ne fournit aucune quantité physique telle que la distance exprimée en MW ou en MVAR par rapport à la limite de stabilité. Sauf dans le cas des grands réseaux, la recherche du VCPI exige un temps de calcul élevé.

Une analyse de la sensibilité de la puissance réactive totale générée par rapport à la puissance réactive des charges à différents endroits a été réalisée par Taylor et Begovic[1, 47] et cette sensibilité est considérée comme un indicateur de la proximité de l'effondrement de la tension. L'indice varie de la valeur un, lorsque la charge est élevée, à l'infini, au moment de l'effondrement de la tension. La simplicité de l'algorithme rend cette analyse intéressante pour les applications de surveillance et de réglage de réseau. Le problème que pose cet indice est sa similitude avec la sensibilité Q-V quant à son caractère relatif.

2.4 Évaluation critique

Les techniques d'analyse en régime permanent visent à reproduire le phénomène de la stabilité de la tension le plus fidèlement possible, sans recourir à la complexité numérique et aux problèmes de calcul connexes de la simulation non linéaire dans le domaine du temps. En s'intéressant à la marge et au mécanisme de la stabilité de la tension, les méthodes publiées présentent cependant des lacunes:

- * Les techniques qui se concentrent sur la stabilité de la tension d'une barre unique individuelle ne peuvent voir la stabilité de la tension comme un problème à l'échelle du réseau.

- * Dans le but de s'attaquer tant à la marge qu'au mécanisme de l'aspect tension du problème de la stabilité de la tension, la majorité des méthodes existantes utilisent la matrice jacobienne. En raison de la taille croissante des réseaux, l'analyse de la stabilité de la tension par le biais des techniques de singularité jacobienne ou de l'analyse spectrale devient un processus très exigeant en temps processeur. Ces techniques ne fournissent que peu ou pas d'informations sur le mécanisme de l'instabilité.

- * Les techniques basées sur un indice qui sont proposées utilisent un modèle conventionnel de l'écoulement de puissance pour représenter le régime permanent du réseau, ce qui néglige ou ne représente pas correctement les dispositifs jouant un rôle important dans l'évolution de l'instabilité de la tension, par exemple la génératrice qui atteint ses limites de puissance réactive utile, les limiteurs de courant de champ, les caractéristiques

de la charge et les actions des ULTC. Ils n'ont pas été comparés aux résultats du domaine du temps.

* Les stratégies d'exploitation pour les mesures correctives de l'instabilité de la tension n'ont pas été reliées à l'évaluation et au contrôle du phénomène dans le but d'établir un guide pour l'opérateur en vue d'une utilisation en temps réel.

CHAPITRE III

MODÉLISATION ET SURVEILLANCE DE LA STABILITÉ DE LA TENSION À L'AIDE D'UN SYSTÈME EXPERT

3.1 Introduction

À mesure que les réseaux deviennent plus complexes et lourdement chargés, la stabilité de la tension représente un problème de plus en plus sérieux. Dans les réseaux de grande dimension à travers le monde, des problèmes de tension sont survenus dans plusieurs pays comme le Japon, le Canada, la Suède, la France et les États-Unis [48]. Le phénomène de l'instabilité de la tension est causé par un profil de faible tension, une demande de plus en plus grande, une exploitation orientée vers une transmission maximale de puissance dans le réseau, une pénurie de ressources de puissance réactive et une insuffisance d'outils de compensation de la puissance réactive.

La nature complexe des phénomènes d'instabilité de tension et d'effondrement et de leur évolution a mis l'accent sur:

- * le besoin évident d'une évaluation et d'une surveillance rapides de la stabilité en régime permanent au cours des opérations des entreprises de service public;
- * la modélisation rigoureuse des génératrices, barres et compensateurs atteignant leurs limites de puissance réactive utile [49-53];

* le besoin d'exploiter les réseaux dans des conditions de contraintes, qui a mis de l'avant l'application des systèmes experts à la planification de l'exploitation des réseaux et au contrôle de la stabilité de la tension [12-16, 49-59].

3.2 Structure de la machine intelligente pour la stabilité de la tension

La machine intelligente pour la stabilité de la tension (Voltage Stability Intelligent Engine) (VSIE) représentée à la figure 3.1 se compose de trois parties.

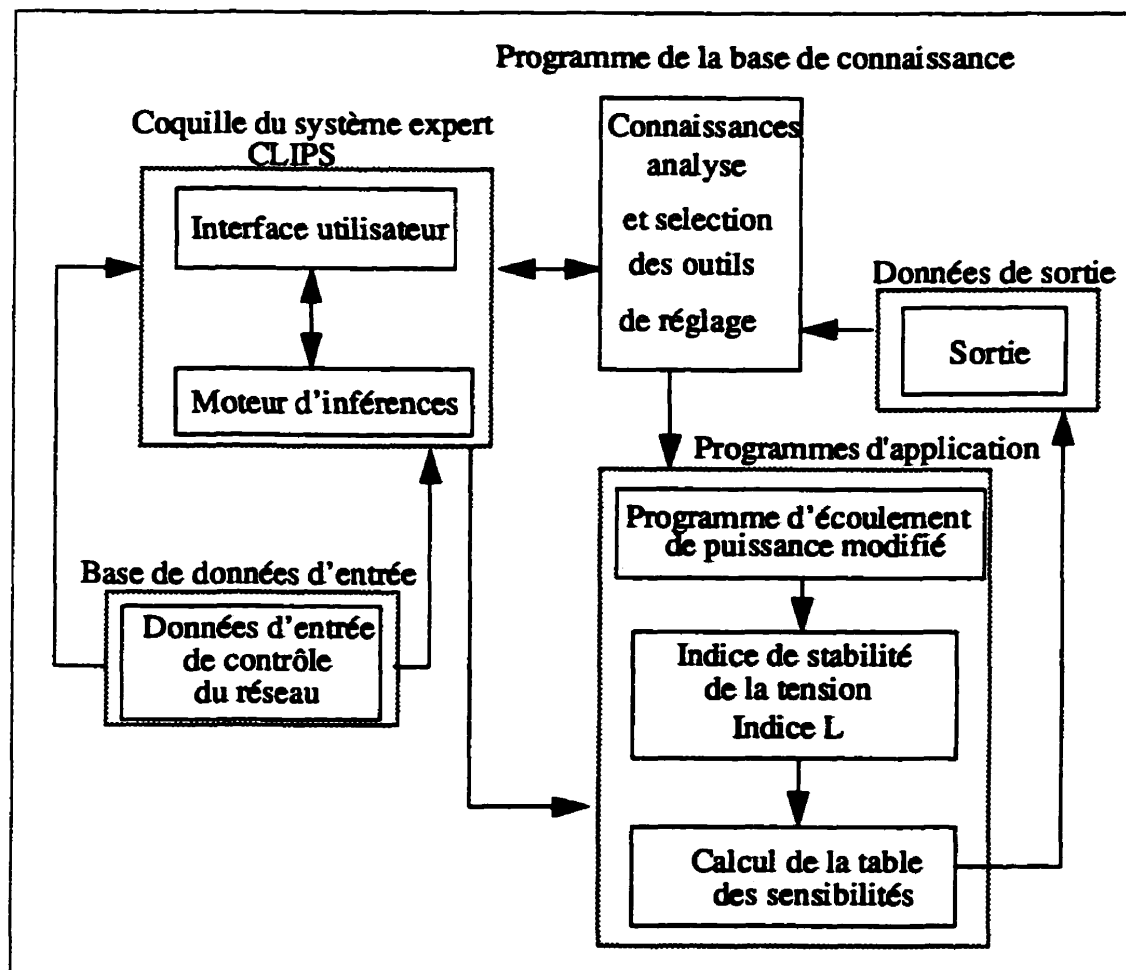


Figure 3.1 Configuration de la VSIE

La première partie comprend les programmes d'application de réseau, par exemple l'écoulement de puissance, la sensibilité de la tension de barre et l'indice de stabilité de la tension en régime permanent, ainsi que les programmes de calcul de la sensibilité. La deuxième partie est réservée au programme de la base de connaissances. Enfin, la troisième partie est la coquille de système expert CLIPS (système de production intégré en langage C), utilisée pour construire la base de connaissances [60, 67]. Les programmes d'application ainsi que le programme de la base de connaissances partagent deux tableaux communs, la base de données d'entrée et les données de sortie. La technologie des systèmes experts, supportée par sa base de règles de production ainsi que d'outils d'analyse, est en mesure de fournir une solution rapide ou un soulagement partiel, ou d'informer l'opérateur sur l'état du réseau où une mesure d'urgence pourrait être prise.

Les fonctions prévues de la VSIE sont les suivantes:

A - Détection des barres en perte de tension

À partir des résultats de l'écoulement de puissance au point de fonctionnement puis du calcul de l'indice de stabilité de la tension, le système expert détecte les barres en perte de tension. En faisant une comparaison avec l'indice critique ou seuil de la stabilité de la tension qui lui a été précédemment communiqué, le système expert sélectionnera les barres en perte de tension dont la valeur de l'indice dépasse cette valeur critique.

B - Identification des zones à barres faibles en tension

L'indice le plus élevé identifiera la plus faible barre de charge, qui pourrait entraîner l'ensemble du réseau vers une instabilité de tension et, finalement, un effondrement de la tension. Selon la valeur de l'indice relatif des barres, ceux-ci sont classés et présentés dans une table et les zones faibles en tension sont décrites.

C - Évaluation de la marge de stabilité de la tension

Les valeurs de l'indice L fournies par le programme de calcul de l'indice de stabilité de la tension en régime permanent sont analysées dans le but de déterminer le niveau d'infraction et la distance de chaque barre de la valeur critique de l'indice de stabilité. L'objectif de la correction est de compenser le déficit de puissance réactive (VAR) à la barre en perte de tension, afin de réduire la valeur de l'indice L sous le seuil critique.

D - Sélection des outils de réglage

Dans cette partie, cette tâche est considérée comme le coeur du système global lorsque des mesures de réglage sont prises. À chaque barre en perte de tension, la correction de tension est déterminée par le biais de la sensibilité de l'indice L à la tension de la barre. La sensibilité de la tension de la barre à chaque outil de réglage par puissance réactive (VAR) déterminera le niveau du réglage nécessaire pour soulager la décroissance de la tension à chaque barre et, en conséquence, pour amener la valeur de l'indice L à un niveau acceptable.

Pour la correction de la tension de la barre, la priorité est donnée à celle où l'infraction de l'indice est la plus importante. La VSIE sélectionne la mesure de contrôle qui sera la plus efficace pour corriger la barre prioritaire.

Elle considère en premier lieu le régulateur qui présente le facteur de sensibilité le plus élevé, de la compensation shunt, des prises de transformateur ou de la tension aux bornes de la génératrice, par exemple. Si le premier dispositif de réglage ne réussit pas à corriger l'infraction, le système utilisera le deuxième facteur de sensibilité le plus élevé pour couvrir les VAR restants non compensés.

Avec une attitude conservatrice, la VSIE considère toutes les barres en perte de tension à la fois, mais apporte les corrections sur une base individuelle afin d'assurer une compensation pour chaque barre. La priorité de correction est donnée à la barre d'infraction ayant l'indice L le plus élevé. Ensuite la deuxième pire barre est considéré suivant l'ordre décroissant de l'indice L ... etc.

E - Suggestion de mesures de réglage

La VSIE fait état de la nouvelle forme des régulateurs et de l'état des barres en infraction. Si les régulateurs utilisés ne sont pas suffisants ou que les ressources de puissance réactive nécessaires pour faire face au problème ne sont pas disponibles, l'opérateur est averti et doit prendre une mesure d'urgence immédiate et rapide, par exemple faire un délestage.

3.3 Indice de stabilité à action rapide

Pour démontrer le développement des outils analytiques destinés à évaluer la stabilité de la tension, l'analyse est d'abord réalisée pour une ligne simple, puis généralisée pour un réseau à barres multiples.

3.3.1 Notions de base sur l'indice de stabilité L

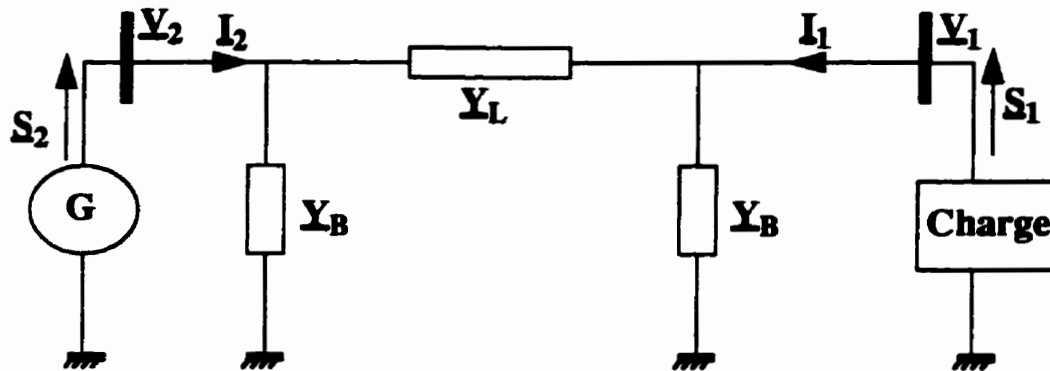


Figure 3.2 Modèle de ligne de démonstration

Le réseau simple illustré par la figure 3.2 [42] est traité comme un modèle servant à la démonstration.

G : génératrice

V_1, V_2 : tensions de noeud

I_1, I_2 : courants de noeud

S_1, S_2 : puissances complexes

Y_L : admittance série de ligne

Y_B : admittance shunt de ligne

L'équation (3.1) représente la formulation de l'injection de puissance au noeud 1:

$$\bar{Y}_{11} \cdot \bar{V}_1 + \bar{Y}_{12} \cdot \bar{V}_2 = \bar{I}_1 = \frac{\bar{S}_1^*}{\bar{V}_1} \quad (3.1)$$

qui peut être transformée sous la forme de l'équation (3.2), soit:

$$V_1^2 + \bar{V}_0 \cdot \bar{V}_1^* = \frac{\bar{S}_1^*}{\bar{Y}_{11}} \quad (3.2)$$

où

$$\bar{V}_0 = \frac{\bar{Y}_{12}}{\bar{Y}_{11}} \cdot \bar{V}_2 \quad (3.3)$$

\bar{Y}_{11} et \bar{Y}_{12} sont des éléments de la matrice des admittances des barres. La reformulation de l'équation (3.2) donne

$$\left| \bar{S}_1 - (\bar{Y}_{11}^* \cdot V_1^2) \right| = V_0 \cdot V_1 \cdot Y_{11} \quad (3.4)$$

La solution de l'équation (3.4) dans le plan complexe \bar{S}_1 pour une amplitude constante V_1 repose sur des cercles. Le centre des cercles est déterminé par $\bar{Y}_{11}^* \cdot V_1^2$ et le rayon des cercles est égal à $V_0 \cdot V_1 \cdot Y_{11}$. Les cercles d'amplitude constante sont illustrés à la figure 3.3 pour le cas du circuit de la figure 3.2, décrit dans la publication [23], où

$$\bar{Y}_L = 2.142 - j24.973 \text{ pu}$$

$$\bar{Y}_B = j2.076 \text{ pu}$$

$$\bar{Y}_2 = 1.0 \angle 0 \text{ pu.}$$

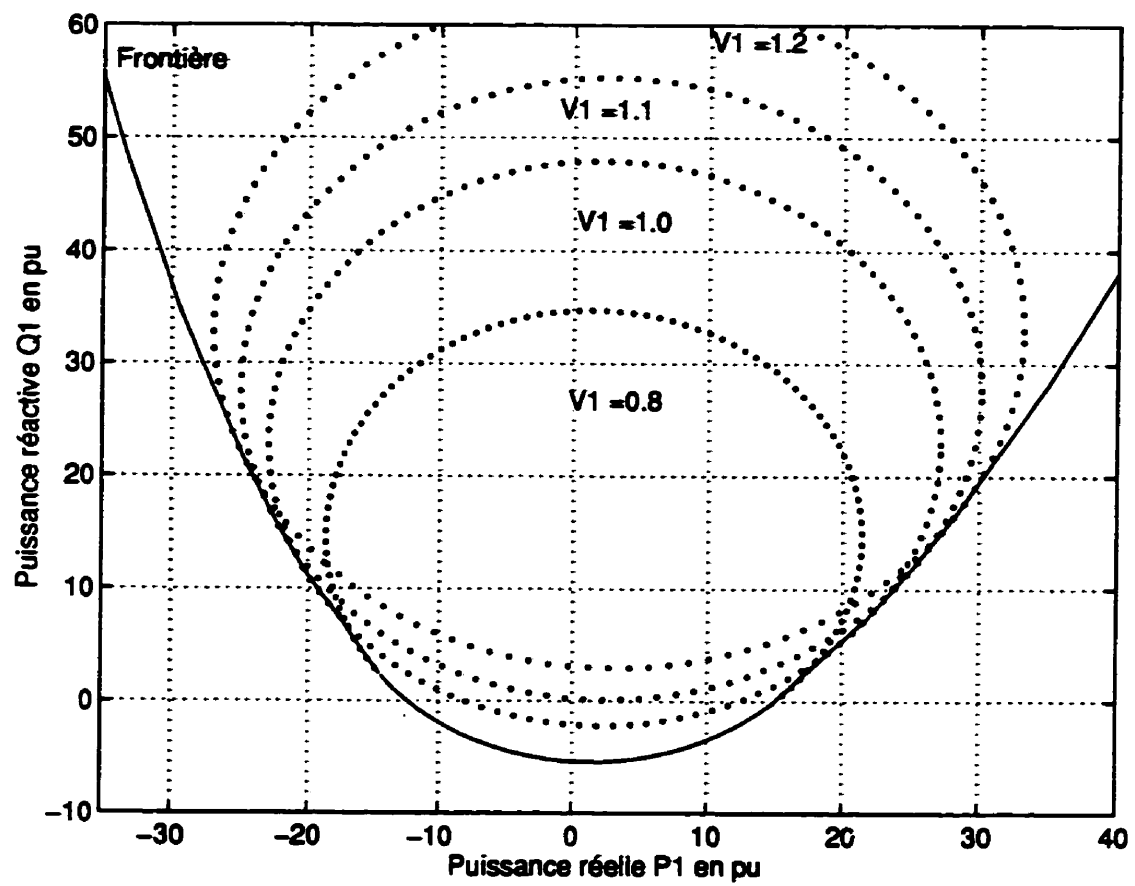


Figure 3.3 Cercles de puissance et courbe frontière de la solution

Les cercles en pointillé sont les cercles de la puissance correspondant aux différentes valeurs de V_1 . La ligne continue correspond à la frontière dans le plan S_1 au-delà de laquelle il n'existe aucune solution pour l'écoulement de puissance. En tout point de cette courbe limite, le jacobien de l'écoulement de puissance est singulier. Pour ce réseau à deux barres, la stabilité est déterminée par l'enveloppe de tous ces cercles [42].

On pourrait démontrer que les solutions qui se trouvent sur cette limite satisfont la relation (3.5):

$$Re \left\{ \frac{\bar{V}_1}{V_o} \right\} = -(0.5) \quad (3.5)$$

En utilisant la forme complexe de l'équation (3.2), et en tenant compte de la relation (3.5) on arrive à la relation (3.6):

$$\left| 1 + \frac{\bar{V}_0}{V_1} \right| = \frac{S_1}{Y_{11} \cdot V_1^2} = 1 \quad (3.6)$$

La dérivation de la relation (3.5) et celle de l'équation (3.6) sont incluses à l'annexe A. L'indice L est ensuite défini pour l'évaluation de la stabilité de la tension.

$$L = \left| 1 + \frac{\bar{V}_0}{V_1} \right| = \left| \frac{\bar{S}_1}{\bar{Y}_{11}^* \cdot \bar{V}_1^2} \right| \quad (3.7)$$

La valeur de l'indice L se trouve entre 0 et 1. La valeur de L caractérise la proximité de l'état actuel du réseau par rapport à la limite de stabilité[42]. Dans le but de démontrer la capacité de l'indice L d'exprimer le risque auquel est exposée la stabilité de la tension,

on résout la relation (3.2) en V_1 et on utilise l'équation (3.7) pour arriver à l'équation (3.8) qui exprime la relation entre S_1 et l'indice L .

$$S_1 = \frac{V_o^2 \cdot Y_{11}}{L + 1/L - (2 \cdot \cos(\Phi_{S_1} + \Phi_{Y_{11}}))} \quad (3.8)$$

La figure 3.4 illustre la nature elliptique des courbes pour un S_1 à L constant.

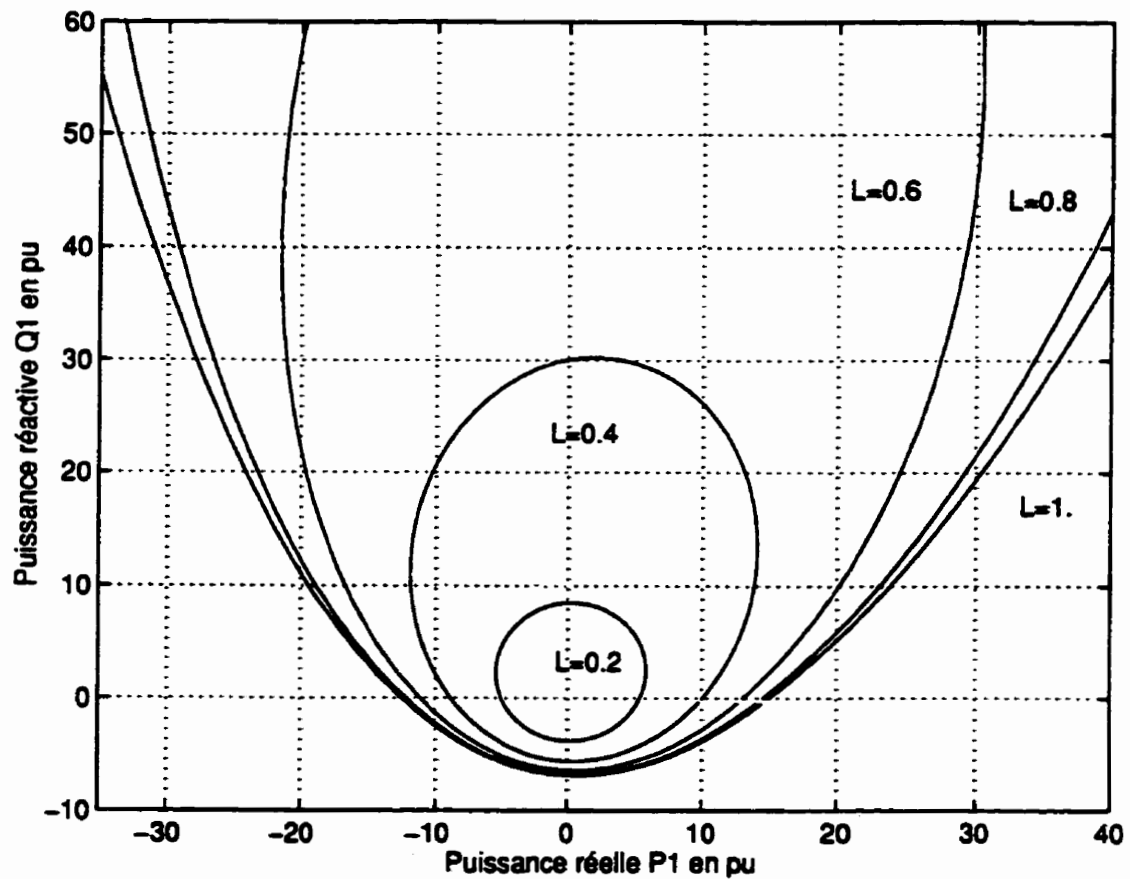


Figure 3.4 Courbes S_1 pour des valeurs constantes de l'indice L

3.3.2 Indice de stabilité L généralisé

L'indice est basé sur la tension de la barre et les informations sur le réseau fournies par le programme de calcul de l'écoulement de puissance. Son calcul numérique se fait rapidement et simplement.

Pour un réseau multibarres:

$$I_{bus} = Y_{bus} \times V_{bus} \quad (3.9)$$

Après avoir distingué les barres de charge (P, Q) des barres de génératrice (PV), nous obtenons:

$$\begin{bmatrix} I_L \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 & Y_2 \\ Y_3 & Y_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

$$\begin{bmatrix} V_L \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_1 & H_2 \\ H_3 & H_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

où

V_L, I_L : tensions et courants pour la barre PQ

V_G, I_G : tensions et courants pour la barre PV

H_1, H_2, H_3, H_4 : sous-matrices générées par une inversion partielle de Y_{barre} .

Soit

$$\bar{V}_{ok} = \sum_{i=1}^{n_G} H_{2ki} \bar{V}_i \quad (3.12)$$

n_G : nombre de génératrices

$$H_2 = -Y_1^{-1} \times Y_2 \quad (3.13)$$

$$L_k = \left| 1 + \frac{\bar{V}_{ok}}{\bar{V}_k} \right| \quad (3.14)$$

L_k : indice de stabilité de la tension pour la barre de charge k [42].

La stabilité nécessite une valeur $L_k < 1$ qui ne doit pas être outrepassée. En conséquence, l'indice global L décrivant la stabilité du réseau complet est égal à $L_{\max}\{L_k\}$, tous les indices de barre L étant inclus dans $\{L_k\}$. En pratique, L_{\max} doit être inférieur à une valeur de seuil. La valeur de seuil prédéterminée est précisée à l'étape de planification en fonction de la configuration du réseau et de la politique de l'entreprise relativement à la qualité du service, ainsi que du niveau de la marge admissible fixée du réseau. Une vaste étude pour plusieurs contingences en temps différé. Le comportement asymptotique de l'indice global L pourrait guider la prédiction de sa valeur seuil.

En pratique, le calcul du vecteur complexe V_{ok} qui est mentionné par la relation (3.12) n'utilise jamais l'inversion de la matrice Y_1 .

$$\begin{bmatrix} -\bar{Y}_1 \end{bmatrix} \cdot \bar{V}_{ok} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_2 \end{bmatrix} \cdot \bar{V}_G \quad (3.15)$$

La relation (3.15) qui est une autre forme de la relation (3.12), permet d'obtenir une solution direct de l'inconnue V_{ok} . Des méthodes basées sur des vecteurs creux ont plutôt été utilisées pour résoudre le système linéaire (3.15) et pour permettre au système expert de fonctionner en temps réel.

3.4 Sensibilité de l'indice L à la tension de la barre de charge

L'indice complexe à la barre de charge k, L_k , peut être représenté de la façon suivante:

$$\overline{L}_k = L_k^r + j \cdot L_k^i = L_k \angle \theta_k \quad (3.16)$$

où

$$L_k^r = 1 + \sum_{i=1}^{n_G} |H_{2ki}| \frac{|V_i|}{|V_k|} \cos(\delta_i - \delta_k + \delta_{2ki}) \quad (3.17)$$

$$L_k^i = \sum_{i=1}^{n_G} |H_{2ki}| \frac{|V_i|}{|V_k|} \sin(\delta_i - \delta_k + \delta_{2ki}) \quad (3.18)$$

δ_i, δ_k : angles de la tension à la barre de génératrice i et à la barre de charge k

$|V_i|, |V_k|$: valeurs de la tension à la barre de génératrice i et à la barre de charge k.

La variation des parties réelle et imaginaire de l'indice L par rapport à la tension de la barre est exprimée ainsi:

$$\frac{\partial L_k^r}{\partial |V_k|} = \frac{-(L_k^r - 1)}{|V_k|} \quad (3.19)$$

$$\frac{\partial L_k^i}{\partial |V_k|} = \frac{-(L_k^i)}{|V_k|} \quad (3.20)$$

Ces équations sont développées dans les publications [43, 44].

Une fois les infractions absolues ΔL_k de la valeur de l'indice de seuil calculées, ΔL_k^r et ΔL_k^i sont également connues de la même façon, alors que:

$$\Delta L_k^r = \Delta L_k \cos \theta_k \quad (3.21)$$

$$\Delta L_k^i = \Delta L_k \sin \theta_k \quad (3.22)$$

À partir de (3.19) et de (3.20) et en utilisant (3.21) et (3.22), le changement approximatif dans la barre de tension k dû à ΔL_k^r et à ΔL_k^i est déterminé ainsi:

$$\Delta V_k = \sqrt{(\Delta V_k^r)^2 + (\Delta V_k^i)^2} \quad (3.23)$$

où

ΔV_k^r et ΔV_k^i ont été obtenus respectivement des sensibilités de L_k^r et de L_k^i par rapport à la tension V_k [6].

3.5 Sensibilité des outils de réglage par rapport à la tension

Aux environs du point de fonctionnement, on suppose une relation linéaire entre les changements de la tension de la charge associés aux injections de puissance active/réactive, la valeur de référence de la tension et le réglage des prises:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V_L \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q_L \end{bmatrix} + [J]^{-1} [D] \begin{bmatrix} \Delta V_G \\ \Delta T \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

où

$[J]$ est la matrice jacobienne de l'écoulement de puissance et $[D]$ est la matrice des sensibilités entre les injections de puissance active et réactive par rapport à la tension et au réglage des prises [6, 14, 53].

$$D = \begin{bmatrix} (\partial P / \partial V_G) & \partial P / \partial T \\ (\partial Q_L / \partial V_G) & \partial Q_L / \partial T \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Une factorisation unique LDU de la matrice $[J]$ est déterminée en utilisant les techniques des vecteurs creux [61]. Pour accélérer le calcul, les matrices complètes des sensibilités de $[J]^{-1}$ ou de $[J]^{-1}[D]$ ne sont jamais évaluées. Seuls les facteurs nécessaires sont directement calculés. Les combinaisons linéaires directes des colonnes des sensibilités sont calculées pour les outils de réglage par puissance réactive pour des emplacements de barres spécifiques.

3.6 Modélisation de la barre de génératrice

Dans l'analyse en régime permanent de la stabilité de la tension, la pratique courante est de procéder à une conversion de la barre de génératrice, d'une barre PV qui présente des valeurs fixes de la puissance utile réelle et de la tension aux bornes, à une barre PQ qui présente des valeurs fixes de la puissance réelle P et de la puissance réactive Q . Lorsque la limite de production de puissance réactive de la génératrice correspondant à une puissance réelle P donnée est atteinte, la tension aux bornes est ainsi forcée de décroître à mesure que la charge du réseau augmente [30, 44].

Pour des conditions normales de fonctionnement, des programmes spécialisés de l'écoulement de puissance remplacent la modèle de barre PV par un modèle qui inclut l'effet de statisme de la régulation de la tension sur la tension aux bornes [1, 5, 31].

Nous présentons, dans le présent document, un second modèle pour la génératrice ou le compensateur synchrone lorsque cet élément atteint sa limite de puissance réactive utile.

La tension induite calculée est maintenue constante derrière une réactance, en même temps qu'une valeur fixe de P et de Q (Q_{\max} ou Q_{\min}):

$$\bar{E} = \bar{I}_f \bar{X} + \bar{V} \quad (3.26)$$

où

\bar{V} : tension de la barre de génératrice maintenue constante

\bar{I}_f : courant injecté à la génératrice au moment où la machine atteint sa limite

de puissance réactive

E: tension calculée derrière la réactance X . Les valeurs de P , Q et E sont maintenues constantes.

La valeur de la réactance est choisie six fois plus grande que la réactance transitoire ceci étant l'équivalent de la réactance synchrone de la machine [6, 23, 49, 62].

La barre F , comme l'illustre la figure 3.5a, est une barre neutre à charge fictive associée à chaque génératrice ou compensateur synchrone, à l'exclusion de la barre d'équilibre. La barre F devient un nouveau type de barre, passant de barre PQ à barre PQE .

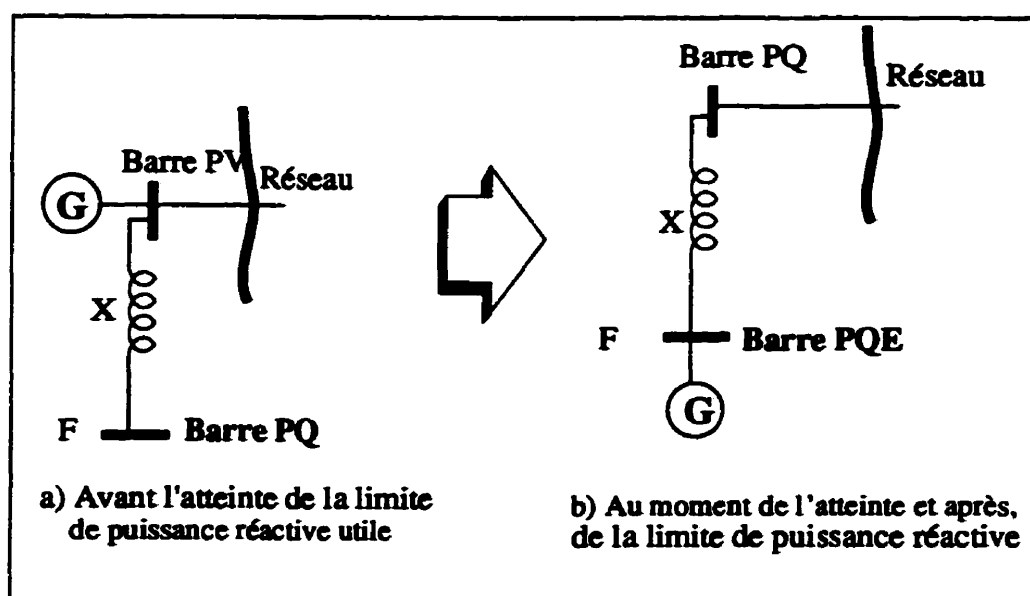


Figure 3.5 Nouveau modèle de génératrice

En fixant la tension derrière une réactance dérivée de la réactance transitoire de la machine, le modèle reflète la dimension de la machine et, en conséquence, sa contribution au comportement d'instabilité de la tension en régime permanent du réseau. Cette

transformation de l'état de la génératrice de la barre PV à la barre PQE (ou vice-versa) se fait sans restructurer la matrice d'admittance de la barre. Pour un écoulement de puissance, et au cours d'itérations on solutionne avec Y_{bus} qui a déjà prévu la réactance du modèle pour l'analyse du réseau. Un changement de topologie du réseau nécessite un nouveau écoulement de puissance avec un Y_{bus} restructuré.

3.7 Base de règles CLIPS

3.7.1 Structure des règles CLIPS

(Defrule titre-règle 'documentation optionnelle'
 (Condition 1); le membre gauche est composé de
 (condition 2); zéro ou plusieurs conditions
 .
 .
 (condition-n); chacune est mise entre parenthèses
 =>
 (action 1); le membre droit est composé de
 (action 2); zéro ou plusieurs actions
 .
 .
 (action n))

Figure 3.6 Structure de règle CLIPS

CLIPS est la coquille de système expert utilisée dans le présent travail pour construire la base de connaissances auxquelles sont attribuées trois tâches différentes. CLIPS est une base de règles en chaînage avant qui possède un environnement à interface

de fenêtre fournissant un cadre élégant pour élaborer la base de connaissances. CLIPS utilise des règles comme méthode de représentation des connaissances. Il prend en charge un riche langage de filtrage pour spécifier les conditions des règles. À moins que toutes les conditions du membre gauche ne soient satisfaites, la règle n'est pas candidate pour déclencher. La prise en charge des conditions logiques explicites ET et OU est assurée dans le membre gauche. En outre, des structures de programmation procédurale (SI-ALORS, PENDANT QUE) sont fournies dans le membre droit des règles. L'intégration de CLIPS avec d'autres langages est possible en appelant des fonctions externes à partir d'un système distinct ou en lançant un fichier exécutable directement à partir d'un fichier CLIPS, puis en revenant à la base de connaissances. La base de connaissances CLIPS pourrait être incluse dans un programme FORTRAN par le biais d'une interface en langage C. La communication entre CLIPS et le programme principal est réalisée par un transfert direct des valeurs de fonction ou en transmettant l'information dans des fichiers de communications.

3.7.2 Base de connaissances CLIPS pour la stabilité de la tension

Voici quels sont les algorithmes types utilisés dans la VSIE:

(defrule "le réseau est stable sur une base continue"

(l'indice L pour chaque barre du réseau est inférieur à l'indice global critique
du réseau spécifié)

=>

balayer toutes les barres et conclure que le fonctionnement du réseau est stable)

(defrule "sélection de la pire barre en perte de tension"

(la barre la plus en infraction est identifiée)

=>

sélectionner la valeur de sensibilité connexe pour correction parmi le choix

multiple de sensibilités pour contrôler les tensions)

(defrule "trouver le régulateur de puissance réactive le plus efficace"

(la pire barre en perte de tension est sélectionnée et la sensibilité est connue)

=>

balayer tous les réglages dans la table des indices de sensibilité à la tension et

commencer avec la valeur absolue la plus élevée pour corriger la tension de la pire

barre en perte de tension sélectionné)

(defrule " validation du régulateur choisi"

(l'orientation de l'intervention du régulateur choisi est approprié et la valeur de sa sensibilité est efficace)

=>

valider la plus efficace et l'utiliser)

(defrule " passage à la barre suivante"

(la barre prioritaire est totalement ou partiellement corrigée)

=>

passage à la barre suivante en vue de corriger l'infraction)

(defruler "caractère approprié de la compensation de la tension"

(le régulateur sélectionné le plus élevé ne permet pas de corriger le manque de tension et l'erreur sur l'indice L)

=>

prendre le maximum possible du régulateur le plus efficace et continuer avec le deuxième plus élevé pour compenser pour le manque, puis utiliser le troisième et les suivants au besoin)

(defruler "le régulateur est modifié"

(la tension est entièrement ou partiellement corrigée)

=>

le régulateur est modifié de façon à servir aux besoins des autres barres, sinon il doit être verrouillé parce qu'il est complètement dépassé)

(defruler "informer l'opérateur sur l'état du réseau"

(lorsque toutes les marges de réglage de tous les régulateurs de VAR existants sont dépassés et que certaines barres ou l'ensemble du réseau ne sont pas ramenés à une valeur plus basse, alors la valeur critique du réseau est atteinte)

=>

déclarer l'insuffisance globale des ressources de VAR et commander la prise immédiate de mesures d'urgence pour éviter l'exploitation du réseau en présence d'un risque d'instabilité de tension en régime permanent)

3.8 Résultats et discussion

Pour démontrer l'efficacité du système expert intégré et pour valider le modèle de barre de génératrice proposé, des essais ont été réalisés sur deux réseaux différents. Les premiers ont servi à faire une comparaison avec les résultats obtenus sur le réseau d'essai IEEE à 57 barres [63].

Des accroissements de charge active et réactive ont été simulés et les limites de production de puissance réactive ont été prises en compte. La figure 3.8 illustre la capacité des indices L de suivre le passage de la génératrice d'une barre PV à une barre PQ. Une simple comparaison entre les figures 3.7 et 3.8 démontre l'affirmation précédente.

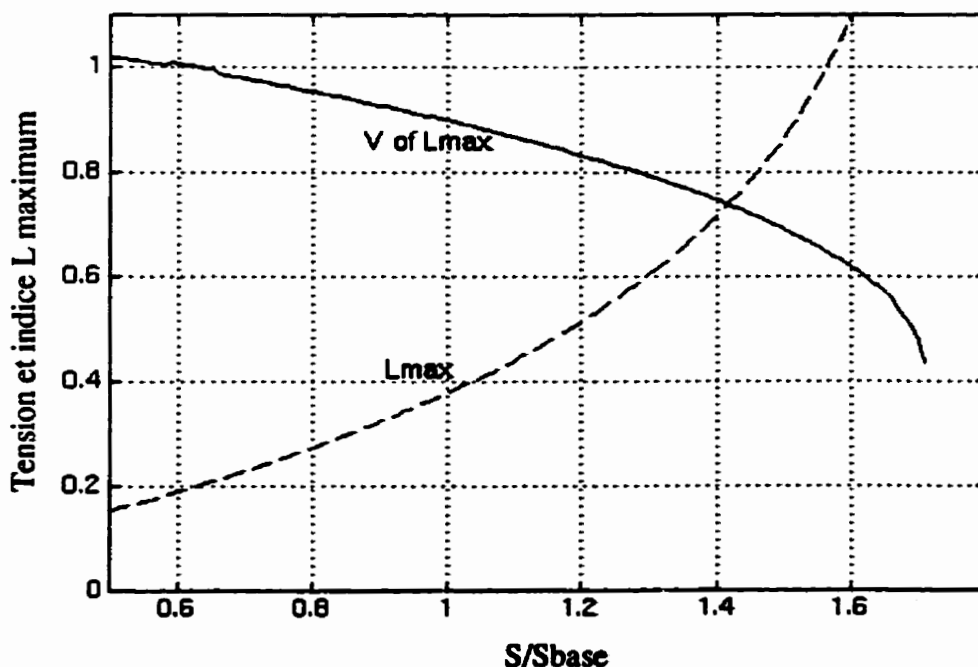


Figure 3.7 Comportement de L_{\max} et de sa tension de barre correspondante en présence d'une augmentation de la charge MVA pour le réseau IEEE à 57 barres (sans contraintes réactives)

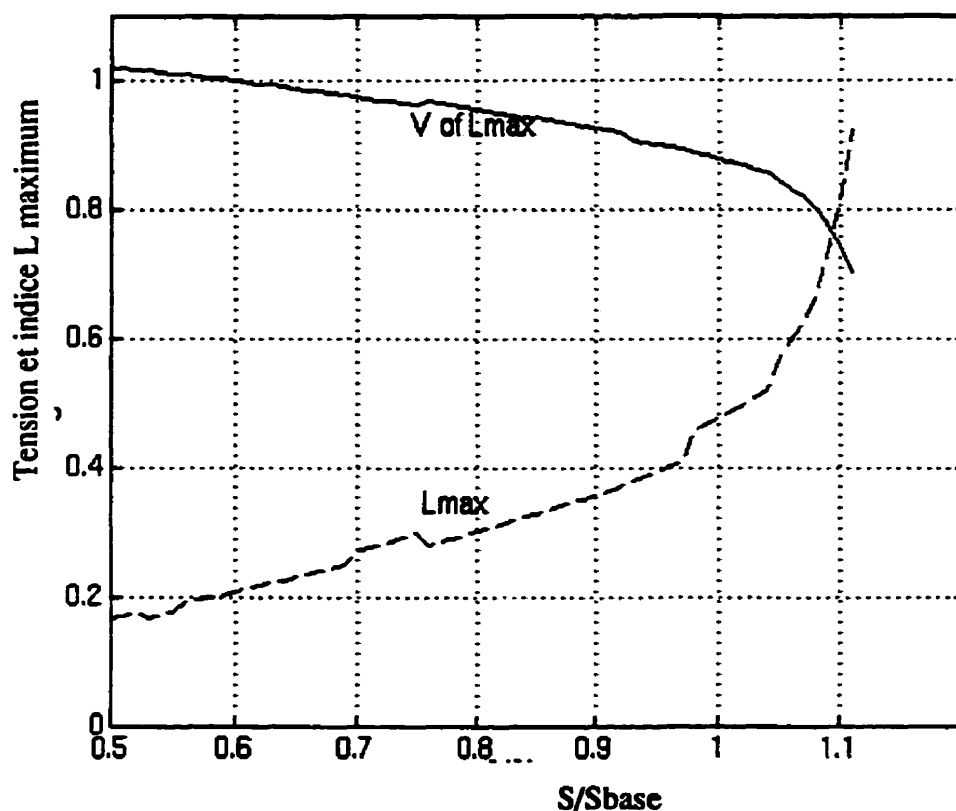


Figure 3.8 Comportement de L_{\max} et de sa tension de barre correspondante en présence d'une augmentation de la charge MVA pour le réseau IEEE à 57 barres (avec contraintes réactives)

Pour un niveau de charge de 100%, les limites de puissance réactive étant appliquées, une valeur de l'indice de seuil de L_{\max} de 0,45 est fixée. Cette valeur de seuil est sélectionnée car plusieurs tensions de barre de consommation descendent sous 0,9 p.u. (les barres 25, 30, 31, 32 et 57, par exemple), ce qui représente un niveau de tension d'exploitation minimal acceptable. Tous les indices des barres mentionnés ont une valeur

supérieure à 0.45. L'objectif des mesures correctives proposées est d'améliorer le profil de la tension de sorte que toutes les valeurs des indices du réseau deviennent inférieures à 0.45.

La VSIE détecte les infractions à la stabilité de la tension à six barres (31, 30, 25, 33, 32 et 57), comme le montre le tableau 3.1. En se basant sur l'expérience intégrée dans sa base de données et sur les sensibilités disponibles du point de fonctionnement, le système expert entreprend des mesures correctives dans une tentative de restaurer la stabilité de la tension en régime permanent sur toutes les barres du réseau. Le système choisit d'appliquer la correction à la barre dans le pire état, puis à la barre suivante, etc. Les mesures de réglage suggérées sont résumées dans le tableau 3.2.

L'exécution de l'écoulement de puissance basé sur la suggestion des résultats du système expert donne le profil des indices corrigés indiqué à la figure 3.9.

Le deuxième essai comparatif a été réalisé sur le réseau d'essai IEEE à 118 barres en introduisant le modèle suggéré de génératrice correspondant aux limites de puissance réactive. Les figures 3.10 et 3.11 illustrent respectivement le comportement de L_{\max} et de la tension de la barre qui lui correspond, avec une augmentation de la charge pour la puissance réactive:

- 1) du modèle habituel de génératrice, et
- 2) du modèle suggéré dans le présent travail de recherche.

À partir d'un niveau de charge de 80% jusqu'à 104%, le L_{\max} du premier modèle (PV à PQ) augmente constamment entre 0.120 et 0.164 (figure 3.10). Un accroissement rapide de la valeur de L_{\max} à un niveau de charge de 105% ($L_{\max} = 0.237$) est observé. À la barre 12, la machine a atteint sa limite supérieure de production de puissance réactive.

**Tableau 3.1 Résultats d'essai pour le réseau IEEE à 57 barres
à pleine charge (100%)**

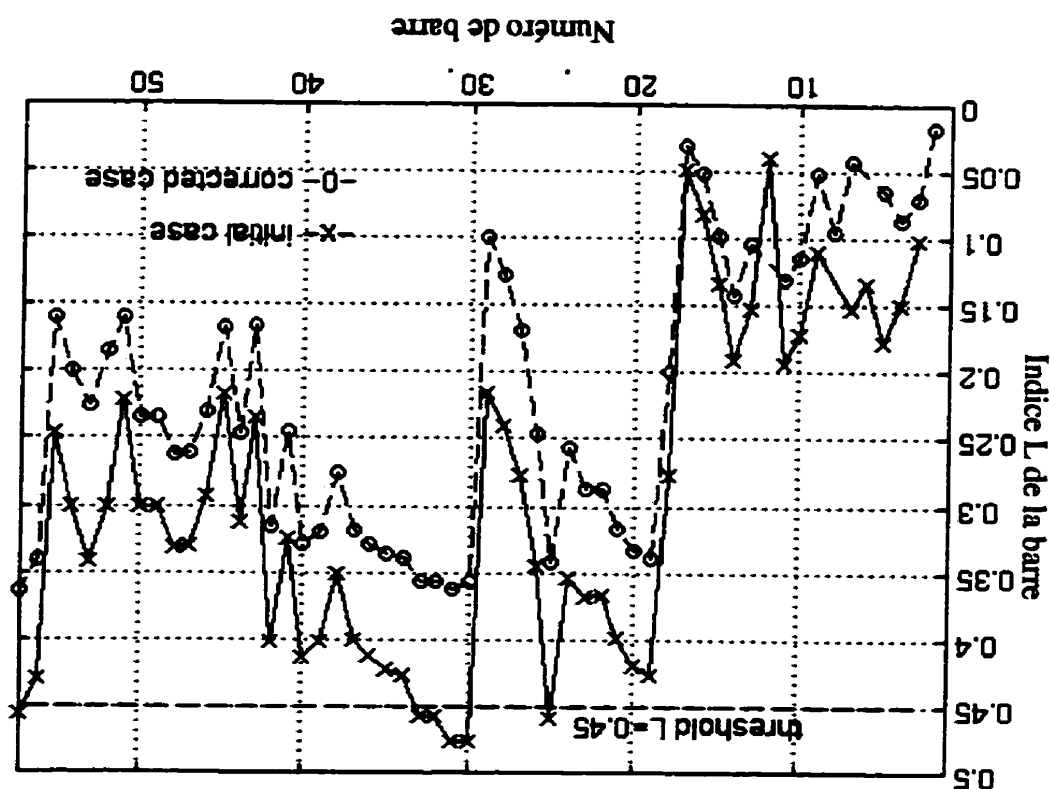
Numéro de la barre en perte de stabilité	État d'infraction		État corrigé	
	Tension de la barre < 0.9	Indice L > 0.45	Tension de la barre ≥ 0.9	Indice L < 0.45
31	0.878	0.477	0.993	0.362
30	0.885	0.476	1.016	0.356
25	0.898	0.459	1.034	0.346
33	0.881	0.458	0.970	0.356
32	0.881	0.458	0.970	0.356
57	0.852	0.456	0.900	0.363

Tableau 3.2 Image des outils de réglage pour le réseau IEEE à 57 barres

Type de contrôle des VARs	Numéro de la barre de contrôle	Valeur initiale de contrôle en pu	Valeur finale de contrôle en pu (système expert)
Capacité	C25	0.0476	0.143
Tension	C1	1.040	1.112
Tension	C8	1.005	1.050

À un niveau de charge de 105%, la valeur de l'indice la plus élevée se déplace de la barre 107 à la barre 1, qui devient la plus instable dans l'ensemble du réseau. Ce modèle habituel de génératrice maintient la barre 1 comme la barre la plus instable à partir d'un niveau de tension de 105% jusqu'au niveau d'affondrement de 146%. Au cours de cette phase d'élévation de la charge, on a observé pour la barre 1 un accroissement constant de la valeur de son indice, soit de 0.237 à 0.418, juste avant que les machines aux barres 12,

Figure 3.9 Profils de l'indice L du cas d'essai IEEE à 57 barres à pleine charge (100%) (avec contraintes de puissance réactive)



25, 49, 59, 65, 66, 80 et 100 aient atteint leurs limites supérieures de production de puissance réactive.

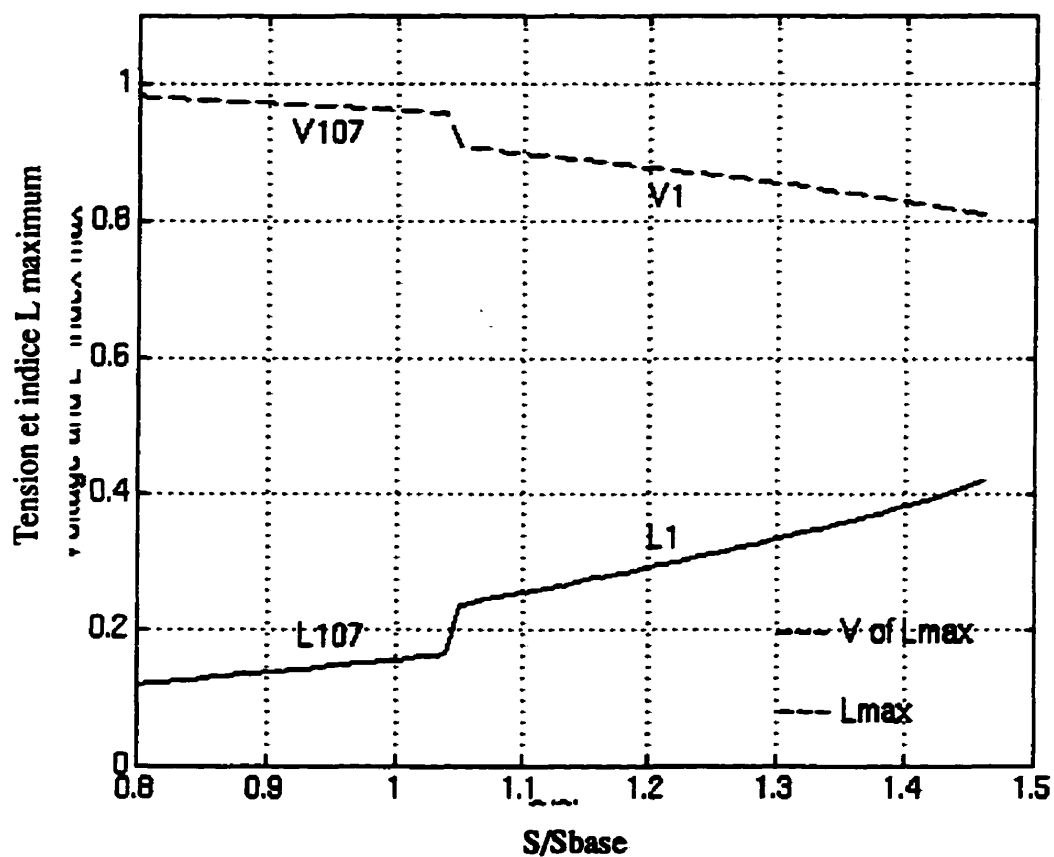


Figure 3.10 Comportement de L_{\max} et de la tension de la barre correspondante sous l'effet d'un accroissement de la charge (MVA) pour le réseau IEEE à 118 barres (modèle habituel de génératrice)

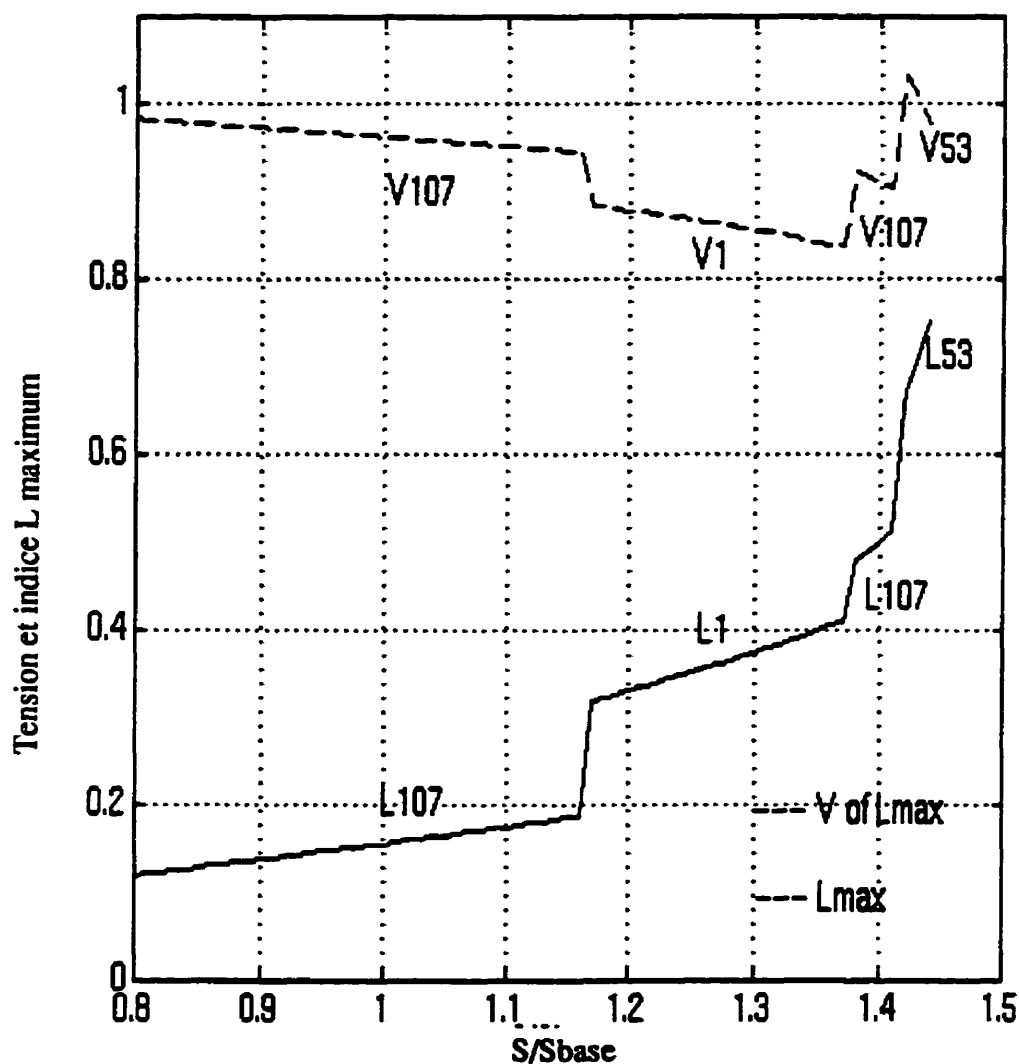


Figure 3.11 Comportement de L_{\max} et de la tension de la barre correspondante sous l'effet d'un accroissement de la charge (MVA) pour le réseau IEEE à 118 barres (nouveau modèle de génératrice)

Pour le nouveau modèle de génératrice, en passant d'un niveau de charge de 80% à un niveau de 116%, L_{\max} augmente constamment de 0.120 à 0.188 à la barre 107 (figure

3.11). À un niveau de charge de 117%, la valeur la plus élevée de l'indice L passe de 0.188 à 0.319 et se déplace à la barre 1 (la génératrice de la barre 12 ayant atteint sa limite réactive supérieure).

Le pire barre continue d'être la barre 1 pour le deuxième modèle, pour un niveau de charge passant de 117% à 137%, avec une augmentation constante de l'indice de 0.319 à 0.410.

Au niveau de charge élevé de 138%, le nouveau modèle considère la barre 107 comme la plus instable dans le réseau, alors que L_{\max} passe à une valeur de 0.481 et conserve comme pire barre le même barre 107 jusqu'à un niveau de charge de 141% ($L_{\max} = 0.513$). Pour ce dernier saut, les génératrices des barres 49, 65, 66 et 100 ont rejoint la génératrice de la barre 12 en atteignant leurs limites réactives supérieures.

À un niveau de charge pré-effondrement de 142% ($L_{\max} = 0.676$), le nouveau modèle passe à la barre 53 et la considère comme la barre la plus instable, après quoi une augmentation abrupte de la plus grande valeur de l'indice est enregistrée jusqu'à effondrement. À ce second saut, les machines aux barres 25, 59, 61 et 80 rejoignent les machines mentionnées précédemment en atteignant leurs limites réactives supérieures.

Généralement parlant, le nouveau modèle semble être plus réceptif au niveau d'instabilité et à son emplacement dans le réseau. Il est démontré que le second modèle général exige plus de ressources réactives que le modèle classique dans le cas du réseau d'essai à l'étude. Les figures 3.12 et 3.13 illustrent un profil global de la stabilité de la

tension pour les deux modèles de génératrice présentés pour le cas d'essai IEEE à 118 barres.

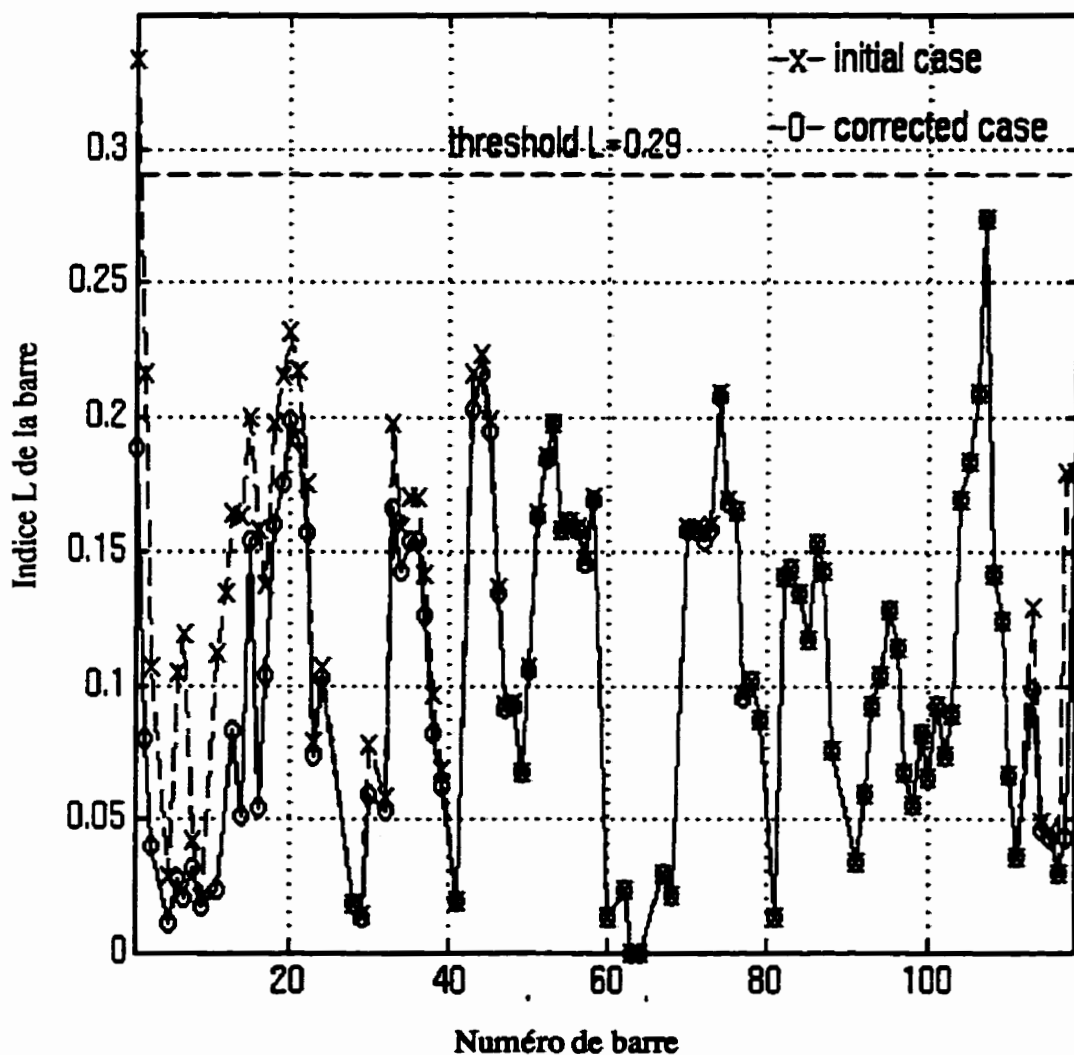


Figure 3.12 Profils de l'indice L pour le réseau d'essai IEEE modèle à 118 barres pour un niveau de charge de 130% (obtenus avec le modèle habituel de génératrice)

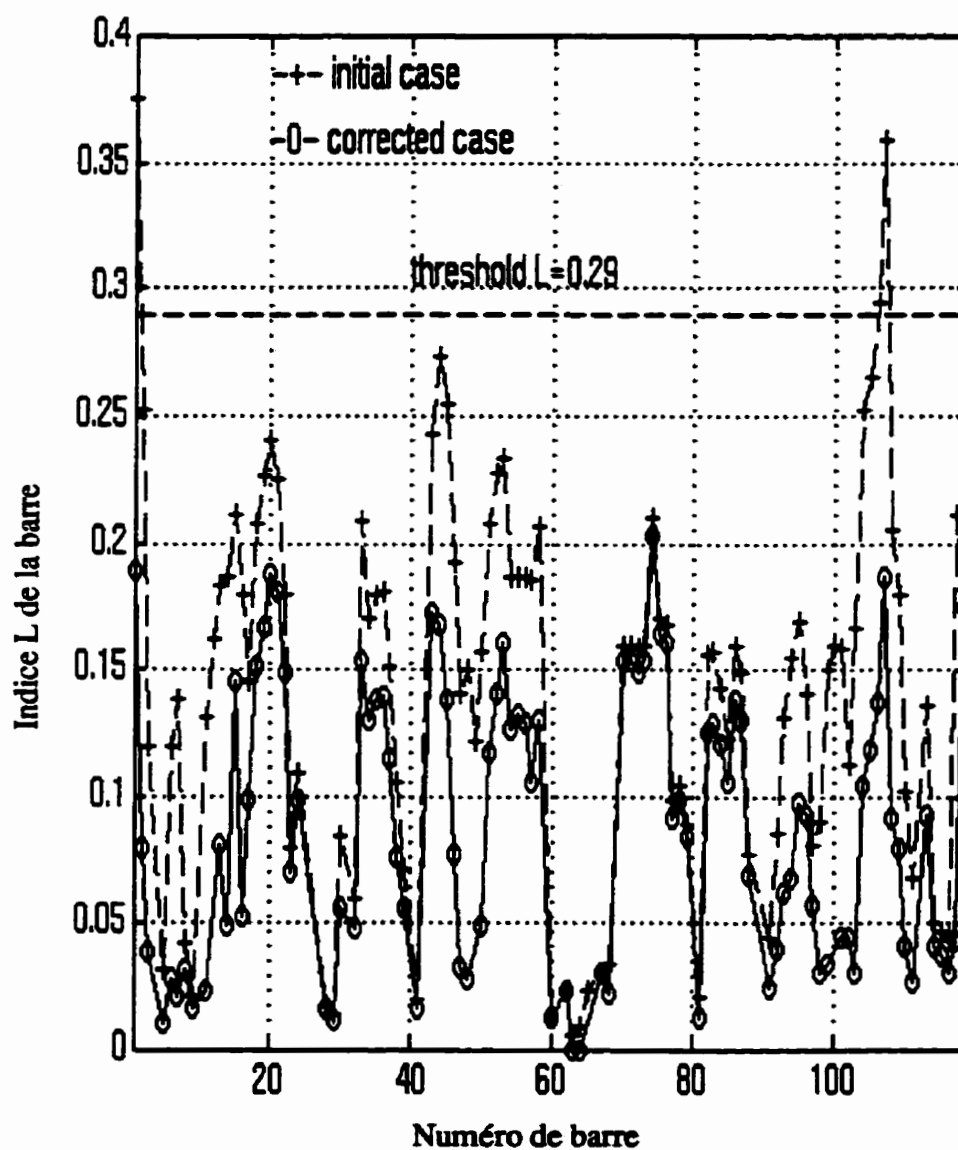


Figure 3.13 Profils de l'indice L pour le réseau d'essai IEEE à 118 barres pour un niveau de charge de 130% (obtenus avec le nouveau modèle de génératrice)

Pour un niveau de charge de 130% et en fonction d'un niveau de l'indice de seuil L_{\max} de 0.29, le système expert ne détecte qu'une infraction à la barre 1 avec le modèle habituel de génératrice (figure 3.12), mais il détecte trois infractions aux barres 1, 107 et 106 avec le nouveau modèle (figure 3.13).

Pour le modèle habituel, le tableau 3.3 présente l'infraction détectée par le système expert et l'état corrigé à la suite des mesures de contrôle suggérées et appliquées aux barres 4 et 31. Les valeurs de contrôle initiales et modifiées des régulateurs de puissance réactive utilisés sont indiquées dans le tableau 3.4. De la même façon, les tableaux 3.5 et 3.6 se rapportent au nouveau modèle de génératrice suggéré.

**Tableau 3.3 Résultats d'essai pour le réseau IEEE à 118 barres
(modèle habituel de génératrice)**

Numéro de la barre en perte de stabilité	État initial		État corrigé	
	Tension de la barre	Indice L	Tension de la barre	Indice L
1	0.856	0.334	0.872	0.189

Tableau 3.4 Image du contrôle pour le réseau IEEE à 118 barres
(modèle habituel de génératrice)

Type de contrôle des VARs	Numéro de la barre de contrôle	Valeur initiale du contrôle	Suggestions du système expert
Tension	C4	0.900	1.050
Tension	C31	0.967	1.008

Tableau 3.5 Résultats d'essai pour le réseau IEEE à 118 barres
(nouveau modèle de génératrice)

Numéro de la barre en perte de stabilité	État initial		État corrigé	
	Tension de la barre	Indice L	Tension de la barre	Indice L
1	0.856	0.375	0.872	0.189
107	0.928	0.359	1.063	0.187
106	0.940	0.294	1.020	0.137

**Tableau 3.6 Image du contrôle pour le réseau IEEE à 118 barres
(nouveau modèle de génératrice)**

Type de contrôle des VARs	Numéro de la barre de contrôle	Valeur initiale du contrôle	Suggestions du système expert
Capacité	C110	0.0528	0.338
Tension	C1	0.985	1.050
Capacité	C105	0.1785	0.500
Capacité	C107	0.0517	1.050
Tension	C89	1.005	1.050
Tension	C112	0.975	1.050
Réactance	C5	-0.4045	0.000
Tension	C80	1.040	1.050
Tension	C42	0.985	1.050
Tension	C27	0.968	1.050
Tension	C40	0.970	1.050
Tension	C31	0.967	1.050
Tension	C4	0.998	1.050

Le cas d'essai présenté, pour un niveau de charge de 130% et une valeur de seuil de 0.29 (figure 3.12), identifie la barre 1 comme étant la barre en infraction. D'autres barres montrent également une tendance à l'instabilité de la tension (les barres 2, 19, 20, 21, 43, 44 et 107, par exemple). Dans cet état d'exploitation, les génératrices des barres 12, 49 et 100 ont atteint leurs limites de puissance réactive supérieures. Les mesures correctives indiquées dans le tableau 3.5 ont éliminé l'infraction et ont amené l'indice L de la barre 1 à une valeur de 0.189. La seule machine à la barre 12 qui a atteint sa limite réactive est alors reconvertie au type PV.

Le profil de l'indice L illustré à la figure 3.13 et correspondant au nouveau modèle de génératrice indique trois infractions aux barres 1, 106 et 107. Plusieurs barres montrent une prédisposition à l'instabilité (par exemple, les barres 2, 44, 45, 104, 105...). Dans cet état du réseau, les machines aux barres 12, 49, 65 et 100 ont atteint leurs limites supérieures de puissance réactive. Les mesures correctives suggérées ramènent l'indice L à un niveau plus sûr dans l'ensemble du réseau. Toutes les machines verrouillées sont remises en service avec leurs limites réactives.

En comparant les figures 3.12 et 3.13, on constate que le nouveau modèle de génératrice identifie un grand nombre de barres présentant un indice L élevé, ce qui met le réseau dans un état d'instabilité de tension. Ce point de fonctionnement demande plus de puissance réactive, ce qui amène une autre machine à la barre 65 à atteindre ses limites réactives supérieures. En conséquence, la VSIE suggère davantage de mesures correctives (voir le tableau 3.6) qu'avec l'ancien modèle. Il en résulte que le réseau est poussé vers un profil de tenue de la tension plus sûr.

Pour démontrer la performance temporelle de l'algorithme, certains essais ont été exécutés sur un ordinateur Sparc 5. Les résultats sont résumés dans le tableau 3.7.

Tableau 3.7 Performance relative au temps processeur

Réseau d'essai	Temps processeur CPU (sec)			Temps total (sec)
	Écoulement de puissance	Indice L	Sensibilité de la tension	
IEEE 14 barres	0.09	0.02	0.09	0.25
IEEE 30 barres	0.26	0.07	0.43	0.87
IEEE 57 barres	0.83	0.36	2.00	3.31
IEEE 118 barres	3.24	0.53	10.44	14.70

Comme le montre le tableau 3.7, le temps nécessaire pour calculer l'indice L associé à tous les cas étudiés est inférieur à une seconde. Ce résultat certifie le caractère extrêmement approprié de l'indice L à un environnement temps réel.

Le temps indiqué pour le calcul de la sensibilité à la tension comprend tous les outils de réglage par puissance réactive de chaque réseau. L'imposition d'une restriction quant aux réglages par puissance réactive utilisables seulement réduira certainement ce temps de calcul.

Le temps total comprend le traitement du chargement et de la vérification des données, l'initialisation du programme et le fonctionnement général de l'interface utilisateur. Il pourrait être considérablement réduit en répartissant la charge de calcul entre plusieurs machines fonctionnant simultanément.

Les résultats des essais réalisés sur les réseaux d'essai IEEE à 57 barres et IEEE à 118 barres ont démontré un temps de calcul réduit et des mesures de réglage efficaces de la stabilité de la tension [6].

3.9 Conclusion

Dans le présent chapitre, nous avons proposé un système expert prototype pour la surveillance et le réglage en temps réel de la stabilité de la tension. La méthode qui y est présentée va une étape plus loin que celle décrite dans la publication [64], où la fonction de surveillance a été principalement étudiée plutôt que la fonction d'orientation et de prévention. L'application de notre méthode à des réseaux d'essai standard a démontré un réglage approprié et efficace et a réduit les interventions atteintes dans un cadre temporel adapté à un environnement temps réel (voir le tableau 3.7).

Les valeurs correctives capacitives ou inductives suggérées par le système expert sont présentées pour des dispositifs de réglage en service continu, mais, pour des raisons pratiques, la valeur discrète la plus proche doit être prise. Dans ce cas, le système expert annonce un nouvel état stable de la tension du réseau. La même base de connaissances pourrait être étendue pour inclure les mesures de délestage d'urgence de la puissance active et réactive. Cette approche peut également servir à la formation des opérateurs.

Nous avons aussi présenté une nouvelle méthode de modélisation de génératrice ou de compensateur synchrone atteignant sa limite de puissance réactive en vue d'une analyse de la stabilité de la tension en régime permanent.

Dans le cadre de la présente recherche, l'étude de la substitution du modèle de barre PQE suggéré à la pratique courante qui n'implique que le remplacement de la barre PV de génératrice par une barre PQ doit se poursuivre.

CHAPITRE IV

ÉMULATION DE L'ÉVALUATION ET DU RÉGLAGE EN TEMPS RÉEL DE LA STABILITÉ DE LA TENSION

4.1 Introduction

La simulation dans le domaine du temps qui tient compte de la modélisation de phénomènes dynamiques importants en rapport avec la stabilité de la tension offre de nombreux avantages. Ces avantages, comme par exemple, la coordination des réglages et leur minutage, une plus grande fidélité de la simulation et la clarification des phénomènes, représentent une démonstration plus convaincante de la performance du système. Cependant, l'analyse du problème de la stabilité de la tension au moyen de l'approche statique, pour sa part, exige moins de temps processeur et de travail d'ingénierie.

L'approche statique permet d'obtenir des informations sur la sensibilité des réglages existants par rapport aux variables dépendant du réseau à chaque point de fonctionnement. La proximité du réseau par rapport à l'instabilité de la tension pourrait être connue en procédant beaucoup plus rapidement. L'évaluation de la stabilité de la tension à chaque noeud précis du réseau pourrait être mesurée en se servant de l'approche statique.

L'idée de combiner les avantages des deux méthodes dans un même système nous a semblé intéressante. Nous avons donc développé un système de simulation quasi-dynamique pour l'analyse de la stabilité de la tension. Le système est formé d'un programme sur l'écoulement de puissance qui inclut les caractéristiques des éléments qui déterminent la tenue de la tension. Le comportement du ULTC dans le temps et par rapport à la tension de la barre qui lui est associée est modélisé. Le système intègre également le limiteur de surexcitation OXL et son interaction avec la production de puissance réactive de la machine. Les différentes caractéristiques de la charge qui dépendent de la tension sont modélisées. Pour profiter de l'efficacité du système mis au point et pour passer à la surveillance et à la correction en temps réel, un module régulateur intelligent est intégré au sommet du système. Les mesures de réglage telles que la commutation des outils de compensation de la puissance réactive, l'augmentation de la tension source ou le blocage du ULTC sont considérées. L'ensemble du système est destiné à l'évaluation et au contrôle en temps réel de la stabilité de la tension.

4.2 Configuration du système en temps réel

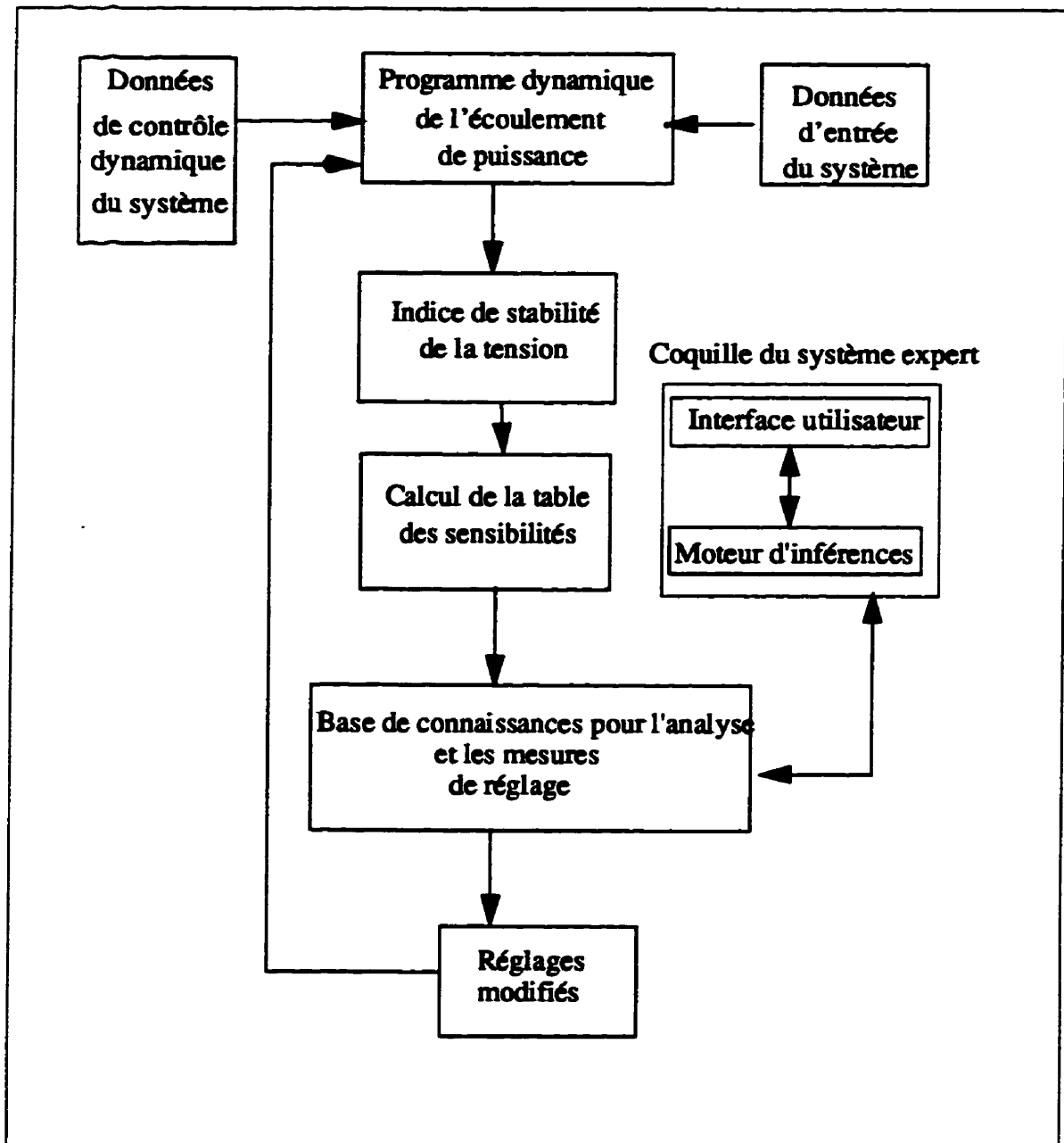


Figure 4.1 Configuration de la VSIE pour l'évaluation en temps réel

Le système imbriqué quasi dynamique de la VSIE que nous avons développé se compose, fondamentalement, du programme de l'écoulement de puissance qui tient compte de la modélisation des facteurs d'influence de la stabilité de la tension, par exemple les non linéarités de la génératrice qui atteint ses limites de puissance réactive et du réglage par le limiteur de surexcitation, les caractéristiques de la charge dépendantes de la tension et la dynamique du ULTC. Les contraintes associées aux lignes et aux génératrices sont aussi intégrées par le biais d'un fichier de données de réglage dynamique du système. L'indice L est ensuite évalué pour chaque barre et pour l'ensemble du système, puis le système procède à un calcul précis des sensibilités appropriées.

La base de connaissances est maintenant imbriquée et constitue un élément auxiliaire du programme Fortran. La communication entre la base de connaissances et la coquille CLIPS est assurée par une interface spécialement élaborée à cette fin (Fortran à C à CLIPS et vice-versa). Les résultats des diagnostics de la base de connaissances traduits en mesures correctives sont ensuite injectés dans le programme de simulation de l'écoulement de puissance qui est activé à intervalle de temps régulier. Si la tension du réseau demeure stable, aucune mesure n'est suggérée jusqu'à la période d'évaluation suivante, conformément aux intervalles de temps de simulation.

4.3 Fonction de modélisation du système

4.3.1 Modélisation des charges

Le programme est conçu pour s'adapter à différents types de charge. Il pourrait modéliser une charge MVA constante, une charge à impédance constante et une charge à courant constant. Toute combinaison possible de ces trois types de charge pourrait également être modélisée de la façon suivante:

$$P = P_0 \cdot (\alpha_0 + \alpha_1 V + \alpha_2 V^{\alpha_p}) \quad (4.1)$$

$$Q = Q_0 \cdot (\beta_0 + \beta_1 V + \beta_2 V^{\beta_q}) \quad (4.2)$$

où P_0 et Q_0 , dans la relation (4.1), sont respectivement la puissance réelle et la puissance réactive pour une tension unité de la barre. Les coefficients α_0 , α_1 , α_2 représentent respectivement le pourcentage de puissance constante, le courant constant et un élément fonction de la tension; ils sont associés à la puissance réelle. Les coefficients β_0 , β_1 et β_2 représentent respectivement le pourcentage de puissance constante, le courant constant et un élément fonction de la tension; ils sont associés à la puissance réactive. Les valeurs α_i et β_i varient en fonction de la composition de la charge. Les exposants α_p et β_q pourraient prendre des valeurs variant entre 0 et 2, selon la nature de la charge.

4.3.2 Modélisation d'un ULTC de transformateur

Le ULTC de transformateur est modélisé de façon à agir en mode discret [23]. Il agit pour régler la tension à la barre de charge si celle-ci diminue sous un certain niveau

de référence. Il est caractérisé par un premier retard pour le premier échelon, par un second retard entre les mouvements des prises, par sa zone d'insensibilité pour la tension de la barre réglée, par la dimension des échelons et par la plage des prises.

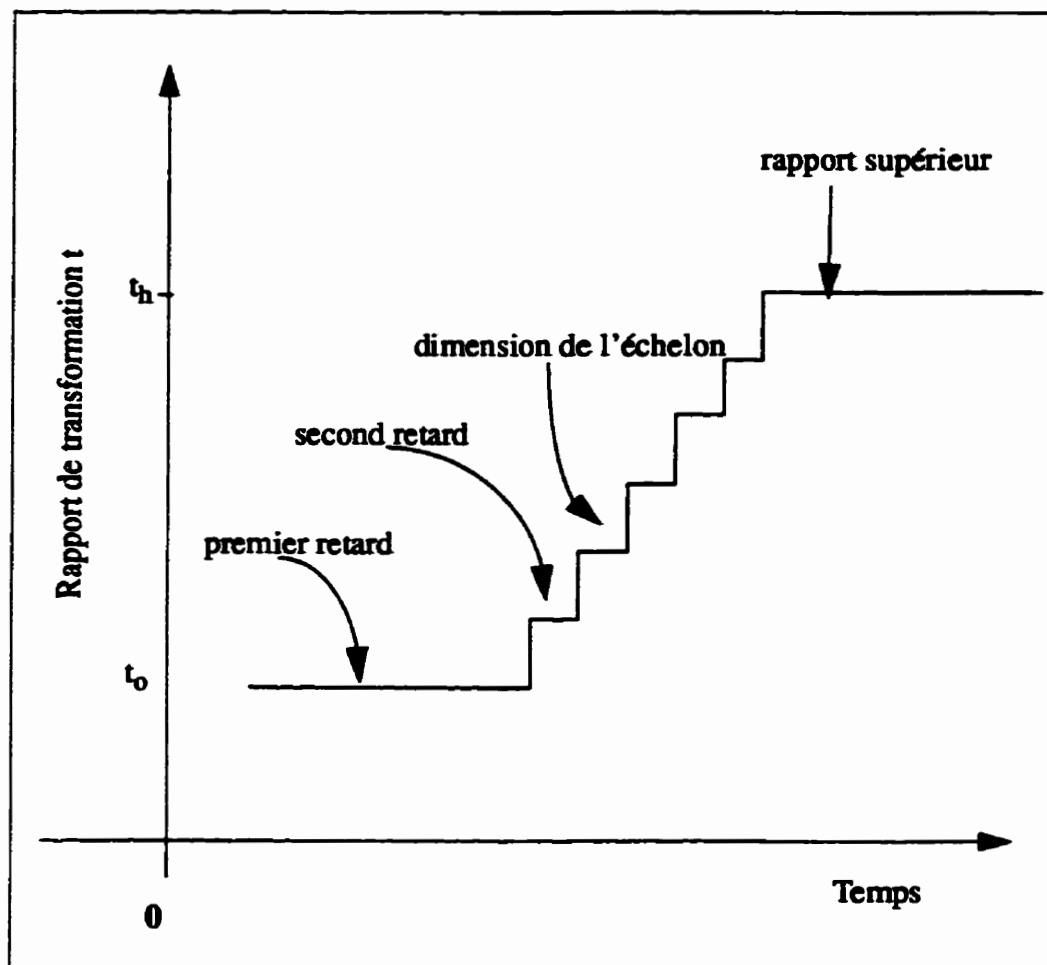


Figure 4.2 Caractéristique du ULTC

4.3.3 Modélisation du limiteur de surexcitation (OXL) de génératrice

Le limiteur de surexcitation est caractérisé par les valeurs supérieure et inférieure fixées du courant inducteur. Son rôle est de maintenir le courant inducteur de la machine sous sa limite de service continu. Si, en cours de fonctionnement, le courant inducteur dépasse la limite supérieure fixée (I_{fmax2}) (figure 4.4), le courant est alors immédiatement abaissé jusqu'à sa limite de service continu, sans aucun retard. Par ailleurs, si, en cours de fonctionnement, le courant d'excitation dépasse la limite de service continu (I_{fmax1}) (figure 4.4) sans atteindre la limite supérieure fixée (I_{fmax2}), le courant est alors abaissé jusqu'à sa limite de service continu inférieure avec un retard qui dépend du niveau réel du courant inducteur et des réglages du OXL. La configuration physique du OXL varie d'une machine à une autre et d'un fabricant à l'autre. Le modèle présenté ici est basé sur le modèle en place à une centrale nucléaire d'Hydro Ontario [10].

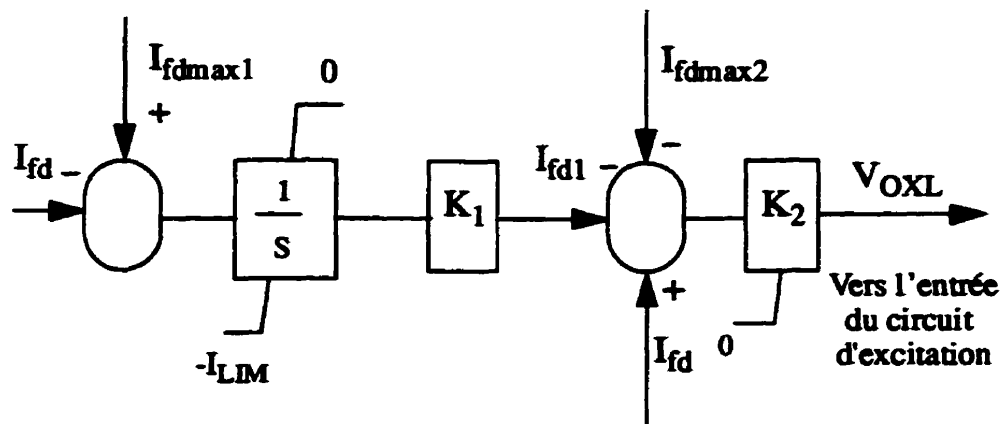


Figure 4.3 Modélisation du OXL

où K_1 et K_2 sont des valeurs du gain spécifiées du réseau ($K_1=0.24$, $K_2=12.6$).

I_{fd} est le courant inducteur réel (3.85 pu).

I_{LIM} est le niveau de courant limite d'induit ($I_{LIM} = 3.85$ pu)

$I_{fmax1} = 3.02$ pu, $I_{fmax2} = 4.6$ pu.

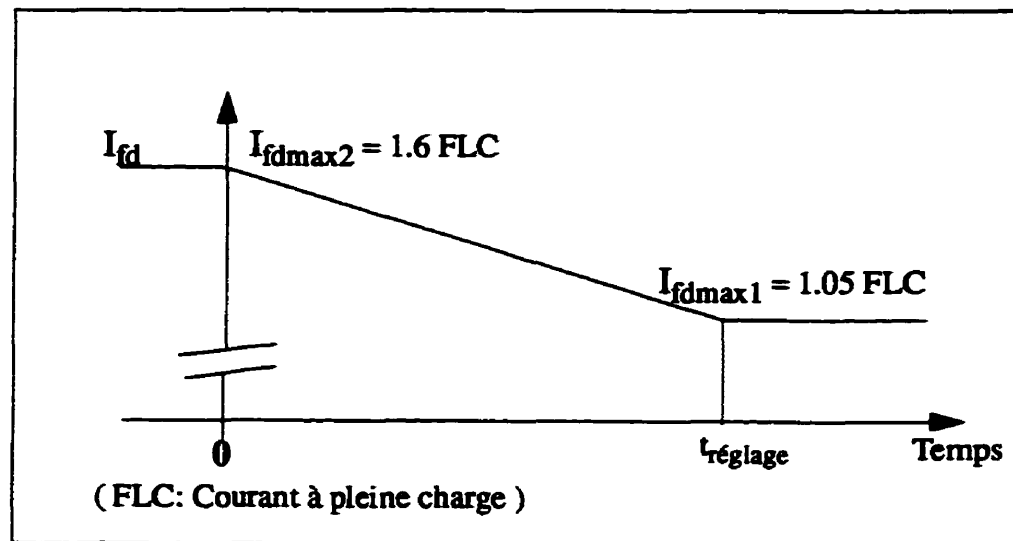


Figure 4.4 Caractéristique du OXL

4.4 Simulation quasi dynamique de la stabilité de la tension

4.4.1 Description du réseau d'essai

Les interactions des composantes d'un grand réseau sont complexes, difficiles à cerner et à isoler. Dans le but de démontrer l'influence et l'interférence des appareils présentant une dynamique lente, nous avons étudié le réseau d'essai simple illustré à la figure 4.5. La tension de transport du réseau d'essai est de 500 KV. La perturbation introduite

par la perte définie d'une ligne entre les barres 5 et 6 est considérée comme l'événement déclencheur des scénarios de stabilité de tension étudiés. Les tableaux 4.1 et 4.2 présentent respectivement les données se rapportant aux barres et aux lignes pour le réseau de la figure 4.5 [23].

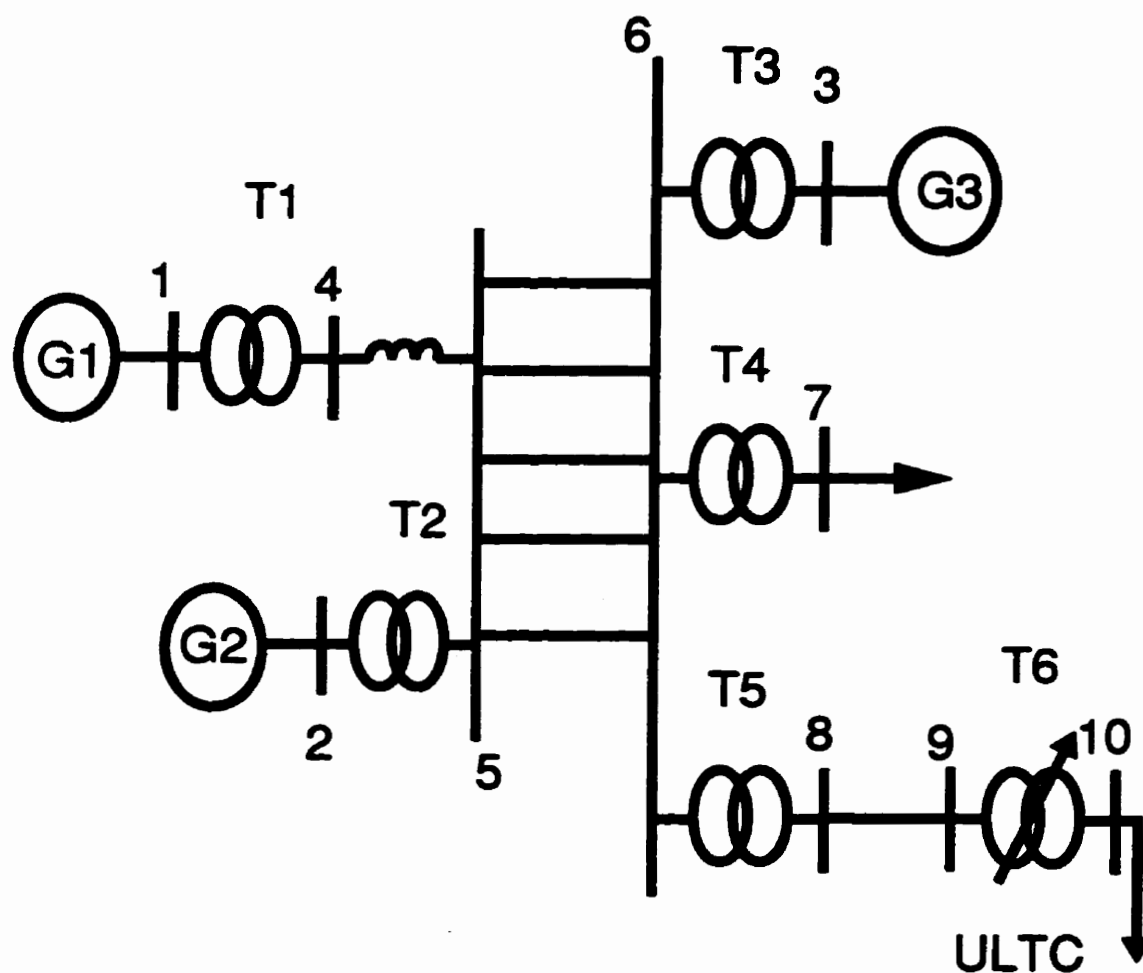


Figure 4.5 Réseau d'essai

Tableau 4.1 Données sur les barres du réseau d'essai

Barre		Charge (MW,MVAR)		Production (MW,MVAR)				MVAR
N°	Type	P ₀	Q ₀	P _G	Q _{max}	Q _{min}	V	Shunt
1	SW	0	0	0	0	0	0.9800	0
2	PV	0	0	1736	1000	-200	0.9646	0
3	PV	0	0	1155	1000	-200	1.0400	0
4	PQ	0	0	0	0	0	1.000	0
5	PQ	0	0	0	0	0	1.000	0
6	PQ	0	0	0	0	0	1.000	763.0
7	PQ	3271.0	1015.0	0	0	0	1.000	600.0
8	PQ	0	0	00	0	0	1.000	1710.0
9	PQ	0	0	0	0	0	1.000	0
10	PQ	3800.0	1100.8	0	0	0	1.000	0

SW : Barre d'équilibre.

Tableau 4.2 Données sur les lignes du réseau d'essai-

De	À	Rapport	R	X	B
1	4	0.8857	0	0.0020	0
4	5	0	0	0.0040	0
2	5	0.8857	0	0.0045	0
3	6	0.9024	0	0.0125	0
6	7	1.0664	0	0.0030	0
6	8	1.0800	0	0.0026	0
8	9	0	0.0010	0.0030	0
9	10	0.975	0	0.0010	0
5	6	0	0.0015	0.0288	2.346
5	6	0	0.0015	0.0288	2.346
5	6	0	0.0015	0.0288	2.346
5	6	0	0.0015	0.0288	2.346
5	6	0	0.0015	0.0288	2.346

-Lignes de transport (R et X en pu dans une base de 100 MVA)

-Transformateurs (R et X en pu dans une base de 100 MVA)

Pour le réseau d'essai de la figure 4.5, la charge à la barre 7 est considérée comme une puissance constante, tant active que réactive, alors que la charge à la barre 10 se compose de 50% d'impédance constante et de 50% de courant constant, tant pour la puissance active que réactive. En conformité avec les équations (4.1) et (4.2), les caractéristiques des charges sont celles présentées dans le tableau 4.3.

Tableau 4.3 Données sur les barres du réseau d'essai

Barre n°	α_p	α_0	α_1	α_2	β_q	β_0	β_1	β_2
7	0	1	0	0	0	1	0	0
10	2	0	0.5	0.5	2	0	0.5	0.5

Les caractéristiques du ULTC à la barre 10 sont décrites dans le tableau 4.4, alors que l'on suppose que l'autre transformateur T4 qui transmet la charge à la barre 7 possède une prise fixe.

Tableau 4.4 Caractéristiques du ULTC à la barre 10

Délai pour le premier mouvement de prise(sec)	Délai pour la prise suivante (sec)	Zone d'insensibilité (%)	Plage des prises échelons	Dimension des échelons (pu)
30	5	± 1	± 16	0.00625

Le comportement du limiteur de surexcitation a une influence directe sur les limites de production de puissance réactive de la machine. Les limites inférieure et supérieure du OXL, I_{fdmax1} et I_{fdmax2} , s'appliquent à la production de puissance réactive, soit, par exemple, Q_{max1} et Q_{max2} . Si la puissance Q produite est supérieure à Q_{max1} mais sans dépasser la limite supérieure Q_{max2} , un certain délai est accordé et Q commence à diminuer graduellement à une vitesse donnée jusqu'au niveau de Q_{max1} . Dans le cas où la puissance Q produite égale ou dépasse Q_{max2} , le dispositif limiteur de surexcitation entre

en action pour ramener abruptement et sans retard la valeur de Q au niveau de la limite de service continu de la génératrice $Q_{\max 1}$.

Le tableau suivant ne présente que les valeurs limites associées à la génératrice 3, puisque les génératrices 1 et 2 n'ont jamais atteint la limite de puissance réactive au cours du présent travail.

Tableau 4.5 Limites de puissance réactive pour la génératrice 3

$Q_{\max 1}$ (MVAR)	$Q_{\max 2}$ (MVAR)	Délai (s)	Pente (MVAR/s)
950	1000	100	1.667

4.4.2 Résultats de la simulation et discussions

Quatre scénarios ont été étudiés pour illustrer l'évolution de la stabilité de la tension dans une période de temps de 300 secondes. La perturbation initiale commune aux quatre cas a été la perte irréversible d'une ligne (sans défaut) [23], 10 secondes après le début de la simulation.

• Cas 1 (intervention du ULTC)

Les tableaux 4.6 et 4.7 présentent respectivement les conditions précédant et suivant l'apparition de la contingence pour le cas 1.

Tableau 4.6 État du réseau avant la contingence pour le cas 1

Barre		Charge		Production			Tension	
N°	SW	P _o (MW)	Q _o (MVAR)	P _G (MW)	Q _G (MVAR)	Shunt (MVAR)	V (pu)	θ (degrés)
1	PV	0	0	3952.2	581.34	0	0.9800	0.00
2	PV	0	0	1736	-113.0	0	0.9646	-7.52
3	PV	0	0	1155	485.46	0	1.0400	-20.39
4	PQ	0	0	0	0	0	1.0983	-3.73
5	PQ	0	0	0	0	0	1.1061	-11.27
6	PQ	0	0	0	0	763.0	1.1069	-26.89
7	PQ	3271.0	1015.0	0	0	600.0	1.0222	-32.19
8	PQ	0	0	0	0	1710.	1.0284	-31.83
9	PQ	0	0	0	0	0	0.9541	-37.06
10	PQ	3800.0	1100.8	0	0	0	0.9196	-39.20

Tableau 4.7 État du réseau après la contingence pour le cas 1

Barre		Charge		Production			Tension	
N°	Type	P ₀ (MW)	Q ₀ (MVAR)	P _G (MW)	Q _G (MVAR)	Shunt (MVAR)	V (pu)	θ (degrés)
1	SW	0	0	3832.7	823.7	0	0.9800	0.0
2	PV	0	0	1736	230.13	0	0.9646	-7.27
3	PV	0	0	1155	748.78	0	1.0400	-24.35
4	PQ	0	0	0	0	0	1.0938	-3.63
5	PQ	0	0	0	0	0	1.0820	-11.07
6	PQ	0	0	0	0	763.0	1.0786	-31.01
7	PQ	3271.0	1015.0	0	0	600.0	0.9938	-36.61
8	PQ	0	0	0	0	1710.	1.0013	-36.01
9	PQ	0	0	0	0	0	0.9279	-41.31
10	PQ	3800.0	1100.8	0	0	0	0.8942	-43.48

Après dix secondes de temps de simulation avec le système développé, la tension à la barre 10 a chuté de façon importante à 0.894 à la suite de la contingence posée par la perte d'une ligne entre les barres 5 et 6. La tension est donc devenue inférieure au niveau de référence supposé acceptable (0.907 pu) pour le ULTC affecté au réglage de la tension à la barre 10. L'intervention du ULTC est alors déclenchée, mais il lui faut un premier délai de 30 secondes pour accroître son rapport de transformation d'un échelon, puis un délai de 5 secondes pour passer à chacun des échelons subséquents.

Le ULTC a continué d'augmenter la tension en passant à un rapport de transformation supérieur toutes les 5 secondes (voir la figure 4.6), afin d'amener la tension à la barre 10 proche de la valeur acceptable de 0.908 p.u., sans atteindre le facteur de prise de 1.1 (voir la figure 4.7).

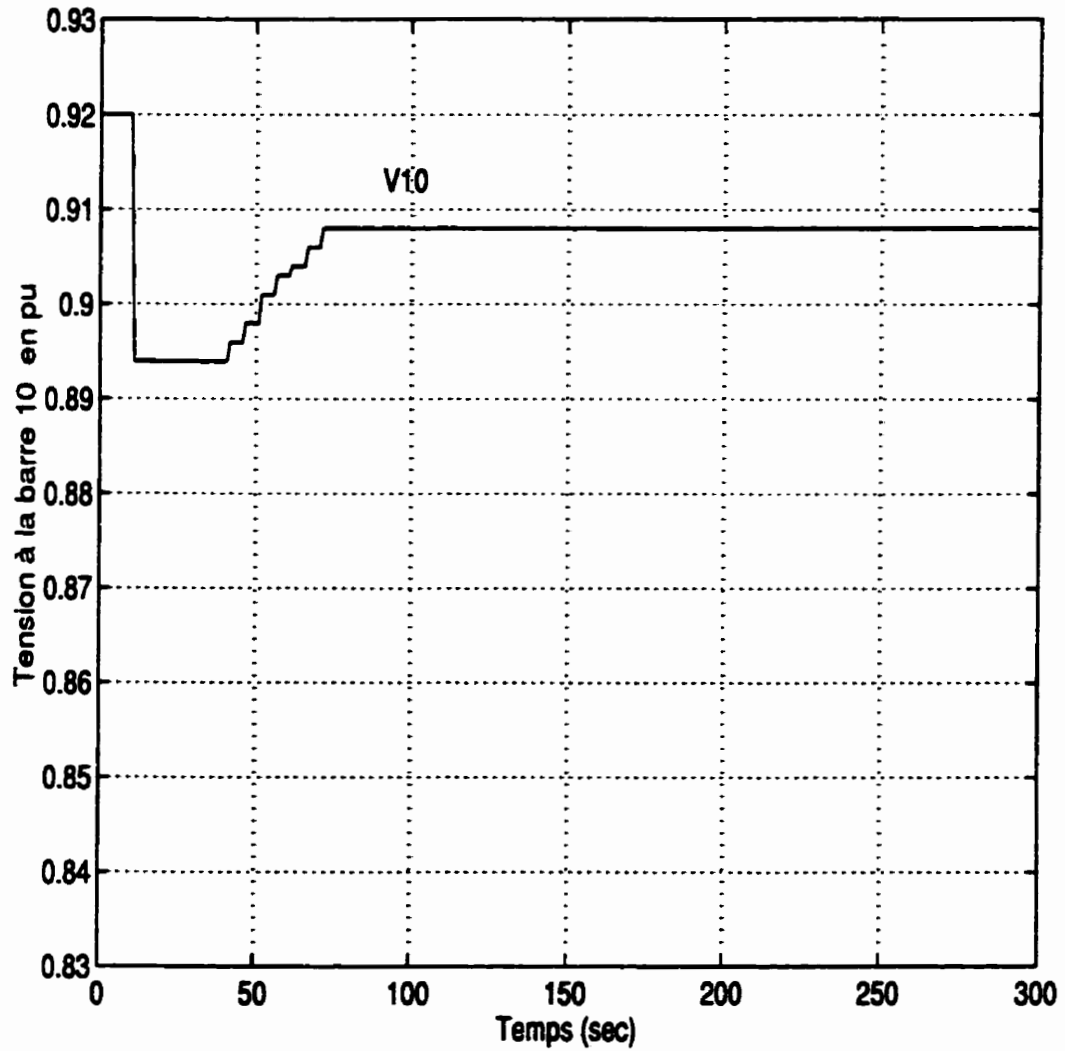


Figure 4.6 Comportement de la tension à la barre 10 pour le cas 1

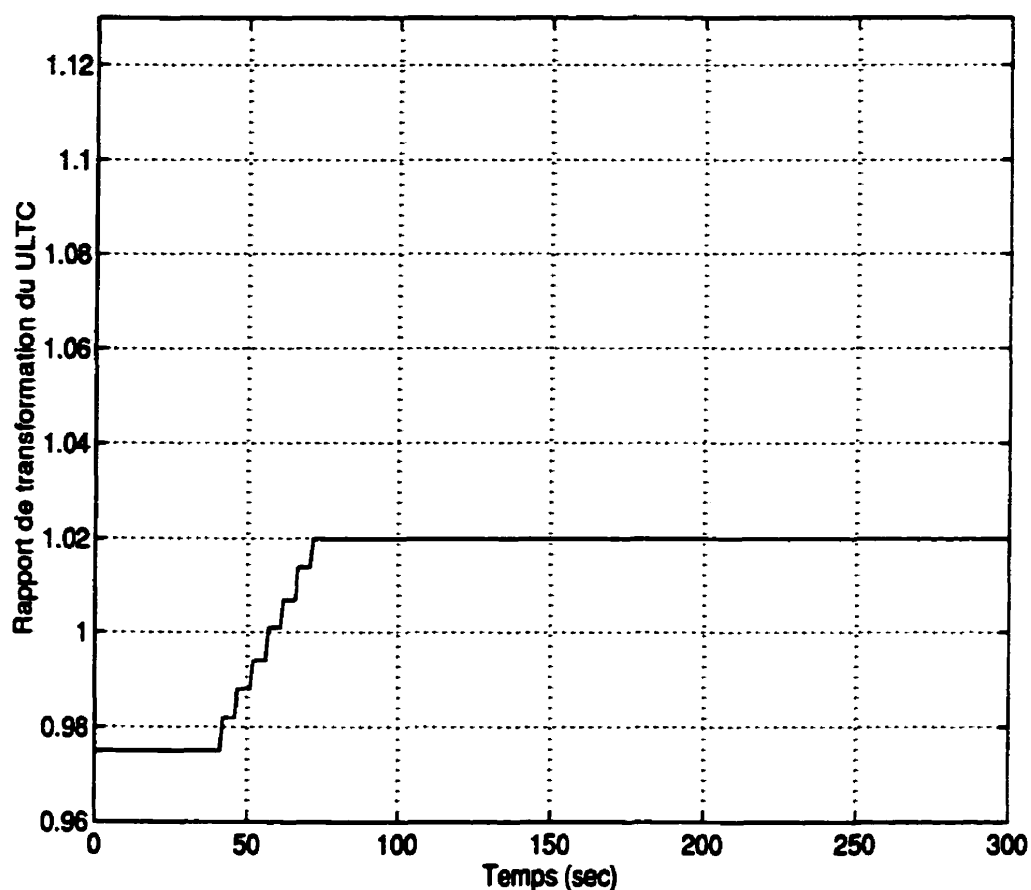


Figure 4.7 Comportement du ULTC à la barre 10 pour le cas 1

Pendant sa période d'intervention, le ULTC a amélioré la tension à la barre 10, laquelle, à son tour, a entraîné une augmentation de la charge en fonction de la tension à la barre 10 (voir la figure 4.8). Pour répondre à la demande de puissance réactive engendrée par l'intervention du ULTC, la génératrice 3 a simultanément élevé sa production de puissance réactive, mais sans atteindre aucune de ses limites (voir la figure 4.9). Il a donc fallu 61 secondes après la contingence pour rétablir un meilleur profil de tension dans le réseau et une condition de fonctionnement stable.

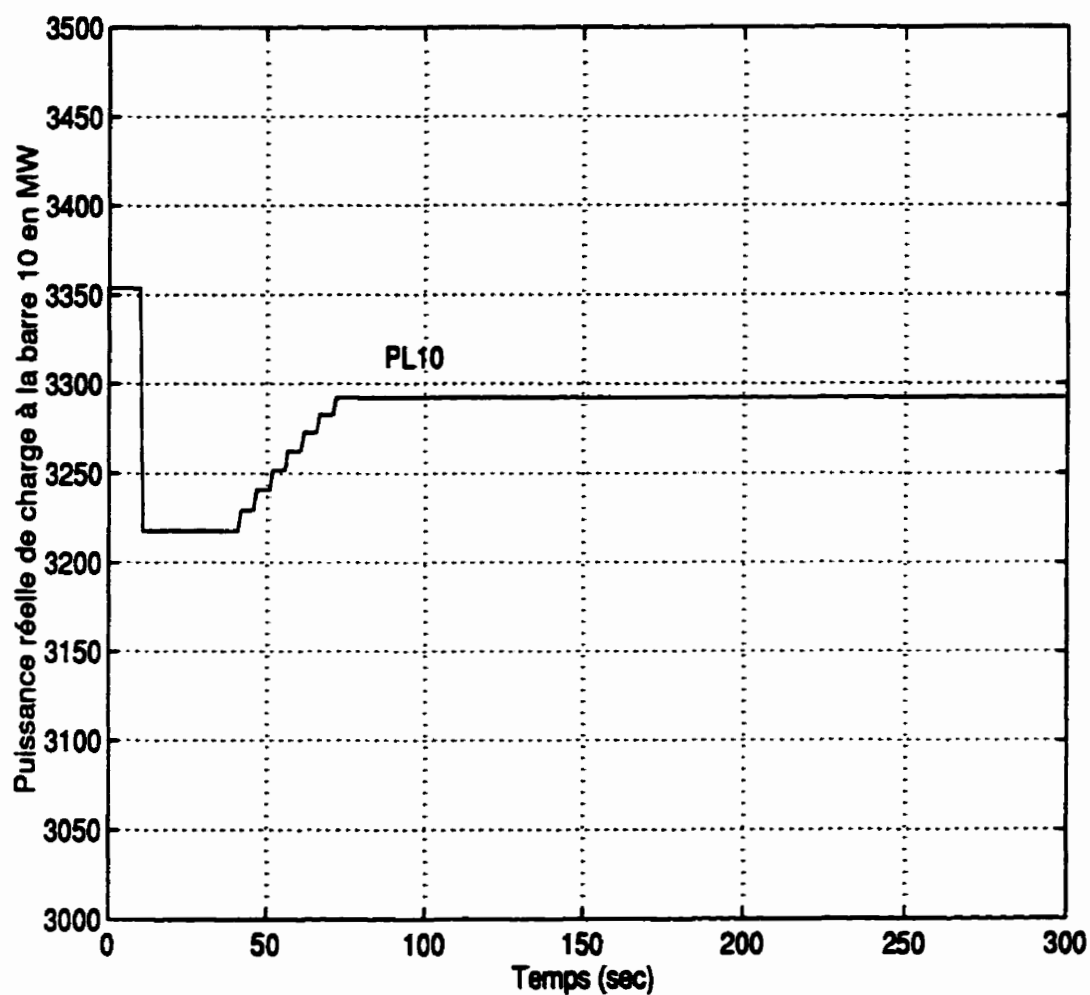
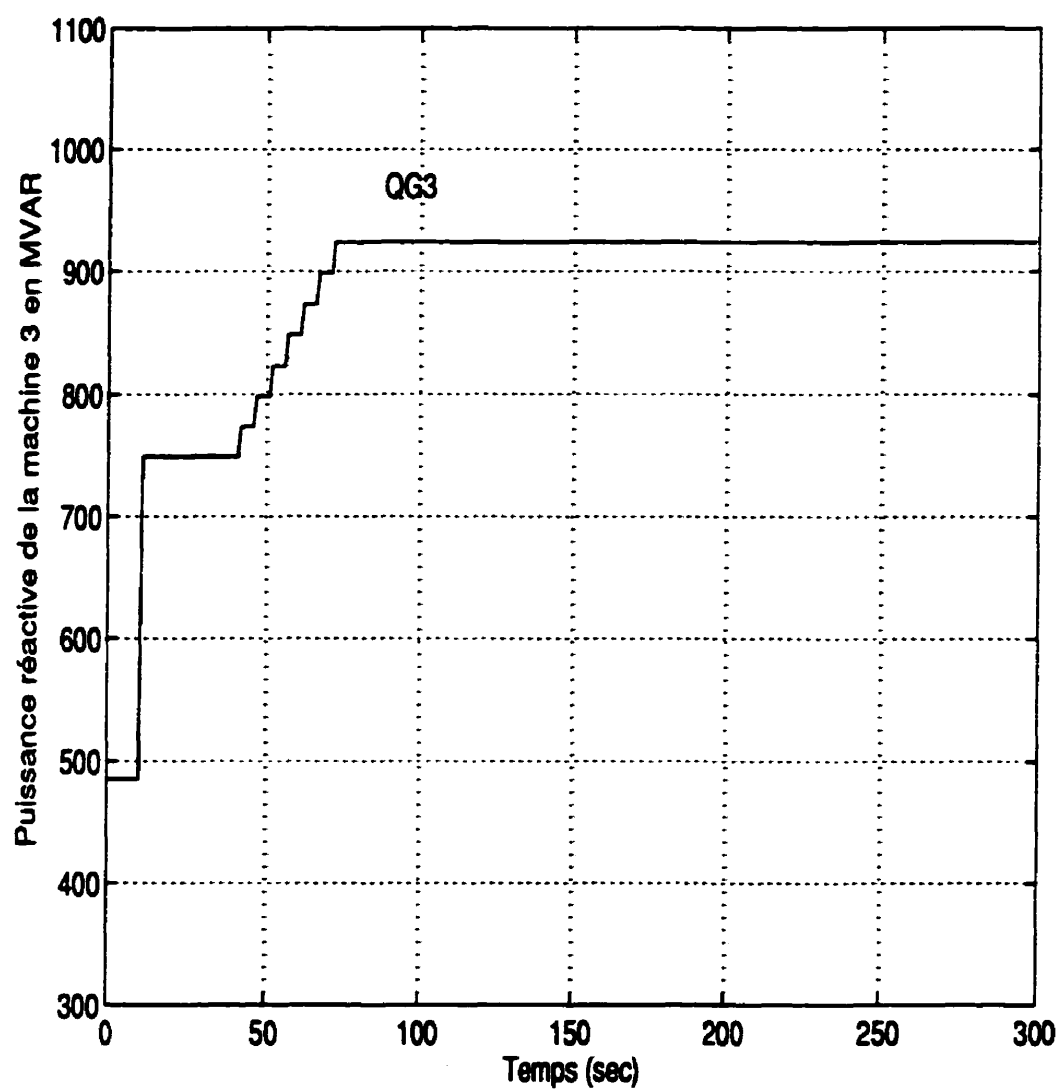


Figure 4.8 Comportement de la charge réelle à la barre 10 pour le cas 1



**Figure 4.9 Comportement de la production réactive de la génératrice 3
pour le cas 1**

L'effet de l'intervention du ULTC sur la fréquence, à la barre 10, est pratiquement inexistante (voir la figure 4.10).

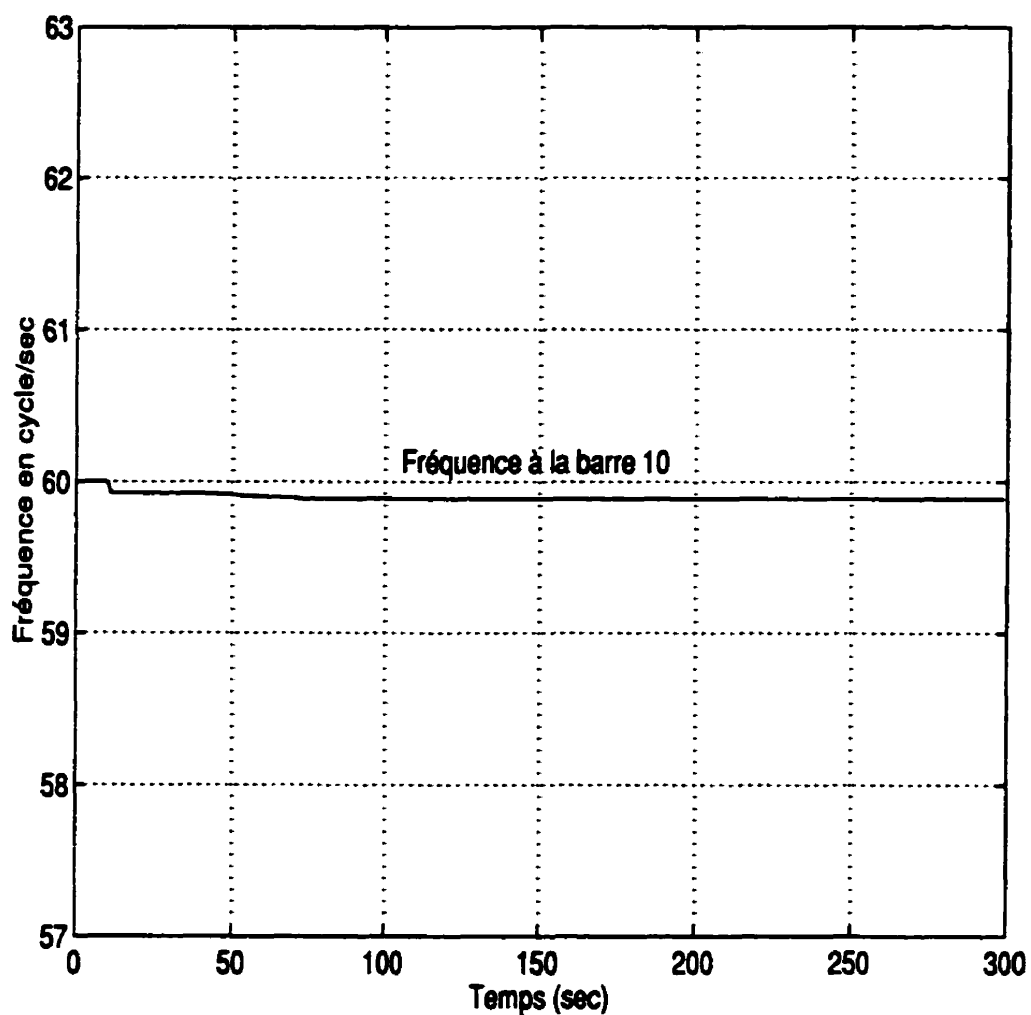


Figure 4.10 Comportement de la fréquence à la barre 10 pour le cas 1

*** Cas 2 (Intervention du ULTC et la génératrice 3 atteint sa limite $Q_{\max 1}$)**

Au départ, la charge du réseau est plus élevée à la barre 10. Les tableaux 4.8 et 4.9 présentent respectivement les profils de la tension avant et après l'apparition de la contingence pour le cas 2.

Tableau 4.8 État du réseau avant la contingence pour le cas 2

Barre		Charge		Production			Tension	
N°	Type	P ₀ (MW)	Q ₀ (MVAR)	P _G (MW)	Q _G (MVAR)	Shunt (MVAR)	V (pu)	θ (degrés)
1	SW	0	0	3948.3	588.26	0	0.9800	0.0
2	PV	0	0	1736	-103.1	0	0.9646	-7.512
3	PV	0	0	1155	497.78	0	1.0400	-20.39
4	PQ	0	0	0	0	0	1.0982	-3.725
5	PQ	0	0	0	0	0	1.0957	-11.26
6	PQ	0	0	0	0	763.0	1.1056	-26.89
7	PQ	3271.0	1015.0	0	0	600.0	1.0209	-32.21
8	PQ	0	0	0	0	1710.	1.0266	-31.84
9	PQ	0	0	0	0	0	0.9518	-37.08
10	PQ	3810.0	1120.8	0	0	0	0.9171	-39.22

Tableau 4.9 État du réseau après la contingence pour le cas 2

Barre		Charge		Production			Tension	
N°	Type	P ₀ (MW)	Q ₀ (MVAR)	P _G (MW)	Q _G (MVAR)	Shunt (MVAR)	V (pu)	θ (degrés)
1	SW	0	0	3827.8	830.06	0	0.9800	0.0
2	PV	0	0	1736	239.61	0	0.9646	-7.26
3	PV	0	0	1155	762.70	0	1.0400	-24.34
4	PQ	0	0	0	0	0	1.0937	-3.63
5	PQ	0	0	0	0	0	1.0816	-11.06
6	PQ	0	0	0	0	763.0	1.0771	-31.02
7	PQ	3271.0	1015.0	0	0	600.0	0.9923	-36.64
8	PQ	0	0	0	0	1710.	0.9994	-36.03
9	PQ	0	0	0	0	0	0.9254	-41.33
10	PQ	3810.0	1120.8	0	0	0	0.8915	-43.51

La perte d'une ligne a fait chuter abruptement la tension à la barre 10, sous le niveau de référence permis par le ULTC. Celui-ci a pris 70 secondes pour rétablir la tension à la barre 10 au niveau de 0.908 p.u. Cette période de temps s'explique par le délai nécessaire à la première intervention du ULTC et aux neuf échelons subséquents nécessitant 5 secondes chacun. Comme le montre la figure 4.11, le ULTC rétablit la tension jusqu' au un temps de simulation égale à 186 secondes.

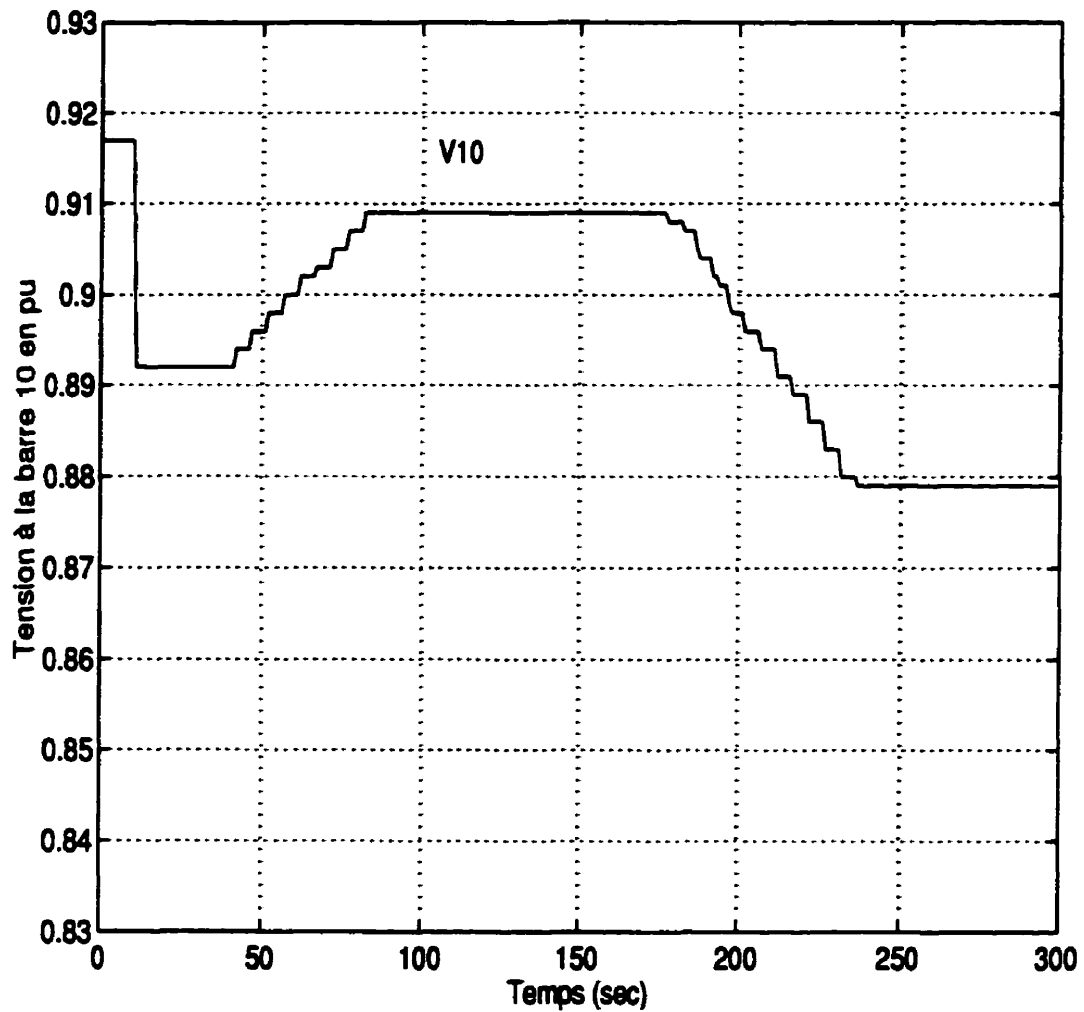


Figure 4.11 Comportement de la tension à la barre 10 pour le cas 2

Au cours de l'intervention du ULTC, la charge à la barre 10 augmente et demande donc plus de puissance réelle et réactive du réseau (voir la figure 4.12). Étant la plus proche de la charge, la génératrice 3 réagit et, conséquemment, dépasse sa limite $Q_{\max 1} = 950$ MVAR de 40 MVAR tout en restant inférieure à sa limite $Q_{\max 2}$.

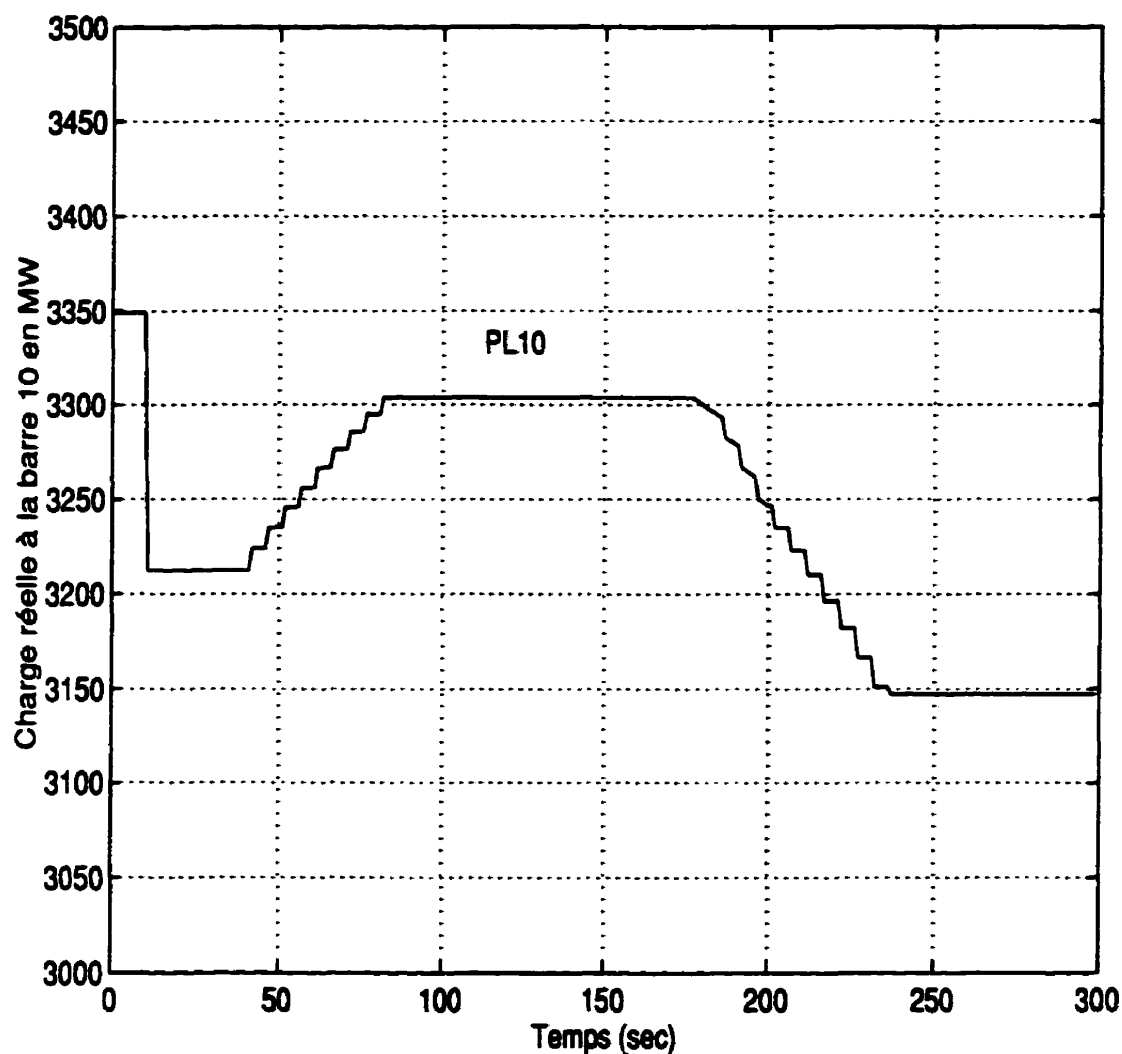
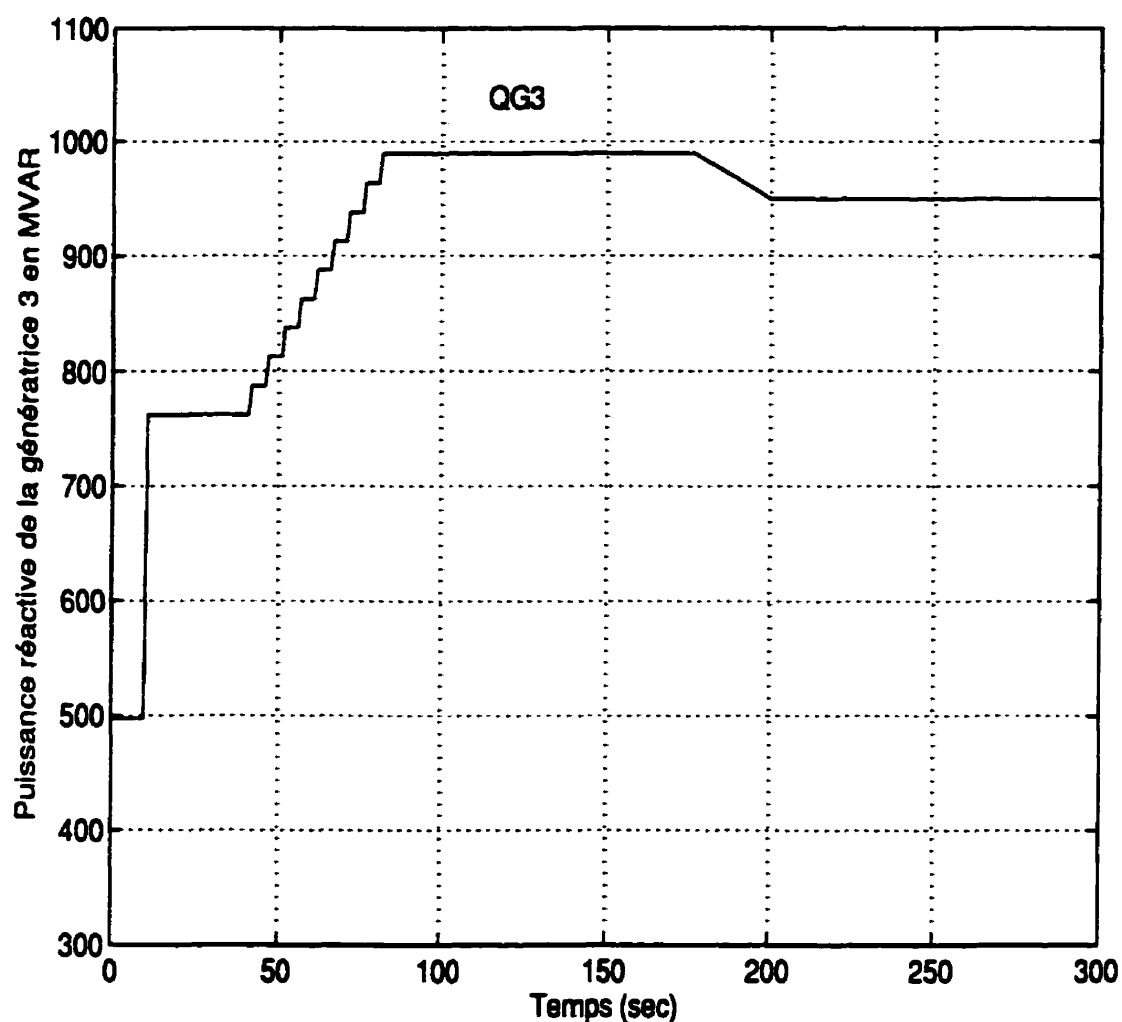


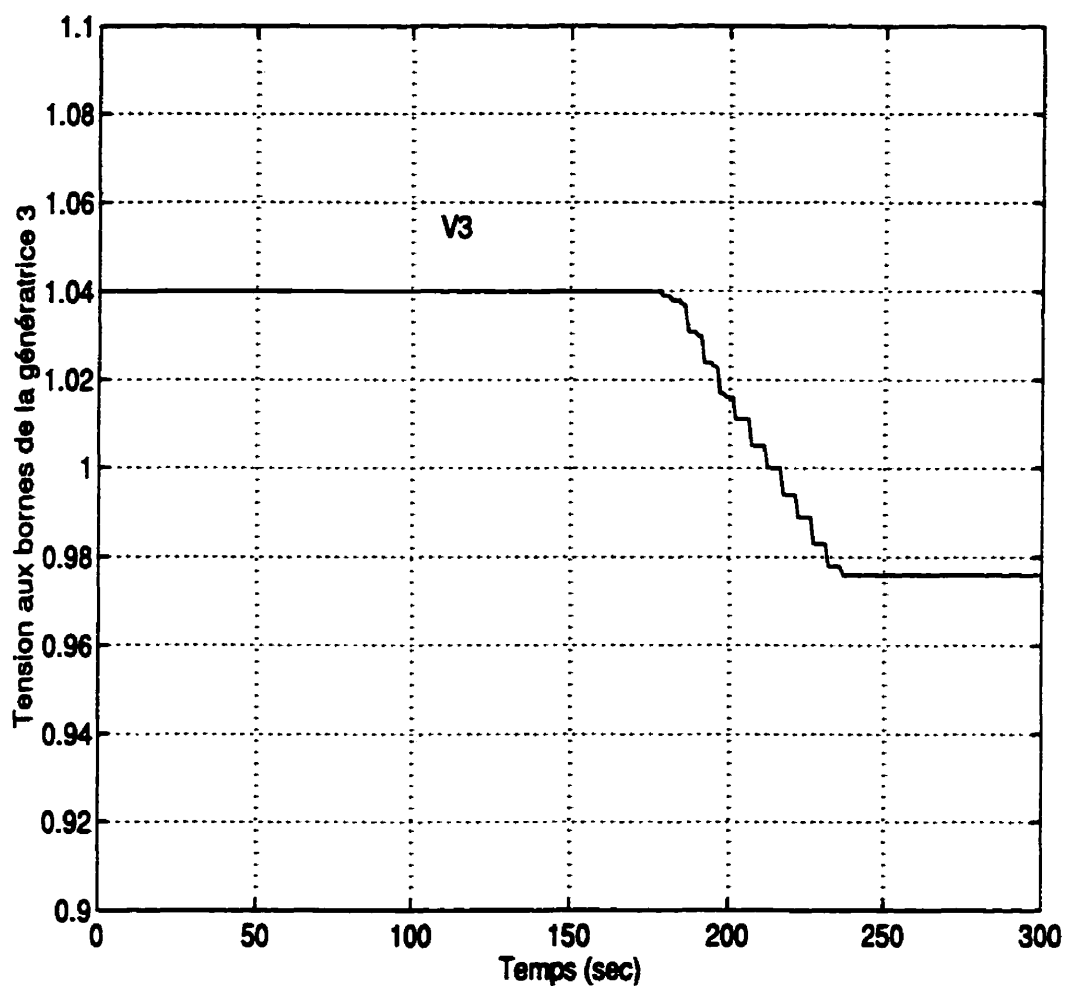
Figure 4.12 Comportement de la charge à la barre 10 pour le cas 2

Ce n'est qu'après un retard d'environ 100 secondes que le OXL de la génératrice 3 commence à réduire son courant inducteur et la production de puissance réactive qui lui est associée diminue en suivant la pente de sa courbe. Comme le montre la figure 4.13, la production de puissance réactive est ramenée à son niveau $Q_{\max 1}$ en environ 24 secondes.



**Figure 4.13 Comportement de la production réactive de la génératrice 3
pour le cas 2**

Suite au déclenchement du OXL de la génératrice 3, la tension aux bornes à la machine 3 commence à diminuer, comme le montre la figure 4.14. En conséquence, la tension à la barre 10 commence à décroître lentement, réactivant le ULTC 5 secondes plus tard (voir la figure 4.15).



**Figure 4.14 Comportement de la tension aux bornes de la génératrice 3
pour le cas 2**

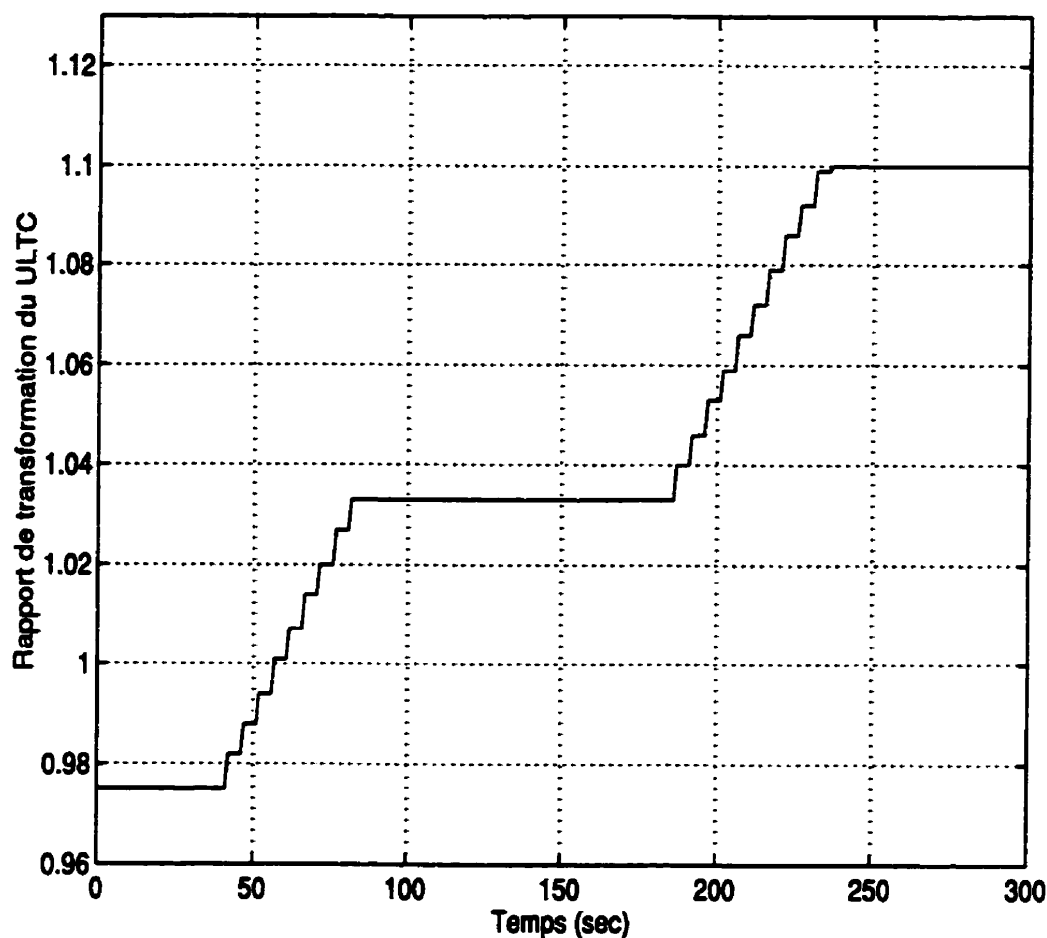


Figure 4.15 Comportement du ULTC pour le cas 2

Le redémarrage du ULTC nécessaire à l'accroissement de la tension à la barre 10 exige encore plus de puissance réactive du réseau, ce qui provoque une autre diminution de la tension aux bornes de la génératrice 3. Il en résulte une réduction de la tension à la barre 10, ce qui indique l'approche d'une instabilité de la tension. À la barre 10, la tension continue de diminuer jusqu'à ce que le ULTC atteigne la limite supérieure de son facteur

de prise, soit 1.1, après 233 secondes. La tension qui s'ensuit est considérée un niveau de tension d'exploitation inacceptable.

*** Cas 3 (Intervention du ULTC et la génératrice 3 atteint sa limite $Q_{\max 2}$)**

L'application, dès le départ, d'une contrainte de charge plus grande sur le réseau (voir le tableau 4.10) conduit à un profil de la tension après la contingence pire que dans les cas précédents (voir le tableau 4.11).

Tableau 4.10 État du réseau avant la contingence pour le cas 3

Barre		Charge		Production			Tension	
N°	Type	P_o (MW)	Q_o (MVAR)	P_G (MW)	Q_G (MVAR)	Shunt (MVAR)	V (pu)	θ (degrés)
1	SW	0	0	3956.6	605.12	0	0.9800	0.0
2	PV	0	0	1736	-83.46	0	0.9646	-7.514
3	PV	0	0	1155	518.7	0	1.0400	-20.47
4	PQ	0	0	0	0	0	1.0979	-3.734
5	PQ	0	0	0	0	0	1.0949	-11.3
6	PQ	0	0	0	0	763.0	1.1034	-26.99
7	PQ	3271.0	1015.0	0	0	600.0	1.0186	-32.33
8	PQ	0	0	0	0	1710.	1.024	-31.97
9	PQ	0	0	0	0	0	0.9481	-37.25
10	PQ	3840.0	1140.8	0	0	0	0.9135	-39.41

Tableau 4.11 État du réseau après la contingence pour le cas 3

Barre		Charge		Production			Tension	
N°	Type	P _o (MW)	Q _o (MVAR)	P _G (MW)	Q _G (MVAR)	Shunt (MVAR)	V (pu)	θ (degrés)
1	SW	0	0	3833.7	846.71	0	0.9800	0.0
2	PV	0	0	1736	259.63	0	0.9646	-7.28
3	PV	0	0	1155	787.30	0	1.0400	-24.43
4	PQ	0	0	0	0	0	1.0934	-3.63
5	PQ	0	0	0	0	0	1.080	-11.08
6	PQ	0	0	0	0	763.0	1.0744	-31.13
7	PQ	3271.0	1015.0	0	0	600.0	0.9897	-36.77
8	PQ	0	0	0	0	1710.	0.9961	-36.17
9	PQ	0	0	0	0	0	0.9214	-41.52
10	PQ	3840.0	1140.8	0	0	0	0.8874	-43.52

La tension de 0,8874 p.u. à la barre 10 déclenche l'intervention du ULTC (figure 4.16), la tension à la barre 10 continue d'augmenter à l'intérieur de l'intervalle de temps de 40 à 81 secondes. Au cours de cette période, la charge à la barre 10 continue d'augmenter, de même que la production de puissance réactive de la génératrice 3, comme le montrent respectivement les figures 4.17 et 4.18.

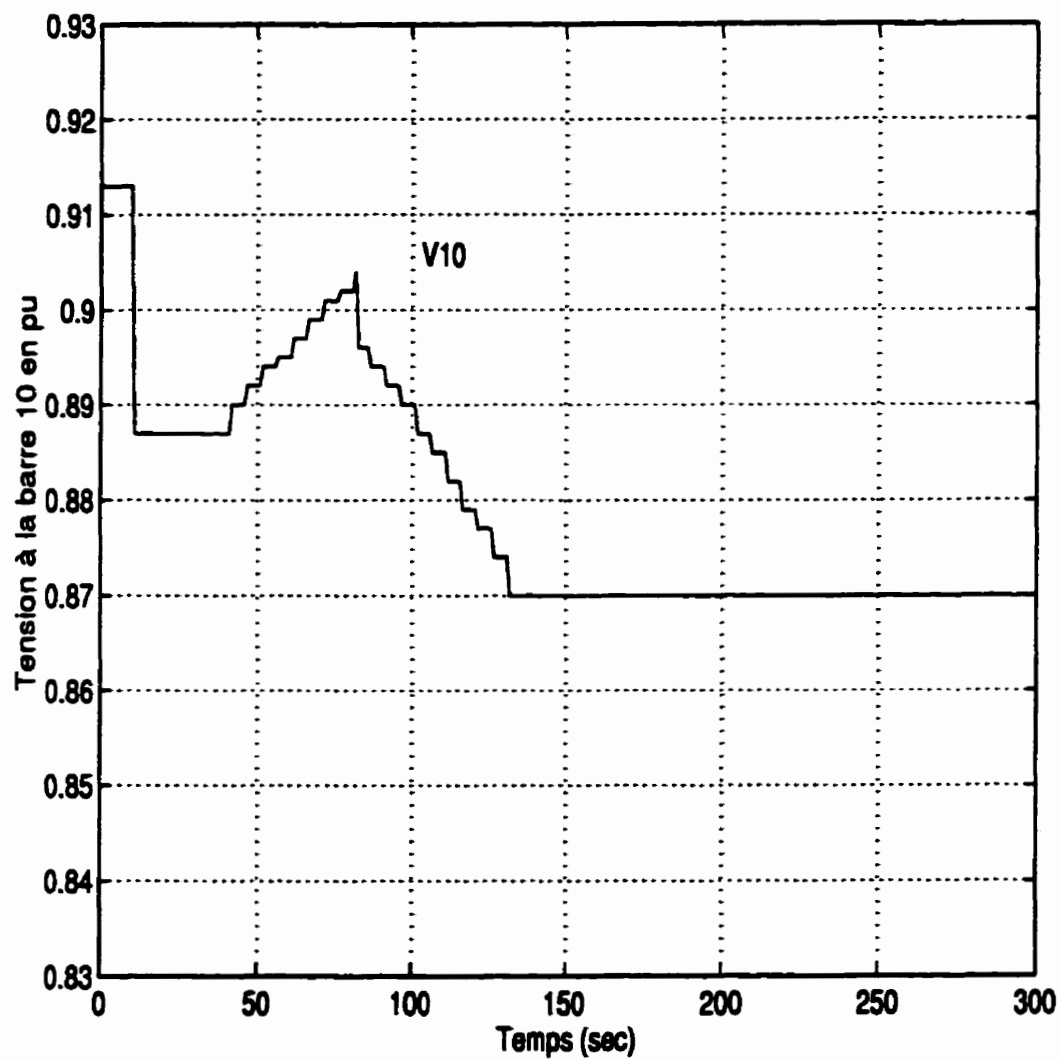


Figure 4.16 Comportement de la tension à la barre 10 pour le cas 3

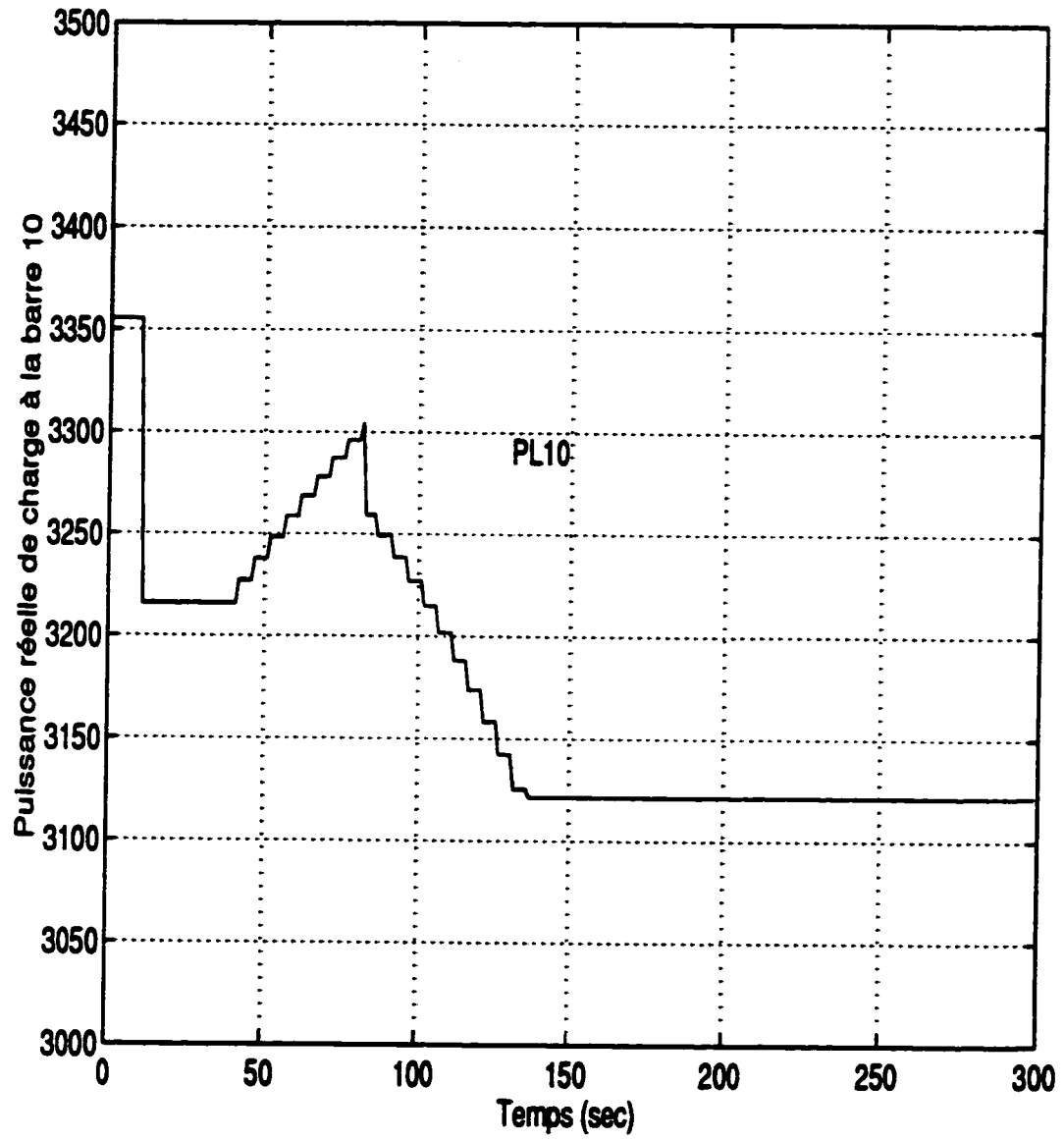
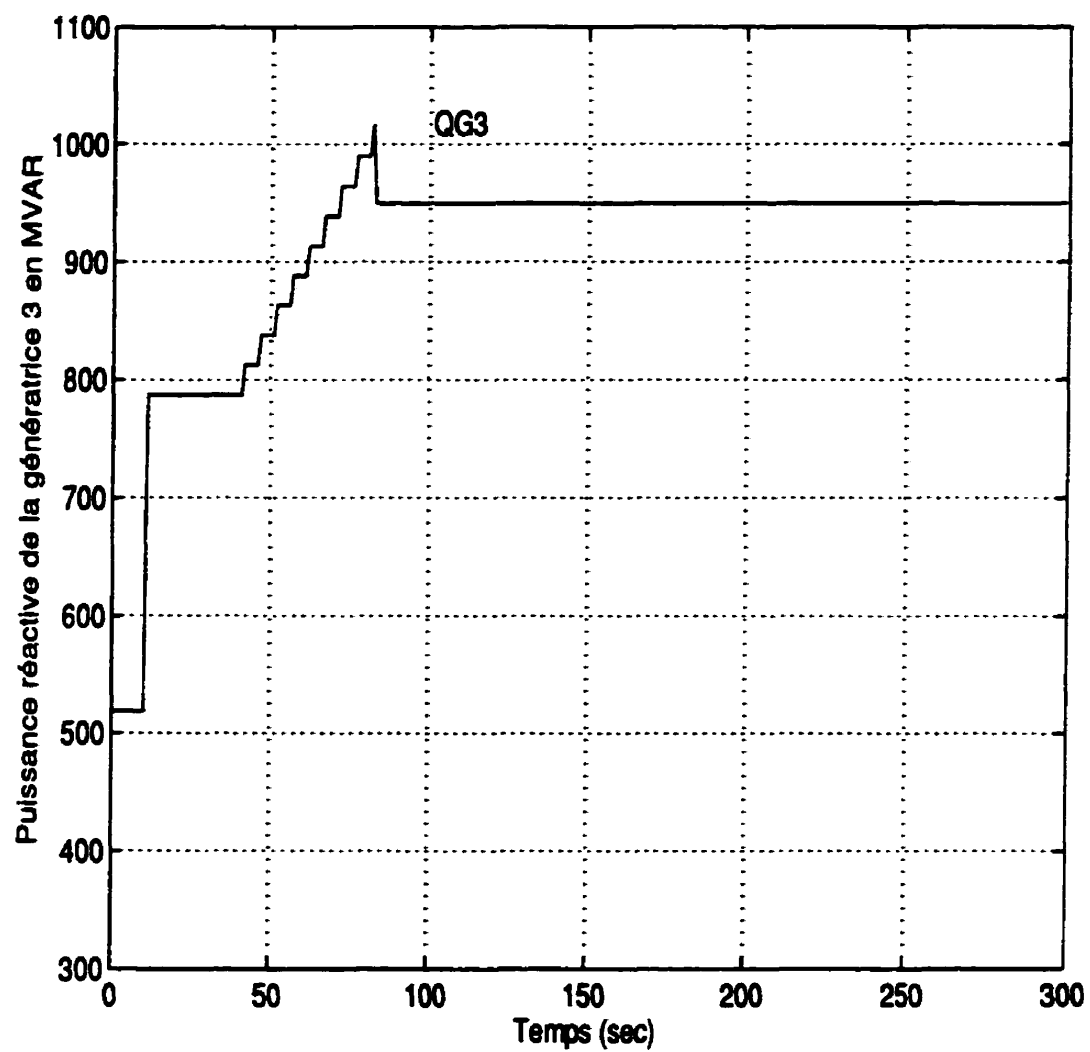


Figure 4.17 Comportement de la charge à la barre 10 pour le cas 3



**Figure 4.18 Comportement de la production réactive de la génératrice 3
pour le cas 3**

À la fin de cet intervalle de temps et avant que le ULTC ne rétablisse le niveau de tension de référence à la barre 10, la production de puissance réactive de la génératrice 3 atteint sa limite maximale supérieure $Q_{\max 2}$.

L'entrée en fonction immédiate et vive du OXL réduit la puissance réactive de la génératrice de 1016 MVAR à sa valeur de service continu de 950 MVAR. L'effet provoqué par le OXL est le creux abrupt de tension aux bornes de la génératrice 3, de 1,04 p.u. à 1.02 p.u., ce qui fait diminuer la tension à la barre 10. Comme le montre la figure 4.19, le ULTC n'a jamais cessé de fonctionner, mais à compter de cet instant (à 81 secondes), l'accroissement de son échelon fait chuter la tension encore davantage à la barre 10, qui déclare l'état d'instabilité de tension, jusqu'à ce qu'elle atteigne sa limite supérieure après 50 secondes de fonctionnement. La tension qui est maintenue par la suite à la barre 10 ne constitue pas un niveau de tension d'exploitation acceptable.

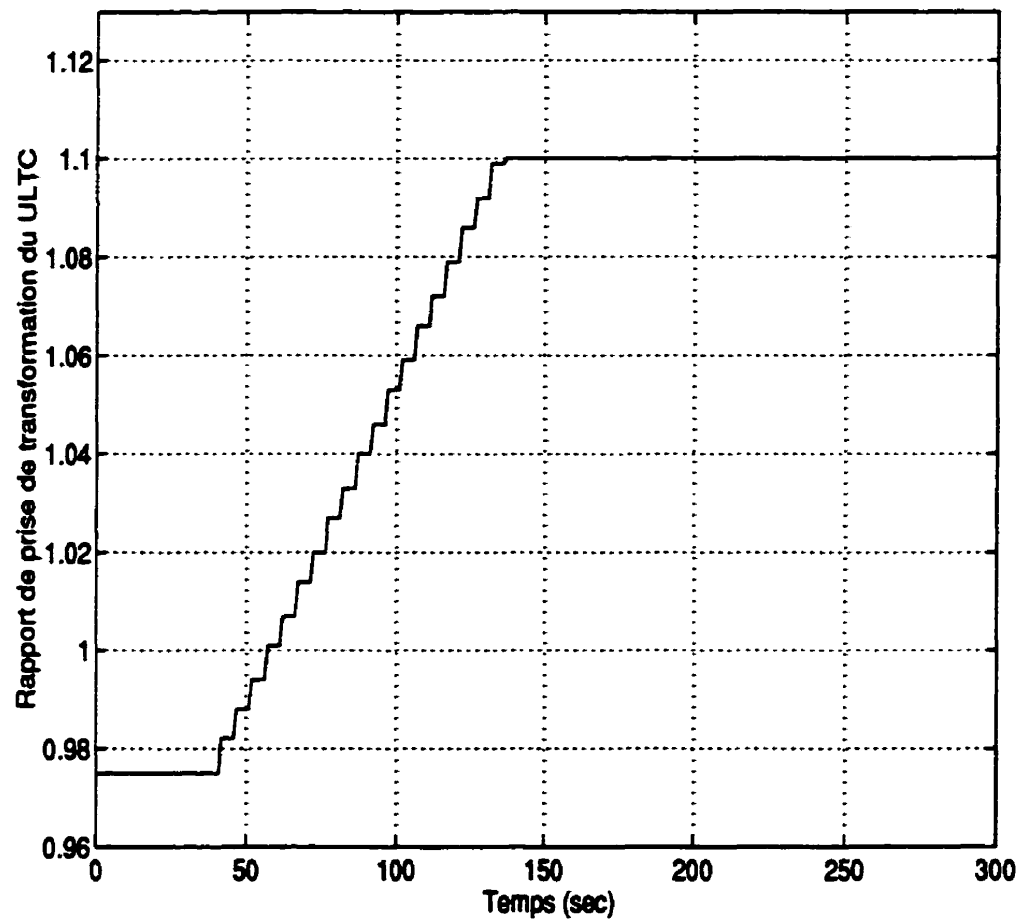


Figure 4.19 Intervention du ULTC pour le cas 3

Au cours de la simulation, le comportement de la fréquence à la barre 10, tel qu'il est illustré à la figure 4.20, a montré une certaine dégradation à la suite de la séquence d'événements qui a entraîné le réseau dans un état d'instabilité de la tension.

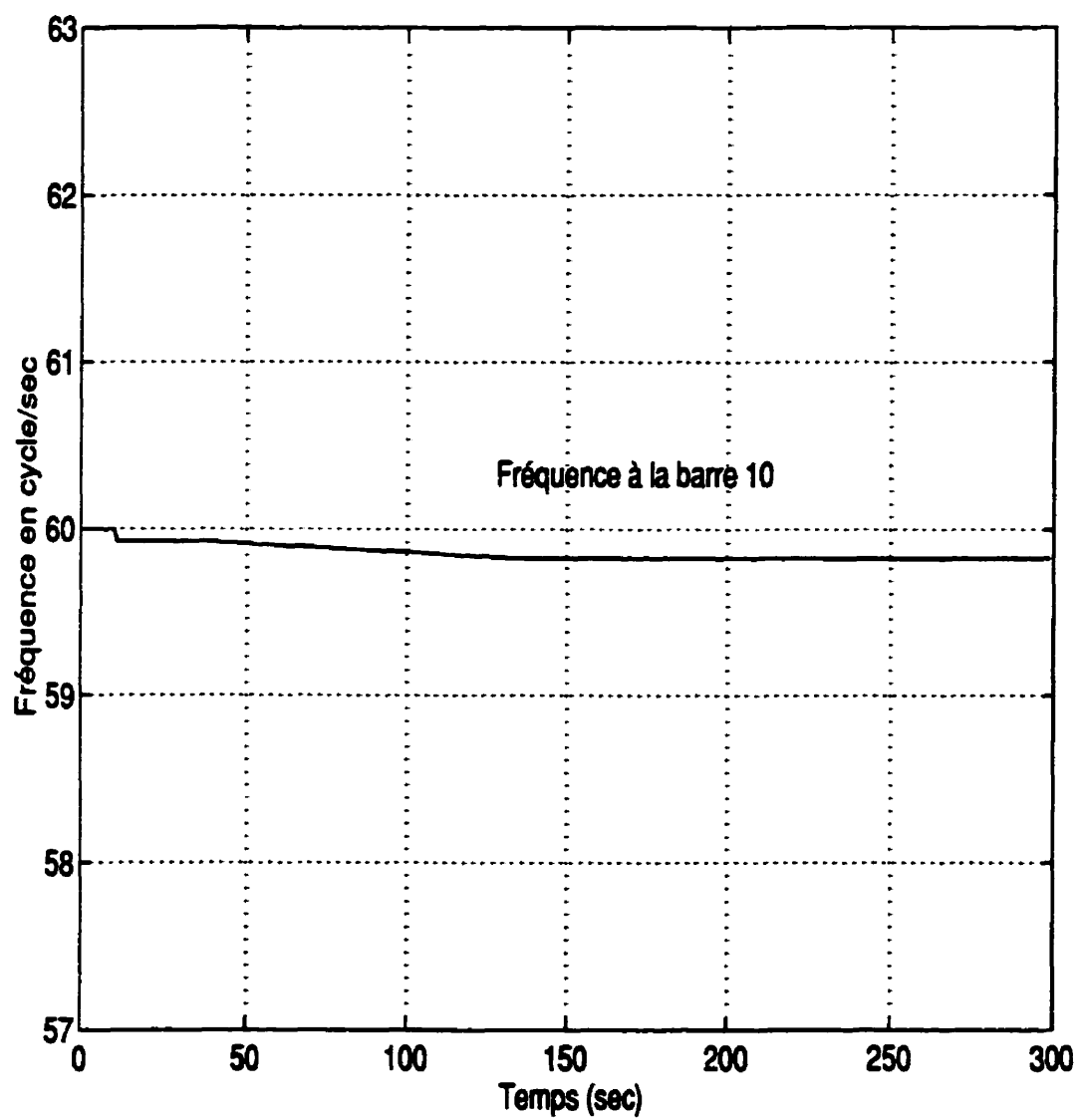


Figure 4.20 Comportement de la fréquence pour le cas 3

• Cas 4 (Intervention du ULTC et perte de production)

Le cas 4 présente les mêmes conditions de réseau et la même évolution que le cas 1, pendant 120 secondes, alors que 15% de la production à la barre 3 est perdue. La production de la puissance réactive à la barre 3 est maintenant limitée et est immédiatement réduite à un niveau fixe et continu de 807 MVAR. Cette contingence provoque une chaîne d'événements interactifs qui conduit le réseau à un état d'instabilité de la tension. L'évolution des différents éléments associés à ce cas est décrite par les figures 4.21 à 4.26.

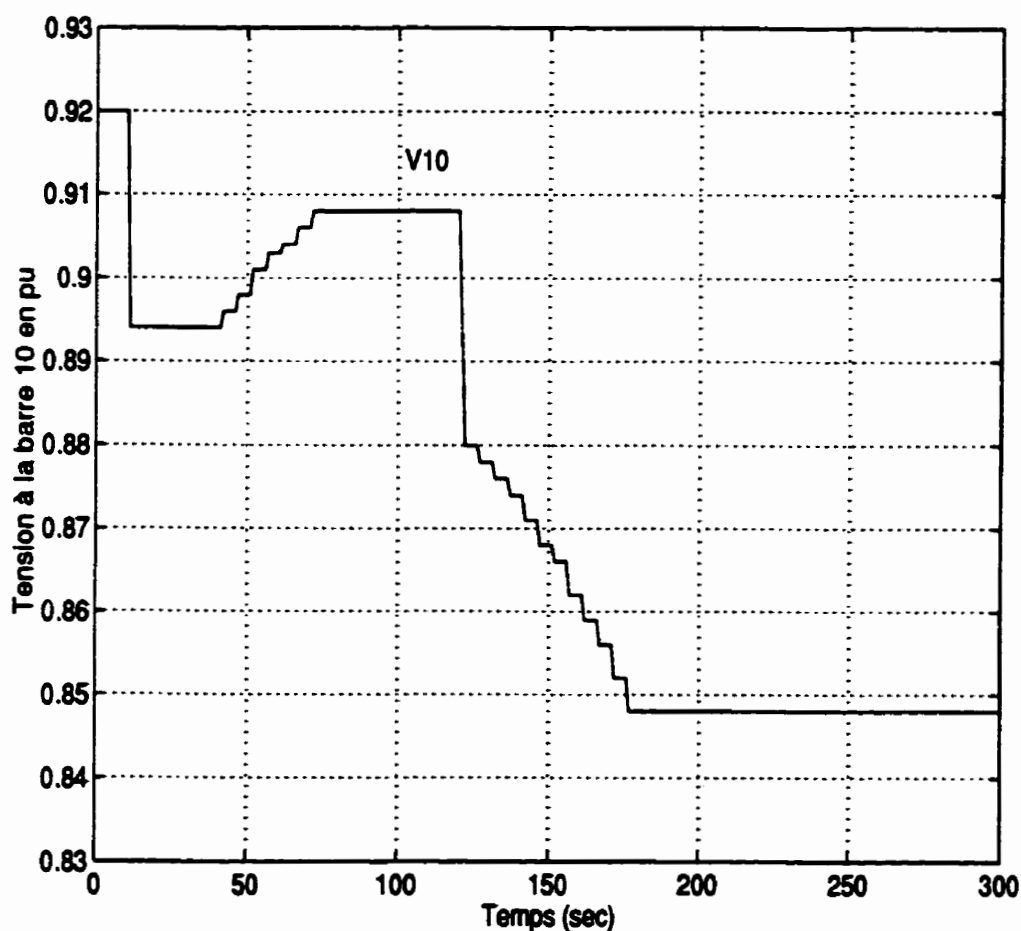


Figure 4.21 Variation de la tension à la barre 10 pour le cas 4

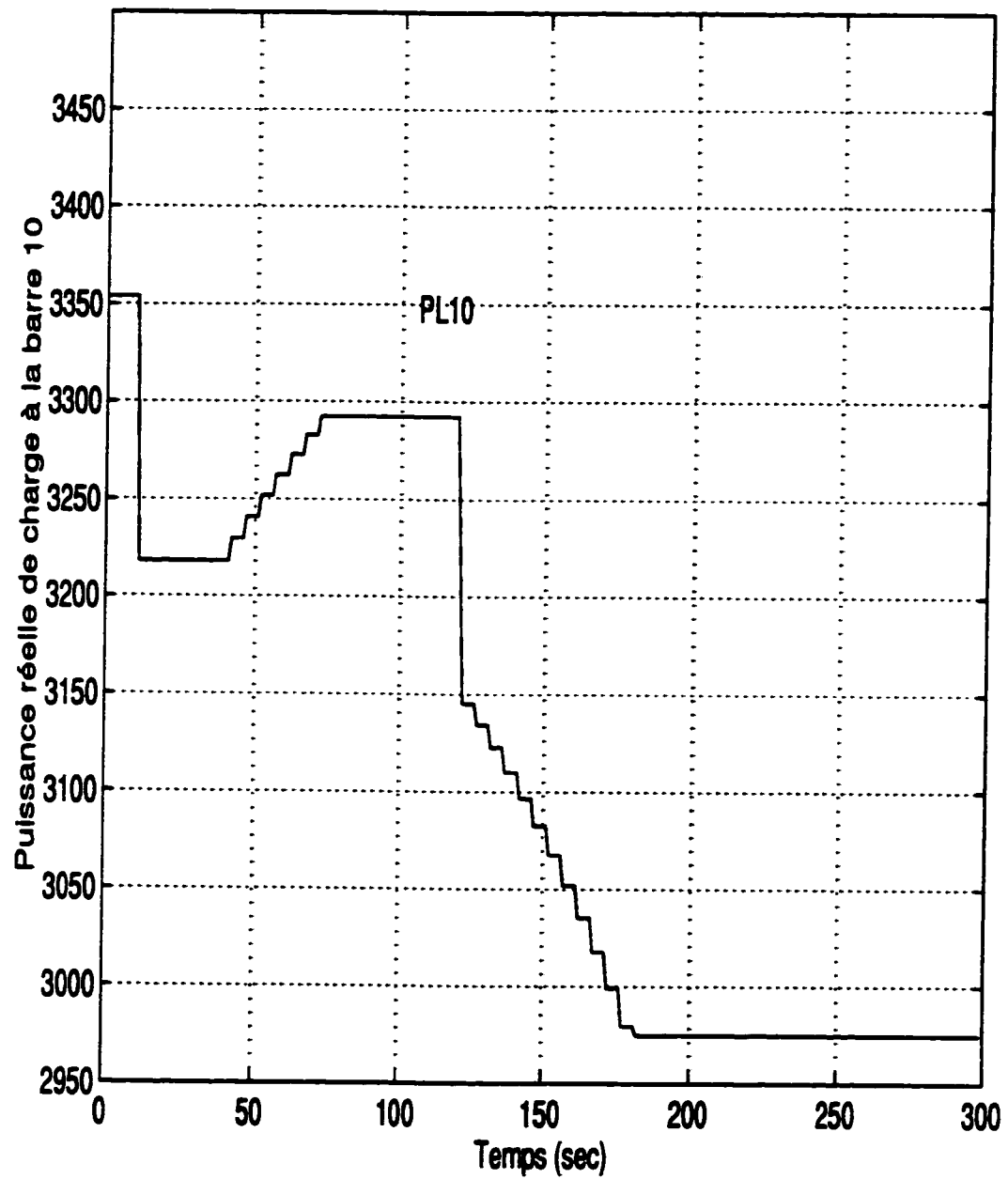
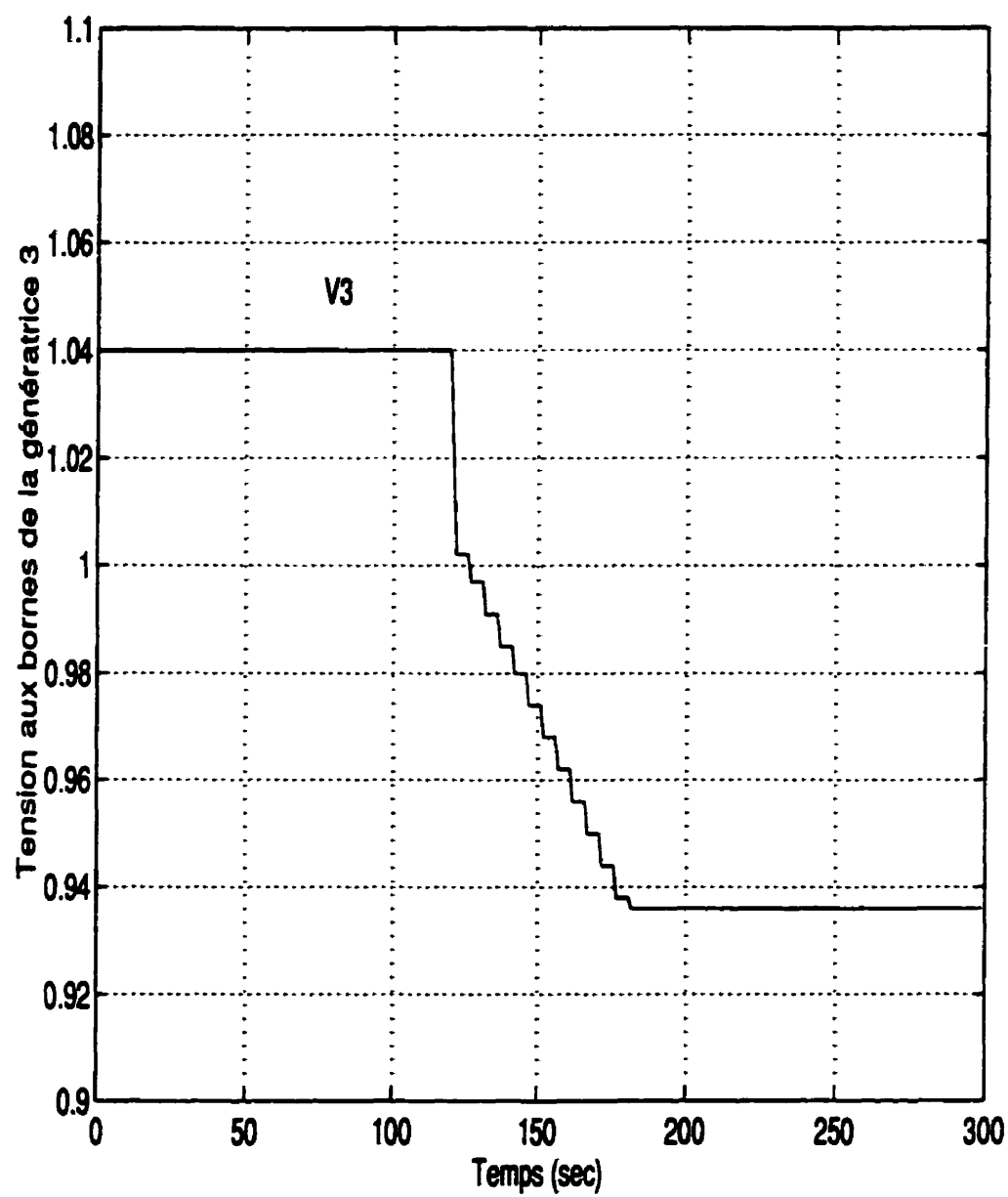
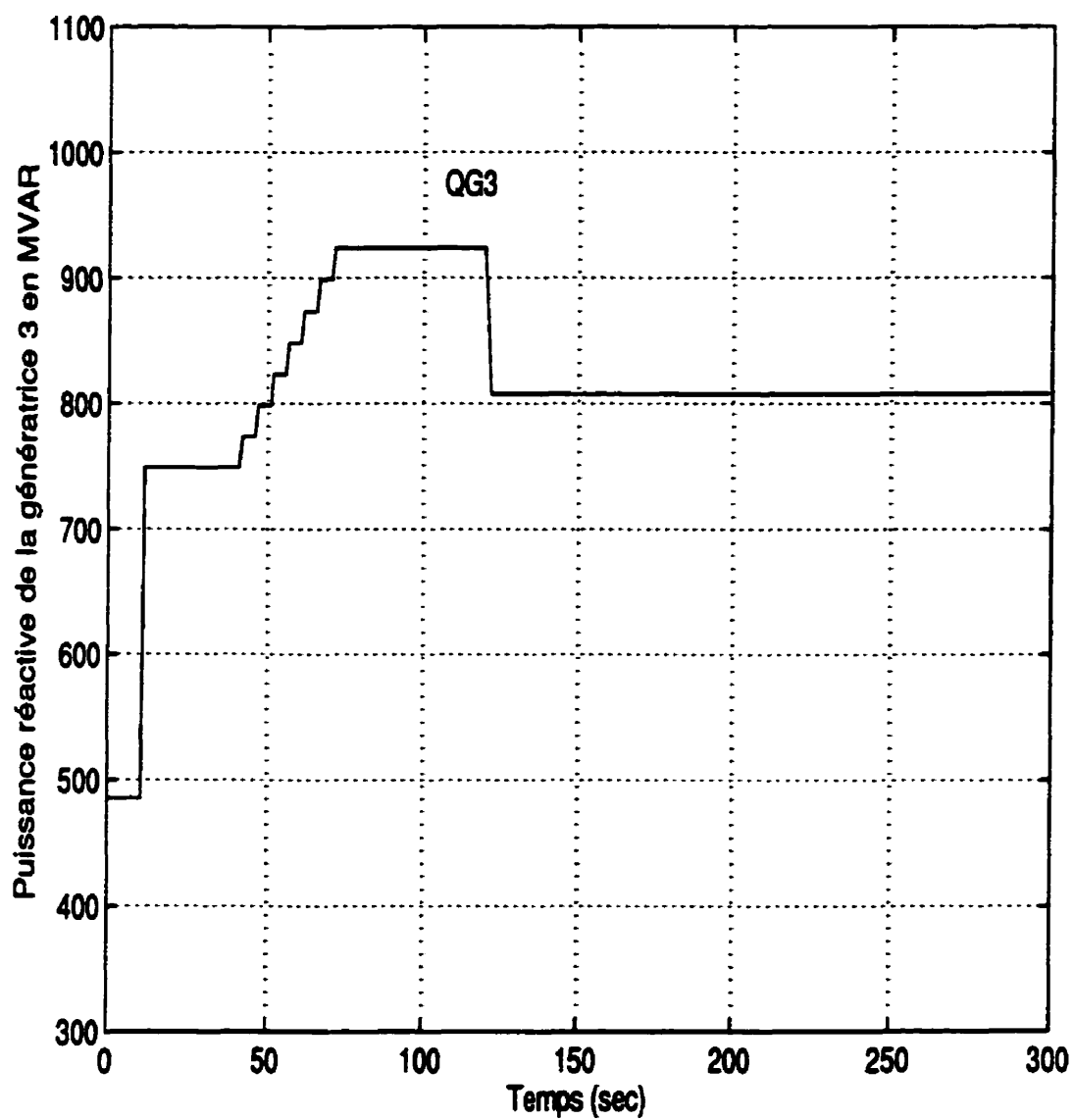


Figure 4.22 Comportement de la charge à la barre 10 pour le cas 4



**Figure 4.23 Variation de la tension aux bornes de la génératrice 3
pour le cas 4**



**Figure 4.24 Production de puissance réactive par la génératrice 3
pour le cas 4**

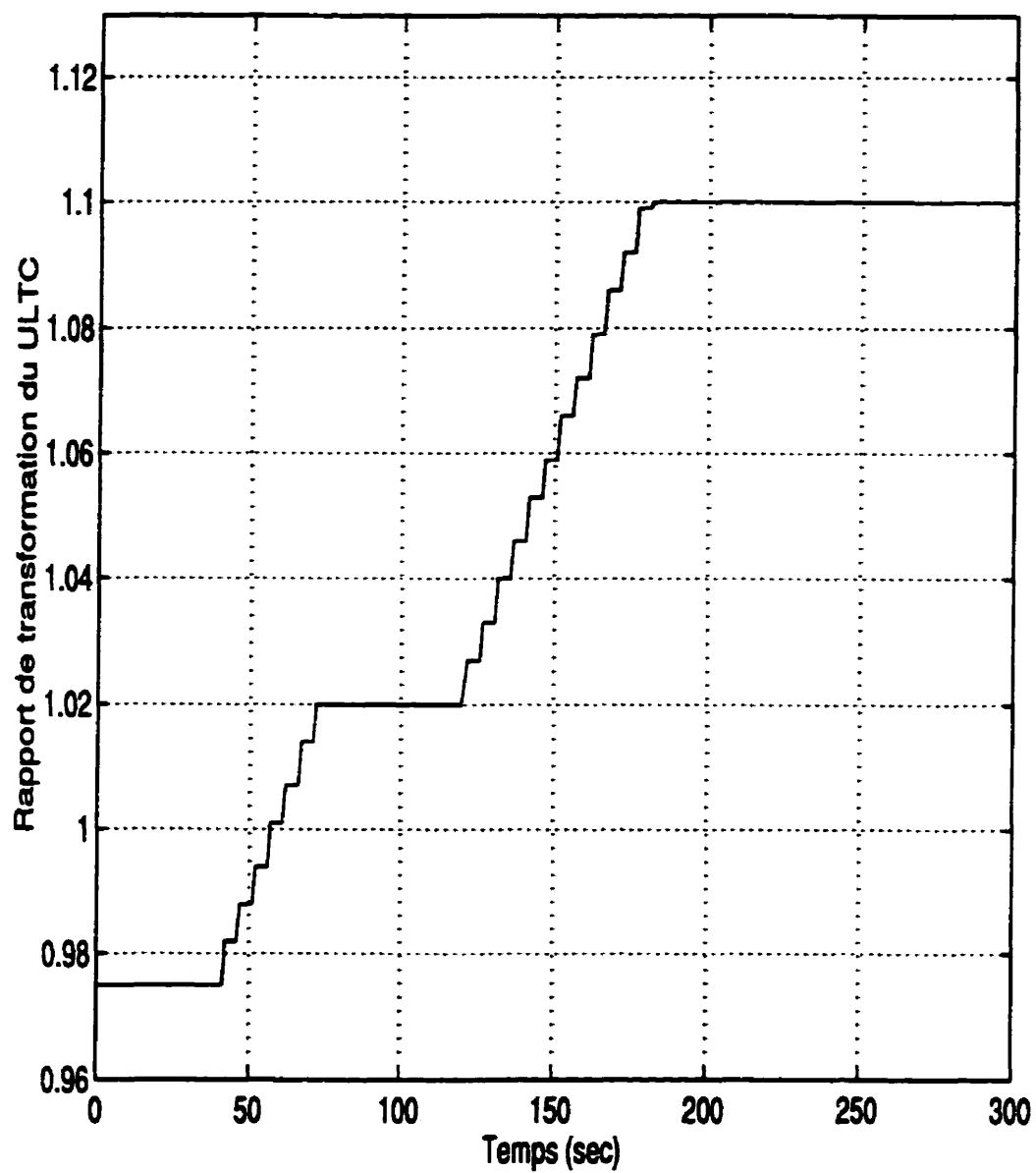


Figure 4.25 Interventions du ULTC pour le cas 4

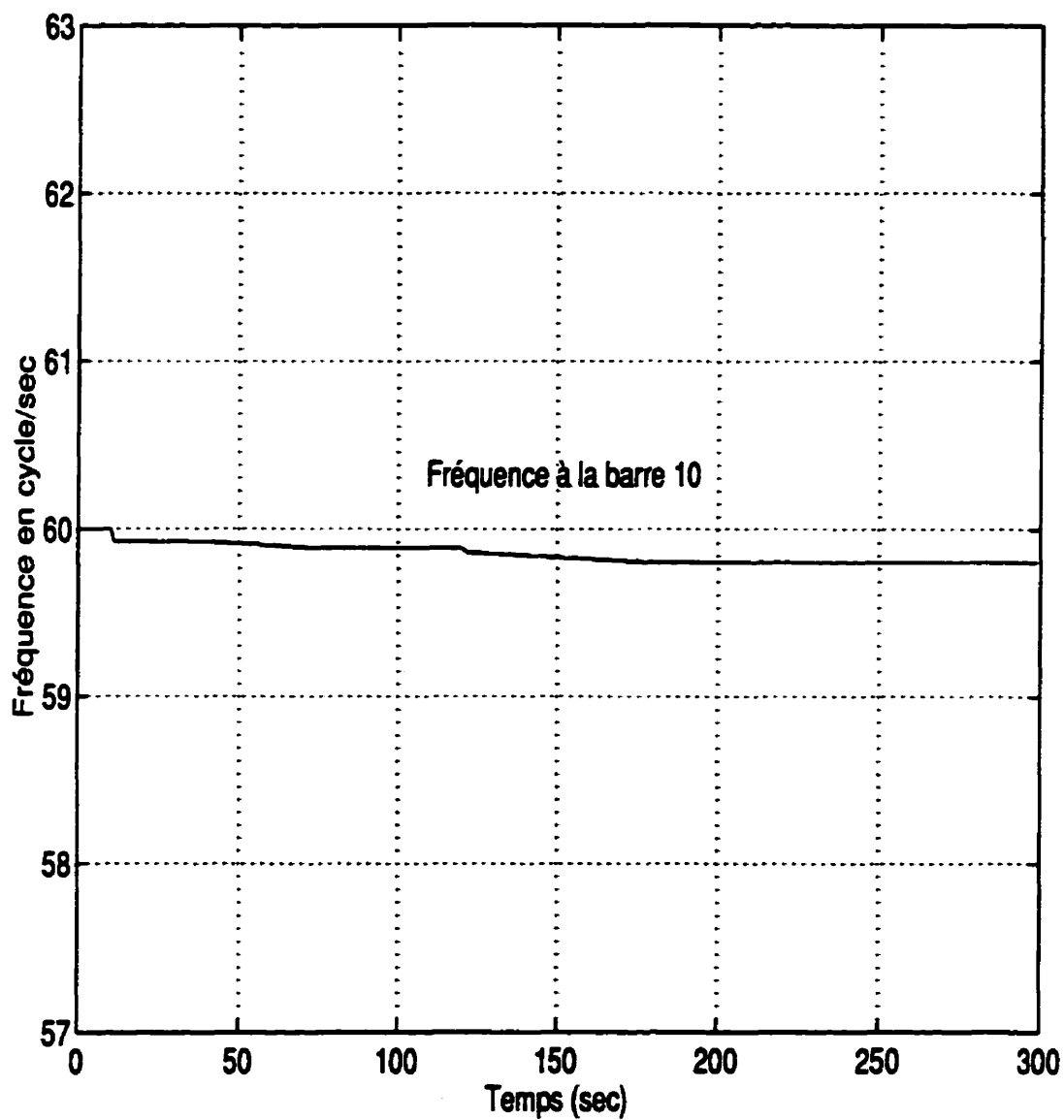


Figure 4.26 Comportement de la fréquence à la barre 10 pour le cas 4

La figure 4.26 indique que la fréquence à la barre 10 subit une chute relativement considérable, ce qui démontre l'impact de la perte de production sur le comportement de la fréquence. Ce phénomène témoigne de la sensibilité de la fréquence aux pertes de soutien de la puissance réelle.

*** Cas 5 (Correction d'état)**

Dans le but de démontrer l'efficacité de la VSIE temps réel développée, les conditions initiales du cas 2 sont considérées. À la suite de la perte de la ligne, le ULTC agit de façon à corriger la tension à la barre 10. Alors qu'il augmente son échelon à $t = 67$ secondes, l'indice L_{\max} du réseau dépasse le niveau de seuil spécifié de 0.8 à 0.805. En une seconde, la VSIE commande une augmentation de la tension à la barre 3 de 1.04 à 1.049 pour réduire la valeur de l'indice L au niveau de seuil. Après cinq secondes, le ULTC augmente son échelon dans une tentative d'accroître la tension à la barre 10 jusqu'à son niveau de référence de 0.909. Cette intervention provoque un saut de l'indice L au-dessus de la limite, comme le montre la figure 4.27 à une valeur de 0.808. Immédiatement après, la VSIE tente d'améliorer la tension à la barre 10 en faisant passer la tension réglable à la barre 1 de 0.98 à 1.003, ce qui évite à la génératrice 3 d'atteindre ses limites réactive et permet au système de recouvrer sa stabilité de tension en un nombre réduit d'interventions.

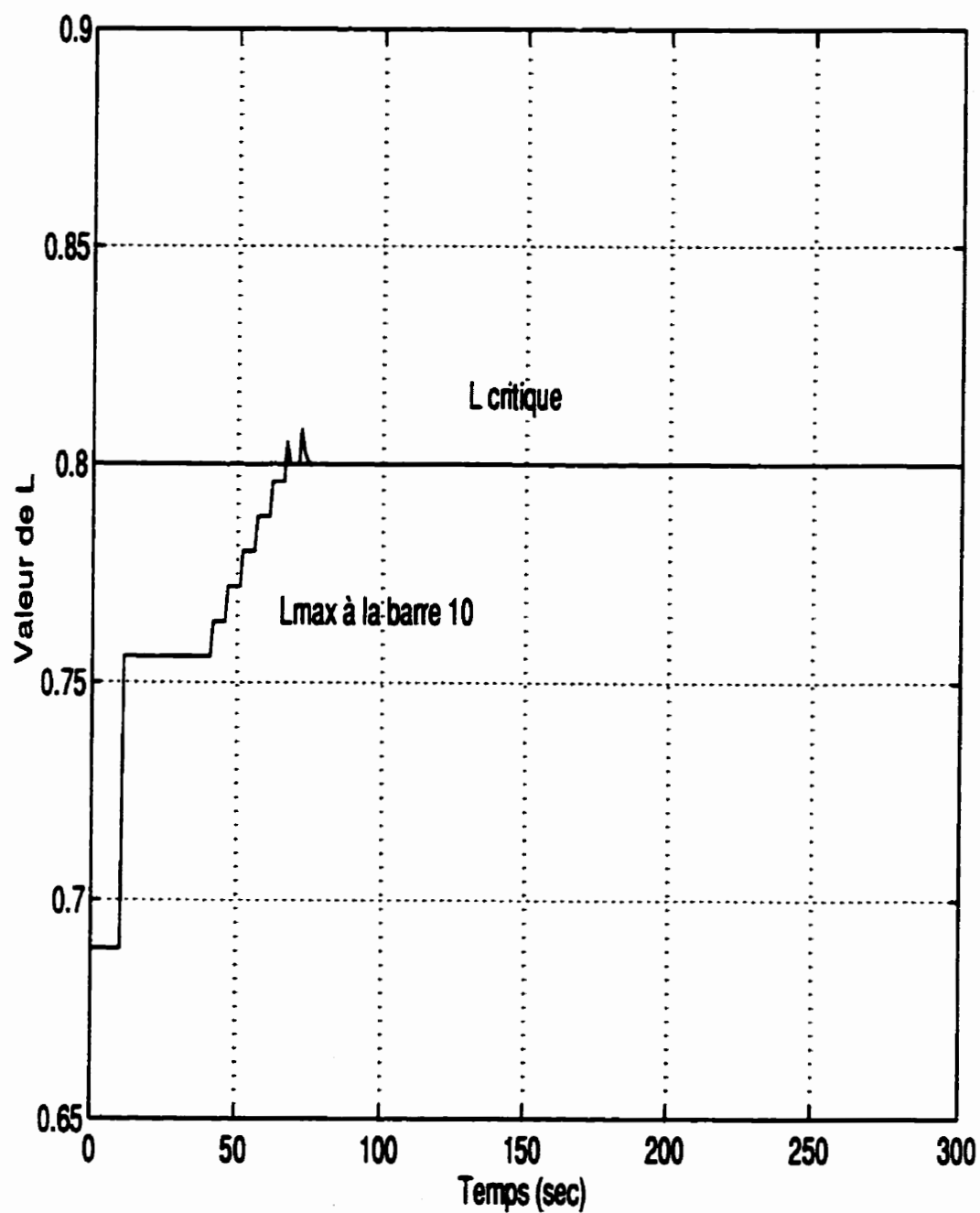


Figure 4.27 Comportement de L_{\max} tout au long du cas 5

* Comparaison des temps processeur

Un ordinateur Sparc 5 a servi à évaluer la performance du système d'essai mis au point relativement au temps processeur exigé. Les résultats sont présentés dans le tableau 4.12. La période de simulation est de 300 secondes (18,000 cycles). La période d'échantillonnage du système est de 1 seconde.

Tableau 4.12 Performance du système quant au temps processeur

Cas	cas 1	cas 2	cas 3	cas 4	cas 5	cas 6
Temps processeur (sec)	27.7	31.2	39	29.6	29.7	177

• Cas 6 correspond à une exécution du processus alors que le réseau se trouve dans les mêmes conditions initiales que le cas 1, sauf que la charge à la barre 10, S_0 (3800, 1100) est du type impédance constante. Le tableau 4.12 présente des résultats qui visent la comparaison, entre la performance du système développé et la performance d'un système de simulation détaillée dans le domaine du temps (ST600: programme sur la stabilité transitoire de l'IREQ) [64, 65, 66]. Le cas de la perte de la ligne a été exécuté par les deux programmes.

Comme le montre le tableau 4.12, le temps processeur du système développé pour l'émulation en temps réel de la stabilité de la tension (cas 1, 2, 3, 4, et 5) prouve une performance intéressante et est de beaucoup inférieur aux temps obtenus avec la méthode de simulation dans le domaine du tempspar (ST600) pour le cas 6.

4.5 Conclusion

Le chapitre 4 a décrit les travaux effectués pour faire une simulation quasi dynamique du système d'évaluation de la stabilité de la tension en régime établi, à l'aide d'un système expert emboîté pour les mesures de correction. Le système mis au point est comparé et validé par rapport au système de simulation de la tension dans le domaine du temps décrit dans la publication [23]. Les modèles utilisés ici pour représenter les facteurs d'influence à dynamique lente ont été facilement intégrés dans le système hybride développé. Les essais réalisés sur un réseau pratique à 10 barres [1] ont suivi avec succès les événements simultanés et séquentiels.

L'intervention de la base de connaissances emboîtée a rempli une réelle fonction de réglage pour la correction de la stabilité de la tension. Le temps nécessaire pour exécuter le système hybride sur une base de service continu est intéressante pour un environnement en temps réel et on-line.

CHAPITRE V

ESTIMATION DE LA LIMITE DE TRANSIT DE PUISSANCE

5.1 Introduction

L'exploitation du réseau électrique en sécurité d'opération nécessite la détermination de sa limite de transit de puissance; celle-ci est définie comme le niveau de puissance maximale qu'on peut faire transiter à travers le réseau ou à travers un corridor du réseau sans perdre la charge et tout en respectant les critères de fonctionnement normaux et acceptables. Typiquement ces critères concernent le maintien du synchronisme (réseau transitoirement stable), de la tension (stabilité de tension), et de la charge des lignes à l'intérieur de leurs limites thermiques. La détermination d'une limite de transit nécessite le calcul de l'écoulement de puissance et l'étude de la stabilité transitoire à plusieurs niveaux de charge [7, 8]. Vu que cette étude exige un temps de calcul élevé, la limite de transit est déterminée en temps différé (off-line) au stade de planification.

Le présent travail suggère l'utilisation de l'indice L pour déterminer la limite globale de transit de puissance dans un réseau. Pour la conduite du réseau en temps réel, et dans le but d'estimer ou de prédire rapidement la marge ou la proximité du réseau à son point de transit maximal en régime permanent, l'indice L est aussi utilisé.

5.2 Limite de transit pour un réseau radial

La relation (5.1) déduite de l'équation (3.8) exprime la relation entre la puissance de la charge S_c , l'indice L de la barre de charge, l'impédance du réseau et la tension de la source V_s .

$$S_c = \frac{V_s^2 \cdot Y_{eq}}{L + 1/L - (2 \cdot \cos(\Phi_{S_c} + \Phi_{Y_{eq}}))} \quad (5.1)$$

Pour démontrer la capacité de l'indice L à estimer la puissance de transit dans un réseau radial, l'exemple de la figure 5.1 est considéré ($X=0.1$ pu, $V_S=1$ pu) [5].

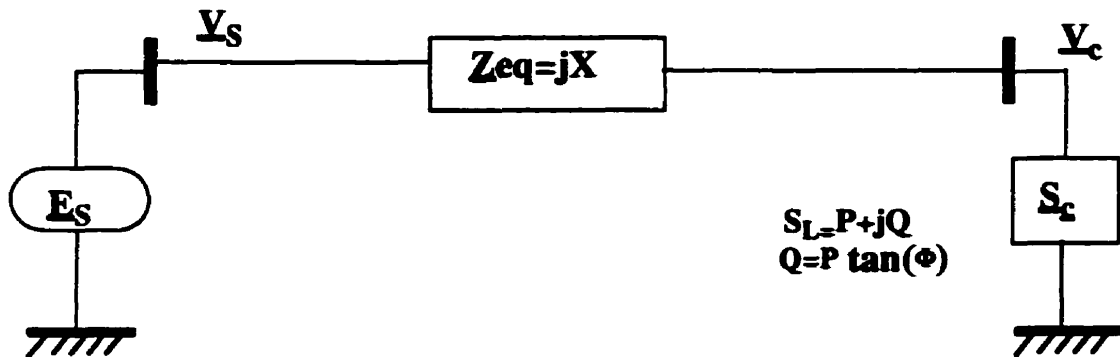


Figure 5.1 Réseau radial

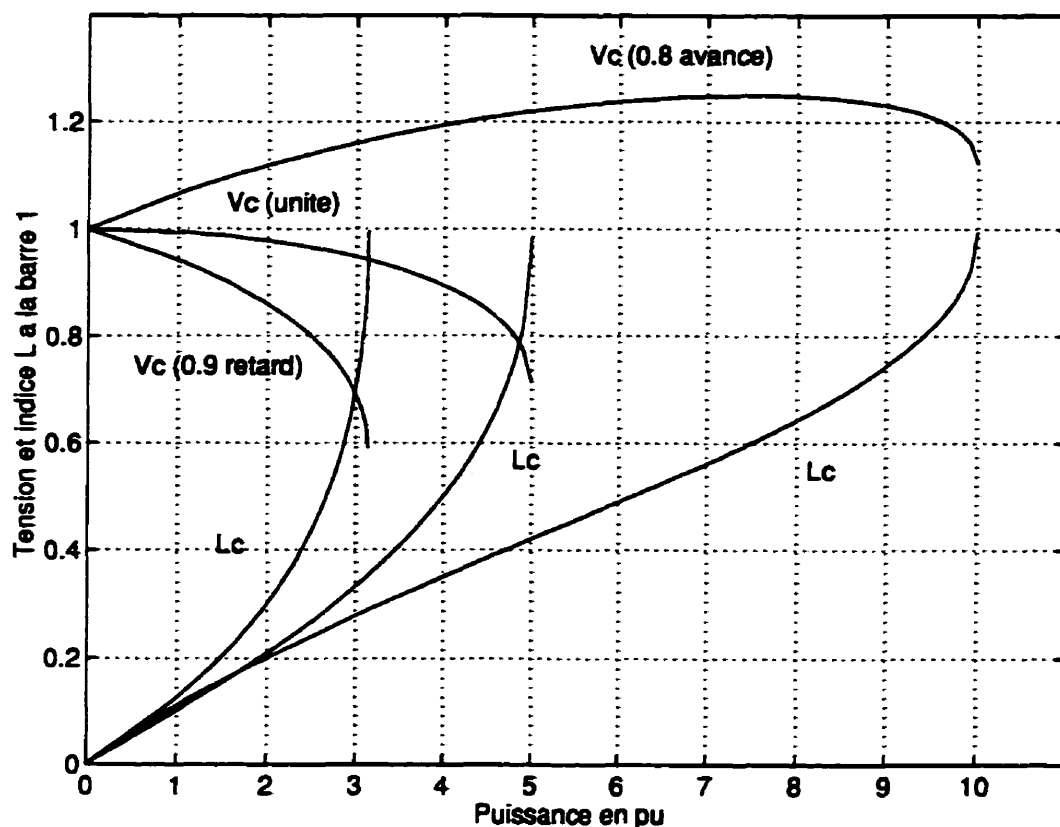


Figure 5.2 Indice L et limite de transit de puissance d'un réseau radial

Les courbes de la figure 5.2 montrent les résultats de la simulation pour le comportement de l'indice L à la barre de charge. L'écoulement de la tension a lieu à la barre de charge au même moment où l'indice atteint la valeur 1. Ceci est vérifié pour trois différents facteurs de puissance. Le comportement asymptotique de la variation de l'indice L avec la puissance de la charge tout en se rapprochant de la limite de transit de puissance du réseau, représente un caractère important à la détermination de la limite de transit.

Les résultats présentés dans le tableau 5.1 montrent une comparaison entre la simulation et le calcul direct en utilisant la relation (5.1).

Tableau 5.1 Indice L et puissance de transit maximale

Indice L	Facteur de puissance	P_{\max} par Simulation (MW)	P_{\max} par Calcul (MW)
1	0.9 retard	313.4	313.39
1	unité	500	500
1	0.8 avance	1000	999.17

Cette comparaison prouve la validité et l'exactitude de l'indice L pour estimer la limite de transit de puissance en utilisant la relation (5.1).

Tableau 5.2 Indice L et marge de puissance pour un facteur de puissance de 0.8 (avance)

Indice L	Distance de $L=1$	Marge de puissance par simulation (MW)	Marge de puissance par Calcul (MW)
0.2	0.8	800	800
0.602	0.598	247.5	248
0.833	0.167	40.17	40

D'autre part, le tableau 5.2 montre qu'à n'importe quel point de fonctionnement du réseau où l'indice L est connu, la prédiction de la proximité de la limite de transit de puissance en MW est obtenue par un calcul rapide et précis.

5.3 Limite globale de transit pour un réseau maillé

Pour démontrer la capacité de l'indice L à déterminer la limite de transit de puissance, des essais ont été réalisés sur deux réseaux réels différents: le réseau à dix barres de la figure 4.5 et celui à 503 barres d'Hydro Québec montré à la figure 5.3.

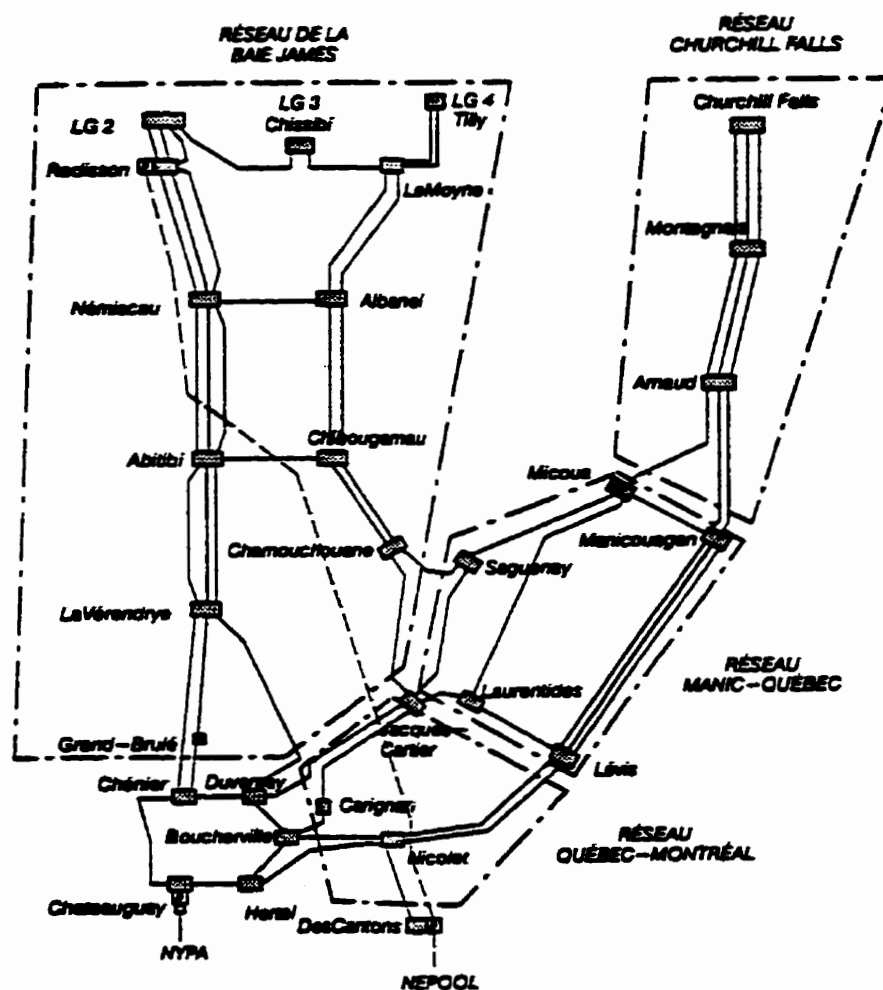


Figure 5.3 Partie du 735 KV du réseau d'Hydro Québec 1991.

En partant d'un cas de base, des accroissements des charges active et réactive ont été simulés tout en gardant constant le facteur de puissance pour chaque barre de charge. L'augmentation des charges dans toutes les barres et des productions des puissance réelles des génératrice se fait proportionnellement au cas de base via un facteur multiplicatif. Pour le réseau à dix barres de la figure 5.4 avec un niveau de charge de 140%, la courbe de L_{\max} prend une allure asymptotique et par conséquent des valeurs qui peuvent dépasser rapidement la valeur unité.

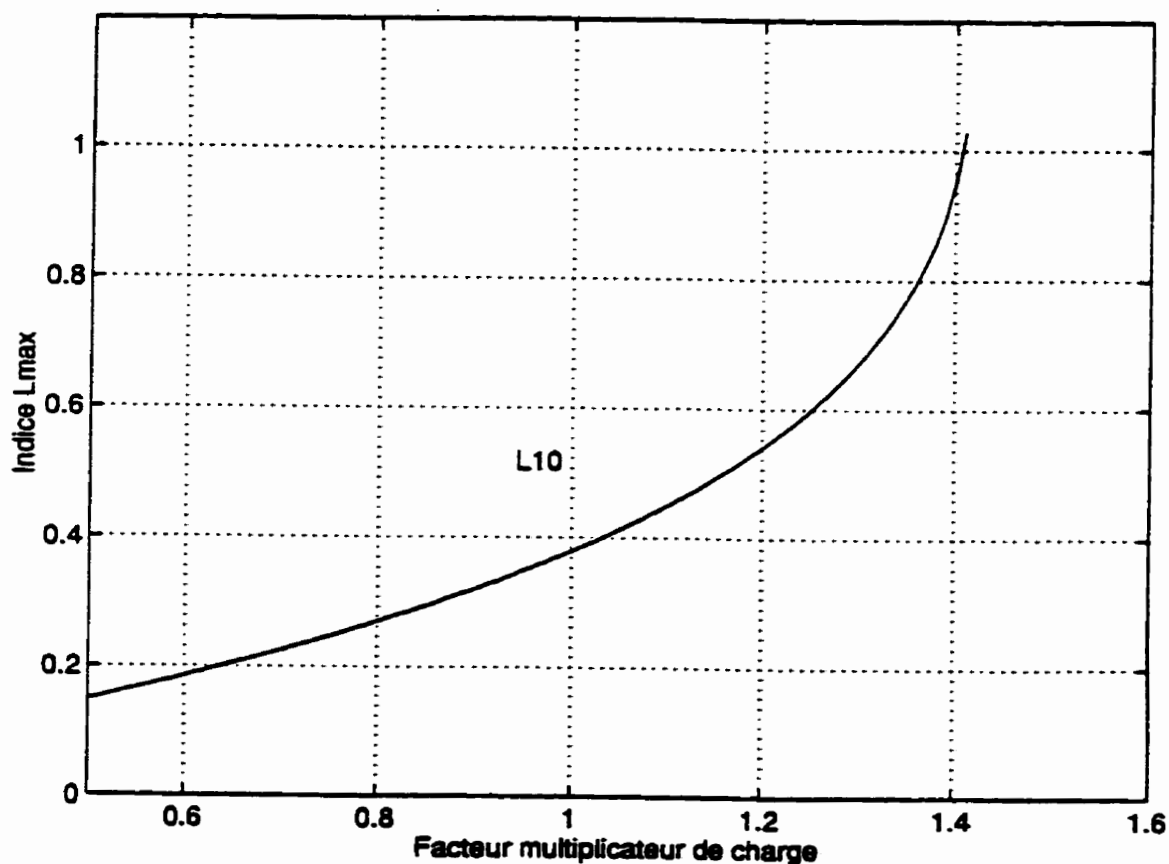


Figure 5.4 Comportement de L_{\max} avec l'augmentation de charge pour le réseau de dix barres

La figure 5.5 montre le comportement de la valeur de L_{\max} en présence d'une augmentation de charge pour un grand réseau à 503 barres. L'avantage du calcul rapide de L_{\max} réduit le temps nécessaire pour la détermination de la courbe globale de transit maximal de tout le réseau. A titre d'exemple, le calcul de la valeur de L_{\max} et de toutes les valeurs de L à chaque barre de charge dans tout le réseau n'exige qu'un temps de 1.9 second.

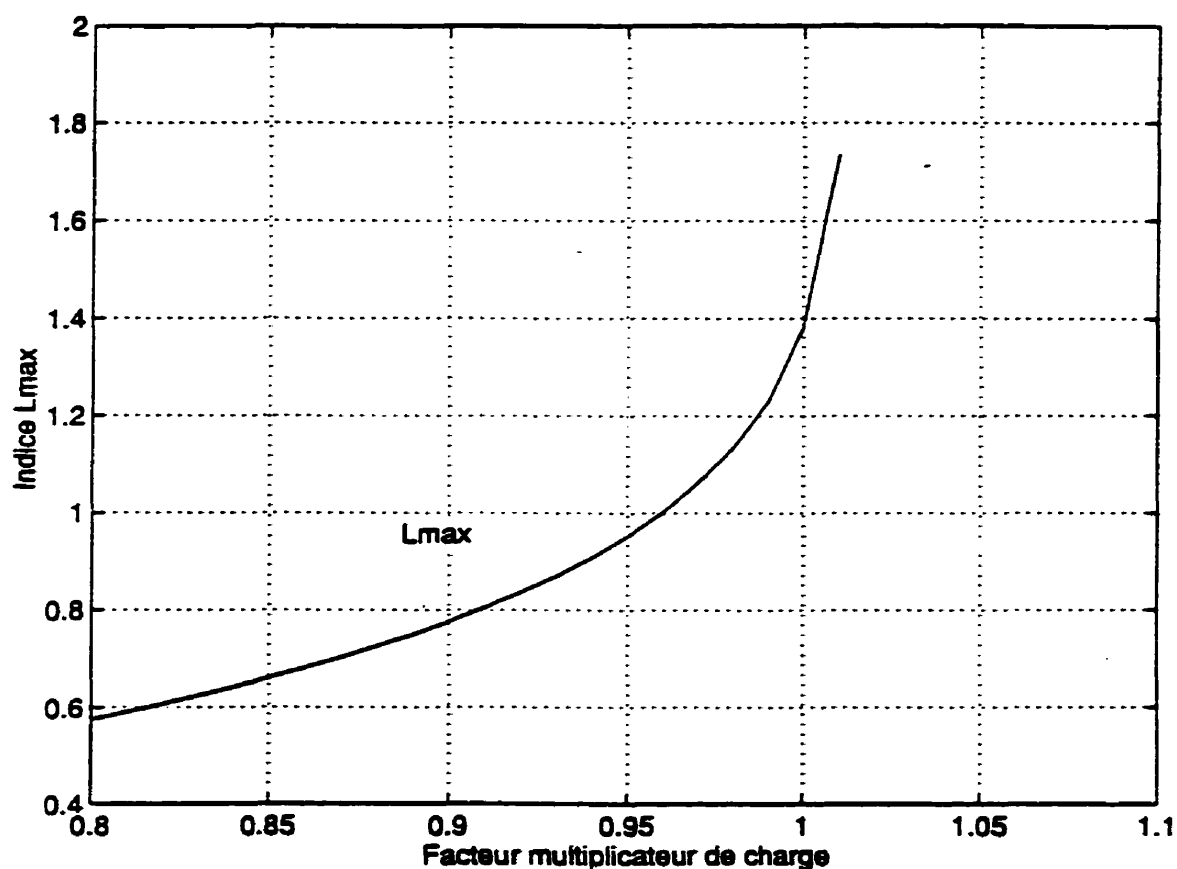


Figure 5.5 Comportement de L_{\max} avec l'augmentation de charge pour le réseau de 503 barres d'Hydro Québec

5.4 Limite de transit par un réseau équivalent

Il s'agit d'estimer la limite de transit de puissance pour un corridor dans un réseau maillé en utilisant un réseau équivalent. En ramenant un réseau à multi-barre de la figure 4.5, à un réseau équivalent à deux barres, on vise à appliquer la relation (5.1). La figure 5.6 montre deux courbes du comportement de L_{\max} à la barre 10 obtenues respectivement par simulation et par l'application de la relation (5.1) sur un réseau de Thévenin équivalent.

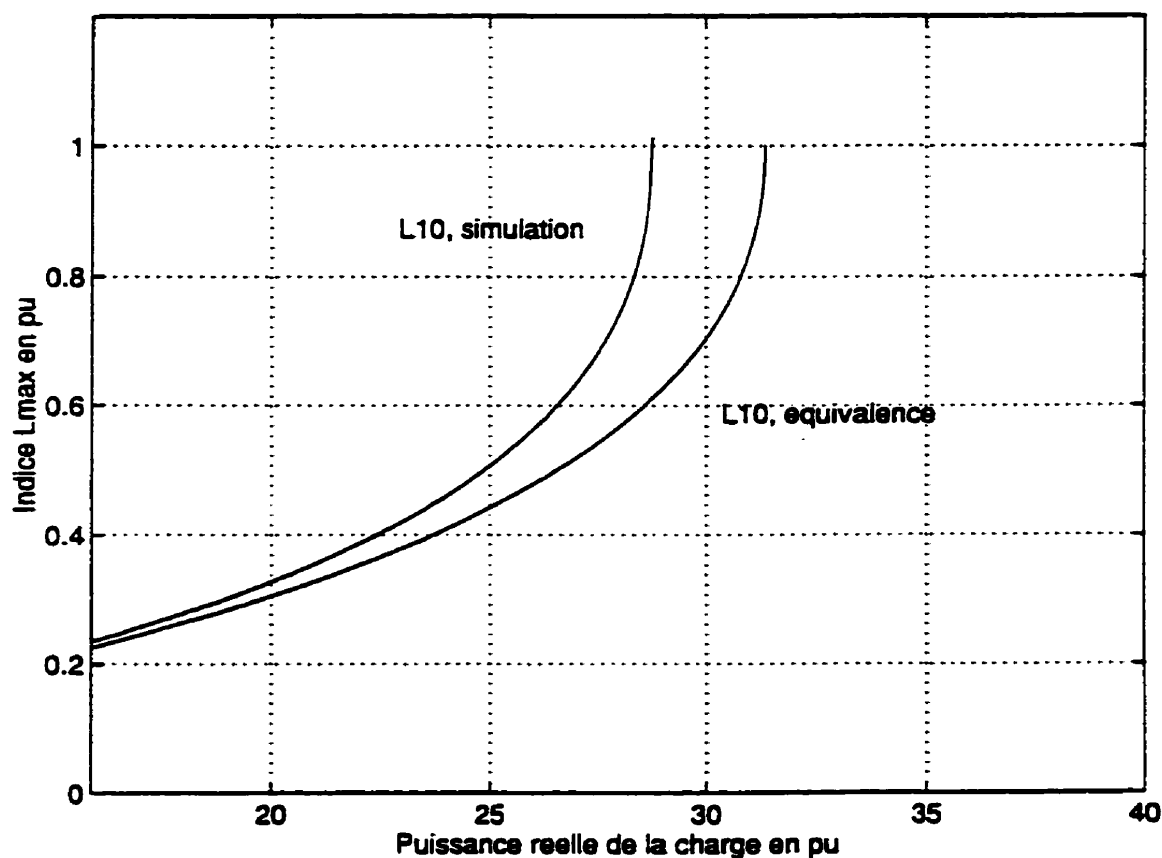


Figure 5.6 Comportement de L_{\max} par simulation et par équivalence

Le corridor étudié alimente la charge à la barre 10 à travers la génératrice 2. L'augmentation de la charge est accompagnée d'une augmentation simultanée de la production de la puissance réelle de la génératrice. L'importance de l'utilisation du réseau équivalent est la possibilité de déterminer ou de prédire la limite de transit de puissance dans un corridor à n'importe quel point de fonctionnement du réseau et idéalement pour n'importe quel réseau.

Pour le cas du réseau réel de la figure 4.5, la courbe d'équivalence donne une erreur d'estimation dans le calcul de la limite de transit de puissance de (9%).

Pour un réseau de très grande taille composé de différents type de composants, la recherche d'un réseau équivalent n'est pas facile à trouver et mérite une investigation approfondie dans un travail future.

5.5 Lissage et limite de transit de puissance

Dans le but d'estimer la limite de transit de puissance à un point d'opération donné, un lissage de la courbe de L_{\max} par un polynôme du quatrième degré est suggéré. Un lissage du comportement de L_{\max} , tel que montré à la figure 5.7, est pris à un niveau de charge de 120% du cas de base. Ce lissage a engendré une erreur de (7.14%) dans l'estimation de la limite de transit de puissance. Cette démonstration est faite pour le circuit de la figure 4.5. Il n'est pas facile de bien suivre la courbe de L_{\max} obtenue par simulation. Un lissage fait à un niveau de charge assez bas par rapport à la limite réelle de transit de puissance pourrait facilement dévier de la solution.

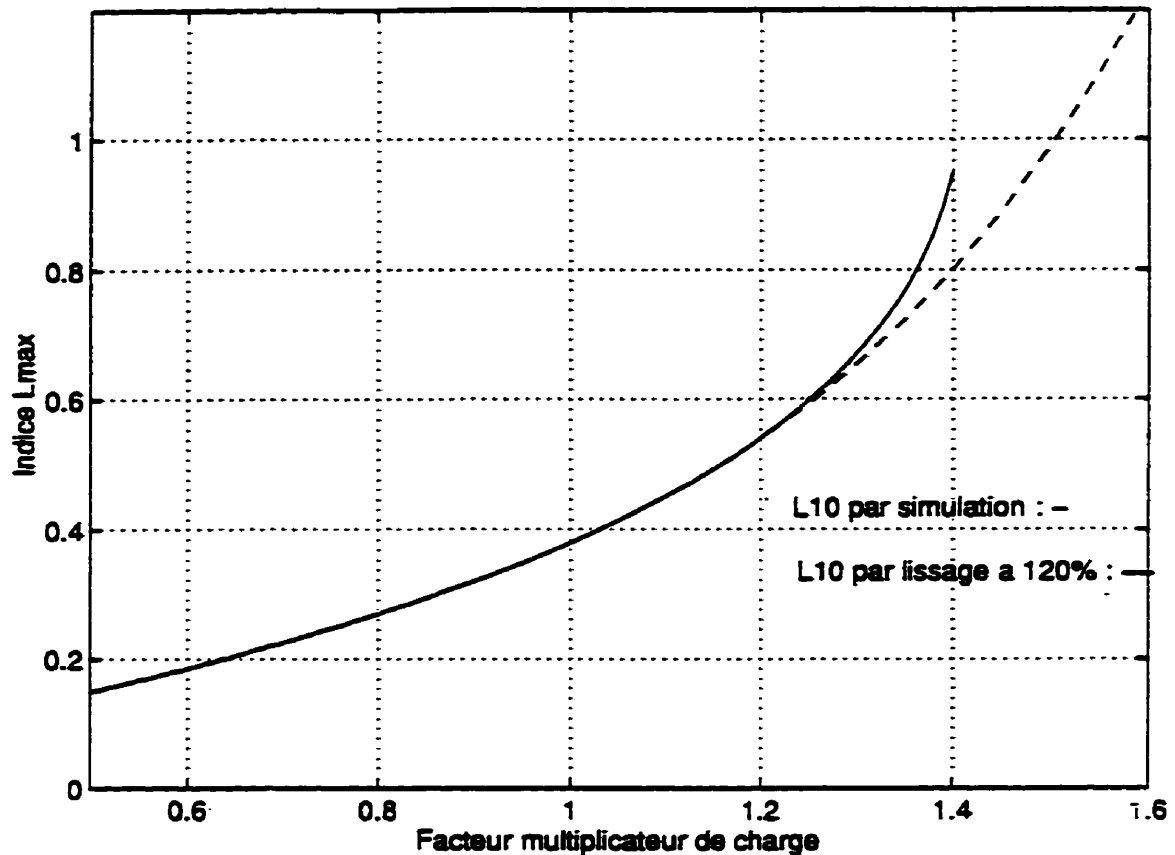


Figure 5.7 Comportement de L_{\max} par simulation et par lissage

5.6 Conclusion

Le chapitre 5 a présenté quelques essais qui visent à trouver la limite de transit de puissance pour des fins d'exploitation et de planification. Le caractère asymptotique de la valeur de L_{\max} a prouvé sa candidature comme un indice sensible et rapide pour estimer la limite globale de transit dans un réseau. Pour la conduite du réseau en temps réel, le calcul de L_{\max} par la relation (5.1) et en utilisant un réseau équivalent pour un corridor donné, donne une approximation acceptable de la limite de transit de puissance. Une suite à ce travail peut traiter d'avantage l'équivalent d'un réseau complexe et de grande taille.

CHAPITRE VI

CONCLUSIONS

L'objectif de la présente thèse est d'offrir aux entreprises de fourniture d'électricité un outil de modélisation adéquat et efficace pour l'évaluation et le contrôle de la stabilité de la tension en régime permanent. Cet outil est conçu pour représenter le comportement dans le temps du principal facteur d'influence et pour permettre une surveillance en temps réel, ainsi que pour suggérer des mesures correctives intelligentes visant la stabilité de la tension.

6.1 Principales contributions de la thèse

Les principales contributions de la présente thèse sont les suivantes:

- A) Présentation d'un nouveau modèle de génératrice ou de compensateur synchrone atteignant sa limite de puissance réactive.
- B) Développement de l'utilisation de l'indice L pour inclure la non linéarité associée à la stabilité de la tension du réseau.
- C) Introduction d'une machine intelligente pour la stabilité de la tension devant servir à la surveillance et au contrôle de la stabilité de la tension en régime permanent.
- D) Élaboration d'un programme complet d'analyse de l'écoulement de puissance, incluant la modélisation détaillée des éléments essentiels par rapport à la tenue de la tension et permettant une utilisation en temps réel.

E) Démonstration de la capacité de l'indice L à estimer la limite de transit de puissance dans un réseau.

La modélisation rigoureuse d'une génératrice atteignant la limite de sa puissance réactive est un facteur important qui influence l'évolution de la tenue de la tension. Le modèle classique de l'écoulement de puissance associé à la limite réactive de la génératrice est de convertir la barre PV en barre PQ lorsque la limite supérieure ou inférieure de puissance réactive est atteinte. Le nouveau modèle que nous présentons convertit la barre de la génératrice de barre PV à barre PQE. Les puissances réelle et réactive sont maintenues constantes derrière une réactance précise. Le modèle reflète la dimension de la machine et, par conséquent, la contribution de la machine saturée à l'instabilité de la tension. Les résultats des essais réalisés sur un réseau d'essai standard font ressortir un caractère plus réceptif et exige davantage de ressources réactives.

Alors, qu'à l'origine, un indice L rapide a été utilisé pour faire état de la tenue de la tension et mis à l'essai dans des réseaux sans tenir compte de sa forme au moment où la machine atteint ses limites réactives, cet indice est maintenant développé de manière à inclure la conversion du modèle classique de barre PV à barre PQ ainsi que la conversion du nouveau modèle présenté de PV à PQE. Le comportement de l'indice L démontre sa sensibilité par rapport aux deux modèles. Des essais réalisés sur plusieurs réseaux standard ont fourni des résultats satisfaisants.

La nature complexe du problème de la stabilité de la tension et le besoin d'exploiter le réseau en présence de contraintes a encouragé l'utilisation de la technique des systèmes experts dans les applications de réseau. Une machine intelligente pour la stabilité de la tension a été élaborée au cours des travaux associés à la présente thèse. Elle est conçue pour aider l'opérateur à sélectionner les mesures correctives de réglage de la puissance réactive les mieux appropriées. La sensibilité de l'indice L est étudiée ici et utilisée pour corriger les infractions aux limites de la stabilité. La stratégie est basée sur le choix de la zone où la vulnérabilité est la plus grande et fait appel au réglage disponible le plus efficace pour corriger la pire barre. Les résultats d'essais réalisés sur plusieurs réseaux standard et sur un réseau réel [10, 23] ont fait la preuve de la souplesse, de la convivialité et de l'efficacité de la technique.

Fondamentalement, la stabilité de la tension est un processus dynamique qui pourrait être étudié en se servant d'une approche du domaine du temps. Toutefois, une telle technique de simulation est exigeante en temps de traitement et ne permet pas de déterminer la sensibilité par rapport au niveau d'instabilité, ce qui est facilement et rapidement accessible grâce à l'approche statique.

Dans le but de profiter des avantages offerts tant par le domaine du temps que par l'approche statique, un système de simulation quasi-dynamique par rapport à la stabilité de la tension a été élaboré. Ce système intègre les caractéristiques de composants essentiels à la stabilité de la tension. Le comportement du ULTC dans le temps et la tension de

la barre qui y est associée est modélisé. Le limiteur de surexcitation (OXL) et son interaction avec la production de puissance réactive de la machine sont intégrés. Nous proposons une modélisation des différentes caractéristiques de la charge par rapport à la tension. Pour tirer profit de l'efficacité du système mis au point et pour passer à des fonctions de surveillance et de correction en temps réel, un module régulateur intelligent est intégré au sommet du système. Nous avons étudié des mesures de réglage telles que la commutation des outils de compensation de la puissance réactive, l'accroissement de la tension source ou le blocage du ULTC. Dans son ensemble, le système est destiné à l'évaluation en temps réel et au contrôle de la stabilité de la tension.

Des essais du système mis au point ont été réalisés sur un réseau réel à différentes étapes et pour divers scénarios dans le temps. Les résultats obtenus pour différents scénarios ont permis de démontrer l'efficacité et la capacité du système.

6.2 Recommandations relatives à la poursuite des travaux

Nous proposons que les domaines suivants soient abordés dans le cadre de la poursuite du présent travail et à l'avenir:

A) Poursuite de la recherche sur d'autres outils analytiques, par exemple le TPSI en conjonction avec l'indice L. On attend cette intégration des indicateurs pour étudier la stabilité de la tension d'un réseau du point de vue des barres et de la trajectoire de transmission.

B) Extension des règles de production dans la VSIE pour couvrir la réallocation de la production du réseau et les mesures de délestage d'urgence visant à corriger la stabilité de la tension.

C) Poursuite du développement du programme d'analyse d'écoulement de puissance visant à inclure d'autres éléments, par exemple le limiteur de courant de l'induit, les charges sensibles à la fréquence et la commande automatique de la production, comme dispositif dynamique à action lente de contrôle de la fréquence.

E) Amélioration du temps processeur du système mis au point dans le cadre de la présente thèse par l'utilisation de techniques de résolution plus rapides.

F) Recherche de nouveaux outils analytiques orientés vers les secteurs problématiques du réseau et développement de méthodes de calcul des sensibilités spécifiques à un usage local, ce qui permettra de gagner en efficacité et en temps. Ces travaux permettraient d'obtenir un régulateur hybride intelligent local.

G) Recherche d'une représentation équivalente d'un réseau de grande taille pour trouver la limite exacte de transit de puissance à travers l'indice L.

RÉFÉRENCES

- [1] TAYLOR, C.W. (1994). *Power System Voltage Stability*, première édition, McGraw-Hill, inc., New York.
- [2] PAUL, J.P., CORROYER, C., JEANNEL, P., TESSERON, J.M., MAURY, F. et TORRA, A. (1990). Évolution de l'organisation du système de réglage secondaire de la tension en France. *Conférence internationale des grands réseaux électriques*, 38/39-03, 1-8.
- [3] ARCIDIACONO, V., CORSI, S., NATALE, A., RAFFAELLI, C. et MENDITTO, V. (1990). Nouveaux développements dans la mise en oeuvre du réglage automatique de la tension et de la puissance réactive sur le réseau de transport de l'ENEL. *Conférence internationale des grands réseaux électriques*, 38/39-06, 1-7.
- [4] KOISHIKAWA, S., OHSAKA, S., SUZUKI, M., MICHIGAMI, T. et AKIMOTO M. (1990). Commande élaborée de la fourniture de puissance réactive améliorant la stabilité en tension d'un système de transmission de puissance de base et nouveau principe de surveillance de la sûreté en tension. *Conférence internationale des grands réseaux électriques*, 38/39-06, 38/39-01, 1-8.
- [5] GAO, B. (1992). *Voltage stability analysis of large scale power systems*. Thèse de doctorat, Université de Toronto, Toronto, Ontario, Canada.

- [6] BELHADJ, C., MOHAMED, R., LEFEBVRE, S., LAGACÉ, P.J. et DO, X.D. (1996). Voltage stability modelling and real-time monitoring using expert system for power system operation assistance. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, No. 2, 1037-1045.
- [7] MARCEAU, J.R. (1993). *Mechanizing dynamic security analysis*. Thèse de doctorat, Université McGill, Montréal, Canada.
- [8] SOUMARÉ, S.A. (1996). *Estimation des limites de transit des réseaux électriques par l'énergie du signal*. Mémoire de maîtrise, École polytechnique de Montréal, Montréal, Québec, Canada.
- [9] IEEE Power Engineering Society, 93TH0620-5 PWR (1993). Suggested techniques for voltage stability analysis. *IEEE Inc.*, première édition, Piscataway, New Jersey, États-Unis.
- [10] TAYLOR, C.W. et RODRIGUES, M.T. (1992). Longer-term voltage stability analysis using ETMSP 3.0. *EPRI Voltage Stability Workshop*, San Francisco, États-Unis, 1-6.
- [11] MORISON, G.K., GAO, B. et KUNDUR, R. (1993). Voltage stability analysis using static and dynamic approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, No.3, 1159-1171.
- [12] DO, X.D., BELHADJ, C. et MOHAMED, R. (1996). An integrated power global controller using expert system. Compte rendu de projet, *Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ)*, Montréal, Québec, Canada.

- [13] BELHADJ, C., LEFEBVRE, S., DO, X.D. et MOHAMEDI, R. (1994). Control of voltage stability using expert system. *The 10th ISPE/IFAC International Conference on CAD/CAM, Robotics and Factories of the Future*, Ottawa, 209-214.
- [14] MOHAMEDI, R., BELHADJ, C., LEFEBVRE, S. et DO, X.D. (1994). An expert system for steady state voltage stability. *Canadian Conference for Electrical and Computer Engineering*, Halifax, Canada, 696-701.
- [15] BELHADJ, C., CHOUCANE, T., DO, X.D. et LEFEBVRE, S. (1993). An expert system guide for load flow planning. *Canadian Conference for Electrical and Computer Engineering*, Vancouver, 1278-1282.
- [16] AL-SHEHRI, A., BELDADI, C., AREF, M. et GUIZANI, M. (1993). An expert system for load flow analysis planning. *ESAP 93, 4th International Symposium on Expert Systems*, 99-106.
- [17] Groupe de travail CIGRÉ (1987). Planning against voltage collapse. *Electra*, mars, 38-01, 55-75.
- [18] BARBIER, C. et BARRET, J.P. (1980). An analysis of phenomena of voltage collapse in a transmission system. *Revue générale de l'électricité*, tome 89, No. 10, 672-690.
- [19] SUZUKI, M., WADA, S., SATO, M., ASANO, T. et KUDO, Y. (1992). Newly developed voltage security monitoring system. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, No. 3, 965-973.

- [20] SEKINE, Y., TAKAHASHI, K., ICHIDA, Y., OHVRA, Y. et TSUCHMORI, N. (1992). Méthode d'analyse et de vérification du comportement de la tension d'un réseau électrique et améliorations, notamment des stratégies et du réglage pour assurer de plus grandes marges de stabilité de la tension. *Conférence internationale des grands réseaux électriques*, 38-206, 1-9.
- [21] FLATABO, N., OGNEDAL, R. et CARLSEN, T. (1990). Voltage stability condition in a power transmission system calculated by sensitivity methods. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, No. 4, 1286-1293.
- [22] FLATABO, N., FOSSO, O.B., OGNEDAL, R., CARLSEN, T. et HEGGLAND, K.R. (1993). A method for calculation of margins to voltage instability applied on the Norwegian system for maintaining required security level. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, No. 3.
- [23] KUNDUR, P. (1994). *Power system stability and control*. Première édition, McGraw-Hill inc., New York, 979-985.
- [24] ELRAZZAZ, Z. et AL-OHALY, A. (1993). Criterion for inductive compensation location to enhance system steady state stability. *IEEE/PES Winter Meeting*, Columbus, WM 152-9 PWRS, Ohio, États-Unis, 1-5.
- [25] FOSSO, O.B., FLATABO, N., CARLSON, T., GJERDE, O. et JOSTAD, M. (1992). Calcul des marges de stabilité de tension en état normal et en cas de panne. *Conférence internationale des grands réseaux électriques*, 38-209, 1-7.

- [26] SCHLUETER, R.A., HU, CHANG, M.W., LO, J.C. et COSTI, A. (1991). Methods for determining proximity to voltage collapse. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, No. 1, 285-292.
- [27] SCHLUTER, R.A. (1993). Unification and classification of algebraic tests for loss of voltage stability. *Electric Machines and Power Systems*, 21, 557-589.
- [28] VARGAS, L. et QUINTANA, V.H. (1993). Clustering techniques of voltage collapse detection. *Electric Power Research*, 26, 53-59.
- [29] TIRANUCHIT, A. et THOMAS, R.J. (1988). A posturing strategy against voltage instabilities in electric power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, No. 1, 87-93.
- [30] LOF, P.A., SMED, T., ANDERSSON, G. et HILL, D.J. (1992). Fast calculation of voltage stability index. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, No. 1, 54-64.
- [31] LOF, P.A., ANDERSSON, G. et HILL, D.J. (1993). Voltage stability indices for stressed power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, No. 1, 326-335.
- [32] SCHMIDT, H.P. et ADAMS, R.N. (1993). Assessment of static voltage stability using artificial neural networks. *PSCC Proceedings of the 11th Power System Computation Conference*, Avignon, France, 331-337.
- [33] LOF, P.A., ANDERSSON, G. et HILL, D.J. (1995). Voltage dependant reactive power limits for voltage stability studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, No. 1, 220-228.

- [34] PAI, M.A. et O'GRADY, M.G. (1989). Voltage collapse analysis with reactive generation and voltage dependant load constraints. *Electric Machines and Power Systems*, vol. 17, No. 6, 379-390.
- [35] GAO, B., MORISON, G.K. et KUNDUR, P. (1992). Voltage stability evaluation using modal analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, No. 4, 1529-1542.
- [36] DOBSON, I. et LU, L. (1993). New methods for computing a closest saddle node bifurcation and worst case load power margin for voltage collapse. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, No. 3, 905-913.
- [37] ALVARADO, F., DOBSON, I. et HU, Y (1994). Computation of closest bifurcation in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, No. 2, 819-928.
- [38] AJJARAPU, V., LAU, P.L. et BATTULA, S. (1994). An optimal reactive power planning strategy against voltage collapse. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, No. 2, 906-917.
- [39] CANIZARES, C.A. et ALVARADO, F.L. (1993). Point of collapse and continuation methods for large ac/dc systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, No. 1, 1-8.
- [40] TAMURA, Y., MORI, H. et IWAMATO, S. (1983). Relationship between voltage instability and multiple load flow solutions in electric power systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, No. 5, 1115-1125.

- [41] YOKOYAMA, A. et KUMANO, T. (1991). Static voltage stability index using multiple load flow solutions. *Electrical Engineering in Japan*, vol.111, No. 3, 69-79.
- [42] KESSEL, P. et GLAVITSCH, H. (1986). Estimating the voltage stability of a power system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.EPWRD-1, No. 3, 346-354.
- [43] TUAN, T.Q., FANDINO, J., HADJSAID, N., SABONNADIERE, J.C. et VU, H. (1994). Emergency load shedding to avoid risks of voltage instability using indicators. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.E9, No.1, 341-348.
- [44] TUAN, T.Q., FANDINO, J., PIERRAT, L., SABONNADIERE, J.C. et VU, H. (1993). New method for calculation of load shedding to avoid risks of voltage collapse. *IMACS-TC1 '93 4th International Conference*, Montréal, 727-732.
- [45] LEE, B.H. et LEE, K.Y. (1993). Dynamic and static voltage stability enhancement of power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.E8, No.1, 231-238.
- [46] GUBINA, F. et STRMCNIK, B. (1994). Voltage collapse proximity index determination using voltage phasors approach. *IEEE/PES Summer Meeting*, No.94 SM-510-8 PWRs, San Francisco, Californie, É.-U., 1-6.
- [47] BEGOVIC, M.M. et PHADKE, A.G. (1992). Control of voltage stability using sensitivity analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.7, No.1, 114-123.
- [48] PRADA, R.B. et FILHO, X.V. (1993). Voltage stability system critical area identification based on the existence of maximum power flow transmission. *PSCC Proceedings of the 11th Power System Computation Conference*, Avignon, France, 315-321.

- [49] SAVULESCU, S.C., OATTS, M.L., PRUITT, J.G., WILLIAMSON, F. et ADAPA, R. (1993). Fast steady-state stability assessment for real-time and operations planning. *IEEE/PES Winter meeting*, 93 WM 159-4 PWRS, 1-7.
- [50] PAL, M.K. (1993). Voltage stability: analysis needs, modelling requirement and modelling adequacy. *IEE Proceedings C*, vol. 140, No.4, 279-286.
- [51] NARA, K., TANAKA, K., SHOULTS, R.R., CHEN, M.S. et OLINDA, P.V. (1985). On-line contingency selection algorithm for voltage security analysis. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS 104, No.4, 847-856.
- [52] BORREMANS, P., CALVAER, A., DE REUCK, J.P., GOOSSENS, J., VAN GEERT, E., VAN HECKE, J. et VAN RANST, A. (1992). Voltage stability: fundamental concepts and comparison of practical criteria. *Conférence internationale des grands réseaux électriques*, 38-11.
- [53] ADIBI, M.M. et MILANICK, D.P. (1994). Reactive capability limitation of synchronous machines. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.9, No.1, 29-40.
- [54] TWEED, E.D. et WEATHERWAX, J. (1988). A volt/VAR dispatch knowledge based system for electric utility control using prolog. *Symposium on Expert Systems Application to Power Systems*, Stockholm-Helsinki, 15-15: 15-18.
- [55] HANDSCHIN, E. et HOFFMANN, W. (1992). Integration of an expert system for security assessment into an energy management system. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 14, No.2/3, 243-248.

- [56] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY 93EH0 387-1-PW (1993). A tutorial course on knowledge-based system techniques with application to Power System. *IEEE inc.*, première édition, Piscataway, New Jersey, États-Unis.
- [57] MILLER, M.W. et PRICE, W.W. (1993). Planning and Operations Benefits of High Fidelity Voltage Collapse Simulations. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol.15, No.4, 245-250.
- [58] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY 93TH0 596-7-PWR (1993). System protection and voltage stability. *IEEE inc.*, première édition, Piscataway, New Jersey, États-Unis.
- [59] SASAKI, H., GURITA, H., YORINO, N. et OHNOGI, Y. (1988). An expert system assisting power system security control. *Symposium on Expert Systems Application to Power Systems*, Stockholm-Helsinki, 15-15: 15-18.
- [60] GIARRATANO, J.C. (1991). *CLIPS User's guide*. NASA Lyndon B. Johnson Space Center Software Technology Branch, vol. 1-5.
- [61] TINNEY, W.F., BRANDWAJN, V. et CHAN, S.M. (1985). Sparse vector method. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.PAS-104, No.2, 295-301.
- [62] Steady-state stability monitor user training workshop, *SCS Computer Consulting*, 1993, 2-14.
- [63] FRERIS, L.L. et SASSON, A.M. (1968). Investigation of the load flow problem. *Proceedings IEE*, vol.115, No.10, 1459-1470.

- [64] VALETTE, A., LAFRANCE, F., LEFEBVRE, S. et RADAKOVITZ, L. (1987).
Programme de stabilité ST600. Manuel d'utilisation, version 701, Hydro-Québec,
Vice-présidence Technologie et IREQ (Institut de recherche d'Hydro-Québec).
- [65] GABA, G., AUDETTE, L., GUILLEMETTE, F. et LAFRANCE, F. (1993).
Logiciel de répartition de la puissance RP600. Manuel d'utilisation, version 701,
Hydro-Québec, Vice-présidence Technologie et IREQ (Institut de recherche
d'Hydro-Québec), rév. 201.2.
- [66] IGNIZIO, P.J. (1991). *Introduction to expert systems: the development and imple-
mentation of rule-based expert systems*. Première édition, McGraw-Hill, inc., New
York.

ANNEXE A : VALEUR DE L'INDICE L À LA LIMITE DE STABILITÉ DE LA TENSION

En partant de l'équation (3.1) on peut aboutir a la forme exprimée par la relation

(a.1).

$$V_1^2 + \bar{V}_0 \cdot \bar{V}_1^* = \frac{\bar{S}_1^*}{Y_{11}} = a + jb \quad (\text{a.1})$$

Où a et b sont les composantes réelle et imaginaire respectivement relevant à la relation (a.1) où.

$$\bar{V}_0 = V_0 \angle \theta_0 \quad (\text{a.2})$$

et

$$\bar{V}_1 = V_1 \angle \theta_1 \quad (\text{a.3})$$

La décomposition de la relation (a.1) en partie réelle et partie imaginaire donne la relation (a.4).

$$V_1^2 + V_0 \cdot V_1 \cos (\varnothing) + j V_0 \cdot V_1 \sin (\varnothing) = a + jb \quad (\text{a.4})$$

Où

$$\varnothing = \theta_0 - \theta_1 \quad (\text{a.5})$$

En séparant les deux parties de l'équation (a.4) on obtient les deux relation (a.6) et (a.7).

$$f_1(V_1, \varnothing) = V_1^2 + V_0 \cdot V_1 \cos(\varnothing) = a \quad (\text{a.6})$$

$$f_2(V_1, \varnothing) = V_0 \cdot V_1 \sin(\varnothing) = b \quad (\text{a.7})$$

Le jacobien de f par rapport à (V_1, Φ) peut être calculé comme indiqué par les relations (a.8) et (a.9).

$$\text{Jacobien} = \begin{bmatrix} \partial f_1 / \partial V_1 & \partial f_1 / \partial \varnothing \\ \partial f_2 / \partial V_1 & \partial f_2 / \partial \varnothing \end{bmatrix} \quad (\text{a.8})$$

$$\text{Jacobien} = \begin{bmatrix} 2.V_1 + V_0 \cos(\varnothing) & -V_0 V_1 \sin(\varnothing) \\ V_0 \sin(\varnothing) & V_0 V_1 \cos(\varnothing) \end{bmatrix} \quad (\text{a.9})$$

Pour la raison de singularité à la limite de stabilité de tension, le determinant du jacobien = 0. Ceci donne la relation (a.10).

$$V_0^2 V_1 + 2.V_0 V_1^2 \cos(\varnothing) = 0 \quad (\text{a.10})$$

La solution de l'équation (a.10) donne $(V_1/V_0) \cdot \cos(\Phi) = -1/2$, d'où la relation (a.11).

$$Re \left\{ \frac{\overline{V_1}}{V_0} \right\} = -(0.5) \quad (a.11)$$

Re étant la partie réelle du rapport complexe.

En utilisant la forme complexe de l'équation (3.6), et en la décomposant en une partie réelle et une partie imaginaire on arrive à la relation (a.12)

$$1 + \frac{\overline{V_0}}{V_1} = 1 + \frac{V_0}{V_1} \cdot \cos(\varnothing) + j \frac{V_0}{V_1} \cdot \sin(\varnothing) \quad (a.12)$$

La valeur absolue de la partie gauche de l'équation (a.12) donne la valeur de l'indice **L** de stabilité de tension.

$$L = \left| 1 + \frac{\overline{V_0}}{V_1} \right| = \sqrt{\left(1 + \frac{V_0}{V_1} \cdot \cos(\varnothing) \right)^2 + \left(\frac{V_0}{V_1} \cdot \sin(\varnothing) \right)^2} \quad (a.13)$$

Pour la condition de limite, la relation (a.11) est remplacée dans l'équation (a.13), on obtient la valeur de **L** à la limite (**L=1**).

$$L = \left| 1 + \frac{\overline{V_0}}{V_1} \right| = 1 \quad (a.14)$$

ANNEXE B : DÉRIVATION DE L'EXPRESSION DE LA TENSION PAR RAPPORT AUX OUTILS DE RÉGLAGE

Le jacobien du flux de puissance de Newton-Raphson résultant de la forme linéarisée des équations représentant l'injection de puissance est donné par:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \hline \Delta Q_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V_L} \\ \hline \frac{\partial Q_L}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_L}{\partial V_L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \hline \Delta V_L \end{bmatrix} \quad (\text{b.1})$$

Si l'on ajoute à la matrice jacobienne les équations représentant l'injection de puissance de la barre d'équilibre et que l'on inclut les valeurs assignées aux prises réglables, ce système d'équations devient:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \hline \Delta P \\ \Delta Q_L \\ \hline \Delta Q_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ \hline J & D \\ \hline E & F \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \hline \Delta V_L \\ \Delta V_G \\ \hline \Delta T \end{bmatrix} \quad (\text{b.2})$$

où

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta} & \frac{\partial P_1}{\partial V_L} \end{bmatrix} \quad (\text{b.3})$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial V_G} & \frac{\partial P_1}{\partial T} \end{bmatrix} \quad (\text{b.4})$$

$$E = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_G}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_G}{\partial V_L} \end{bmatrix} \quad (\text{b.5})$$

$$D = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial V_G} & \frac{\partial P}{\partial T} \\ \frac{\partial Q_L}{\partial V_G} & \frac{\partial Q_L}{\partial T} \end{bmatrix} \quad (\text{b.6})$$

$$F = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_G}{\partial V_G} & \frac{\partial Q_G}{\partial T} \end{bmatrix} \quad (\text{b.7})$$

En séparant toutes les variables indépendantes dans le membre de droit et toutes les variables dépendantes dans le membre de gauche afin d'exprimer les sensibilités des différentes tensions relativement à tous les outils de réglage par puissance réactive qui existent dans le réseau, la relation (b.2) devient:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta \delta \\ \Delta V_L \\ \Delta Q_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} AJ^{-1} & B - AJ^{-1}D \\ J^{-1} & -J^{-1}D \\ EJ^{-1} & F - EJ^{-1}D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q_L \\ \Delta V_G \\ \Delta T \end{bmatrix} \quad (\text{b.8})$$

ANNEXE C : BASE DE CONNAISSANCES RÉELLE DE CLIPS

BASE DE CONNAISSANCES SUR LA STABILITÉ DE LA TENSION EN RÉGIME ÉTABLI

RÈGLE 1

```
(defrule run-loadflow
  (initial-fact)
=>
  (system "/home/friday2/chokri/HOME/mod")
  (assert (load-flow-is-executed)))
```

RÈGLE 2

```
(defrule open-bus-voltage-file
  (load-flow-is-executed)
  (initial-fact)
=>
  (open "clips.dat1" data "r")
  (open "out.dat" output "w")
  (open "fout.dat" foutput "w")
  (assert (read-voltage-file)))
```

RÈGLE 3

```
(defrule read-bus-voltage-and-lindex
  ?read-voltage <- (read-voltage-file)
=>
  (retract ?read-voltage)
  (assert.(bus-voltage =(readline data))))
```


RÈGLE 4

```

(defrule write-all-voltages
?bus-volt <- (bus-voltage ?bus-volt-angle&~EOF)
=>
(retract ?bus-volt)
(bind ?bus-volt-data (str-explode ?bus-volt-angle))
(assert (bus-voltage-and-lindex ?bus-volt-data))
(assert (read-voltage-file)))

```

RÈGLE 5

```

(defrule closing-bus-voltage-file
?xtran <- (bus-voltage EOF)
=>
(retract ?xtran)
(close data
(assert (voltage-file-has-been-loaded)))

```

RÈGLE 6

```

(defrule open-sensfile
?xtran <- (voltage-file-has-been-loaded)
=>
(retract ?xtran)
(open "clips.dat2" sdata "r")
(open ?sname sdata "r")
(assert (read-sensfile-and-control)))

```

RÈGLE 7

```

(defrule read-lmax-and-stability-criteria
?read-sfile <- (read-sensfile-and-control)
=>
(retract ?read-sfile)
(assert (lmax-and-stability-criteria =(readline sdata))))

```

RÈGLE 8

```

(defrule write-lmax-and-stability-criteria
  ?lmax-and-scr-data-read <- (lmax-and-stability-criteria ?control-datao&~EOF)
  (test (neq ?control-datao " VAR CONTROL DATA"))
=>
  (retract ?lmax-and-scr-data-read)
  (bind ?lmax-and-scr-data (str-explode ?control-datao))
  (assert (lmax-and-scr-data ?lmax-and-scr-data))
  (assert (read-sensfile-and-control)))

```

RÈGLE 9

```

(defrule the-system-is-steadily-stable
  ?stopw <- (lmax-and-scr-data ?busn ?lmax ?scr)
  (test (< ?lmax ?scr))
=>
  (retract ?stopw)
  (printout t " the system is steadily stable lamx = " ?lmax " at bus " ?busn crlf crlf)
  (assert (the-system-is-steadily-stable))
  (printout output "the system is steadily stable with l-max= " ?lmax " and Scr= " ?scr " at
  bus " ?busn crlf crlf))

```

RÈGLE 10

```

(defrule the-system-is-not-steadily-stable
  ?stopw <- (lmax-and-scr-data ?busn ?lmax ?scr)
  (test (>= ?lmax ?scr))
=>
  (retract ?stopw)
  (assert (lmax-and-scr ?busn ?lmax ?scr))
  (assert (the-system-is-not-steadily-stable))
  (printout t " the system is not steadily stable lamx = " ?lmax " at bus " ?busn crlf crlf)
  (printout output "steady state instability is detected with l-max= " ?lmax " and Scr= " ?scr
  " at bus " ?busn crlf crlf))

```

RÈGLE 11

```
(defrule get-ready-for-var-control-data
  ?read-sfile <- (lmax-and-stability-criteria " VAR CONTROL DATA")
=>
  (retract ?read-sfile)
  (assert (get-ready-to-read-the-var-control-data)))
```

RÈGLE 12

```
(defrule read-var-control-data
  ?get-ready <- (get-ready-to-read-the-var-control-data)
=>
  (retract ?get-ready)
  (assert (var-control-data-read =(readline sdata))))
```

RÈGLE 13

```
(defrule write-var-control-data
  ?var-control-data-read <- (var-control-data-read ?control-datao&~EOF)
  (test (neq ?control-datao " Voltage Control Data"))
=>
  (retract ?var-control-data-read)
  (bind ?var-control-data (str-explode ?control-datao))
  (assert (var-controller ?var-control-data))
  (assert (get-ready-to-read-the-var-control-data)))
```

RÈGLE 14

```
(defrule get-ready-for-voltage-control-data
  ?read-sfile <- (var-control-data-read " Voltage Control Data")
=>
  (retract ?read-sfile)
  (assert (get-ready-to-read-the-voltage-control-data)))
```

RÈGLE 15

```
(defrule read-voltage-control-data
  ?get-ready <- (get-ready-to-read-the-voltage-control-data)
=>
  (retract ?get-ready)
```

```
(assert (voltage-control-data-read =(readline sdata))))
```

RÈGLE 16

```
(defrule write-voltage-control-data
  ?voltage-control-data-read <- (voltage-control-data-read ?control-datao&~EOF)
  (test (neq ?control-datao " Tap-transformer Control Data"))
  =>
  (retract ?voltage-control-data-read)
  (bind ?voltage-control-data (str-explode ?control-datao))
  (assert (var-controller ?voltage-control-data))
  (assert (get-ready-to-read-the-voltage-control-data)))
```

RÈGLE 17

```
(defrule get-ready-for-tap-control-data
  ?read-sfile <- (voltage-control-data-read " Tap-transformer Control Data")
  =>
  (retract ?read-sfile)
  (assert (get-ready-to-read-the-tap-control-data)))
```

RÈGLE 18

```
(defrule read-tap-control-data
  ?get-ready <- (get-ready-to-read-the-tap-control-data)
  =>
  (retract ?get-ready)
  (assert (tap-control-data-read =(readline sdata))))
```

RÈGLE 19

```
(defrule write-tap-control-data
  ?tap-control-data-read <- (tap-control-data-read ?control-datao&~EOF)
  (test (neq ?control-datao " Sensitivity Matrix is:"))
  =>
  (retract ?tap-control-data-read)
  (bind ?tap-control-data (str-explode ?control-datao))
  (assert (var-controller ?tap-control-data))
  (assert (get-ready-to-read-the-tap-control-data)))
```

RÈGLE 20

```
(defrule get-ready-for-delri-data
  ?read-dlfile <- (tap-control-data-read " delr and deli:")
=>
  (retract ?read-dlfile)
  (assert (get-ready-to-read-the-deltari-vector-data)))
```

RÈGLE 21

```
(defrule read-delri-vector-data
  ?get-ready <- (get-ready-to-read-the-deltari-vector-data)
=>
  (retract ?get-ready)
  (assert (delri-data-read =(readline sdata))))
```

RÈGLE 22

```
(defrule write-delri-vector-data
  ?dlri-data-read <- (delri-data-read ?control-datao&~EOF)
=>
  (retract ?dlri-data-read)
  (bind ?dlri-data (str-explode ?control-datao))
  (assert (dlind-data ?dlri-data))
  (assert (get-ready-to-read-the-deltari-vector-data)))
```

RÈGLE 23

```
(defrule get-ready-for-sensitivity-matrix-data
  ?read-sfile <- (delri-data-read " Sensitivity Matrix is:")
=>
  (retract ?read-sfile)
  (assert (get-ready-to-read-the-sensitivity-matrix-data)))
```

RÈGLE 24

```
(defrule read-sensitivity-matrix-data
  ?get-ready <- (get-ready-to-read-the-sensitivity-matrix-data)
=>
  (retract ?get-ready)
  (assert (sensitivity-matrix-data-read =(readline sdata))))
```

RÈGLE 25

```

(defrule write-sensitivity-matrix-data
  ?sensitivity-matrix-data-read <- (sensitivity-matrix-data-read ?control-datao&~EOF)
=>
  (retract ?sensitivity-matrix-data-read)
  (bind ?sensitivity-matrix-data (str-explode ?control-datao))
  (assert (sensitivity-matrix-data ?sensitivity-matrix-data))
  (assert (get-ready-to-read-the-sensitivity-matrix-data)))

```

RÈGLE 26

```

(defrule evaluation-of-the-violation
  ?b <-(bus-voltage-and-lindex ?nbus $?exe ?l-index ?l-angle)
  ?c <-(lmax-and-scr $?eye ?scr)
  ?d <-(dlind-data ?nbus ?realdl ?imagdl)
=>
  (retract ?b ?d)
  (bind ?dl (- ?l-index ?scr))
  (bind ?dlr (* ?dl (cos ?l-angle)))
  (bind ?dli (* ?dl (sin ?l-angle)))
  (bind ?dvddash (/ ?dlr ?realdl))
  (bind ?dvddash (/ ?dli ?imagdl))
  (bind ?dsqrt (* ?dvddash ?dvddash))
  (bind ?ddsqrtdash (* ?dvddash ?dvddash))
  (bind ?sum (+ ?dsqrt ?ddsqrtdash))
  (bind ?dlv (sqrt ?sum))
  (assert (voltage-deficiency ?nbus ?dlv)))

```

```

(deffacts initial-most-fact
  (pointer 1 0.0))

```

RÈGLE 27

```

(defrule find-the-most-efficient-coefficient
  ?sens <- (sensitivity-matrix-data ?wbus $?sens-coef)
  ?tens <- (voltage-deficiency ?wbus ?v-error)
  (pointer ?x ?most-efficient)

```

```

=>
(printout output "the actual sensitivity for " ?wbus " is " ?sens-coef crlf crlf)
(retract ?sens ?tens)
(bind ?length (length ?sens-coef))
(while
  (<= ?x ?length)
  (if (>= ?most-efficient 0.0)
    then
      (if (< (nth ?x ?sens-coef) 0.0)
        then
          (bind ?most-efficient (max ?most-efficient (abs (nth ?x ?sens-coef))))
          (if (= ?most-efficient (abs (nth ?x ?sens-coef)))
            then
              (bind ?most-efficient (nth ?x ?sens-coef))
            else
              (bind ?most-efficient (* ?most-efficient 1.0)))
          (bind ?most-efficient (max ?most-efficient (nth ?x ?sens-coef))))
        else
          (if (< (nth ?x ?sens-coef) 0.0)
            then
              (bind ?most-efficient (max (abs ?most-efficient) (abs (nth ?x ?sens-coef))))
              (bind ?most-efficient (* ?most-efficient -1.0))
            else
              (bind ?most-efficient (max (abs ?most-efficient) (nth ?x ?sens-coef)))
              (if (= (abs ?most-efficient) (nth ?x ?sens-coef))
                then
                  (bind ?most-efficient (nth ?x ?sens-coef))
                else
                  (bind ?most-efficient (* ?most-efficient -1.0))))
              (bind ?x (+ ?x 1)))
          (bind ?ctr-nb (member ?most-efficient ?sens-coef))
          (printout output "the most efficient for correcting bus " ?wbus " is " ?most-efficient " "
            ?ctr-nb crlf crlf)

```

```

(if (= ?most-efficient 0.0)
  then
    (printout output "the sinking bus " ?wbus " is not recavrebale" crlf crlf)
  else
    (bind ?d-control (/ ?v-error ?most-efficient))
    (bind ?d-control (* ?d-control 1.))
    (assert (i-have-found-the-most-efficient ?wbus ?ctr-nb ?most-efficient ?v-error ?d-control))
    (assert (actual-sensitivity-matrix-data ?wbus $?sens-coef))))

```

RÈGLE 28

```

(defrule identi-fication-and-checking-of-choosen-unlocked-controller
  ?acces <- (actual-sensitivity-matrix-data ?sbus $?sens-coef)
  ?ident <- (var-controller ?wbus ?ctr-nb ?actual ?min ?max ?f ?type ?g unlocked)
  ?found <- (i-have-found-the-most-efficient ?sbus ?ctr-nb ?most-efficient ?v-error ?d-control)
  (test (and (>= ?actual ?min) (< ?actual ?max)))
  =>
  (retract ?ident ?found ?acces)
  (if (< ?most-efficient 0.)
    then
      (printout output "the control " ?ctr-nb " is not valid for correcting bus " ?sbus crlf crlf)
      (assert (var-controller ?wbus ?ctr-nb ?actual ?min ?max ?f ?type ?g locked))
      (printout output "the sinking bus " ?sbus " is updated and v-error " ?v-error crlf crlf crlf)
      (printout output "the updated controller " ?ctr-nb " is " ?actual " " ?min " " ?max " is locked" crlf crlf crlf)
      (assert (actual-sens-matrix-data ?sbus $?sens-coef))
      (assert (you-have-to-change-the-most-efficient ?sbus ?ctr-nb ?most-efficient ?v-error ?d-control))
    else
      (if (>= (- ?max ?actual) ?d-control)
        then
          (bind ?new-actual (+ ?actual ?d-control))
          (bind ?actual ?new-actual)
          (assert (var-controller ?wbus ?ctr-nb ?actual ?min ?max ?f ?type ?g unlocked))

```



```

(printout output "the control is enough for correcting bus " ?sbus crlf crlf)
(printout output "bus number " ?sbus " is cleared" crlf crlf crlf)
(printout output "the updated controller " ?ctr-nb " is " ?actual " " ?min " " ?max crlf crlf
crlf)
else
(bind ?dc-control (- ?max ?actual))
(bind ?new-dvolt (* ?dc-control ?most-efficient))
(bind ?actual ?max)
(bind ?v-error (- ?v-error ?new-dvolt))
(printout output "the control " ?ctr-nb " is not enough for correcting bus " ?sbus crlf crlf)
(assert (var-controller ?wbus ?ctr-nb ?actual ?min ?max ?f ?type ?g locked))
(printout output "the sinking bus " ?sbus " is updated and v-error " ?v-error crlf crlf crlf)
(printout output "the updated controller " ?ctr-nb " is " ?actual " " ?min " " ?max " is loc-
ked" crlf crlf crlf)
(assert (actual-sens-matrix-data ?sbus $?sens-coef))
(assert (you-have-to-change-the-most-efficient ?sbus ?ctr-nb ?most-efficient ?v-error ?d-
control))))))

```

RÈGLE 29

```

(defrule identi-fication-and-checking-of-controller-for-locked-limits
?aces <- (actual-sensitivity-matrix-data ?sbus $?sens-coef)
?ident <- (var-controller ?wbus ?ctr-nb ?actual ?min ?max ?f ?type ?g locked)
?found <- (i-have-found-the-most-efficient ?sbus ?ctr-nb ?most-efficient ?v-error ?d-con-
trol)
=>
(retract ?ident ?found ?aces)
(printout output "i am here" crlf crlf)
(printout output "the control " ?ctr-nb " is locked for correcting bus " ?sbus " v-error " ?v-
error crlf crlf crlf)
(assert (you-have-to-change-the-most-efficient ?sbus ?ctr-nb ?most-efficient ?v-error ?d-
control))
(assert (actual-sens-matrix-data ?sbus $?sens-coef))
(assert (var-controller ?wbus ?ctr-nb ?actual ?min ?max ?f ?type ?g locked)))

```

RÈGLE 30

```

(defrule change-the-most-efficient-and-continue
  ?mad <- (actual-sens-matrix-data ?sbus $?sens-coef)
  ?can <- (you-have-to-change-the-most-efficient ?sbus ?ctr-nb ?most-efficient ?v-error
    ?d-control)
  =>
  (retract ?can ?mad)
  (bind ?null 0.0)
  (bind ?mvapp (mv-append $?sens-coef))
  (bind ?replace (mv-replace ?ctr-nb ?mvapp ?null))
  (bind ?n-sens-coeff ?replace)
  (assert (sensitivity-matrix-data ?sbus ?n-sens-coeff))
  (assert (voltage-deficiency ?sbus ?v-error))
  (printout output " the sinking bus with its volt error " ?sbus " " ?v-error crlf crlf)
  (printout output "tell me the most efficient is changed for bus " ?sbus crlf crlf))

```

ANNEXE D : FICHIERS D'ENTRÉE ET DE SORTIE DES DONNÉES CLIPS

LES DONNÉES SUIVANTES CITÉES EN EXEMPLE S'APPLIQUENT AU
RÉSEAU IEEE À 118 BARRES

FICHIERS D'ENTRÉE DES DONNÉES

C.1-CLIPS.DAT1

44 34 0.926 -38.521 0.124 4.026

Note: Description des données précédentes:

Colonne 1: numéro de la barre instable

Colonne 2: type de la barre

Colonne 3: valeur de la tension à la barre

Colonne 4: angle de la tension à la barre (degrés)

Colonne 5: valeur de l'indice L de la barre

Colonne 6: angle de l'indice L de la barre (degrés)

C2-CLIPS.DAT2

44 0.124027 0.110000

Var Control Data

5 1 -0.4000 -0.4000 0.0000 0 inductor 0 unlocked

37 2 -0.2500 -0.2500 0.0000 0 inductor 0 unlocked

Voltage Control Data

1 3 0.9550 0.8999 1.1100 0 voltage 0 unlocked

4 4 0.9980 0.8999 1.1100 0 voltage 0 unlocked

6 5 0.9900 0.8999 1.1100 0 voltage 0 unlocked

8 6 1.0150 0.8999 1.1100 0 voltage 0 unlocked

10 7 1.0500 0.8999 1.1100 0 voltage 0 unlocked

12 8 0.9900 0.8999 1.1100 0 voltage 0 unlocked

15	9	0.9700	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
18	10	0.9730	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
19	11	0.9620	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
24	12	0.9920	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
25	13	1.0500	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
26	14	1.0150	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
27	15	0.9680	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
31	16	0.9670	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
32	17	0.9630	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
34	18	0.9840	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
36	19	0.9800	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
40	20	0.9700	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
42	21	0.9850	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
46	22	1.0049	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
49	23	1.0250	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
54	24	0.9550	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
55	25	0.9520	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
56	26	0.9540	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
59	27	0.9850	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
61	28	0.9950	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
62	29	0.9980	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
65	30	1.0050	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
66	31	1.0500	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
69	32	1.0350	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
70	33	0.9840	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
72	34	0.9800	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
73	35	0.9910	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
74	36	0.9580	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
76	37	0.9430	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
77	38	1.0060	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
80	39	1.0400	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
85	40	0.9850	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
87	41	1.0150	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked
89	42	1.0050	0.8999	1.1100	0	voltage 0	unlocked

90	43	0.9850	0.8999	1.1100	0	voltage 0 unlocked
91	44	0.9800	0.8999	1.1100	0	voltage 0 unlocked
92	45	0.9900	0.8999	1.1100	0	voltage 0 unlocked
99	46	1.0100	0.8999	1.1100	0	voltage 0 unlocked
100	47	1.0170	0.8999	1.1100	0	voltage 0 unlocked
103	48	1.0100	0.8999	1.1100	0	voltage 0 unlocked
104	49	0.9710	0.8999	1.1100	0	voltage 0 unlocked
105	50	0.9650	0.8999	1.1100	0	voltage 0 unlocked
107	51	0.9520	0.8999	1.1100	0	voltage 0 unlocked
110	52	0.9730	0.8999	1.1100	0	voltage 0 unlocked
111	53	0.9800	0.8999	1.1100	0	voltage 0 unlocked
112	54	0.9750	0.8999	1.1100	0	voltage 0 unlocked
113	55	0.9930	0.8999	1.1100	0	voltage 0 unlocked
116	56	1.0050	0.8999	1.1100	0	voltage 0 unlocked

Tap-transformer Control Data

delr and deli:

44 1.16522 0.10365

Sensitivity Matrix is:

44	0.00001	0.00035	0.00176	0.00321	0.00061	0.00784	0.00046	-0.00322
0.00314	0.00225	0.00212	0.01257	-0.00107	0.00666	0.00151	0.00004	0.00433
0.31424	0.00639	0.00735	0.02420	0.48038	0.34645	0.00044	-0.00098	-0.00008
-0.00831	-0.00470	0.00024	0.05135	-0.01731	-0.01214	0.01244	0.00550	0.00118
0.00101	0.00037	0.00062	0.00091	0.00001	0.00000	0.00002	-0.00001	0.00001
0.00002	0.00002	0.00002	-0.00003	0.00002	0.00002	0.00000	0.00002	0.00000
-0.00003	0.00287	-0.00154						

Note: Description des données associées à tous les types de réglages disponibles. La structure des données est la suivante:

Colonne 1: numéro de la barre de réglage

Colonne 2: numéro du réglage

Colonne 3: valeur réelle du réglage

Colonne 4: limite inférieure du réglage

Colonne 5: limite supérieure du réglage

Colonne 6: numéro de la barre de gauche

Colonne 7: type de régulateur

Colonne 8: numéro de la barre de droite

Colonne 9: état du régulateur

Note: Dans le cas des coefficients de sensibilité de l'indice L, la structure est la suivante:

Colonne 1: sensibilité de la partie réelle de l'indice L.

Colonne 2: sensibilité de la partie imaginaire de l'indice L.

Note: Dans le cas des coefficients de sensibilité de la tension, la structure est la suivante:

Colonne 1: numéro de la barre instable.

Colonne 2: sensibilité du régulateur par rapport à la tension de la barre.

n: nombre de régulateurs + 1.

EXEMPLE DE DÉMONSTRATION (CLIPS.OUT)

steady state instability is detected with l-max= 0.124027 and Scr= 0.11 at bus 44

the actual sensitivity for 44 is (1e-05 0.00035 0.00176 0.00321 0.00061 0.00784 0.00046
-0.00322 0.00314 0.00225 0.00212 0.01257 -0.00107 0.00666 0.00151 4e-05 0.00433
0.31424 0.00639 0.00735 0.0242 0.48038 0.34645 0.00044 -0.00098 -
8.000000000000001e-05 -0.00831 -0.0047 0.00024 0.05135 -0.01731 -0.01214 0.01244
0.0055 0.00118 0.00101 0.00037 0.00062 0.00091 1e-05 0.0 2e-05 -1e-05 1e-05 2e-05
2e-05 2e-05 -3e-05 2e-05 2e-05 0.0 2e-05 0.0 -3e-05 0.00287 -0.00154)

the most efficient for correcting bus 44 is 0.48038 22

the control 22 is not enough for correcting bus 44

the sinking bus 44 is updated and v-error 0.05427109902023024

the updated controller 22 is 1.11 0.8999 1.11 is locked

the sinking bus with its volt error 44 0.05427109902023024

tell me the most efficient is changed for bus 44

the actual sensitivity for 44 is (1e-05 0.00035 0.00176 0.00321 0.00061 0.00784 0.00046
-0.00322 0.00314 0.00225 0.00212 0.01257 -0.00107 0.00666 0.00151 4e-05 0.00433
0.31424 0.00639 0.00735 0.0242 0.0 0.34645 0.00044 -0.00098 -8.000000000000001e-
05 -0.00831 -0.0047 0.00024 0.05135 -0.01731 -0.01214 0.01244 0.0055 0.00118
0.00101 0.00037 0.00062 0.00091 1e-05 0.0 2e-05 -1e-05 1e-05 2e-05 2e-05 2e-05 -3e-
05 2e-05 2e-05 0.0 2e-05 0.0 -3e-05 0.00287 -0.00154)

the most efficient for correcting bus 44 is 0.34645 23

the control 23 is not enough for correcting bus 44

the sinking bus 44 is updated and v-error 0.02482284902023017

the updated controller 23 is 1.11 0.8999 1.11 is locked

the sinking bus with its volt error 44 0.02482284902023017

tell me the most efficient is changed for bus 44

the actual sensitivity for 44 is (1e-05 0.00035 0.00176 0.00321 0.00061 0.00784 0.00046
-0.00322 0.00314 0.00225 0.00212 0.01257 -0.00107 0.00666 0.00151 4e-05 0.00433
0.31424 0.00639 0.00735 0.0242 0.0 0.0 0.00044 -0.00098 -8.000000000000001e-05 -
0.00831 -0.0047 0.00024 0.05135 -0.01731 -0.01214 0.01244 0.0055 0.00118 0.00101
0.00037 0.00062 0.00091 1e-05 0.0 2e-05 -1e-05 1e-05 2e-05 2e-05 2e-05 -3e-05 2e-05
2e-05 0.0 2e-05 0.0 -3e-05 0.00287 -0.00154)

the most efficient for correcting bus 44 is 0.31424 18

the control is enough for correcting bus 44

bus number 44 is cleared

the updated controller 18 is 1.062993282269062 0.8999 1.11

ANNEXE E : INTERFACE FORTRAN À CLIPS

Envoi d'une commande de FORTRAN À CLIPS

```
SUBROUTINE EMBBEDED_CLIPS (FILE_NAME)
```

```
INTEGER xLoadConstructs, FILE_OPEN_STATUS
```

```
CHARACTER*8 FILE_NAME
```

```
INTEGER xRunCLIPS, RULES_FIRED
```

```
FILE_OPEN_STATUS = xLoadConstructs (FILE_NAME)
```

```
IF (FILE_OPEN_STATUS .EQ. 0) THEN
```

```
CALL xResetCLIPS
```

```
RULES_FIRED = xRunCLIPS (-1)
```

```
WRITE(6,100) RULES_FIRED
```

```
ELSE
```

```
WRITE(6,101)
```

```
ENDIF
```


100FORMAT(18,' RULES FIRED')

101FORMAT(' UNABLE TO OPEN RULES FILE')

RETURN

END

SUBROUTINE EMBRUN_CLIPS (FILE_NAME)

INTEGER xLoadConstructs, FILE_OPEN_STATUS

CHARACTER*8 FILE_NAME

INTEGER xRunCLIPS, RULES_FIRED

FILE_OPEN_STATUS = xLoadConstructs (FILE_NAME)

IF (FILE_OPEN_STATUS .EQ. 0) THEN

RULES_FIRED = xRunCLIPS (-1)

WRITE(6,100) RULES_FIRED

ELSE

WRITE(6,101)

ENDIF

100FORMAT(I8,' RULES FIRED')

101FORMAT(' UNABLE TO OPEN RULES FILE')

RETURN

END

SUBROUTINE RUN_CLIPS

INTEGER xRunCLIPS, RULES_FIRED

CALL xInitializeCLIPS

CALL xResetCLIPS

RULES_FIRED = xRunCLIPS (-1)

WRITE(6,100) RULES_FIRED

100FORMAT(I8,' RULES FIRED')

RETURN

END

Convert to C string

SUBROUTINE CONVERT_TO_C_STRING (F_STRING, C_STRING)

CHARACTER * (*) F_STRING, C_STRING

CWRITE (*,*) 'Appel a convert_to_c_string'

K = LENGTH (F_STRING)

DO 100 I = 1,K

C_STRING (I:I) = F_STRING (I:I)

100CONTINUE

K=K+1

C_STRING (K:K) = CHAR (0)

CWRITE (*,*) 'Retour de convert_to_c_string'

RETURN

END

INTEGER FUNCTION xLoadConstructs (FILE_NAME)

CHARACTER * (*) FILE_NAME

CHARACTER *80 C_FILE_NAME

INTEGER C_FILE_NAME_POINTER, LoadConstructs

EQUIVALENCE (C_FILE_NAME, C_FILE_NAME_POINTER)

CWRITE (*,*) 'appel de xloadconstructs'

CALL CONVERT_TO_C_STRING (FILE_NAME, C_FILE_NAME_POINTER)

xLoadConstructs = LoadConstructs (C_FILE_NAME_POINTER)

CWRITE (*,*) 'retour de xloadconstructs'

RETURN

END

C-----

INTEGER FUNCTION LENGTH (STRING)

CHARACTER * (*) STRING

CWRITE (*,*) 'appel de length'

K = LEN(STRING)

DO 100 I=K,1,-1

IF (STRING(I:I) .NE. ' ') GO TO 150

100 CONTINUE

150 CONTINUE

LENGTH = I

CWRITE (*,*) 'retour de length'

RETURN

END

From C to clips

```
#include <stdio.h>
```

```
#include <stdlib.h>
```

```
void xInitializeCLIPS_0
```

```
{
```

```
InitializeCLIPS();
```

```
}
```

```
void xResetCLIPS_0
```

```
{
```

```
ResetCLIPS();
```

```
}
```

```
int xRunCLIPS_(RUN_LIMIT)
```

```
int *RUN_LIMIT;
```

```
{
```

```
return (RunCLIPS( *RUN_LIMIT ));
```

```
}
```

```
int LoadConstructs_( fnptr )
```

```
char * fnptr;
```

```
{
```

```
return ( LoadConstructs ( fnptr ));
```

```
}
```

```
void UserFunctions() {};
```