POLYPUBLIE

Détection des erreurs topologiques dans les réseaux électriques

Hoang Mai Hoa Vuong

Document en libre accès dans PolyPublie
Open Access document in PolyPublie

Date	2002
Type	Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis Thèse de doctorat/Ph.D. thesis
URL de PolyPublie PolyPublie URL	https://publications.polymtl.ca/7075/
Conditions d'utilisation Terms of use	© Tous droits réservés / All rights reserved
Référence Citation	Vuong, H. M. H. (2002). Détection des erreurs topologiques dans les réseaux électriques [Thèse de doctorat, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie. https://publications.polymtl.ca/7075/

Détails de la thèse
Thesis details

Directeurs de recherche Advisors	Xuan-Dai Do, & Serge Lefebvre
Programme Program	Non spécifié

Ce fichier a été téléchargé à partir de PolyPublie, le dépôt institutionnel de Polytechnique Montréal
This file has been downloaded from PolyPublie, the institutional repository of Polytechnique Montréal
https://publications.polymtl.ca

INFORMATION TO USERS

This manuscript has been reproduced from the microfilm master. UMI films the text directly from the original or copy submitted. Thus, some thesis and dissertation copies are in typewriter face, while others may be from any type of computer printer.

The quality of this reproduction is dependent upon the quality of the copy submitted. Broken or indistinct print, colored or poor quality illustrations and photographs, print bleedthrough, substandard margins, and improper alignment can adversely affect reproduction.

In the unlikely event that the author did not send UMI a complete manuscript and there are missing pages, these will be noted. Also, if unauthorized copyright material had to be removed, a note will indicate the deletion.

Oversize materials (e.g., maps, drawings, charts) are reproduced by sectioning the original, beginning at the upper left-hand corner and continuing from left to right in equal sections with small overlaps.

ProQuest Information and Learning
300 North Zeeb Road, Ann Arbor, MI 48106-1346 USA
800-521-0600



UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

DÉTECTION DES ERREURS TOPOLOGIQUES DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

HOANG MAI HOA VUONG
DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

THÈSE PRÉSENTÉE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME DE
PHILOSOPHIAE DOCTOR (Ph. D.)
(GÉNIE ÉLECTRIQUE)
Mars 2002

@ Hoang Mai Hoa Vuong, 2002

National Library of Canada
Bibliothèque nationale du Canada

Acquisitions and Bibliographic Services
Acquisitions et services bibliographiques

395 Wellington Street
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

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.

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.

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 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.

0-612-71323-7

Canada

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Cette thèse intitulée:

DÉTECTION DES ERREURS TOPOLOGIQUES DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

présenté par : **HOANG MAI HOA VUONG**

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

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

M. **O'SHEA Jules**, D. Ing, président du jury

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

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

M. **LAGACÉ Pierre-Jean,** Ph. D., membre

M. **GABA Georges Z.F.**, Ph. D., membre

À mes parents

À mes tantes et mes oncles

REMERCIEMENTS

C'est avec une profonde sincérité que j'adresse l'expression de ma gratitude à:

M. Xuan Dai Do, mon directeur de recherche, toujours prêt à comprendre mes difficultés et patiemment m'a aidé à surmonter les problèmes.

M. Serge Lefebvre, mon co-directeur de recherche pour sa direction compétente, son constant intérêt et soutien à mes efforts de recherche malgré son propre emploi du temps toujours très chargé, sans oublier aussi son assistance financière tout au long de l'année.

M. Jules O'Shea pour bien vouloir présider le jury de ma thèse.

Messieurs Jean-Pierre Lagacé, Georges Z.F. Gaba pour leur bienveillance à constituer le jury de ma thèse.

Messieurs les professeurs de la section Électrotechnique en qui j'ai toujours pu trouver conseils et encouragements.

RÉSUMÉ

Cette thèse propose une nouvelle méthode pour détecter et identifier les erreurs de modélisation d'un réseau électrique.

Les erreurs traitées sont du type topologique, par exemple une ligne présentement ouverte est modélisée fermée ou vice-versa.

Cette même méthode permet aussi de déceler l'existence des erreurs de paramètre, si les données sont suffisantes, proposer des valeurs corrigées.

C'est un fait connu que l'ouverture ou la fermeture d'une ligne cause des variations significatives seulement dans les lignes et les barres avoisinantes. Ainsi, suite à une perturbation, souvent il suffit d'examiner la partie fortement liée à la perturbation. Une façon simple de répartir le réseau est de le diviser en boucles selon la théorie des graphes. Pour chaque boucle, nous déterminons une ligne critique dont le transit est mesuré. Cette mesure sert à identifier l'erreur éventuelle dans chaque boucle. L'analyse se base généralement sur l'étude de sensibilité qui est rendue facile, rapide, simple et relativement précise en utilisant les facteurs de distributions.

Cette procédure est encore valable pour le cas des erreurs multiples où nous opérons par superposition afin d'identifier successivement les lignes de faux statuts. Cependant, l'utilisation des facteurs de distribution devient moins précise pour l'ouverture d'une ligne où le transit est élevé. Comme la mise hors-service simultanément de quelques lignes est susceptible de causer une perturbation majeure, l'application du théorème de superposition doit être limitée à un petit nombre des erreurs multiples.

La méthode a été testée avec succès sur un petit réseau comme IEEE 14 barres et un grand réseau comme le réseau Hydro-Québec.

Essentiellement, la méthode vise à apporter une solution pour rendre plus efficaces les techniques de détection d'erreurs topologiques utilisées actuellement dans les Centres de Contrôle. L'analyse des besoins versus celle des qualités de cette méthode a

dégagé des perspectives d'application dans les environnements de la planification et de la conduite en temps réel.

ABSTRACT

This thesis suggests a new method for error detection and identification in an electric power system.

The errors dealed with are of topological kind, for example an opened line is modelised closed or vice versa.

The same method also allows the detection of parameter errors and, if the data are sufficient, suggests correct values.

It is a well known fact that an outage or a closing of a line caused significant variations only in neighbouring lines and bus. Thus, following a disturbance, often it's enough to examine the part strongly linked to the disturbance. A simple way to share out the network is to divide it into loops in accordance with the graph theory. For each loop, we determine a critical line of which the transit is measured. This measure is used to identify the eventual error in each loop.

Generally, the analysis is based on the study of sensibility made easy, fast, simple and relatively precise by the use of distribution factors.

This processing is still possible in the case of multiple errors wherein we use superposition to identify lines of false statute one after another. However, the use of distribution factors becomes less precise concerning the opening of a line where transit is high. As the putting out of order of some lines can cause a great perturbation, the use of the superposition theorem must be limited to a small number of multiple errors.

The method has been successfully tested on a small network as IEEE 14 bus and a large network such as Hydro-Quebec's.

Essentially, the method aimed at offering a solution that makes more efficient the technic of detection and identiication of topological errors, used presently in power system control centers. The analysis of the needs against that of this method's qualities lets out prospects of application in power system planning and real-time operation.

TABLE DES MATIÈRES

Pages

DÉDICACE iv
REMERCIEMENTS v
RÉSUMÉ vi
ABSTRACT viii
TABLE DES MATIÈRES ix
LISTE DES TABLEAUX xiv
LISTE DES FIGURES xvi
LISTE DES SYMBOLES xviii
LISTE DES ANNEXES xix

INTRODUCTION 1

CHAPITRE I ESTIMATION DE L'ÉTAT D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE 4

1.1 Modèles mathématiques de l'estimateur d'état 4
1.1.1 Estimateur d'état non-linéaire 4
1.1.2 Estimateur d'état linéaire découplé 7
1.2 Notion d'observabilité 10
1.3 Analyse des résidus 11
1.3.1 Détection et identification des erreurs de mesures 11
1.3.2 Faiblesse du test résidu 12

CHAPITRE II MODÉLISATION DU RÉSEAU EXTERNE 17

2.1 Généralité 17

2.1.1 Motivation 17

2.1.2 Critères exigés du modèle externe 19

2.1.3 Modélisation du réseau externe 19

2.2 Réseau équivalent 21

2.2.1 Description des modèles 21

2.2.1.1 Équivalent externe de type Ward 21

a- Modèle Ward simple 22

b- Modèle Ward PV 23

c- Modèle Ward étendu 24

2.2.1.2 Équivalent externe de type Dimo-R.E.I. 25

2.2.1.3 Méthode de linéarisation 28

2.2.2 Ajustement du modèle de l'estimateur d'état 29

2.2.3 Mise à jour de l'équivalence 29

2.2.4 Évaluation préliminaire 32

2.3 Réseau non réduit 34

2.3.1 Calcul de l'état du réseau externe 34

2.3.2 Ajustement du bilan de puissance 35

2.3.3 Évaluation préliminaire 36

2.4 Estimateur d'état généralisé 37

CHAPITRE III DÉTECTION D'ERREURS DE MODÉLISATION D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE 38

3.1 Motivation de la détection d'erreur 38

3.2 Problématique 41

3.3 Étude de l'état de l'art 44

3.3.1 Bonanomi 44

3.3.2 N. Singh et H. Glavitsch 47

3.3.3 Lugtu 48

3.3.4 Felix Wu 49

3.3.5 Clément 52

3.4 Bilan de l'état de l'art 55

CHAPITRE IV SOLUTION PROPOSÉE POUR L'ÉLIMINATION DES ERREURS TOPOLOGIQUES 56

4.1 Concept général 56

4.2 Méthodologie 58

4.2.1 Énumération des boucles 58

4.2.2 Calculs de sensibilité 59

4.2.3 Réconciliation des données 63

4.3 Algorithme 66

4.3.1 Algorithme de recherche des boucles 66

4.3.2 Algorithme de la phase I 67

4.3.3 Algorithme de la phase II 68

4.4 Génération de la méthode 70

4.4.1 Cas de deux erreurs 70
4.4.1.1 Erreurs de topologie sur 2 lignes d'une même boucle 70
4.4.1.2 Erreur de topologie sur 2 lignes appartenant à 2 boucles différentes mais surveillées par le même capteur 70
4.4.1.3 Erreur de topologie sur 2 lignes appartenant à 2 boucles différentes qui ne sont pas surveillées par le même capteur 71
4.4.2 Cas de plus de 2 erreurs 71
4.4.3 Détection, identification et estimation des erreurs de paramètres 72
4.4.3.1 Détection 72
4.4.3.2 Identification 72
4.4.3.3.Estimation 73
4.5 Évaluation préliminaire 76

CHAPITRE V MISE EN ŒUVRE DE LA MÉTHODE 77

5.1 Tests sur les réseaux 77
5.1.1 Réseau illustratif: Réseau standard IEEE 14 barres 77
5.1.1.1 Cas d'une seule erreur 77
5.1.1.2 Cas de deux erreurs 86
5.1.2 Réseau Hydro-Québec 88
5.1.2.1 Cas d'une seule erreur 89
5.1.2.2 Cas des erreurs doubles 91
5.2 Discussion 95
5.3 Comparaison 99
5.3.1 Comparaison global 100
5.3.2 Comparaison numérique 101

5.3.2.1 Réseau IEEE 14 barres 101
a- Bonanomi 101
b- Clément 102
c- Thèse 104
5.3.2.2 Réseau Hydro-Québec 105
a- Thèse 105
b- Estimateur d'état 106
5.3.2.3 Réseau IEEE 30 barres 107
a- Félix Wu 107
b- Lugtu 108

CONCLUSION 109

RÉFÉRENCE 115

LISTE DES TABLEAUX

Pages

Tableau 1.1 : *Résidus obtenus* 15

Tableau 5.1 : *Répartition des boucles du réseau IEEE 14 barres* 81

Tableau 5.2 : *Valeurs théoriques* ΔS_{kj} *des lignes dans la boucle* n^{o} 1 82

Tableau 5.3 : *Tableau caractéristique des branches critiques du réseau IEEE 14 barres* 83

Tableau 5.4 : *Différence entre les valeurs planifiées et les mesures de transits sur les branches critiques* 85

Tableau 5.5 : *Hypothèses retenues après la première identification* 85

Tableau 5.6 : *Résultats selon différentes corrections* 85

Tableau 5.7 : *Hypothèses retenues après la première identification (Cas deux erreurs)* 86

Tableau 5.8 : *Hypothèses retenues après la correction du statut de la branche 2-3 (Cas deux erreurs)* 87

Tableau 5.9 : *Différence entre les valeurs planifiées et les mesures de transits sur les branches critiques* 89

Tableau 5.10 : *Différence entre les valeurs planifiées et les mesures de transits sur les branches critiques (Cas deux erreurs)* 93

Tableau 5.11 : *Hypothèses retenues après la première identification basant sur les erreurs relatives*..... 97

Tableau 5.12 : *Comparaison des méthodes développées*..... 100

LISTE DES FIGURES

Pages

Figure 1.1 : *Circuit pour estimer la source de tension E_s* 13

Figure 1.2 : *Réseau IEEE 14 barres* 16

Figure 2.1 : *Réseau interconnecté* 18

Figure 2.2 : *Implémentation du modèle Ward étendu* 24

Figure 2.3 : *Équivalent R.E.I.* 27

Figure 2.4 : *Modèle X-R.E.I* 31

Figure 3.1 : *Arrangement typique d'un disjoncteur* 41

Figure 3.2 : *Une portion du réseau PG&E* 42

Figure 3.3 : *Conditions avant la commutation* 47

Figure 3.4 : *Conditions après la commutation* 47

Figure 4.1 : *L'approximation linéaire dans les calculs de puissance* 60

Figure 4.2 : *Bilan de puissance à la barre i* 64

Figure 4.3 : *Deux boucles ayant le même capteur de mesure* 70

Figure 4.4 : *Modèle pi d'une ligne* 73

Figure 5.1 : *Réseau IEEE 14 barres et les mesures disponibles* 78

Figure 5.2 : *Arbre et boucles du réseau réduit IEEE 14 barres à l'étape D* 78

Figure 5.3 : *Formation des boucles 2,3 et 4 du réseau IEEE 14 barres* 80

Figure 5.4 : *Répartition des boucles du réseau IEEE 14 barres* 80

Figure 5.5: *Réseau IEEE 30 barres* 107

LISTE DES SYMBOLES

$\mathbf{z}$: vecteur des mesures

$\mathbf{h}$: vecteur des fonctions de mesure

$\mathbf{x}_t$: vrai vecteur d'état

$\mathbf{e}$: vecteur d'erreur des mesures

$\mathbf{R}$, $\mathbf{W}$: matrice diagonale des coefficients de pondération

$\mathbf{H}_x$: matrice Jacobienne des mesures

$\mathbf{r}$: vecteur résiduel

$\mathbf{H}$: matrice Jacobienne découplée

$\mathbf{z}_p$: vecteur des mesures des mesures des puissances réelles

$\mathbf{z}_{QV}$: vecteur des mesures des puissance réactives ou des modules de tension

$\mathbf{W}$: matrice de sensibilité résiduelle

$\mathbf{R}'$: matrice diagonale des variances des résidus

$\hat{\mathbf{z}}$: vecteur des valeurs estimées des mesures

$\mathbf{Y}_{bus}$: matrice d'admittance nodale

$Z = R + jX$: impédance de ligne

$Y = G + jB$: admittance de ligne

$\mathbf{A}$: matrice d'incidence des lignes

τ : facteur de distribution de transit dû à la mise hors service d'une ligne

Line Outage Distribution Factor (LODF)

ρ : facteur de distribution de transit dû à la variation de la puissance injectée à une barre - Line Flow Distribution Factor (LFDF)

$\mathbf{Z}_{bus}$: matrice d'impédance nodale.

LISTE DES ANNEXES

Pages

ANNEXE I : *Réseau IEEE 14 barres*

Résultats de l'écoulement de puissance : Cas de base 121

ANNEXE II : *Réseau IEEE 14 barres*

Résultats de l'écoulement de puissance: Branche 2-3 est hors-service

..... 125

ANNEXE III : *Réseau Hydro-Québec*

Résultats de l'écoulement de puissance : Niveau 735 kV 129

ANNEXE IV : *Réseau Hydro-Québec*

Description des lignes 154

ANNEXE V : *Réseau Hydro-Québec*

Description des boucles 164

ANNEXE VI : *Réseau Hydro-Québec*

Tableau caractéristique 167

ANNEXE VII : *Réseau Hydro-Québec*

Mesures bruitées utilisées pour le premier test 183

ANNEXE VIII : *Réseau Hydro-Québec*

Mesures bruitées utilisées pour le deuxième test 205

ANNEXE IX : *Exemple du modèle Ward* 227

ANNEXE X: Article N° 1

Detection and Identification of Topological Errors from Real-Time Measurements Reconciliation 235

ANNEXE XI: Article N° 2

Detection and Estimation of Topology and Parameter Errors from Real Time Measurements 244

INTRODUCTION

Depuis longtemps, on a vu apparaître des réseaux électriques interconnectés, par exemple aux États-Unis, le pool énergétique Pennsylvanie-New Jersey-Maryland (P.J.) existe depuis 1927. Peu après, vers la fin des années vingt, on a envisagé à la mise en place des réseaux interconnectés à l'échelle continentale. En 1980, le réseau d'Europe de 380 kV et 220 kV (synchrone) couvre les zones suivantes: Portugal, Espagne, France, Luxembourg, Belgique, Hollande, Jutland, Allemagne de l'Ouest, Autriche, Italie, Suisse. Il existe plus de 3500 compagnies d'électricité aux États-Unis parmi lesquelles 3204 ont le statut «d'Utilities» et 325 sont des «Non Utilities Generators». Une telle expansion a pour but de profiter des avantages bien connus des réseaux interconnectés dont les grands traits sont:

- permettre une diminution du niveau de réserve d'énergie, donc un avantage financier
- éviter des déficits d'énergie ou des surplus de l'offre d'énergie par rapport à la demande
- donner une possibilité d'échanges d' énergie sur une base économique.

De nombreux pays envisagent ou ont déjà procédé à une déréglementation du marché de l'énergie électrique. Par exemple, en 1997, en plus des Etats-Unis, des pays de l'Union européenne (UE) avaient déjà un système électrique largement dérèglementé (avec accès des tiers au réseau), dé-intégré (avec répartition fonctionnelle, plusieurs acteurs apparaissent à chaque niveau: production, transport, distribution. Tous les acteurs ne sont pas forcément présents aux trois niveaux) et privatisé. Ces pays sont: Angleterre (et Pays de Galles), Finlande, Pays-Bas, Portugal, Suède. D'autres pays de l'UE avaient un système électrique relativement éclaté et/ou dé-intégré mais sans une complète dérèglementation: Allemagne, Autriche, Danemark, Espagne [1]. Les raisons pour les changements varient d'un pays à l'autre, mais il y a lieu de mentionner certains facteurs communs:

- la disparition des monopoles nationaux et l'encouragement à la concurrence dans le secteur de la production.

- les droits qu'auront les consommateurs de demander des offres de prix compétitifs pour leurs fournitures d'électricité.

Dans ce contexte, on doit s'attendre à une augmentation considérable non seulement du nombre de réseaux interconnectés mais aussi de leurs dimensions.

Les bénéfices économiques découlant de l'interconnexion de réseau ne doivent pas affecter la sécurité du réseau et la qualité de service. Un réseau est en sécurité lorsqu'il est capable de fonctionner à une tension adéquate et transporter une quantité de charge prévue sans provoquer le surcharge des équipements, ou une perte de synchronisme advenant une perturbation locale ou avoisinante.

Le réseau doit être opéré dans certaines limites de transit appelées limites de sécurité. Les limites de sécurité dépendent de trois différents types de critères d'exploitation: la faisabilité et l'adéquation du régime permanent, la stabilité de tension et la stabilité transitoire [2]. Il est essentiel que les ingénieurs de planification et les opérateurs de réseaux procèdent à des analyses qui leur permettent d'arriver à une décision rentable et sécuritaire de l'échange d'énergie. En plus, ils doivent avoir des moyens de maximiser la souplesse du réseau et de contrôle des équipements du réseau. Ces faits signifient qu'on doit développer certaines stratégies particulières pour modéliser les réseaux interconnectés.

Jusqu'à date, de nombreuses recherches ont été effectuées afin de développer des méthodes de calcul efficaces afin de simuler correctement les comportements d'un réseau interconnecté. Il existe en principe deux façons de tenir compte de l'influence des réseaux éloignés dans ce grand réseau interconnecté (réseau externe) :

- représentation du réseau externe par des équivalents

- représentation originale du réseau externe par sa topologie et son état complets.

Les deux approches ont des difficultés à tenir compte des caractéristiques topologiques fondamentales du réseau réel, suite à des perturbations telles que

l'ouverture ou la fermeture des lignes, ou les variations des paramètres de ligne, etc. ... ce qui fait naître le besoin de concevoir une méthode aidant à détecter et à identifier les erreurs topologiques.

Cette thèse est composée de la manière suivante :

Le chapitre I passe en revue la théorie de l'estimateur d'état. Il rassemble les informations théoriques nécessaires pour la compréhension et l'évaluation des méthodes citées dans la thèse.

Le chapitre II décrit les techniques de modélisation des réseaux externes: leurs principes, leurs avantages et leurs lacunes. Il commence par les schémas équivalents les plus utilisés comme le modèle Ward, R.E.I (Radial Équivalent et Indépendant) et le modèle linéarisé et il termine par l'approche du modèle non réduit.

Le chapitre III parle de la détection et de l'identification d'erreurs de modélisation. Il met en évidence la nécessité de développer une méthode plus satisfaisante et présente l'étude de l'état de l'art.

Le chapitre IV expose le concept, les calculs et les algorithmes de la méthode proposée.

Le chapitre V est la mise en œuvre de la méthode sur un réseau de démonstration et sur un réseau de grande taille. Nous y reportons les résultats des tests, ainsi que quelques discussions sur les faits observés. La comparaison à la fin du chapitre est faite d'abord par une vue d'ensemble et ensuite d'une manière quantitative avec des valeurs numériques.

La conclusion cite les contributions majeures de la thèse, les difficultés prévisibles et propose de nouvelles pistes de recherche.

Suivent les annexes comprenant les fichiers de données utilisées dans les tests pour fin de vérification. Nous y retrouvons aussi quelques fichiers des résultats des calculs intermédiaires du réseau Hydro-Québec pour la compréhension des résultats finaux et un exemple de construction du réseau équivalent selon le modèle Ward .

CHAPITRE I

ESTIMATION DE L'ÉTAT D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Afin de prévenir les surcharges des lignes, les tensions hors limites et éventuellement prendre les actions nécessaires pour garder le réseau dans un état sécuritaire, nous devons connaître:

- les tensions à chaque barre (grandeur et phase, soit l'état du réseau)
- les injections $S_i = P_i + jQ_i$ à chaque barre
- les transits de ligne $S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$

L'estimateur d'état est conçu pour répondre à ces besoins. C'est un outil mathématique qui permet de déterminer l'état en temps réel d'un réseau électrique à partir des données télé-mesurées.

1.1 Modèles mathématiques de l'estimateur d'état

1.1.1 Estimateur d'état non-linéaire [3, 4]

L'estimateur d'état le plus utilisé est l'estimateur statique. Il s'agit d'une méthode basée sur les techniques mathématiques classiques tels que l'estimation, la détection, la probabilité, le statistique et le filtrage. L'estimateur d'état est statique parce qu'il néglige la dynamique du réseau et que les valeurs estimées sont déduites d'une seule observation du réseau (sans histoire). Les équations à résoudre s'écrivent sous la forme matricielle suivante:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}_t) + \mathbf{e} \qquad (1\text{-}1)$$

$\mathbf{z}$ = vecteur des mesures [m*1]

$\mathbf{h}$ = vecteur des fonctions de mesures [m*1]

$\mathbf{x_t}$ = vrai vecteur d'état [($2N_b$ -1)*1] ou [N*1]

e = vecteur d'erreur des mesures tel que

$$\mathbf{E}(e_j) = 0 \text{ et } \mathbf{var}(e_j) = \sigma_j^2$$

Où: σ_j est l'écart type du bruit affectant la mesure z_j

m = nombre de mesures

N_b = nombre de barres dans un réseau.

Cependant, les erreurs de communication, ainsi que les erreurs dues à la précision des instruments, au branchement de certains appareils et de la non-observabilité de certaines parties du réseau causent des incertitudes dans les mesures. La méthode de moindres carrés est utilisée pour trouver la solution de vecteur d'état qui s'accorde bien avec les mesures. Les valeurs estimées $\hat{\mathbf{x}}$ sont celles qui minimisent la fonction objective:

$$f = \sum_{j=1}^{m} \frac{e_j^2}{\sigma_j^2}$$

$$= \frac{(z_1 - h_1(x_1, x_2, \ldots x_n))^2}{\sigma_1^2} + \frac{(z_2 - h_2(x_1, x_2, \ldots, x_n))^2}{\sigma_2^2} + \ldots\ldots + \frac{(z_m - h_m(x_1, x_2, \ldots, x_n))^2}{\sigma_m^2} \qquad (1\text{-}2)$$

Une condition nécessaire pour l'obtention du minimum est l'annulation des dérivées partielles de f, ce qui conduit à l'équation suivante:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial h_1}{\partial x_1} & \frac{\partial h_2}{\partial x_1} \ldots\ldots \frac{\partial h_m}{\partial x_1} \\ \frac{\partial h_1}{\partial x_2} & \frac{\partial h_2}{\partial x_2} \ldots\ldots \frac{\partial h_m}{\partial x_2} \\ \ldots\ldots\ldots\ldots \\ \frac{\partial h_1}{\partial x_n} & \frac{\partial h_2}{\partial x_n} \ldots\ldots \frac{\partial h_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & \ldots & \ldots \\ \ldots & \frac{1}{\sigma_2^2} & \ldots \\ & & \frac{1}{\sigma_m^2} \end{bmatrix}}_{\mathbf{R}^{-1}} \begin{bmatrix} z_1 - h_1(\hat{x}_1, \hat{x}_2, \ldots \hat{x}_n) \\ z_2 - h_2(\hat{x}_1, \hat{x}_2, \ldots \hat{x}_n) \\ \ldots\ldots\ldots \\ z_m - h_m(\hat{x}_1, \hat{x}_2, \ldots \hat{x}_n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \qquad (1\text{-}3)$$

R est la matrice diagonale des coefficients de pondération.

Si nous définissons la matrice Jacobienne des mesures:

$$\mathbf{H}_x = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1}{\partial x_1} & \frac{\partial h_1}{\partial x_2} \cdots\cdots \frac{\partial h_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial h_2}{\partial x_1} & \frac{\partial h_2}{\partial x_2} \cdots\cdots \frac{\partial h_2}{\partial x_n} \\ \frac{\partial h_m}{\partial x_2} & \frac{\partial h_m}{\partial x_2} \cdots\cdots \frac{\partial h_1}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

alors nous pouvons écrire (1-3) sous une forme plus compacte:

$$\mathbf{H}_x' \mathbf{R}^{-1} \begin{bmatrix} z_1 - h_1(\hat{x}_1, \hat{x}_2, \ldots \hat{x}_n) \\ z_2 - h_2(\hat{x}_1, \hat{x}_2, \ldots \hat{x}_n) \\ \cdots\cdots\cdots \\ z_m - h_m(\hat{x}_1, \hat{x}_2, \ldots \hat{x}_n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \qquad (1\text{-}4)$$

Pour un réseau de courant alternatif les équations de mesures ne sont pas linéaires, et nous devons d'abord les linéariser par la formule de Taylor.

Par exemple, la linéarisation de la première équation de mesure autour du point initial $\left(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \ldots x_n^{(0)} \right)$ donne:

$$h_1(x_1, x_2, \ldots x_n) = h_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \ldots, x_n^{(0)}) + \Delta x_1^{(0)} \frac{\partial h_1}{\partial x_1}|^0 + \Delta x_2^{(0)} \frac{\partial h_1}{\partial x_2}|^0 + \cdots\cdots + \Delta x_n^{(0)} \frac{\partial h_1}{\partial x_n}|^0$$

$$(1\text{-}5)$$

où: $\Delta x_i^{(0)} = x_i^{(1)} - x_i^{(0)}$ représente la correction des variables d'état

$x_i^{(1)}$ est la première valeur calculée de x_i.

Après avoir linéarisé toutes les fonctions de mesures, nous réarrangeons les termes de (1-4) et nous obtenons:

$$\mathbf{H}_x^{(0)t} \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}_x^{(0)} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \\ \cdots\cdots \\ \Delta x_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \cdots \\ 0 \end{bmatrix}$$

Ce qui conduit à une solution itérative de la forme suivante:

$$\mathbf{x}^{(k+1)} - \mathbf{x}^{(k)} = (\mathbf{H}_x^t \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}_x)^{-1} \mathbf{H}_x^t \mathbf{R}^{-1} \begin{bmatrix} z_1 - h_1(x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \ldots x_n^{(k)}) \\ z_2 - h_2(x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \ldots x_n^{(k)}) \\ \ldots\ldots \\ z_m - h_m(x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \ldots x_n^{(k)}) \end{bmatrix} \quad (1\text{-}6)$$

À la convergence, $\mathbf{x}^{(k+1)}$ devient égal aux valeurs estimées des variables d'état $\hat{\mathbf{x}}$.

Le vecteur résiduel est la différence entre les valeurs mesurées et les valeurs estimées:

$$\mathbf{r} = \begin{bmatrix} z_1 - h_1(\hat{x}_1, \hat{x}_2, \ldots \hat{x}_n) \\ z_2 - h_2(\hat{x}_1, \hat{x}_2, \ldots \hat{x}_n) \\ \ldots\ldots\ldots \\ z_m - h_m(\hat{x}_1, \hat{x}_2, \ldots \hat{x}_n) \end{bmatrix} \quad (1\text{-}7)$$

Nous pouvons avoir des problèmes de divergence dans l'estimateur d'état. Alors, d'autres méthodes permettant de résoudre efficacement les problèmes mal-conditionnés, sont aussi utilisées comme:

- l'équation normale avec contraintes [5]
- la méthode de Peters et Wilkinson [6]
- la transformation orthogonale [5]
- la méthode hybride [5] .

1.1.2 Estimateur d'état linéaire découplé [3, 4]

Soit la représentation d'un réseau faite avec le " DC load flow ", c'est-à-dire qu'en formulant le Jacobien de la répartition de puissance on pose:

- les résistances des lignes sont nulles
- les susceptances des lignes sont nulles
- les écarts angulaires sont petits
- les tensions sont 1 pu.

Le système d'équations:

$$\mathbf{z} = \mathbf{H}\mathbf{x} + \mathbf{e} \qquad (1\text{-}8)$$

avec $\mathbf{H} = \dfrac{\partial h(x)}{\partial x}$, implique une matrice Jacobienne découplée, c'est-à-dire:

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_{p\theta} & \mathbf{0} \\ 0 & \mathbf{H}_{QV} \end{bmatrix}$$

Le système peut être représenté par deux équations découplées. On suppose aussi que les matrices $\mathbf{H}_{p\theta}$ et $\mathbf{H}_{QV}$ sont constantes:

$$\begin{aligned} \mathbf{z}_p &= \mathbf{H}_{p\theta}\boldsymbol{\theta} + \mathbf{e}_\theta \\ \mathbf{z}_{QV} &= \mathbf{H}_{QV}\mathbf{V} + \mathbf{e}_{QV} \end{aligned} \qquad (1\text{-}9)$$

Dans ces équations, nous avons:

$$\mathbf{H}_{p\theta} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \qquad (1\text{-}10)$$

$$\mathbf{H}_{QV} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \quad \text{ou} \quad \mathbf{H}_{QV} = \frac{\partial V_i}{\partial V_j} \qquad i \neq j \text{ ou } i = j \qquad (1\text{-}11)$$

V_j est le module de tension à la barres j

Q_i est la puissance injectée à la barre i

$\boldsymbol{\theta}$ est la matrice des angles de tension

$\mathbf{z}_p$ est le vecteur des mesures des puissances réelles

$\mathbf{z}_{QV}$ est le vecteur des mesures des puissances réactives ou des modules de tension

$\mathbf{e}_\theta$, $\mathbf{e}_{QV}$ sont les vecteurs des bruits de mesures correspondant à $\mathbf{z}_p$ et $\mathbf{z}_{QV}$.

Utilisant le principe de la méthode de moindres carrés, nous arrivons à l'équation (1-12):

$$\mathbf{H}' \mathbf{R}^{-1} \mathbf{r} = \mathbf{H}' \mathbf{R}^{-1} (\mathbf{z} - \mathbf{H}\hat{\mathbf{x}}) = \mathbf{0} \qquad (1\text{-}12)$$

Résolvons (1-12), nous obtenons:

$$\hat{\mathbf{x}} = (\mathbf{H}' \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H})^{-1} \mathbf{H}' \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z} \qquad (1\text{-}13)$$

Si nous définissons $\mathbf{G} = \mathbf{H}' \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}$, connue sous le nom matrice de gain **G**, la formule du vecteur résiduel devient:

$$\mathbf{r} = \mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}} = \mathbf{e} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}\mathbf{e} = \left[\mathbf{I} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}\right]\mathbf{e} \quad [1] \qquad (1\text{-}14)$$

$$\mathbf{r} = \mathbf{W}\mathbf{e} \qquad (1\text{-}15)$$

où $\mathbf{W} = \mathbf{I} - \mathbf{H}\,\mathbf{G}^{-1}\,\mathbf{H}'\,\mathbf{R}^{-1}$ appelé matrice de sensibilité résiduelle.

Dans les formules ci-dessus, les matrices de gain sont:

$$\mathbf{G}_\theta = \mathbf{H}'_{p\theta}\,\mathbf{R}_p^{-1}\mathbf{H}_{p\theta}$$

$$\mathbf{G}_v = \mathbf{H}'_{QV}\,\mathbf{R}_Q^{-1}\,\mathbf{H}_{QV}$$

avec:

$\mathbf{R}_p^{-1}$ contient les coefficients de pondération correspondant aux mesures $\mathbf{z}_p$

$\mathbf{R}_Q^{-1}$ contient les coefficients de pondération correspondant aux mesures $\mathbf{z}_{QV}$.

$\hat{\mathbf{x}} = (\mathbf{H}'\,\mathbf{R}^{-1}\,\mathbf{H})^{-1}\,\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}\,\mathbf{z} = \mathbf{G}^{-1}\,\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}\,(\mathbf{H}\mathbf{x} + \mathbf{e}) = \mathbf{x} + \mathbf{G}^{-1}\,\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}\mathbf{e}$

[1] $\hat{\mathbf{x}} - \mathbf{x} = \mathbf{G}^{-1}\,\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}\mathbf{e}$

$\mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}} = \mathbf{e} - \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}} - \mathbf{x}) = \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\,\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}\mathbf{e}$

1.2 Notion d'observabilité:

Si l'ensemble des mesures est suffisant pour que la matrice de gain soit non singulière, le réseau est observable. La condition d'observabilité exige que le nombre de mesures doit être au moins égal au nombre de variables d'état, dans cette condition la matrice **H** est carrée. Mais l'observabilité ne dépend pas seulement de nombre de mesures mais aussi de leur emplacement.

On définit:

Mesure critique:

Une mesure critique rend le réseau non-observable quand elle est éliminée.

Paire critique de mesure:

C'est une paire de mesures qui, une fois absente, rend le réseau non observable. Si l'une des mesures de la paire est non disponible, l'autre mesure de la paire devient critique.

Branche critique:

Une branche critique rend le réseau non-observable quand elle est éliminée.

Paire critique de branche:

C'est une paire de branche qui, une fois absente rend le réseau non observable. Si l'une des branches de la paire est éliminée, l'autre branche de la paire devient critique.

1.3 Analyse des résidus

1.3.1 Détection et identification des erreurs de mesures

L'estimateur d'état peut signaler les erreurs de topologie et les mauvaises données. Afin de détecter, les résidus de l'estimateur d'état sont utilisés dans un test de statistique. La procédure comprend 2 étapes dont les détails sont [3]:

a- Détection:

- exécuter l'estimateur d'état avec des mesures brutes
- calculer les résidus **r**
- évaluer l'indice: $\hat{f} = \sum_{j=1}^{m} r_j^{\,2} / \sigma_j^2$ (1-16)
- vérifier pour un degré de liberté k = m - n, si la valeur de $\hat{f}$ est plus petite que la valeur critique $\chi^2_{k,\alpha}$

$$\hat{f} < \chi^2_{k,\alpha} \qquad (1\text{-}17)$$

χ^2_k : distribution khi-deux à k degrés de liberté

$\chi^2_{k,\alpha}$: le (1 - α) ième percentile d'une variable χ^2_k c'est à dire:

$$\Pr (\hat{f} < \chi^2_{k,\alpha}) = (1 - \alpha) \qquad (1\text{-}18)$$

Si l'hypothèse n'est pas satisfaite, il y a au moins une mauvaise mesure ou une erreur de topologie.

b- Suppression:

- Si on suppose qu'il n'y a pas d'erreur de topologie, on peut éliminer la mesure qui correspond au plus grand résidu normalisé

$$r_{N_j} = \frac{(z_j - \hat{z}_j)}{\sqrt{R'_{jj}}} \qquad (1\text{-}19)$$

$\sqrt{R'_{jj}}$ est l'écart type du résidu r_j : $R'_{jj} = \mathbf{E}(r_j^2) = \mathbf{E}\left[(z_j - \hat{z}_j)^2\right]$. (1-20)

- On reprend l 'estimation d'état et on analyse de nouveau les résidus.

Si le test $\chi^2_{k,a}$ passe, alors la mesure enlevée est vraiment la mauvaise donnée, sinon il faut reprendre le processus.

1.3.2 Faiblesses du test

Nous regardons maintenant les faiblesses de l'approche ci-haut

a- La capacité de détecter et d'identifier les erreurs par l'estimateur d'état dépend du degré de redondance des mesures (plus d'équation à résoudre que de variables d'état).

La redondance globale des mesures est définie comme suit :

Redondance = nombre de mesures / nombre de variables d'état

Typiquement, on a:

$$1.3 < \text{Redondance} < 2.0$$

b- Les résidus ne donnent pas toujours de bons indices, car une mauvaise donnée peut correspondre à un grand ou à un petit résidu, selon la disposition des capteurs.

Le fait est prouvé dans l' exemple suivant [7].

Supposons que nous voulons estimer la tension x de la source de tension dans le circuit de la figure 1.1.

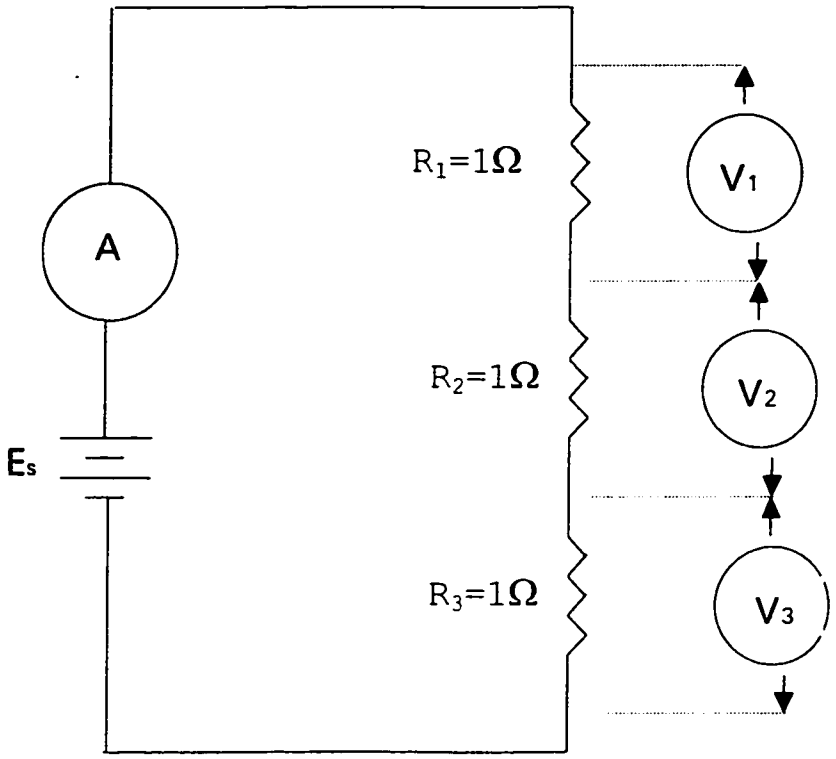


Figure 1.1 : *Circuit pour estimer la source de tension E_s*

La vraie valeur de l'inconnue x est 30.

L'erreur actuelle des mesures est :

$$\mathbf{e} = \begin{bmatrix} 0.2 \\ -0.2 \\ 3.0 \\ 5.0 \end{bmatrix}$$

Donc, les lectures sur les volmètres sont:

z_1 = lecture sur le premier voltmètre $= x/3 + .2$

z_2 = lecture sur le deuxième voltmètre $= x/3 + (-0.2)$

z_3 = lecture sur le troisième voltmètre $= x/3 + 3.0$

z_4 = lecture sur l'ampèremètre $= x/3 + 5.0$

Sous forme matricielle, nous avons:

$$\mathbf{z} = \mathbf{Hx} + \mathbf{e}$$

avec $$\mathbf{H} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Par l'équation de moindres carrés, nous obtenons la valeur estimée $\hat{x} = 36$.

Le vecteur résiduel est donc:

$$\mathbf{r} = \mathbf{z} - \mathbf{H}\hat{\mathbf{x}} = \begin{bmatrix} -1.8 \\ -2.2 \\ 1.0 \\ 3.0 \end{bmatrix}$$

Il n'est pas évident d'identifier les mesures faussées: les mauvaises données z_3 et z_4 correspondent au plus grand et au plus petit résidu.

c- Une mesure erronée engendre les erreurs dans toutes les valeurs estimées.

En effet, reprenons la formule du résidu:

$$\mathbf{r} = \mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}} = [\, \mathbf{I} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}^{t}\mathbf{R}^{-1} \,]\, \mathbf{e} = \mathbf{We}$$

Puisqu'il s'agit de la multiplication de deux matrices, un seul élément non nul de **e** peut influencer un certain nombre ou toutes les différences entre les vraies valeurs de **z** et leurs estimées $\hat{\mathbf{z}}$. Cette propriété facilite la détection d'erreur mais rend l'identification d'erreur plus difficile.

d- De multiples fausses mesures corrélées peuvent engendrer des résidus nuls:

Soit par exemple, le cas suivant du réseau IEEE 14 barres avec l'ensemble des mesures suivant [4]:

-0.2222 **940.1797** -0.0027 0.1030 0.028 0.0865 0.0641
0.2723 0.5479 0.2980 0.1674 0.0610 **228.2935** -0.937
-0.1031

Le tableau 1.1 définit les mesures et donne les résidus correspondants.

Les mesures 2 et 13 sont fortement en erreur. Or, l'ampleur des erreurs de mesures ne se manifestent pas dans les résidus.

Tableau 1.1 : *Résidus obtenus*

Mesure	Transits	Résidu	Résidu normalisé
1	(3,4)	0.0000	0.0000
2	(4,5)	-0.0147	-8.7871
3	(7,8)	0.0000	0.0000
4	(9,14)	-0.000	-0.0000
5	(10,11)	-0.000	-0.0000
6	(6,10)	0.0000	0.0000
7	(13,14)	-0.0000	-0.0000
8	(7,9)	-0.0002	-0.1370
9	(2,4)	-0.0617	-8.7871
10	(4,7)	-0.0005	-0.1370
11	(4,9)	0.0013	0.1370
12	(9,11)	0.0000	0.0000
13	(2,5)	0.0608	8.7871
14	3	-0.0000	-0.0000
15	6	-0.0000	-0.0000

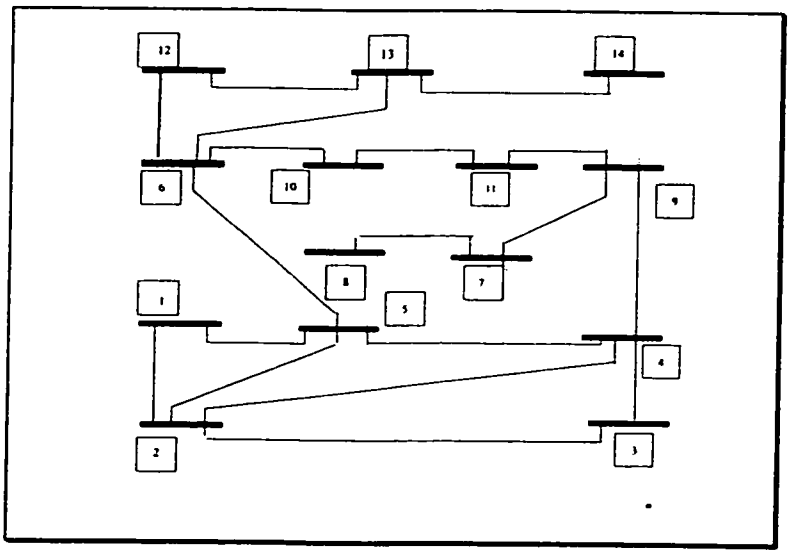


Figure 1.2 : *Réseau IEEE 14 barres*

e- Dans une mesure critique, les erreurs grossières ne peuvent pas être détectées car son résidu d'estimation est toujours nul.

-Les erreurs grossières dans un ensemble critique peuvent être détectées mais elles ne peuvent pas être identifiées (retracées) car les résidus normalisés d'un ensemble critique ont la même grandeur.

Les propriétés ci-dessous peuvent être illustrées par des exemples numériques similaires à d.

CHAPITRE II

MODÉLISATION DU RÉSEAU EXTERNE

2.1 Généralité

2.1.1 Motivation

L' extension des systèmes interconnectés crée des besoins accrus pour l'étude de la sécurité du réseau. On évalue les situations à examiner, en se basant sur différents phénomènes physiques tels que la perte de stabilité, la chute de tension, la chute de fréquence et la surcharge dans les lignes. Deux classes de stabilité ont été définies dans la littérature: stabilité de petits signaux en régime permanent et stabilité dynamique en régime transitoire. L'évaluation de la stabilité requiert l'exécution de nombreuses simulations temporelles. En planification, on effectue des études prévisionnelles qui analysent un grand nombre de situations de réseau vis-à-vis d'un ensemble considérable de cas de défaut. Dans l'exploitation en temps réel, on fait la vérification systématique, la détection et la correction d'une situation dangereuse non prévue (analyse de sécurité).

Dans tous les cas, les qualités recherchées des méthodes d'évaluation de la sécurité sont la rapidité, la crédibilité (capacité à détecter toutes les situations dangereuses) et la simplicité d'interprétation des résultats. Or la croissance des réseaux interconnectés rend les calculs de sécurité sur un réseau détaillé plus ardu et complexe, et voire impossible en temps réel. Il est nécessaire d'apporter des simplifications sur le réseau pour alléger les études de contingences. On a constaté que la plupart des opérations de manoeuvres et de perturbations entraînent des changements considérables seulement dans une région limitée du réseau: la partie fortement liée au point de perturbation. Cette caractéristique peut être utilisée pour gérer un réseau interconnecté.

Un réseau interconnecté est contrôlé par des centres de contrôle appartenant à des entreprises membres. Traditionnellement un centre de contrôle divise le réseau interconnecté en deux parties: le réseau interne et le réseau externe. Le réseau interne désigne la partie gérée par l'entreprise et le réseau externe indique le reste du réseau interconnecté. Les barres dans la région interne liées avec au moins une barre de la région externe sont appelées des barres frontières. On peut illustrer le schéma simplifié d'un réseau interconnecté comme à la figure 2.1 où le réseau interne correspond à la partie observable du réseau et le réseau externe à la partie non observable.

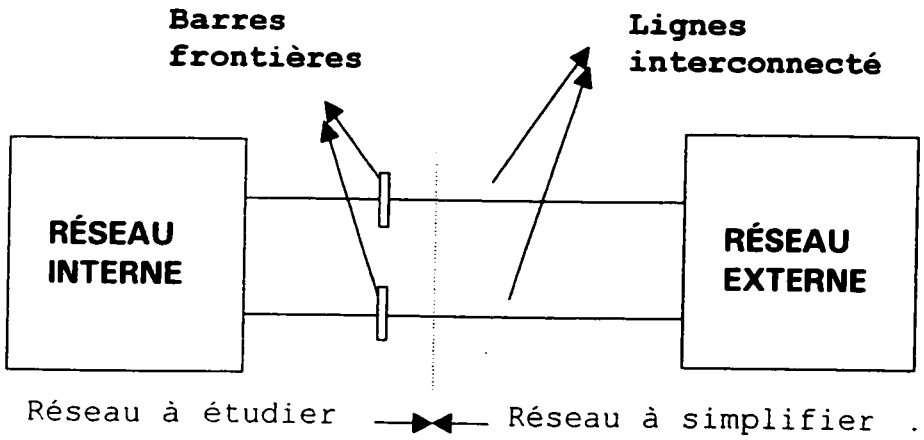


Figure 2.1 : *Réseau interconnecté*

Le centre de contrôle doit réaliser des analyses de contingences tel que la mise hors service d'un générateur ou d'une ligne, les court-circuits, etc...La sévérité des cas peut être étudiée avec des logiciels ayant comme entrée la solution de l'estimateur d'état. Dans un réseau interconnecté, une perturbation dans le réseau interne peut changer de façon significative les conditions d'opération du réseau voisin qui, à son tour, influence le réseau interne. Alors, l'étude doit aussi inclure le modèle du réseau externe afin de représenter correctement sa réaction aux contingences dans le réseau interne.

Il faut si possible modéliser le réseau au complet, mais ce n'est pas toujours faisable pour au moins les raisons suivantes:

- le manque de données précises sur le réseau externe (ou non observable): configuration, données nodales ou transits de puissance
- le temps élevé pour réaliser des calculs.

2.1.2 Critères exigés du modèle externe

Pour une modélisation efficace du réseau externe, il est nécessaire d'établir la liste des qualités requises. Le modèle doit:

- être suffisamment précis, surtout pour certaines variables sélectionnées telles que tensions, transits de puissance, positions angulaires, etc...
- exiger peu de calcul et de mémoire pour les simulations
- fonctionner avec des données faciles à relever
- reproduire assez exactement le comportement du réseau
- être établi par une procédure automatique
- être compatible avec les modèles et les programmes de simulations usuels.

2.1.3 Modélisation du réseau externe

Même si transfert de données entre les centres de contrôle est considéré comme la solution idéale pour modéliser le réseau externe, il existait peu de normes sur le format et la gestion des données échangées. Les données proviennent des différents centres de contrôles et sont susceptibles à des manques de coordination. On peut citer dans ce genre de problème la difficulté de synchroniser le temps. Ceci devient presque impossible, quand il faut collecter les données de plusieurs centres de contrôles. Par ailleurs, un autre problème à résoudre est le choix des types de mesures à échanger.

Comme chaque centre de contrôle possède son centre d'intérêt, on se retrouve avec une diversité de bases de données et les données échangées doivent être

transformées sous d'autres formats et aussi d'autres contenus. Récemment, il y a beaucoup de travail de normalisation, via les protocoles CIM / XML cependant, cela ne règle pas tous les problèmes et les industries doivent recourir à d'autres solutions pour traiter les informations sur le réseau externe qui ne sont pas forcément complètes et précises.

Les méthodes actuelles pour modéliser le réseau externe (ou non observable) peuvent être classées selon deux approches décrites ci-dessous:

- modèle équivalent.
- modèle non-réduit.

Après cette présentation une discussion de l'impact des erreurs de modélisation suivra.

2.2 Réseau équivalent

Dans la première approche, on réduit la dimension du réseau externe (ou réseau non observable) et on ramène le nouveau réseau aux barres frontières du réseau interne. C'est-à-dire que le réseau réduit est un réseau équivalent en régime stationnaire calculé en supposant les niveaux moyens de charge et les positions normales des disjoncteurs dans le réseau externe. Il s'ensuit qu'une continuelle mise à jour de ce modèle est nécessaire car le modèle de base ne reflète pas les changements dans le réseau externe.

La procédure à suivre comprend trois étapes:

- étape 1: construire l'équivalent de dimension réduite du réseau externe en régime stationnaire en se basant sur un fonctionnement normal des appareils et pour un niveau de charge moyen.

- étape 2: attacher le réseau équivalent aux barres frontières du réseau interne et ensuite calculer le bilan de puissance.

- étape 3: utiliser les informations en temps réel pour faire la mise à jour du modèle externe et au besoin la détection d'erreurs topologiques.

Actuellement, les compagnies utilisent essentiellement les équivalents de type Ward et dans quelques cas, la méthode de linéarisation ou la méthode R.E.I (Radial Équivalent Indépendant) est retenue.

2.2.1 Description des modèles

2.2.1.1 Équivalent externe de type Ward

L'équivalent externe le plus utilisé est celui de Ward. Il existe cependant quelques variantes de Ward dont les principales sont:

a- modèle Ward simple [9-11].

b- modèle Ward PV [10, 12].

c- modèle Ward étendu [9-11]

a- Modèle Ward simple

C'est la version la plus simple du modèle de Ward. Son principe est de réduire le réseau externe au complet en des branches d'admittances connectées aux barres frontières. Initialement, le réseau total interconnecté est divisé en des barres externes, internes et des barres frontières. Ainsi, l'application de la loi de Kirchoff au réseau total nous donne une équation matricielle de la forme:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Yee} & \mathbf{Yeb} & \\ \mathbf{Ybe} & \mathbf{Ybb^e}+\mathbf{Ybb^i} & \mathbf{Ybi} \\ & \mathbf{Yib} & \mathbf{Yii} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{Ee} \\ \mathbf{Eb} \\ \mathbf{Ei} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Ie} \\ \mathbf{Ib} \\ \mathbf{Ii} \end{bmatrix} \qquad (2\text{-}1)$$

Note:

i: barre dans le réseau interne

b: barre frontière

e: barre dans le réseau externe

$\mathbf{Ybb^i}$: sous matrice dont les éléments diagonaux comprennent les admittances des branches qui relient soit deux barres frontière - frontière, soit deux barres frontière - interne.

$\mathbf{Ybb^e}$: sous matrice dont les éléments diagonaux comprennent les admittances des branches qui relient soit deux barres frontière - frontière, soit deux barres frontière - externe.

Ensuite, on élimine toutes les barres externes par la procédure de Gauss. Le nouveau réseau va être de dimension réduite et la nouvelle matrice prendra la forme:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Yeq}+\mathbf{Ybb^i} & \mathbf{Ybi} \\ \mathbf{Yib} & \mathbf{Yii} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{Eb} \\ \mathbf{Ei} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Ib}+\mathbf{Ieq} \\ \mathbf{Ii} \end{bmatrix} \qquad (2\text{-}2)$$

où:

$$\mathbf{Yeq} = \mathbf{Ybb^e} - \mathbf{Ybe.Yee^{-1}Yeb}$$
$$\mathbf{Ieq} = -\mathbf{Ybe.Yee^{-1}Ie} \qquad (2\text{-}3)$$

Le courant **Ieq** est converti sous forme de puissance équivalente **Seq** représentant l'injection des barres externes dans les barres frontières. Ainsi, la puissance totale injectée à une barre frontière est la sommation de la puissance initiale et de celle qui vient du réseau externe calculé au cas de base. À moins qu'une mise à jour ne soit faite, il est clair que le réseau équivalent de Ward est indépendant de l'état réel du réseau extérieur.

Avant toutes les opérations, on peut traiter les barres de charges dans le réseau externe comme des injections de courant, alors le circuit externe peut être considéré comme un circuit série. Dans ce cas, le rapport X/R du réseau équivalent peut être maintenu à des valeurs supérieures à 1/3. Cette caractéristique facilite la convergence des algorithmes [11]. Cette variante connue sous le nom de Ward injection est différente de celle de Ward classique, aussi appelée Ward admittance.[2] On représente alors les barres de charges externes sous formes d' admittances incluses dans Yee, et aussi on annule les courant Ie [9, 11] . Cette opération a tendance à amplifier les shunts connectés aux barres frontières, créant ainsi un faux comportement en tension et en puissance réactive [11].

Dans les études de contingences, Ward simple donne de bon résultat en puissance active mais de gros écart en puissance réactive. Ce qui est prévisible, car le modèle ne peut pas suivre les évolutions dans le temps des barres PV.

b- Modèle Ward PV

Pour améliorer la précision du calcul de la puissance réactive, la version simplifiée doit être modifiée légèrement. Cette fois, la méthode de Gauss sert à éliminer seulement les barres de charges externes. Le réseau réduit possède encore des barres PV externes, donc il peut tenir compte des changements dans les puissances réactives à la

[2] Voir l'annexe IX

suite d'une contingence. Les résultats obtenus avec cette méthode sont jugés bons et suffisants.

Pourtant, si le réseau externe a un nombre élevé des barres PV, la méthode nécessite un temps de calcul important. En pratique, on peut garder simplement un certain nombre de générateurs qui sont capables de fournir une grande quantité de puissance réactive [12].

c- Modèle Ward étendu

Monticelli et ses collaborateurs ont établi un modèle qui combine la simplicité du modèle Ward simple avec la précision du modèle Ward PV. Dans une première étape, le réseau interconnecté est transformé en réseau équivalent du type Ward simple, par la suite on ajoute des générateurs fictifs aux barres frontières du réseau simplifié. Ces générateurs n'affectent pas la solution de base du réseau et ne produisent pas des puissances actives. Ils sont considérés comme des supports additionnels de puissances réactives qui reproduisent la même réponse que celle du modèle Ward PV. La figure 2.2 illustre deux configurations possibles de la partie extension du réseau (des branches fictives de susceptances $\hat{\mathbf{B}}_i$, connectées entre une barre frontière et une barre fictive PV) et la référence [10] donne le calcul détaillé de $\hat{\mathbf{B}}_i$.

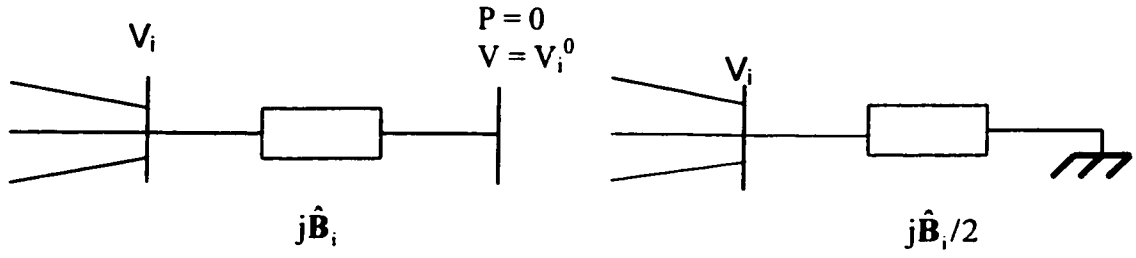


Figure 2.2 : *Implémentation du modèle Ward étendu.*

2.2.1.2 Équivalent externe de type Dimo-R.E.I

Dimo a inventé la méthode R.E.I qui construit le réseau équivalent à partir de la répartition de puissance du réseau externe [9-12]. L'idée principale est de retirer toutes les injections des noeuds extérieurs et de les regrouper à un noeud fictif R.E.I. On peut regrouper les barres selon leur types (PQ ou PV), leurs distances géographiques ou électriques, la densité de la matrice, etc. ... de sorte qu'on peut avoir plusieurs noeuds fictifs R.E.I connectés aux barres frontières. Ces injections regroupées sont redistribuées aux barres frontières par un réseau radial appelé réseau R.E.I, à travers un nœud g. Au cas de base, la tension de g est nulle (figure 2.3) . Les admittances y_k et y_r du réseau radial sont calculées pour que les injections du réseau R.E.I dans les noeuds k soient les mêmes que les injections originales dans le cas de base. Elles devront avoir les valeurs suivantes:

$$y_k = -S_k^* / V_k^2 \qquad (2\text{-}4)$$

$$y_r = S_r^* / V_r^2 \qquad (2\text{-}5)$$

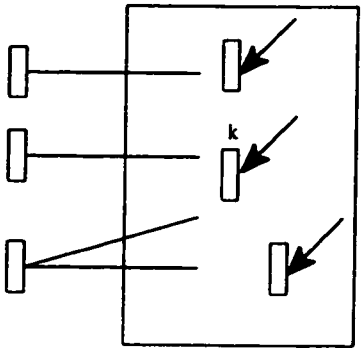
avec:

$$S_r = \Sigma_k S_k \qquad (2\text{-}6)$$

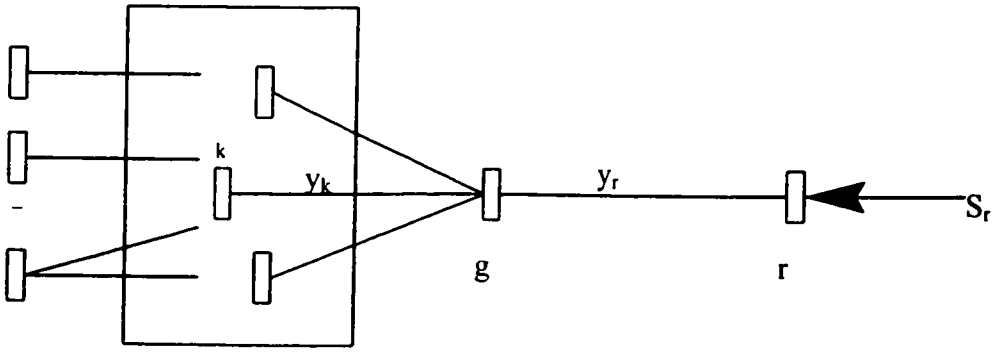
Comme d'habitude on élimine les barres k et les noeuds g par la méthode de Gauss. Alors, le réseau final contient seulement des noeuds r qui remplacent les barres éliminées.

À partir de cette description, on peut remarquer que le point d'opération du réseau externe est intégré dans les branches admittances y_k du réseau R.E.I. Il s'ensuit que l'ajustement du réseau externe pour le modèle R.E.I est une tâche difficile, surtout dans les études de contingence. De plus, un tel regroupement peut faire apparaître de très faibles tensions (0.8 pu et 0.66 pu dans [12]) sur les nouvelles barres R.E.I causant de sérieux problèmes de convergence. Pour remédier à ce problème, diverses possibilités de regrouper les noeuds ont été proposées comme de mettre ensemble des barres PV avec des barres PV, des barres PQ avec des barres PQ. Aussi, on peut partir

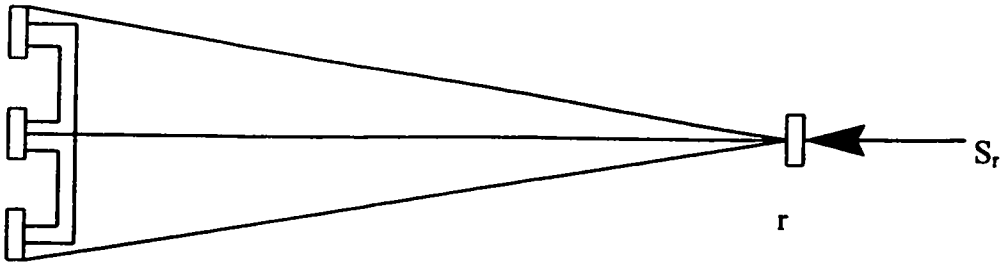
avec les mêmes tensions pour toutes les barres, traiter les barres PV comme des barres PQ lorsque ses limites de puissances réactives sont atteintes. À mesure qu'on s'éloigne de la solution de base, l'erreur due à la redistribution de la puissance à travers le réseau R.E.I devient significative. En effet, la pratique montre que la proportion de la distribution dans les branches «kg» ne demeure pas invariante pour toutes les situations telles que supposées dans la méthode.



a- Réseau initial



b- Structure du réseau R.E.I



c- Équivalent R.E.I après l'élimination des barres de zéros injections

Figure 2.3 : *Équivalent R.E.I*

2.2.1.3 Méthode de linéarisation [9,11]

Dans cette méthode, l'écoulement de la puissance active et réactive du réseau externe dans les barres frontières est linéarisé selon la formule:

$$\mathbf{F} - \mathbf{F}^0 = -\mathbf{J}' * (\mathbf{X}_b - \mathbf{X}_b^0) \qquad (2\text{-}7)$$

où: $\mathbf{X}_b - \mathbf{X}_b^0 = [\Delta\theta, \Delta \mathbf{V}]^t$

$\mathbf{F} - \mathbf{F}^0 = [\Delta P, \Delta Q]^t$

Δ signifie une déviation par rapport au cas de base.

Au début, on forme le Jacobien J pour des barres aux frontières et des barres externes. Après, on élimine les barres externes pour obtenir le Jacobien **J'** du réseau équivalent ramené aux barres frontières.

Pour utiliser ce réseau équivalent dans l'écoulement de puissance de Newton, on ajoute J' aux éléments frontières de la matrice Jacobienne du réseau interne. Dans une répartition de puissance avec algorithme découplé [3], on additionne aux matrices **B'** et **B''** du réseau interne les termes découplés de la matrice symétrique **J'**. Il est clair qu'une erreur de topologie va introduire les erreurs dans le Jacobien **J'** et par conséquent, fausser les impédances du réseau équivalent.

Rappel:

B' matrice de dimension N_b -1

B" matrice de dimension N_{PQ}

avec N_b est le nombre total de barre dans un réseau et N_{PQ} est le nombre total des barres de charge dans le réseau .

---

[3] $\Delta P / V = B' . \Delta\theta$

$\Delta Q / V = B'' . \Delta V$

On obtient **B'** et **B"** à partir de la matrice $\mathbf{Y_{bus}} = \mathbf{G} + \mathbf{jB}$ en prenant les parties imaginaires des colonnes correspondantes.

L'avantage de la linéarisation est de réduire le temps de calcul et d'éviter le mauvais-conditionnent. Si l'écoulement du réseau externe est disponible, ce qui suppose un réseau observable, on peut construire un Jacobien exact, par conséquent la méthode donne de bons résultats. Cependant, cette méthode ne peut être appliquée qu'au moyen d'un programme de répartition spécialement modifié.

2.2.2 Ajustement du modèle de l'estimateur d'état

Après la solution du réseau interne faite par l'estimateur d'état, on ajoute le réseau équivalent externe aux barres frontières. Le réseau externe a été conçu par une des méthodes citées. Idéalement, un tel ajout ne doit pas modifier l'état actuel du réseau interne. Surtout, sur le plan d'écoulement de puissance, il doit avoir concordance entre les puissances injectées dans les barres frontières par le réseau équivalent avec des transits de puissances sur les lignes d'interconnexion. Cependant, due à l'incertitude sur la modélisation ou sur les données, ou à des changements de situations, le bilan de puissance aux barres frontières ne s'annule pas automatiquement et il est nécessaire d' effectuer des ajustements afin de maintenir le réseau interne intact. Pour ce faire, on place aux barres frontières, des injections supplémentaires fictives qui représentent la différence entre l'état réel et l'état modélisé du réseau externe. Au lieu de cette approche séquentielle, on peut aussi avoir une solution simultanée du réseau interne et externe.

2.2.3 Mise à jour de l'équivalence

Pour les centres de contrôles qui ont choisi d'utiliser des équivalents, souvent la mise à jour est égale à une correction de bilan de puissances aux barres frontières, tandis

que la configuration du réseau équivalent reste invariante. C'est-à-dire le même réseau est toujours utilisé. On peut donc s'attendre à des erreurs non négligeables dans les études de contingences. Par ailleurs, pour une situation réelle, le réseau externe va sûrement changer avec le temps et il est raisonnable que son équivalent change aussi. Cela signifie qu'une mise à jour complète doit combiner une modification des paramètres du réseau et un ajustement de bilan de puissance.

Jusqu'à présent, les recherches n'ont pas réussi à mettre au point des algorithmes efficaces afin d'identifier et de corriger les paramètres erronés. La conclusion est qu'il est pratiquement impossible de calibrer un réseau de type Ward. Quant au type R.E.I, on peut simplifier le processus de mise à jour par l'introduction du concept du réseau de calibration. Ce dernier a un noeud de calibration qui est relié avec les noeuds frontières à travers un réseau aussi de type R.E.I comme illustré à la figure 2.4. Un exemple typique qui fait l'usage de ce concept est le modèle X-R.E.I [10,13] dans laquelle on garde les noeuds essentiels du réseau externe et les autres noeuds sont regroupés en des noeuds équivalents. Les noeuds essentiels peuvent être déterminés par l'étude de sensibilité et doivent contenir au moins des barres frontières. Les noeuds non-essentiels avec des injections nulles sont éliminés et on attache un réseau de calibration aux noeuds frontières pour ajuster précisément le bilan de puissance. Les noeuds et les branches essentiels aident à incorporer les changements en temps réels du réseau externe dans l'équivalent.

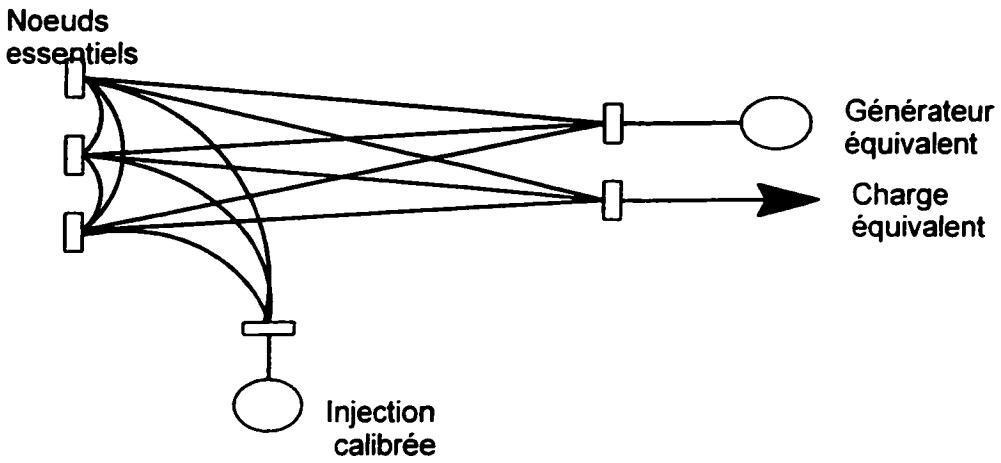


Figure 2.4 : *Modèle X-R.E.I*

American Electric Power (A.E.P) a essayé une autre procédure en deux étapes pour calibrer le réseau équivalent de type R.E.I [14]. À priori, on utilise la répartition de puissance en redondance pour déterminer les tensions des barres R.E.I qui minimisent le bilan de puissance. Au point de vue mathématique, c'est un problème d'optimisation dont la solution (les tensions dans ce cas) sont obtenues en résolvant un système d'équations linéaires. Les nouvelles tensions servent à déduire le courant correspondant au bilan de puissance aux barres frontières afin de rendre nul le bilan de puissance. La comparaison des résultats obtenus des méthodes équivalentes usuelles indique qu'on obtient de meilleurs résultats dans tous les cas d'essais.

Tout en ne cherchant pas la cause d'une valeur non nulle du bilan de puissance, les techniques ci-dessus masquent le problème sans le corriger. On présume qu'une modification des paramètres du réseau équivalent devra corriger toutes les sources d'erreurs provenant soit de la charge, soit de la génération ou soit de la topologie, etc... Or, il n'est pas sûr que l'élimination de bilan de puissance réussit à rectifier tous ces cas. Surtout, pour une erreur dans la topologie, ce traitement est insuffisamment précis. L'étude menée par Ajan Bose [15] prouve que les erreurs topologiques provoquent des effets plus importants que celles de type analogique. On peut trouver la même constatation sans démonstration dans les travaux antérieurs [9,11] . Dans certains cas,

ce type d'erreur produit des niveaux inacceptables de bilan de puissance aux barres frontières. Toutefois, on peut se baser sur la valeur élevée des bilan de puissance aux barres frontières pour affirmer qu'un changement important dans le réseau externe s'est produit. Par la suite, les opérateurs du réseau procèdent à des vérifications téléphoniques pour effectuer les vraies corrections.

2.2.4 Évaluation préliminaire

D'après les essais dans les compagnies, il semble que tous les différents modèles qui peuvent fournir un support de puissance réactive donnent des résultats satisfaisants. En particulier, le modèle de type Ward avec des zones de tampon est facile à implanter. Par ailleurs, l'avantage du type Ward (sauf Ward admittance) est la séparation de ses deux parties passive et active. En effet, la structure du réseau équivalent (partie active) est déterminée par la topologie du réseau externe, tandis que l'injection aux barres frontières (partie passive) reflète le point d'opération du réseau externe. S'il n'y a pas d'erreur de topologie, un simple ajustement de bilan de puissance aux barres frontières peut être suffisant pour mettre à jour le réseau équivalent.

On peut dire que les méthodes R.E.I et Ward admittance ne sont pas vraiment conçues pour modéliser la réponse en temps réel du réseau externe mais plutôt pour remplacer ce dernier par un réseau réduit qui est exact seulement au point d'opération initial du système. Néanmoins, pour les fluctuations de charge et de génération dans le réseau externe, la procédure de mise à jour suggérée par A.E.P donne de bon résultats. C'est pour cette raison que l'article [16] recommande l'utilisation du modèle R.E.I dans les centres de contrôles, contrairement à la tendance générale qui favorise le modèle Ward. Quant au modèle de Ward, la conclusion tirée de ces essais est qu'il fonctionne bien en temps différé mais devient non satisfaisant dans les applications en temps réels.

Malgré certains aspects intéressants, l'utilisation de la méthode de linéarisation est encore très limitée, car peut être, elle nécessite les adaptations importantes des applications. Par ailleurs, une compagnie qui utilise cette méthode dans une application en temps réel, obtient de médiocres résultats par rapport aux mesures réelles [17].

2.3 Réseau non réduit

Dans la deuxième approche, on représente le réseau externe (non observable) au complet et en détail. On le solutionne en temps réel, soit par la répartition de puissance soit par l'estimateur d'état.

Afin de contourner la non-observabilité, les données en temps réel du réseau externe sont obtenues par l'extrapolation des mesures internes, par des facteurs de distribution de la charge et la répartition économique. La quantité de données en temps réel à calculer dépend évidemment de la dimension du modèle externe.

La procédure à suivre comprend trois étapes:

- étape 1: estimer à partir de données en temps réel la topologie, la génération et la charge du réseau externe.

- étape 2: résoudre le réseau externe au complet soit par répartition de puissance, soit par l'estimateur d'état en fixant les tensions aux barres de frontières aux valeurs calculées par l'estimateur interne, soit par une solution simultanée des réseaux internes et externes.

- étape 3: vérifier le bilan de puissance et effectuer les corrections manuelles si nécessaire.

2.3.1 Calcul de l'état du réseau externe

L'estimateur d'état décrit au chapitre I peut être appliqué sur le réseau complet afin de déterminer l'état de ce réseau. Il est aussi possible d'effectuer la répartition de puissance dans le réseau externe, y compris les barres frontières, tout en fixant les tensions et les angles des barres internes aux valeurs données par l'estimateur d'état du réseau interne. C'est à dire les barres frontières doivent être traitées comme des barres équilibres pour le réseau externe. De cette manière, théoriquement à la convergence le

bilan de puissance aux barres frontières doit être nul. Néanmoins, s'il y a l'erreur dans les paramètres du réseau ou dans les données, on peut s'attendre à des bilans de puissance élevés aux barres frontières. Dans ce cas la mise à jour des données et les vérifications de la topologie du réseau aident à réduire les bilans de puissance. Il s'ensuit que les bilans de puissance aux barres frontières est une indication d'erreur de topologie dans le réseau externe. Mais la possibilité de localiser l'erreur avec cette méthode est très limitée car les erreurs vont tous se rassembler aux barres frontières quelque soit leurs types et leurs lieux. L'expérience montre que les bilans de puissance peuvent avoir des valeurs intolérables dans certaines situation.

2.3.2 Ajustement du bilan de puissance

D'après les essais, le modèle non réduit donne un meilleur bilan de puissance aux barres frontières que celle de l'équivalent externe. C'est tout à fait logique puisque la présentation en détail du réseau externe permet de vérifier et de corriger plus facilement les sources d'erreurs. On peut aussi observer que le bilan de puissance est plus gros dans la répartition de puissance qu'il l'est dans l'estimateur d'état. En effet, l'utilisation de l'estimateur d'état séquentiel réduit de façon significative le bilan de puissance aux barres frontières. En réalité, dans l'estimateur d'état, les erreurs sont dispersées dans la portion éloignée du réseau externe. En principe, les gros bilans de puissance peuvent être corrigés en analysant les circuits voisins et en se basant sur les données réelles disponibles. C'est moins évident dans une répartition de puissance car les erreurs vont être concentrées aux barres frontières où un nombre élevé de sources peuvent être la cause. Rappelons-nous que dans la répartition de puissance, les injections aux barres frontières sont illimitées et ces changements sont nécessaires afin de supporter les demandes du réseau externe.

D'une façon similaire à la modélisation par réseau équivalent, on peut dire qu'un bilan élevé de puissance indique la présence d'erreurs dans le modèle non réduit. Un grand bilan de puissance est souvent engendré par une hypothèse erronée soit dans la

topologie, soit dans le niveau d'échange entre les compagnies. L'erreur d'échange est plus faible que l'erreur sur le statut de lignes et de générateurs, car une erreur de type analogique influence peu les solutions incrémentales dans les études de contingences.

Quoique la mise à jour du modèle dans cette approche est plus facile grâce à sa présentation en détail, on retrouve ici la même lacune que dans l'approche du réseau équivalent. En fait, aucune procédure automatique, fiable a été suggérée pour l'identification d'erreur.

Dans la solution de l'estimateur d'état, la différence entre la valeur estimée et la valeur planifiée de la puissance injectée à une barre aide à déceler les données analogiques erronées. Par la technique de répartition de puissance, la barre ayant le bilan de puissance le plus élevé détermine la direction géographique de l'erreur. Il en découle que la possibilité de localiser et de détecter l'erreur est encore très restreinte à cause d'un grand nombre de barres du réseau externe à modéliser comparé à quelques barres frontières.

2.3.3 Évaluation préliminaire

On vient de décrire deux approches pour modéliser un réseau externe non-réduit. En résumé, l'utilisation de la répartition de puissance a deux principales lacunes:

-l'absorption totale des erreurs par les barres frontières

-la difficulté d'insérer des puissances transitées télé-mesurées dans le programme.

La méthode basée sur l'estimateur d'état permet d'insérer les données télé-mesurées pour raffiner le modèle et une flexibilité de disperser les erreurs tel que désiré. Toutefois, on remarque une diminution de la stabilité numérique quand les données se composent d'un grand nombre de puissances injectées et la possibilité de masquage des erreurs multiples.

2.4 Estimateur d'état généralisé

On peut répéter ici les principales étapes pour déterminer l'état d'un réseau interconnecté:

i- appliquer l'estimateur d'état pour trouver l'état actuel du réseau interne.

ii- modéliser le réseau externe.

iii- lier le modèle externe au réseau interne pour l'analyse de contingence.

A. Monticelli a proposé une méthode qui combine l'étape i et ii dans une seule phase par l'application d'un estimateur d'état modifié qui couvre en même temps le réseau interne et le réseau externe [18]. Dans ce cas, des précautions sont nécessaires pour éviter les effets des mauvaises données du réseau externe sur le réseau interne. N. Lu a résolu l'étape ii en appliquant à la fois la répartition de puissance et l'estimateur d'état au réseau externe [19]. La répartition de puissance permet de résoudre la partie non observable du réseau externe. On peut ainsi, améliorer la stabilité numérique et les calculs deviennent plus efficaces.

CHAPITRE III

DÉTECTION D'ERREURS DE MODÉLISATION D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE

3.1 Motivation de la détection d'erreur

Nous avons exposé deux approches pour modéliser un réseau interconnecté. Toutes deux possèdent des avantages et des inconvénients.

Modélisation le réseau externe non essentiel en détail offre un double avantage, à savoir: faciliter l'identification et la correction d'erreurs, de permettre l'insertion des données disponibles en vue d'améliorer la précision du calcul. Néanmoins, en pratique, il n'est pas économique et souvent difficile de réaliser des analyses sur un réseau modélisé par cette approche car elle requiert:

- des dépenses élevées dans les coûts des équipements de mesure
- un bon rassemblement des informations télécommandées (pas d'erreur de synchronisation)
- la fiabilité des données recueillies
- l'acquisition des ordinateurs sophistiqués
- un long temps de calcul.

Ces deux derniers problèmes sont mineurs de nos jours.

L'alternative est un réseau équivalent pour les parties non essentielles du réseau. L' idée fondamentale est la réduction de la dimension du réseau non essentiel afin de pallier aux inconvénients de l'autre approche. Cependant, dans certains cas les admittances des branches équivalentes ont des valeurs non-typiques [10-11], ce qui détériore la performance numérique.

Quelle que soit l'approche de modélisation retenue, il faut être en mesure de détecter les erreurs de topologie. C'est une difficulté majeure car il n'y a pas de procédures efficaces et automatisées pour détecter ces erreurs. Il faut d'abord traiter les problèmes suivants:

1- erreurs de topologie

2- erreurs de type analogique

3- erreurs de paramètre

4- mauvais bilan de puissance aux barres frontières

5- erreur de modélisation des réseaux équivalents.

Les deux dernières difficultés étant expliquées aux chapitre II, passons en revues, les trois premières.

1- Erreurs topologiques causées par l'incertitude dans les statuts des lignes

L'état des disjoncteurs est souvent une entrée manuelle par l'opérateur du réseau, alors des erreurs de topologie sont inévitables surtout dans les réseaux de répartition .

2- Erreurs analogiques causées par:

- les niveaux de production ou de charge qui ne suivent pas les profils prévus dans la partie non observable, y compris le réseau externe

- échelles de lecture incorrectes des appareils de mesure

- appareils mal branchés

- déséquilibre l'écoulement de puissance dans les trois phases

- erreurs de communications des données télé-mesurées.

3- Erreurs des paramètres:

- impédance des transformateurs qui varie suite aux changements de position des prises de transformateurs

- impédance de ligne qui est incertaine particulièrement pour des constructions anciennes.

Aux cours des années, on a souvent ajouté des nouveaux dispositifs dans réseau

qui n'ont pas été incorporés dans la banque de données des applications.

Tel que mentionné au chapitre II, un simple ajustement de bilan de puissance aux barres frontières peut être suffisant pour régler le problème de type analogique mais insuffisant pour le type topologique. Ainsi, le travail dans cette thèse consiste à proposer une solution efficace pour détecter l'erreur de type 1, c'est-à-dire l'erreur topologique, afin de contribuer au succès de l'estimateur d'état. La solution proposée fonctionne aussi pour le réseau interne où le problème de détection d'erreur topologique est le même. Cette technique pourrait servir aussi bien à la détection d'erreur topologique sur le réseau principal et sur les réseaux de répartition.

3.2 Problématique

La topologie d'un réseau électrique change régulièrement à cause de la fluctuation de la charge. Plusieurs dispositifs sont ouverts ou fermés durant les opérations journalières, mais pour des raisons économiques, les interrupteurs logiques ne sont pas tous télé-mesurés. Dues à des priorités plus importantes, la mise à jour manuelle de leur statut est négligée par le personnel.

La fonction de pré-traitement qui effectue l'analyse topologique au niveau du poste est normalement limitée à une simple «configuration du réseau» basée sur l'information logique d'un statut. À cause d' une faible redondance et de l'absence de la chute de tension dans une branche, une validation minutieuse des statuts logiques ne peut être faite, sauf dans le cas où l'interrupteur est associé directement à la mesure du transit aux deux extrémités de cette branche. Des algorithmes sont aussi appliqués pour détecter des mesures contenant systématiquement des erreurs grossières. Les mesures douteuses sont exclues de l'estimateur d'état. Par contre, d'autres erreurs de topologie et des mauvaises données sont plus difficiles à éliminer.

Comme exemple, nous citons le cas de "Pacific Gas & Electric Company" (PG & E) [20] dont le problème est relié à des interrupteurs de contournement des disjoncteurs (figure 3.1).

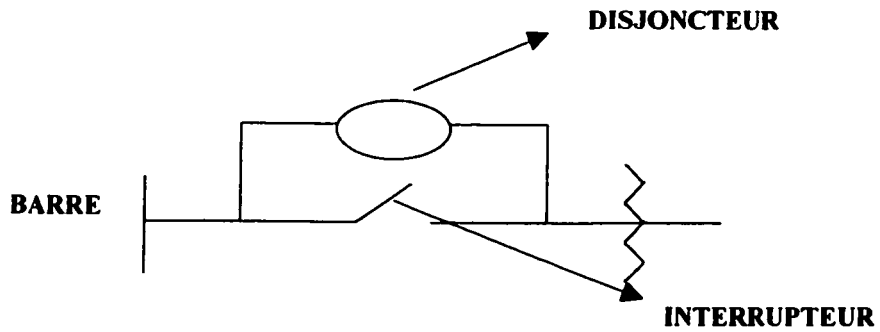


Figure 3.1 : *Arrangement typique d'un disjoncteur*

La personne d'entretien a débranché le disjoncteur et a fermé l'interrupteur pour maintenir les équipements en service. L'ouverture du disjoncteur est enregistrée car les disjoncteurs sont télé-mesurés. Tandis que l'interrupteur de contournement est encore montré ouvert dans la topologie car il n'est pas mesuré. La localisation de l'erreur est un travail ardu en raison de la taille du réseau. De telles erreurs numériques de statuts peuvent soit causer la divergence de l'estimateur d'état, soit engendrer un grand nombre de mauvaises données quelque part dans le réseau, comme illustré à la figure 3.2 .

La ligne 230 kV White Rock - Orangevale 230 kV est incorrectement débranchée dans le modèle. La sortie de l'estimateur d'état identifie une mauvaise donnée associée à la génération White Rock et y estime une génération négative de 122 W. En plus, l'estimateur d'état a trouvé une charge négative de 50 W à la station Union Valley qui se situe à deux barres de la ligne erronée.

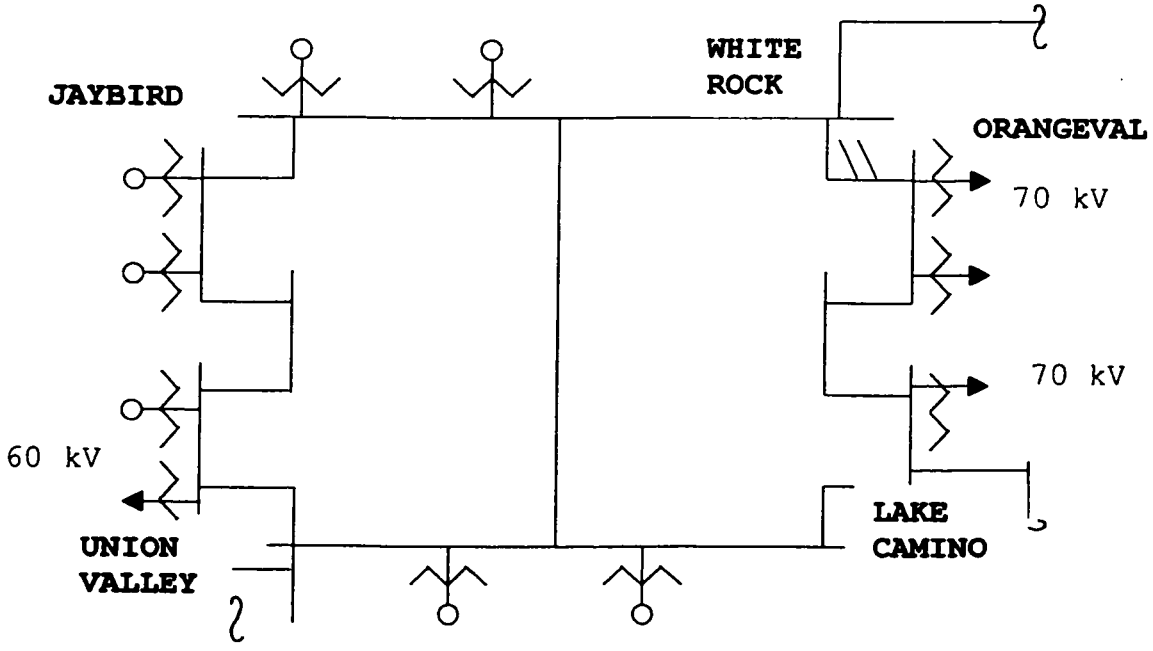


Figure 3.2 : *Une portion du réseau PG&E*

Afin d'apporter des solutions innovatrices, nous devons examiner les solutions existantes pour en dégager leurs difficultés et leurs limites.

3.3 Étude de l'état de l'art

Nous présentons d'abord quelques travaux qui se basent sur la réconciliation des données. Cette dernière exploite les informations redondantes et les lois de conservation afin d'extraire des informations précises et fiables à partir des mesures. La différence principale entre les techniques de réconciliation des données et les autres techniques de filtrage est que la réconciliation utilise explicitement les contraintes du modèle afin d'ajuster les mesures brutes. Dans notre cas, les contraintes reflètent la topologie du réseau.

La réconciliation des données et la détection des erreurs grossières sont des techniques qui vont de pair et qui expliquent des mesures redondantes.

Tel que mentionné au chapitre I, l'estimateur d'état peut signaler des erreurs de topologie et de mauvaises données. Un certain nombre de travaux plus avancés, effectuent l'identification en analysant la sortie de l'estimateur d'état. Ceux-ci feront partie aussi de notre étude de l'état de l'art.

3.3.1 Bonanomi

Bonanomi dans [21] offre un exemple de stratégie de réconciliation des données. À partir d'une barre quelconque, dont la tension est mesurée, les analyses comprennent des séquences de calcul des tensions des barres adjacentes en utilisant les mesures où les transits dérivés et les paramètres de lignes connus. Les mesures redondantes servent à effectuer les tests de cohérence impliquant des tolérances. Trois tests sont effectués lorsque c'est possible:

- si tous les transits dérivés d'une barre sont connus, vérifier le bilan de puissance (test de KCL, "Kirchoff Current Law");
- si les chutes de tension des lignes d'une boucle sont calculables, vérifier la loi de Kirchoff pour les tensions (test de KVL, "Kirchoff Voltage Law");

- si la mesure de la tension d'une barre est disponible, comparer avec la valeur calculée.

Lorsqu'un test échoue, tous les éléments impliqués se voient attribués de mauvaises notes:

- pour une ligne, les mauvaises notes sont assignées aux mesures des transits réels et réactifs, P_{ij} et Q_{ij}, et à sa chute de tension;
- pour une barre, c'est la puissance injectée P_i et Q_i et l'amplitude de la tension qui reçoivent la note.

À la fin des tests, on classe les éléments du réseau selon le total des mauvaises notes.

La mesure ayant la note totale plus élevée est enlevée et on répète l'algorithme avec l'ensemble réduit des mesures. Le même processus est répété jusqu'au succès des tests de cohérence.

À partir de cette description, les faiblesses de la méthode sont apparentes. Pour couvrir le réseau entier, le nombre de mesures doit être plus élevé que celui de l'estimateur d'état. Un réseau qui n'est pas observable par la méthode de Bonanomi, peut être observable par l'estimateur d'état. Aussi, les mesures disponibles doivent comprendre une bonne proportion des transits car les amplitudes des tensions (V_i) sont données par la solution de l'équation quadratique suivante:

$$(RP + XQ)^2 + (XP - RQ)^2 - [V_i^2 + 2[(RP + XQ)(1 - XB/2) + (XP - RQ)RB/2]]V_j^2 + [(1 - XB/2)^2 + (RB/2)^2]V_j^4 = 0. \qquad (3\text{-}1)$$

Où $P = P_{ji}$

$Q = Q_{ji}$.

Même exigence pour calculer sur une ligne, la chute de tension complexe $\overline{E}_{ij}$ dont la formule est:

$$\overline{E}_{ij} = Z\,[(P_{ij} - jQ_{ij})/\overline{V}_i - \overline{V}_i\,Y/2] \qquad (3\text{-}2)$$

Où $Z = R + jX$: impédance de ligne

$Y = jB$: admittance de ligne.

$\overline{V}_i = V_i \angle\theta_i$: tension à la barre i.

$\overline{V}_j = V_j \angle\theta_j$: tension à la barre j.

On trouve la formule (3-1) à partir des relations bien connues suivantes:

$$P_{ij} = Y^*/2\, V_i^2 + V_i^2 / Z^* - V_i\, V_j / Z^* \cos(\theta_{ij}) \qquad (3\text{-}3)$$

$$Q_{ij} = Y^*/2\, V_i^2 + V_i^2 / Z^* - V_i\, V_j / Z^* \sin(\theta_{ij}) \qquad (3\text{-}4)$$

$$\mathrm{Cos}^2\theta_{ij} + \mathrm{Sin}^2\theta_{ij} = 1$$

Le signe * marque un conjugué.

De même (3-2) est déduite à partir de la formule du transit S_{ij} :

$$S_{ij} = \overline{V}_i (\overline{V}_i^* - \overline{V}_j^*) / Z^* \qquad (3\text{-}5)$$

La méthode permet surtout de détecter les mauvaises mesures et n'identifie pas les causes. Seuls quelques cas simples peuvent être diagnostiqués. Par exemple, quand le bilan de puissance à une barre n'est pas nul, il est possible que cela soit dû à une susceptance shunt.

Ajoutons d'autres difficultés avec cette procédure:

- pour réussir à enlever toutes les mesures faussées, beaucoup d'essais successifs sont requis
- pour avoir des valeurs plus précises des tensions complexes, l'estimateur d'état est parfois utilisé
- pour déterminer les parcours à balayer dans le calcul des tensions des barres, il faut employer la théorie des graphes.

Passons maintenant aux travaux qui analysent les résidus de l'estimateur d'état pour chercher les erreurs de topologie et des mauvaises données.

3.3.2 N. Singh et H. Glavitsch [22]

N. Singh et Glavitsch ont présenté une méthode d'identification des erreurs topologiques en analysant la compatibilité des données disponibles. Nous présentons leur logique dans le petit exemple suivant.

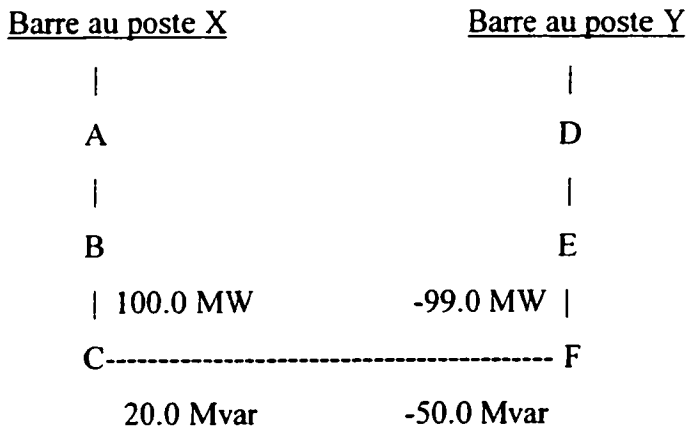


Figure 3.3 : *Conditions avant la commutation*

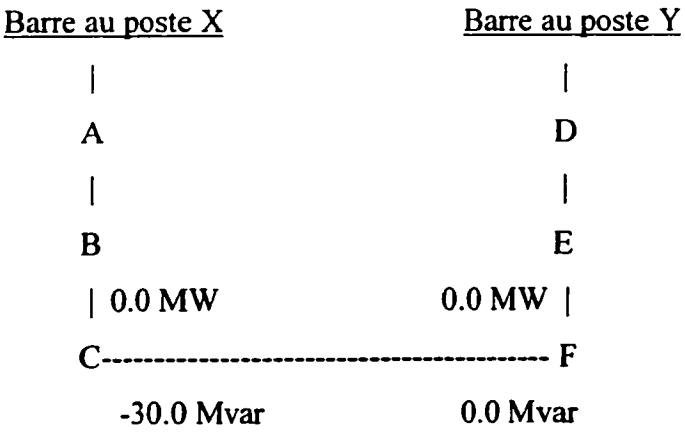


Figure 3.4 : *Conditions après la commutation*

Dans les figures 3.3 et 3.4, A et D sont des sectionneurs qui relient les disjoncteurs B et E respectivement à une barre de X et à une barre de Y. C et F sont des sectionneurs qui raccordent B et E à la ligne reliant les postes X et Y.

Si le SCADA rapporte le changement de statut de "ON" à "OFF" du disjoncteur E, les mesures suivantes sont vérifiées:

- la puissance active au début de la ligne doit être zéro
- la puissance active à la fin de la ligne doit être zéro
- la puissance réactive au début de la ligne doit être égale à la puissance réactive associée à la susceptance de la ligne
- la puissance réactive à la fin de la ligne doit être zéro.

En comparant les figures 3-3 et 3-4, on voit que:

- le transit réel au début de la ligne a changé de 100 MW à 0 MW
- le transit réel à la fin de la ligne a changé de -99.0 MW à 0.0 MW
- le transit réactive au début de la ligne a changé de 20 Mvar à -30 Mvar
- le transit réactive à la fin de la ligne a changé de -50 Mvar à 0 Mvar.

Si la majorité des tests sont en faveur de la position reportée, elle est considérée correcte. Il est requis de disposer d'un bon nombre de mesures pour chaque ligne à vérifier. Mais surtout, il manque une procédure systématique afin de localiser les lignes dont les statuts sont incertains. L'application de cette logique dans le contexte des réseaux interconnectés peut rencontrer des limites au niveau du nombre élevé des mesures nécessaires et de l'expertise demandée pour interpréter les résultats.

3.3.3 Lugtu [23]

L'auteur a proposé une solution basée sur les observations suivantes:

- l'estimateur d'état n'est pas affecté par l'erreur topologique si la ligne en question n'est pas mesurée ou si ses mesures sont supprimées.
- l'effet principal d'une erreur de statut est de produire une mauvaise estimation des puissances injectées aux deux bouts de la ligne.

La première observation est expliquée par l'absence du modèle de la ligne dans l'équation des moindres carrés. La deuxième est vraie s'il y a suffisamment de mesures redondantes. Dans ce cas, on peut dire que les amplitudes, les angles des tensions et les transits sur les lignes sont moins affectés par l'erreur que les puissances injectées.

Voici les étapes appliquées à une ligne dont le statut est douteux:

- supprimer les mesures correspondantes de l'estimateur d'état
- changer le statut de la ligne
- passer de nouveau l'estimateur d'état pour avoir les nouvelles valeurs de puissances injectées
- refaire le test de résidu.

Si le test de résidu est réussi, alors le nouveau statut de la ligne est correct et la mise à jour du réseau est effectuée.

Les faiblesses de la méthode sont les suivantes:

- l'application est restreinte à quelques lignes visées
- il n'est pas possible de certifier le statut de la ligne sans avoir les puissances injectées aux deux bouts de la ligne
- les erreurs ne doivent pas être proches, on ne peut pas isoler leurs effets sur les puissances injectées de la ligne corrigée
- si les mesures à supprimer sont des mesures critiques, l'estimateur d'état ne peut pas converger.

3.3.4 Felix Wu [24-25]

Supposons un estimateur d'état de type linéaire, découplé, ayant la forme suivante:

$$\mathbf{z} = \mathbf{H}\mathbf{x} + \mathbf{e}. \qquad (3\text{-}6)$$

Dans le cas de la puissance réelle, $\mathbf{z}$ est l'ensemble des mesures de puissance réelle P, $\mathbf{x}$ est l'ensemble des angles des tensions des barres. $\mathbf{H}$ est une matrice jacobienne caractérisant le réseau et ses mesures.

Le vecteur résiduel **r** est la différence entre la quantité mesurée et la valeur calculée à partir de l'estimateur d'état:

$$\mathbf{r} = \mathbf{z} - \mathbf{H}\hat{\mathbf{x}} \ . \qquad (3\text{-}7)$$

On a:

$$\hat{\mathbf{x}} = (\mathbf{H}^t \mathbf{W} \mathbf{H})^{-1} \mathbf{H}^t \mathbf{W} \mathbf{z} \qquad (3\text{-}8)$$

$$\mathbf{r} = (\mathbf{I} - \mathbf{M})\,\mathbf{e} \qquad (3\text{-}9)$$

avec $\mathbf{M} = \mathbf{H}(\mathbf{H}^t \mathbf{W} \mathbf{H})^{-1}\mathbf{H}^t \mathbf{W}.$

Sans erreurs, l'espérance mathématique et la covariance du résidu sont:

$$\mathbf{E}(\mathbf{r}) = 0 \qquad (3\text{-}10)$$

$$\mathbf{Cov}(\mathbf{r}) = (\mathbf{I} - \mathbf{M})\,\mathbf{W}^{-1} \qquad (3\text{-}11)$$

W est la matrice diagonale de pondération.

Les effets des erreurs topologiques sont reflétées dans la matrice **H** car ses termes sont calculés à partir des admittances de ligne. Si $\mathbf{H}_t$ est la vraie matrice (la matrice sans erreurs) et **H** la matrice avec l'erreur de topologie, on peut écrire:

$$\mathbf{H}_t = \mathbf{H} + \tilde{\mathbf{B}} \qquad (3\text{-}12)$$

où $\tilde{\mathbf{B}}$ modélise les erreurs dans la matrice.

On trouve que:

$$\hat{\mathbf{x}} = (\mathbf{H}^t \mathbf{W}\mathbf{H})^{-1}\mathbf{H}^t \mathbf{W}\mathbf{z} \qquad (3\text{-}13)$$

$$\mathbf{r} = (\mathbf{I} - \mathbf{M})(\tilde{\mathbf{B}}\mathbf{x} + \mathbf{e}) \qquad (3\text{-}14)$$

Donc:

$$\mathbf{E}(\mathbf{r}) = (\mathbf{I} - \mathbf{M})\,\tilde{\mathbf{B}}\mathbf{x} \qquad (3\text{-}15)$$

$$\mathbf{Cov}(\mathbf{r}) = (\mathbf{I} - \mathbf{M})\mathbf{W}^{-1} \ . \qquad (3\text{-}16)$$

En se basant sur le test de résidu normalisé, l'hypothèse "pas d'erreurs" est acceptée si:

$$\max |\mathbf{r}_i^N| < \gamma \qquad (3\text{-}17)$$

où γ est le seuil fixé dans la détection.

S'il n'y a pas d'erreurs grossières, cette condition est équivalente à avoir la moyenne des résidus nulle.

Il en résulte que:

" Une erreur de topologie est détectable si et seulement si $(\mathbf{I} - \mathbf{M})\,\tilde{\mathbf{B}}\,\mathbf{x} \neq 0$, c-à-d $\mathbf{E}(\mathbf{r}) \neq 0$. Si $(\mathbf{I} - \mathbf{M})\,\tilde{\mathbf{B}}\,\mathbf{x} = 0$, $\mathbf{E}(\mathbf{r}) = 0$ l'erreur est non détectable."

Ce résultat montre que l'erreur topologique dans une ligne non mesurée n'est jamais détectable. En effet, $\tilde{\mathbf{B}}$ est la matrice dont les rangées correspondent aux branches mesurées. Si les erreurs se situent ailleurs qu'aux endroits mesurés, $\tilde{\mathbf{B}}$ reste nul et $(\mathbf{I} - \mathbf{M})\,\tilde{\mathbf{B}}\,\mathbf{x} = 0$.

Le travail précédent a été généralisé afin de l'appliquer au problème d'estimation des erreurs de paramètres. De manière analogue, on obtient:

$$\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{x} + (\mathbf{H}^t \mathbf{W}\, \mathbf{H})^{-1} \mathbf{H}^t \mathbf{W} (\xi + \mathbf{e}) \qquad (3\text{-}18)$$

$$\mathbf{r} = (\mathbf{I} - \mathbf{M})\,\xi + (\mathbf{I} - \mathbf{M})\,\mathbf{e} \qquad (3\text{-}19)$$

où $\xi = \tilde{\mathbf{B}}\,\mathbf{x}$ est défini comme le vecteur biaisé.

Cette relation prouve que les erreurs de paramètres, ainsi que les mauvaises données génèrent un terme de distorsion dans le vecteur résiduel. La différence entre ces deux vecteurs de distorsion est dans leurs structures mathématiques qu'on peut déterminer seulement à travers une séquence des résultats de l'estimateur d'état. Il est possible de distinguer les mauvaises données et les erreurs de paramètres en appliquant une série de tests hypothèses [26] [27]. Une fois les mauvaises données éliminées, la phase suivante consiste à détecter la présence des erreurs de paramètres qui est souvent indiquée par la persistance du terme de distorsion dans certains résidus. La dernière phase est l'estimation de ces paramètres en utilisant les vecteurs résiduels concernés. Comme l'effet des erreurs de paramètres sur les résidus va de pair avec l'état du système, une méthode à deux étapes est suggérée. Premièrement, estimer le vecteur $\xi = \tilde{\mathbf{B}}\,\mathbf{x}$ qui combine les effets des erreurs de paramètres et l'état actuel du système basé sur le vecteur de résidu $\mathbf{r}$. Deuxièmement, séparer les erreurs de paramètres de l'état du système, c-à-d. estimer $\tilde{\mathbf{B}}$ à partir de ξ.

La conclusion de l'article [25] mentionne sans explication que seulement les erreurs de susceptance peuvent être évaluées, l'extension de la méthode à toutes les erreurs des paramètres de ligne ne semble pas aisée. La raison est probablement dans la structure de la matrice **B**. Si l'erreur de paramètre est dans un élément shunt au nœud i, $\widetilde{\mathbf{B}}$ a un seul élément non nul qui correspond à la mesure de la puissance injectée au nœud i. Par contre, l'erreur d'un paramètre de ligne quelconque engendre un bon nombre d'éléments non nuls de $\widetilde{\mathbf{B}}$, donc des structures plus complexes dans les matrices intermédiaires de la procédure de calcul.

3.3.5 Clément:

Nous terminons avec le travail de **Cléments** [28] qui analyse les vecteurs résiduels générés par des erreurs de topologie par un processus similaire à celui pour la détection et l'identification des erreurs de mesures. Comme dans la dernière méthode, l'analyse est basée aussi sur l'estimateur d'état linéaire découplé, donc la formule de résidu est (1-15):

$$\mathbf{r} = \mathbf{We}$$

où : **W** est la matrice de sensibilité résiduelle.

En présence d'une seule mesure, la formule ci-dessus montre clairement que le vecteur résiduel doit être colinéaire avec la colonne de **W** correspondant à la mesure erronnée. Dans la détection des mauvaises mesures, cette observation suggère que la recherche classique du plus grand résidu normalisé peut être remplacée par la recherche de la colonne de W qui est presque colinéaire avec le vecteur résiduel **r**. Cette idée intuitive est vérifiée, pour ensuite être adoptée dans le contexte des erreurs topologiques.

Soit **A** la matrice d'incidence des mesures de branches et **f(x)** le vecteur des transits sur les lignes du réseau. Alors:

$$\mathbf{h(x)} = \mathbf{A}\,\mathbf{f(x)} \qquad (3\text{-}20)$$

Une erreur de topologie dans une ligne va causer une erreur de transit $\Delta f(x)$ sur cette branche, dont la relation avec le vecteur résiduel est:

$$\mathbf{r} = \mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}} = \mathbf{WA}\Delta\mathbf{f(x)} \qquad (3\text{-}21)$$

Donc, une seule erreur de topologie doit produire un vecteur résiduel qui est colinéaire avec une colonne de **WA**; et la colonne de **WA** à laquelle le résidu est colinéaire correspond à la branche avec l'erreur d'admittance.

Ainsi, les conditions de détectabilité et d'identifiabilité deviennent:

« Une erreur de topologie dans une branche correspondant à une colonne zéro de **WA** n'est pas détectable, et une topologie erronée dans une des deux branches ou plus possédant des colonnes colinéaires dans **WA** n'est pas identifiable.»

Pour éviter les longs calculs de la matrice **W**, on peut regarder la linéarité des colonnes en basant sur une matrice plus simple.

En effet, si le réseau est observable, le nombre d'équations m est au moins égal au nombre de variable d'état N et nous pouvons écrire:

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_1 \\ \mathbf{H}_2 \end{bmatrix} \qquad (3\text{-}22)$$

avec $\mathbf{H}_1$ est une matrice carré de rang maximum [m].

Si nous définissons:

$$\mathbf{F} = \mathbf{H}_2\,\mathbf{H}_1^{-1} \qquad (3\text{-}23)$$

$$\mathbf{G} = [-\mathbf{F} \mid \mathbf{I}] \qquad (3\text{-}24)$$

alors, nous pouvons écrire:

$$\mathbf{W} = (\mathbf{R}\,\mathbf{G}')\,(\mathbf{G}\,\mathbf{R}\,\mathbf{G}')^{-1}\mathbf{G} \qquad (3\text{-}25)$$

I: la matrice d'identité et

$$\text{Dim } \mathbf{F} = [\,m - N,\ N\,]$$

$$\text{Dim } \mathbf{I} = [\,m - N,\ m - N\,]$$

Les deux premiers facteurs de la matrice **W** sont de rang maximum, et l'analyse des colonnes linéaires de **WA** est équivalente à celle de la matrice **GA.**

Faiblesse de la méthode:

Cette méthode ne fonctionne pas tout le temps car l'hypothèse de base: " Une erreur de topologie sur une branche engendre une erreur de transit seulement à cette branche " n'est pas toujours vraie. Sa validation dépend du système de mesures et des caractéristiques du réseau. Elle est plus juste dans le cas d'un réseau radial et si le système de mesure ne prend pas les transits des lignes proches de la ligne en erreur.

3.4 Bilan de l'état de l'art

On termine ce chapitre par un court bilan de l'état de l'art.

Bien que les méthodes mentionnées sont basées sur différentes approches, elles ont les mêmes lacunes. On peut dire que leurs résultats ne sont pas fiables et leurs procédures ne sont pas systématiques, donc difficiles à automatiser, le nombre de mesures et d'essais nécessaire sont élevés. Aussi, toutes les approches qui analysent la sortie de l'estimateur d'état souffrent des déficiences décrites dans le chapitre I.

CHAPITRE IV
SOLUTION PROPOSÉE POUR L'ÉLIMINATION DES ERREURS TOPOLOGIQUES

4.1 Concept général

La mise hors service d'une ligne peut provoquer des variations considérables des transits dans les lignes voisines, alors que l'impact sur les lignes éloignées est faible. Bien entendu cette panne modifie sensiblement les puissances injectées des nœuds proches. L'ampleur de cette perturbation sur un réseau dépend des caractéristiques du réseau et de la ligne, ainsi que du point d'exploitation. Les lignes appartenant à une même boucle, sont assez proches et peuvent interagir. Par exemple, le changement de statut d'une ligne va causer une redistribution des transits sur les autres lignes de la même boucle. De là, nous voyons que l'effet d'une erreur topologique dans la modélisation d'un réseau est de fausser les valeurs des transits solutionnés. Il s'ensuit qu'un écart hors de la tolérance des transits mesurés et ceux calculés indique qu'une erreur est possible dans la boucle.

Ces observations ont permis d'élaborer une approche dans laquelle il faut découper le réseau en boucles afin de les examiner séquentiellement. Ceci permet de traiter un ensemble de boucles indépendantes. Les lignes appartenant à une même boucle peuvent être surveillées par une seule mesure. De préférence, cette mesure de transit doit être prise à la ligne qui subit de plus fortes variations suite à une mise hors service (ou en service) des autres lignes dans la boucle. Cette ligne est appelée la ligne la plus sensible ou la ligne critique d'une boucle. À la ligne critique[4], la différence entre

[4] La " ligne critique " n'a pas le même sens qu'à la section 1.1.2

le transit mesuré et celui calculé, soit par une répartition de puissance ou un estimateur d'état, sert à indiquer la présence d'erreurs dans la boucle.

La détection de l'erreur n'est pas suffisante, nous devons identifier son origine.

Il serait, bien sûr, plus intéressant de détecter et d'identifier l'erreur par une même mesure.

En général, l'effet d'une ligne sur une autre varie en fonction de leurs positions relatives et leurs capacités. Ce qui se traduit par des variations de transit différentes. Nous pouvons nous baser sur cette différence pour reconnaître la source d'erreur. Ceci permet d'intégrer dans la méthode des indicateurs capables de déterminer les positions critiques des boucles. Ceci revient à identifier une ligne et un nœud ayant subi des changements importants à la suite d'une modification de topologie.

Comme les calculs complets de sensibilité prennent du temps, if faut recourir à d'autres techniques plus efficaces. Il faut aussi de la flexibilité et de la précision. L'utilisation des facteurs de distribution est choisie à la fois dans le choix de la position critique et dans l'identification des lignes. En effet, la sensibilité des transits et celle de la tension en cas de contingences peuvent être calculées par des facteurs de distribution. Il existe divers types de facteurs de distribution à choisir selon les exigences.

4.2 Méthodologie

4.2.1 Énumération des boucles

L'objectif est de découper le réseau en boucles disjointes. Une boucle est une chaîne de branches fermées que nous pouvons créer en nous référant à la théorie des graphes. Dans cette approche, la recherche des boucles fondamentales est liée d'abord à la détermination de l'arbre complet d'un graphe [29]. Un arbre est un chemin qui relie un ensemble des barres du réseau sans former une boucle. Un arbre complet du graphe est un chemin comprenant toutes les barres du réseau et un sous ensemble des branches non fermées.

Un co-arbre est un ensemble des branches qui ne sont pas dans l'arbre. Nous créons une boucle en fermant un lien du co-arbre.

Soit **A** la matrice d'incidence décrivant le réseau, ses éléments sont:

$$a_{ij} = \begin{cases} 1 \text{ si ligne i commence au noeud j} \\ -1 \text{ si ligne i fini au noeud j} \\ 0 \text{ si ligne i n'est pas connecté au j} \end{cases}$$

A peut être subdivisée en deux:

$$[\mathbf{A}] = [\mathbf{A_T} \mid \mathbf{A_L}]$$

où $\mathbf{A_T}$ = matrices des liens de l'arbre

$\mathbf{A_L}$ = matrice des liens du co-arbre

$\mid$ marque la matrice augmentée.

Alors, la matrice des boucles fondamentales est calculée par:

$$[\mathbf{Loop}] = [-(\mathbf{A_T^{-1}A_L})^t \mid \mathbf{I}] \qquad (4\text{-}1)$$

Comme les boucles ne sont pas toutes disjointes, alors une ligne peut être attribuée à plus d'une boucle. Cette redondance bien qu'utile pour la détection d'erreurs de topologie, n'est pas vraiment nécessaire. Il n'est pas non plus utile de balayer toutes les branches du réseau. Les branches dont les statuts peuvent être déduits de la fonction

"configuration du réseau" [5] sont exclues car il est avantageux de réduire la quantité d'informations à traiter dans les applications en temps réel. Par conséquent, un algorithme qui vise à construire des boucles disjointes est décrit dans la section "algorithme" de la thèse.

4.2.2 Calculs de sensibilité

L'ouverture de la ligne lm (entre les barres l et m) cause une redistribution du transit sur la ligne jk (entre les barres j et k) évaluée selon la formule approximative suivante [30]:

$$S_{jk}^{B} \approx S_{jk}^{A} + \tau_{jk,lm} S_{lm}^{A} \qquad (4\text{-}2)$$

On a:

$$\Delta S_{jk} \approx \tau_{jk,lm} S_{lm}^{A} \qquad (4\text{-}3)$$

Où : - l'indice A désigne le cas de base, c'est à dire le cas avant l'ouverture de la ligne lm

- l'indice B désigne la situation après l'ouverture de la ligne lm.

- $\tau_{jk,lm}$ est le facteur de distribution de transit sur la ligne jk dû à la mise hors service de la ligne lm. Sa valeur est donnée par:

$$\tau_{jk,lm} = (\rho_{lm,k} - \rho_{lm,j}) Z_{lm}^{*} \; / \; [(\rho_{lm,l} - \rho_{lm,m} - 1) Z_{jk}^{*} \qquad (4\text{-}4)$$

Dans (4-4), on a:

- Z_{lm} est l'impédance de la ligne qui relie entre les barres l et m.

- $\rho_{lm,k}$ est le facteur reliant le transit sur la ligne lm à l'injection à la barre k:

$$\rho_{lm,k} = \partial S_{lm} / \partial S_{k} \approx \Delta S_{lm} / \Delta S_{k} \qquad (4\text{-}5)$$

c'est à dire:

$$S_{lm}^{B} \approx S_{lm}^{A} + \rho_{lm,k} (S_{k}^{B} - S_{k}^{A}) \qquad (4\text{-}6)$$

---

[5] Cette fonction du système de conduite déduit la topologie du réseau en fonction de l'état des appareils de coupure

Ces valeurs sont obtenues à partir de la matrice Z_{bus}, selon la formule:

$$\rho_{lm,k} = [((Z_{bus})_{lk} - (Z_{bus})_{mk}) / Z_{lm}] \qquad (4\text{-}7)$$

où Z_{lm} est l'impédance de la ligne qui relie entre les barres l et m

$(Z_{bus})_{lk}$ est l'élément correspondant de la matrice Z_{bus}

La formule (4-4) est déduite d'une technique de compensation. L'effet de l'ouverture de la ligne lm sur la ligne jk est simulé en deux étapes:

- introduire une injection S_m à la barre m pour réduire le transit S_{lm} à zéro
- enlever ensuite l'injection fictive S_m .

L'équation (4-6) peut être interprétée par le graphique suivant:

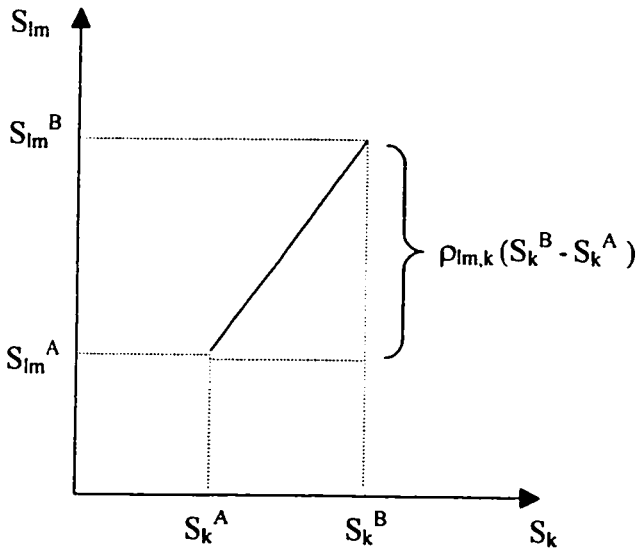


Figure 4.1 : *L' approximation linéaire dans les calculs de puissance*

On voit que l'approximation linéaire est faite. Donc, au moins théoriquement, l'ouverture simultanée de plusieurs lignes peut être analysée par le principe de superposition:

$$S_{jk}^{B} \approx S_{jk}^{A} + \sum_{lm} \tau_{jk,lm} S_{lm}^{A} \qquad (4\text{-}8)$$

Cette équation s'écrit encore:

$$\Delta S_{jk} \mid_{tot} = \Delta S_{jk} \mid_{hors\ lm1} + \Delta S_{jk} \mid_{hors\ lm2} + \Delta S_{jk} \mid_{hors\ lm3} + \ldots\ldots \qquad (4\text{-}9)$$

On profite cette propriété pour traiter les cas des erreurs multiples par superposition.

Les facteurs de distributions sont utilisés dans l'étape a de notre procédure.

Étape a: (hors ligne)

i- Déterminer la branche critique dans la boucle:

- Pour chaque ligne, calculer toutes les variations des transits correspondant à l'ouverture successive des autres lignes de la boucle (une ligne à la fois).

- Faire la moyenne de toutes ses variations de transits.

- Dresser une liste par ordre décroissant des moyennes de ΔS_{jk} pour toutes les lignes. La ligne ayant la moyenne la plus élevée est la ligne la plus sensible et doit être mesurée.

S'il y a une incertitude dans le choix, par exemple, une ligne peut subir une variation faible ou élevée selon la contingence, d'autres facteurs peuvent être analysés dans la décision finale. En effet, certaines lignes dans le réseau sont considérées comme des lignes en surveillance, donc en priorité la sensibilité des autres éléments dans la boucle doit être classée selon cette panne. Sinon, l'utilisation de l'écart type σ, avec les moyennes de ΔS_{jk} et de ΔS_i sont pertinentes pour sélectionner l'élément le plus sensible par rapport à l'ensemble des contingences. En principe, il faut favoriser la ligne qui correspond à un écart type faible car son comportement varie moins d'une contingence (une ouverture de ligne) à une autre.

Soit jk la branche critique d'une boucle comprenant n lignes. Les valeurs associée à cette branche sont:

$$\Delta S_{jk} \mid_{hors\ 1} \quad \Delta S_{jk} \mid_{hors\ 2} \quad \ldots\ldots\ldots \quad \Delta S_{jk} \mid_{hors\ n}$$

avec $\Delta S_{jk} \mid_{hors\ 1}$ est la variation de transit sur la branche jk due à la mise hors-service de la première branche de la boucle.

L'écart type σ associé à la ligne jk sera:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{\alpha=1}^{n} \left(\Delta S_{jk} |_{\alpha} - \overline{X} \right)}{(n-1)}} \qquad (4\text{-}10)$$

où $\overline{X}$ est la moyenne des ΔS_{jk} .

ii- Construire le tableau caractéristique:

Les variations des transits sur les branches critiques de chaque boucle suite au retrait de chaque ligne de la boucle sont reportées dans un tableau appelé tableau caractéristique. Ce sont les valeurs théoriques déterminées dans la sous-étape i. Elles servent à identifier la ligne de mauvais statut. Pour ce faire, nous choisissons dans le tableau caractéristique, la topologie qui donne le même écart de transit que l'écart mesuré. Il s'agit là de l'erreur de modélisation.

4.2.3 **Réconciliation des données** (en temps réel)

La procédure est divisée en deux phases:

Phase I: Détecter les erreurs.

Phase II: Identifier les erreurs.

Cette section décrit les étapes de chaque phase.

Phase I: Détecter les erreurs

Dans chaque boucle, on répète les opérations suivantes:

a- Faire une analyse de contingence afin de localiser la ligne la plus sensible. Il s'agit là de l'élément critique dans la boucle.

b- Mesurer le transit S_{jk} sur la ligne critique et les puissances injectées S_i dans les nœuds de la boucle. Les mesures de S_i sont facultatives et elles servent parfois pour valider les hypothèses retenues. À noter que dans un réseau, certaines mesures de S_i et d'autres mesures de transits sont déjà disponibles pour l'estimateur d'état. Nous pouvons les utiliser au besoin.

c- Évaluer les écarts ΔS_{jk} et ΔS_i comme suit:

$$\Delta S_{jk} = S_{jk}^{mes} - S_{jk}^{modél} \qquad (4\text{-}11)$$

$$\Delta S_i = S_i^{mes} - S_i^{modél} . \qquad (4\text{-}12)$$

$S_{jk}^{modél}$ et $S_i^{modél}$ sont des valeurs calculées par l'estimateur d'état avant le changement de topologie.

Remarque:

Les variations de transits ΔS_{jk} obtenues par la formule (4-11) vont être considérées comme des valeurs mesurées, alors que les ΔS_{jk} obtenues par la formule (4-3) sont appelées valeurs théoriques ou valeurs calculées.

Si la différence ΔS_{jk} (mesurée) dépasse la limite prescrite, il y a peut être une erreur dans cette boucle et nous la mettons sur la liste des candidats à examiner plus en profondeur dans la phase II.

Phase II: Identifier les erreurs

Nous comparons ΔS_{jk} de chaque boucle douteuse avec des variations de transits pré-calculées par la formule (4-3). C'est-à-dire, nous cherchons dans les valeurs pré-calculées l'ouverture de la ligne qui a produit la même variation de transits que celle mesurée. Il peut arriver que plus d'une hypothèse soit retenue. Nous devons recourir soit à la mesure additionnelle S_i ou soit à l'écoulement de puissance. Voici quelques explications supplémentaires de ces deux alternatives.

a- L'étude de bilan de puissance:

Supposons que la barre i est reliée aux barres k, l et m tel qu'indiqué à la figure 4.2.

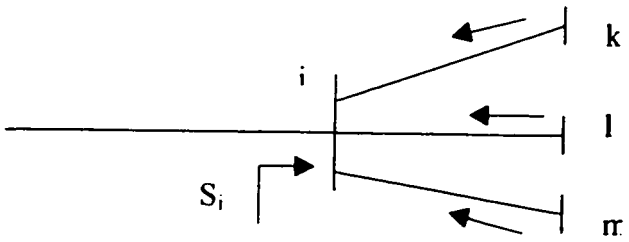


Figure 4.2 : *Bilan de puissance à la barre* i

Soit M_i le bilan de puissance à la barre i, nous avons:

$$M_i = S_i + S_{ki} + S_{li} + S_{mi} \qquad (4\text{-}13)$$

Dans (4-12), on a:

- les transits S_{ki}, S_{li} et S_{mi} sont calculées par:

$$S_{ki}^{B} \approx S_{ki}^{A} + \tau_{ki,gh} S_{gh}^{A} \qquad (4\text{-}14)$$

où gh est la ligne douteuse dans l'hypothèse

- S_i est la mesure disponible.

La bonne hypothèse est celle qui annule le bilan de puissance M_i .

b- L'analyse des résultats de l'écoulement de puissance:

Il faut d'abord corriger le modèle du réseau selon l'hypothèse et faire un écoulement de puissance. Le cas qui donne des transits sur les branches critiques les plus proches des transits mesurés va être retenu. Évidemment, la correction du réseau d'après une mauvaise hypothèse aggrave l'écart entre le transit mesuré et celui calculé, car une erreur de plus est introduite dans la modélisation.

4.3 Algorithme

4.3.1 Algorithme de recherche des boucles:

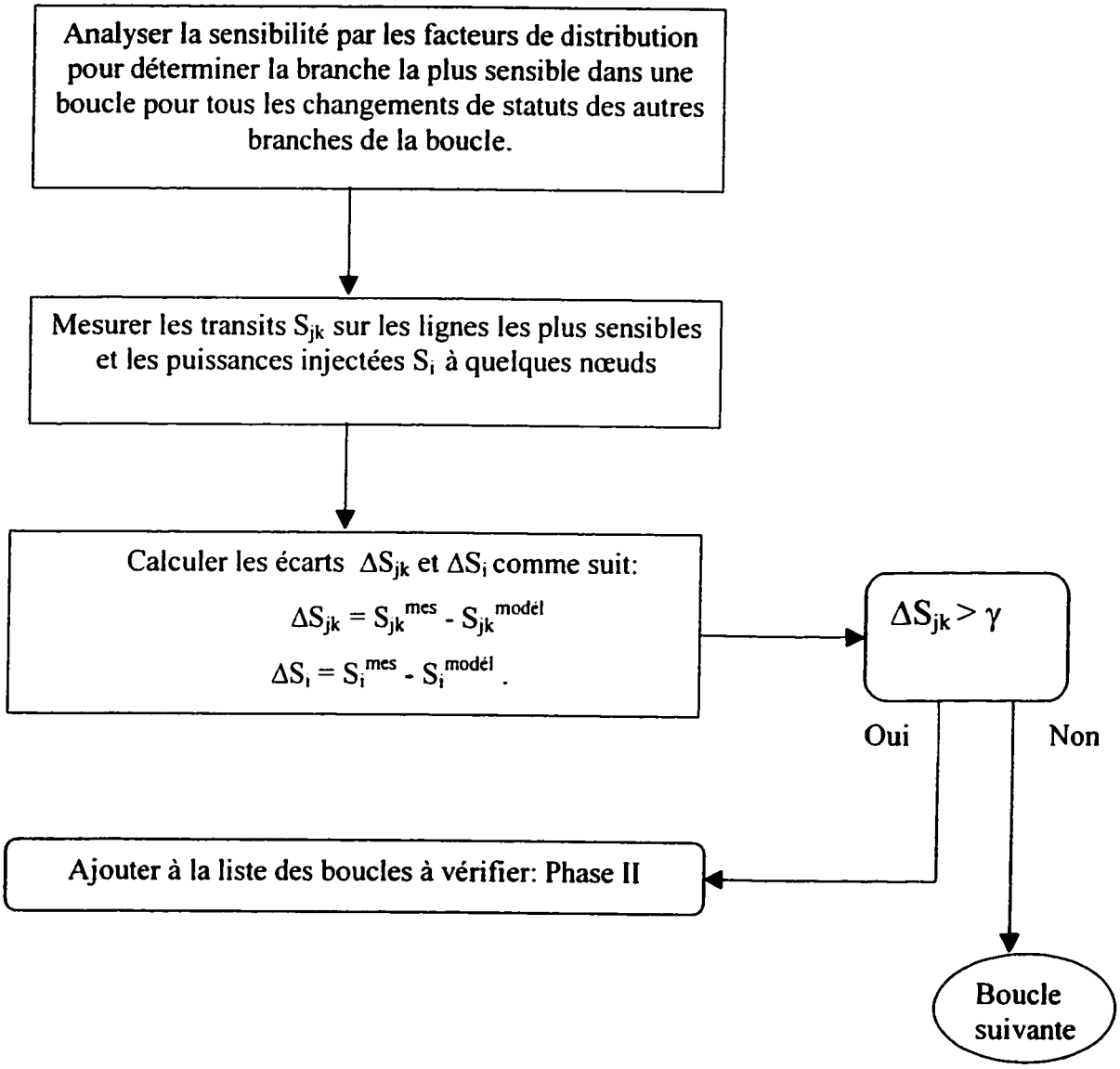
Répéter jusqu'à ce que toutes les barres du réseau soient balayées:

- Supprimer les branches dont les statuts sont certains ou les branches déjà assignées à une boucle, sauf celles que l'élimination fait apparaître des sections radiales.
- Effacer les barres isolées.
- Déterminer l'arbre complet du graphe, c'est à dire le chemin comportant toutes les barres et un sous-ensemble des branches.
- Choisir une boucle fondamentale en fermant un lien du co-arbre.
- Terminer le processus.

Remarque:

- Lorsque les branches ne peuvent pas éliminées, certaines boucles sont dépendantes.

4.3.2 Algorithme de la phase I



4.3.3 Algorithme de la phase II

Pour toutes les boucles sur la liste:

- Comparer les écarts mesurés ΔS_{jk} sur les branches critiques avec les valeurs dans le tableau caractéristique de la boucle correspondante.

- Si (ΔS_{jk} = valeur dans le tableau caractéristique)

| Mettre la topologie correspondante sur la liste des hypothèses à retenir.

Sinon

| Aller à l'autre boucle.

Terminer

Pour chacune des hypothèses retenues:

| 1 ère alternative:

| - Évaluer les nouveaux transits des lignes touchant le nœud i par la formule (4-14).

| - Vérifier le bilan de puissance M_i par la formule (4-13).

| - Si $M_i \approx 0$

| | Hypothèse acceptée: la topologie en test est la bonne.

| | Arrêter le programme.

| Sinon

| | Tester l'hypothèse suivante.

| Terminer

2 ième alternative:

- Corriger le statut de la ligne selon l'hypothèse retenue.
- Refaire l'écoulement de puissance pour avoir les nouvelles valeurs de $S_{jk}^{modél.}$

Pour toutes les boucles

Calculer les nouveaux écarts des transits des branches critiques par la formule (4-11)

Si (tous les $\Delta S_{jk} < \gamma$)

Hypothèse acceptée: la topologie en test est la bonne.

Arrêter le programme.

Sinon

Tester l'hypothèse suivante.

Terminer

Terminer

Terminer

Terminer

4.4 Génération de la méthode

4.4.1 Cas de deux erreurs

4.4.1.1 Erreurs de topologie sur 2 lignes d'une même boucle

Comme 2 lignes d'une même boucle sont surveillées par le même capteur de mesure, il s'ensuit que la variation mesurée sur le capteur sera:

$$\Delta S_{jk} \mid_{tot} = \Delta S_{jk} \mid_{hors\ lm1} + \Delta S_{jk} \mid_{hors\ lm2} \qquad (4\text{-}15)$$

Autrement dit, nous allons trouver dans le tableau caractéristique, une combinaison de 2 lignes qui cause une totale de variation de transit égale à celle aperçue par le capteur de cette boucle.

4.4.1.2 Erreurs de topologie sur 2 lignes appartenant à 2 boucles différentes mais surveillées par le même capteur

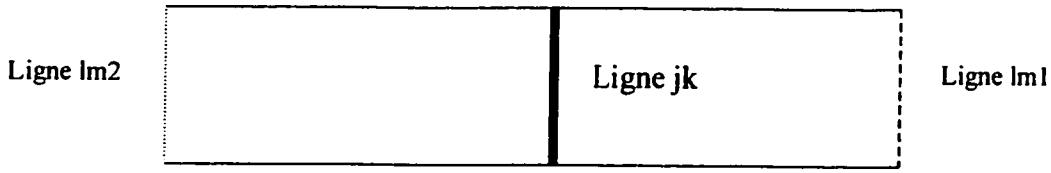


Figure 4.3 : *Deux boucles ayant le même capteur de mesure (jk)*

Même argument que dans cas précédent.

4.4.1.3 Erreurs de topologie sur 2 lignes appartenant à 2 boucles différentes qui ne sont pas surveillées par le même capteur

Si les 2 boucles sont assez loin pour que l'ouverture de la branche dans la première boucle n'ait pas d'effet sur la deuxième et vice-versa, nous pouvons les traiter comme 2 erreurs simples dans 2 boucles indépendantes. Cela signifie qu'il y a 2 capteurs dont les variations de transit correspondent à l'ouverture d'une ligne de sa boucle.

Si les 2 boucles sont proches, telles que l'ouverture d'une ligne de la première boucle va modifier le transit sur le capteur de l'autre boucle, l'identification de l'erreur est plus difficile car le tableau caractéristique donne seulement la variation de transits sur le capteur en fonction des lignes de sa boucle et non des lignes hors de la boucle. Mais, si nous réussissons à identifier la première ligne en cause et corriger le modèle, le problème est ramené à celui d'une seule erreur. Cela signifie que la deuxième ligne erronée est facile à identifier. Pour localiser la première ligne erronée, il nous faut probablement plus d'essais car la comparaison avec le tableau caractéristique ne sera pas évidente.

4.4.2 Cas de plus de 2 erreurs:

En principe, nous pouvons appliquer la superposition lorsqu'il y a plusieurs erreurs. Cependant, la formule (4-8) est une approximation qui devient moins précise après plusieurs sommations ou si S_{lm}^{A} est grand. C'est le cas de l'ouverture de plusieurs lignes en même temps.

Donc, s'il s'agit des erreurs sur un grand nombre de lignes, nous pouvons toujours les détecter mais l'identification devient moins évidente. En pratique, nous rencontrons rarement le cas où plusieurs lignes sont ouvertes en même temps, dont la limite citée n'est pas un impact majeur sur son application aux réseaux réels.

4.4.3 Détection, identification et estimation des erreurs de paramètres

4.4.3.1 Détection

L'erreur de topologie peut être vue comme un cas spécial d'erreurs de paramètres ou plus précisément une erreur maximum de paramètres. Par exemple, une ligne considérée fermée, alors qu'elle est ouverte, est une ligne dont l'impédance présumée est Z, plutôt qu'infinie. Cela veut dire que pour traiter les erreurs de paramètre, nous devrons élargir la théorie de détection de l'erreur topologique. Comme cette dernière, des valeurs incorrectes des paramètres de ligne causent aussi un ΔS_{jk} non nul sur la branche critique de la boucle. Pour cette raison, s'il ne s'agit pas d'une erreur de topologie, nous pouvons affirmer que c'est une erreur de paramètre. Rappelons que le but de cette thèse est de traiter les erreurs topologiques, donc nous excluons les cas des erreurs analogiques. Nous empruntons la même procédure décrite avant pour localiser les boucles anormales. Une fois l'erreur signalée, nous tentons de retracer la ligne en question.

4.4.3.2 Identification

Soit une grande erreur de paramètre, c'est le cas où l'impédance Z est trop grande par rapport à sa vraie valeur. La variation de transit dans ce cas s'approche de la valeur causée par une erreur de topologie. Donc, l'identification est faite en sélectionnant dans le tableau caractéristique la plus proche topologie qui s'accorde avec le ΔS_{jk} mesuré.

La localisation d'une petite erreur de paramètre est moins évidente car les variations de transit sont plus éloignées de celles du tableau caractéristique. Cependant, l'effet d'une petite erreur de paramètres doit être limité dans une petite région et ne peut pas donner une variation de transit plus grande que dans le cas d'une erreur de topologie. Par conséquent, nous pouvons dès le début éliminer un grand nombre de

boucles. Ensuite, dans la boucle soupçonnée, nous retenons seulement les branches dont l'ouverture donne une variation de transit plus faibles que les écarts mesurés. Ainsi, nous n'aurons qu'un petit nombre d'hypothèses à vérifier. Pour chacune des hypothèse, nous essayons d'estimer les vraies valeurs des paramètres. Après, la correction, nous refaisons l'écoulement de puissance afin d'avoir les nouveaux transits sur les branches critiques. La bonne hypothèse est celle qui donne les plus petits ΔS_{jk} dans toutes les boucles.

4.4.3.3 Estimation

Nous adoptons le modèle en pi pour modéliser la ligne.

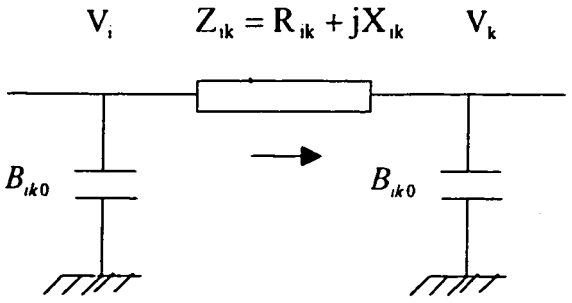


Figure 4.4 : *Modèle pi d' une ligne*

Nous posons:

Z_{ik}: impédance série de la ligne ik:

$$Z_{ik} = R_{ik} + jX_{ik}$$

Y_{ik}: admittance série de la ligne ik:

$$Y_{ik} = G_{ik} - jB_{ik}$$

Où: $G_{ik} = \dfrac{R_{ik}}{(R_{ik}^2 + X_{ik}^2)}$ et $B_{ik} = \dfrac{X_{ik}}{(R_{ik}^2 + X_{ik}^2)}$ (4-16)

Le transit dans la ligne ik est:

$$S_{ik} = Y_{ik}^{*}(V_i^{*} - V_k^{*}) V_i \qquad (4\text{-}17)$$

Supposons que la barre i est reliée aux barres k, l, et m, l'équation du bilan de puissance à la barre i (figure 4.2) s'écrit:

$$V_i\left[(V_k - V_i) Y_{ki} + (V_l - V_i) Y_{li} + (V_m - V_i) Y_{mi}\right]^{*} + S_i = 0 \qquad (4\text{-}18)$$

En réalité, les puissances réactives des deux condensateurs ne peuvent pas être mesurées séparément car ces condensateurs sont distribués le long de la ligne, alors nous avons:

$$\begin{aligned} S_{ik}^{ligne} &= P_{ik} + jQ_{ik} \\ &= S_{ik} + V_i V_i^{*} jB_{ik0}^{*} \end{aligned} \qquad (4\text{-}19)$$

La puissance réelle transitée dans la ligne ik est:

$$P_{ik} = -|V_i|^2 G_{ik} + |V_i V_k Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \qquad (4\text{-}20)$$

Note:

δ_k : l'angle de la tension à la barre k

δ_i : l'angle de la tension à la barre i

θ_{ik} : l'angle de Y_{ik}

Pour simplifier les calculs, nous faisons les approximations du "DC load flow". Ainsi P_{ik} devient:

$$P_{ik} = Y_{ik}(\delta_k - \delta_i) \qquad (4\text{-}21)$$

Ces équations sont utiles pour rechercher les bonnes valeurs des paramètres, selon une des deux alternatives suivantes:

a- Si la puissance injectée S_i est mesurée et la redondance des mesures est suffisante, même si la valeur de Y_{ik} est erronée, nous pourrons déduire la valeur de S_{ik} à partir de l'équation de bilan de puissance (4-18) car nous connaissons les vraies impédances des autres lignes, et par la suite:

$$Y_{ik}^{*} = \frac{S_{ik}}{(V_i^{*} - V_k^{*}) V_k} \qquad (4\text{-}22)$$

b- Si S_{ik}^{ligne} est mesurée, c'est à dire P_{ik} est connue, nous procédons itérativement:

- à partir de la solution **x** du problème **Hx** = **z**, où **H** est calculé aux valeurs nominales des paramètres, calculer le nouvel estimé pour z, appelé z_e ($ze = P_{ik}^{e}$)

- estimer l'admittance par: $B_{ik} = -\frac{P_{ik}}{(\delta_i - \delta_k)}$ (4-23)

- reformuler la matrice **H** , reprendre l'estimation jusqu'à convergence ($P_{ik} = P_{ik}^{e}$)

4.5 Évaluation préliminaire

Avant de tester la méthode sur des réseaux, il est important de justifier son application par une évaluation préliminaire. La fiabilité, le coût et la réponse en temps réel sont sans doutes les facteurs les plus importants qui conditionnent l'utilisation d'une méthode. Nous démontrons maintenant que la solution peut remplir ces trois critères.

► Fiabilité:

Les calculs de sensibilité ont pour but de l'assurer que l'ouverture d'une branche va être aperçue par au moins un capteur de mesure. Nous lisons dans le tableau caractéristique un écart ΔS_{jk} différent de zéro à l'ouverture de n'importe quelle branche de la boucle. De plus, il est évident qu'un écart ΔS_{jk} nul à la position critique correspond à une situation sans erreur dans la boucle. Ainsi, théoriquement, l'erreur topologique est toujours détectable.

Est-il toujours possible d'identifier par la suite, la branche en cause? Si la comparaison avec le tableau caractéristique ne permet pas de discriminer les hypothèses, l'écoulement de puissance sert dans la sélection de la bonne topologie. En effet une erreur de topologie dans la modélisation donne sûrement un transit $S_{jk}^{modél.}$ différent du transit mesuré S_{jk}^{mes}.

► Coût:

Les lignes appartenant à une même boucle sont surveillées par une seule mesure, et la plupart de temps nous pouvons utiliser les capteurs de l'estimateur d'état qui sont déjà sur le réseau. Il n'y aura pas ou très peu de coût additionnel dans l'application de la méthode aux réseaux réels.

► L'application en temps réel:

Les calculs sont simples car nous n'avons qu'à effectuer des soustractions afin d'avoir les écarts ΔS_{jk}. La méthode est bien adaptée à des évaluations continues en temps réel.

CHAPITRE V

MISE EN ŒUVRE DE LA MÉTHODE

5.1 Tests sur les réseaux

5.1.1 Réseau illustratif: Réseau standard IEEE 14 barres

5.1.1.1 Cas d'une seule erreur

Nous illustrons brièvement l'approche décrite à l'aide d'un exemple simple, un réseau de petite taille, le réseau IEEE 14 barres dont le schéma unifilaire est donné à la figure 5.1 [28]. La branche **2-3** est modélisée fermée alors qu'en réalité elle est ouverte. Les mesures disponibles sont indiquées sur la même figure. Elles comprennent des tensions, des puissances injectées et des transits de ligne. Nous sommes sûrs de l'exactitude des statuts des lignes entre 4 et 7, entre 7 et 9, entre 7 et 8, entre 9 et 14 et entre 13 et 14. Par contre, les données des autres lignes du réseau sont incertaines.

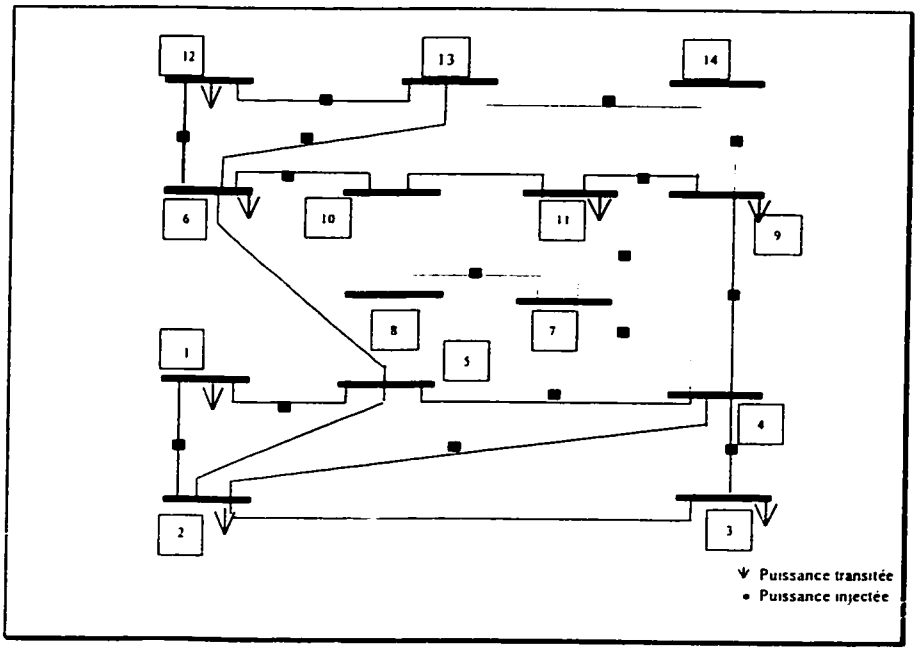


Figure 5.1 : *Réseau IEEE 14 barres et les mesures disponibles*

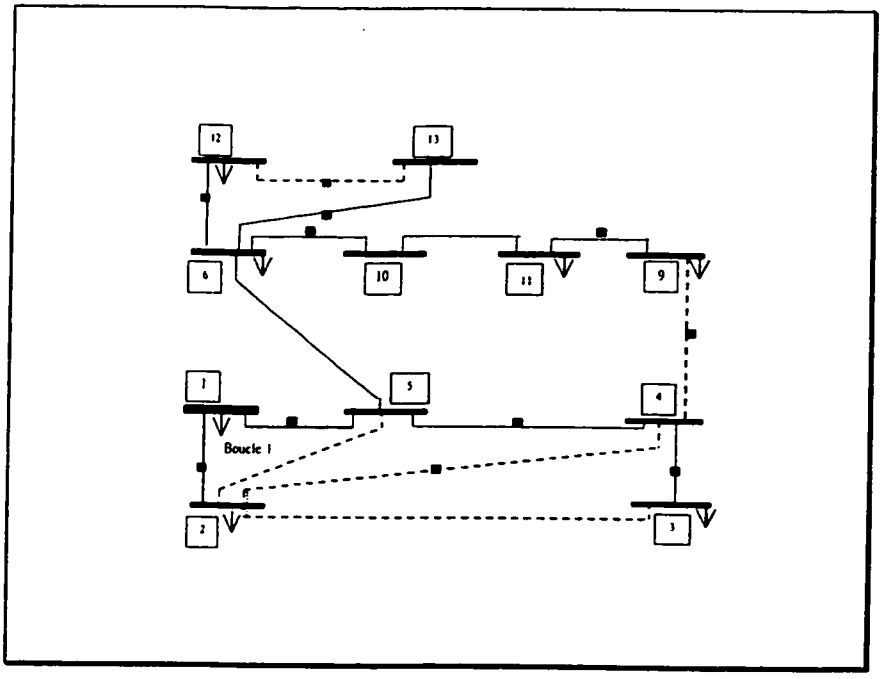


Figure 5.2 : *Arbre et boucles du réseau IEEE 14 barres à l'étape D*

Il faut d'abord construire des boucles:

Marche à suivre:

A- Enlever les branches dont les statuts sont connus

B- Supprimer les barres isolées du réseau

C- Déterminer l'arbre complet du graphe

D- Fermer une branche du co-arbre pour former une boucle. Ainsi, les lignes 1-2, 1-5 et le co-arbre 2-5 définissent la première boucle (figure 5.2).

E- Supprimer les branches 1-2, 1-5 de l'arbre et la branche 2-5 du co-arbre. Effacer le noeud 1 car il devient noeud isolé.

F- Reprendre en C et D avec le nouveau réseau. Nous construisons la boucle 2 composée des branches 2-4, 3-4 de l'arbre et la branche 2-3 du co-arbre.

La procédure est répétée pour balayer complètement le réseau. La figure 5.3 montre trois nouvelles boucles, donc au total nous en avons quatre. Toutes les branches de statuts incertains appartiennent à une de ces quatre boucles tel qu'indiqué au tableau 5.1.

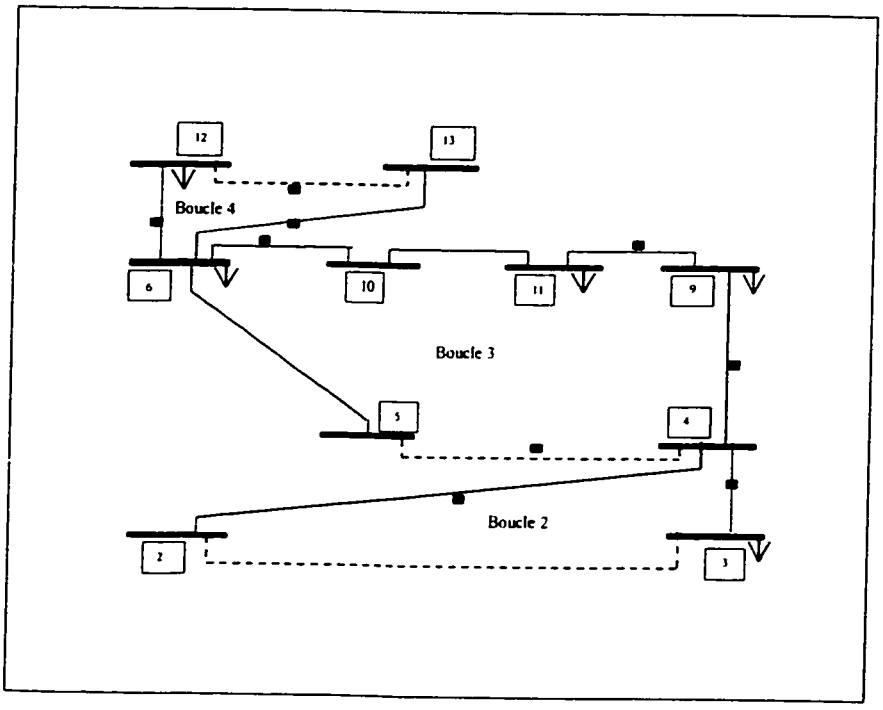


Figure 5.3 : *Formation des boucles 2, 3 et 4 du réseau IEEE 14 barres*

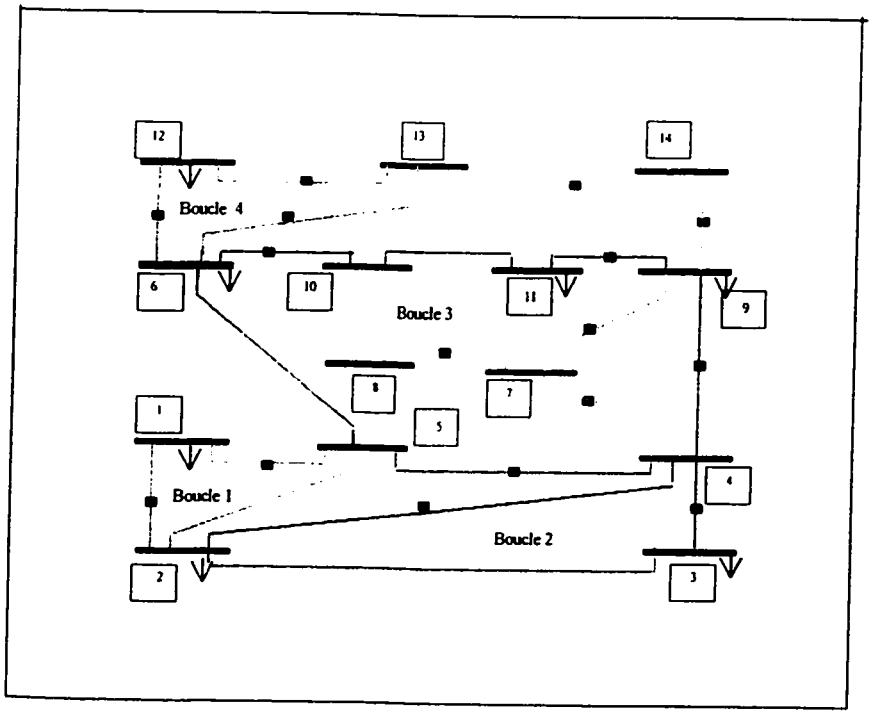


Figure 5.4 : *Répartition des boucles du réseau IEEE 14 barres*

Tableau 5.1 : *Répartition des boucles du réseau IEEE 14 barres*

Boucle	Branches					
1	**1-5**	1-2	2-5			
2	2-4	2-3	**3-4**			
3	**4-5**	6-5	4-9	6-10	9-11	10-11
4	6-12	**6-13**	12-13			

Dans ce qui suit, nous analysons les résultats de chaque étape permettant la détection d'erreur.

▶ étape a : (hors ligne)

L'étude de sensibilité est faite dans la boucle 1 en mettant successivement hors service les branches 1-5, 1-2, 2-5. Le tableau 5.2 donne les coefficients de sensibilité calculés. Ainsi, pour les contingences utilisées, on voit que la moyenne des changements de puissances transitées sur la branche 1-5 est la plus élevée. La branche 1-5 est déclarée branche critique pour la boucle 1. S'il n'y a pas de mesure sur cette branche, la prochaine branche critique doit être sélectionnée. Les variations de transits sur la branche 1-5 ont des valeurs relativement différentes d'une contingence à une autre, il est possible d'identifier avec exactitude la ligne de statut erroné en comparant l'écart $\Delta S_{1\text{-}5}$ calculé théoriquement avec celui mesuré en temps réel.

Tableau 5.2 : *Valeurs théoriques ΔS_{kj} des lignes dans la boucle n° 1*

Position du capteur	Branche hors-service			Moyenne
	1-5	**1-2**	**2-5**	
1-5	0.7563	1.6002	0.1490	0.835
1-2	0.7601	1.582	0.1482	0.829
2-5	0.3633	0.7610	0.406	0.51

Les calculs de sensibilité sont faits aussi pour les boucles 2, 3 et 4. Après l'examen des résultats, nous déduisons la ligne la plus sensible qui donne la branche critique dans chaque boucle. Ceci permet de construire le tableau 5.3 appelé le tableau caractéristique. Ce tableau fournit comme première information l'emplacement des capteurs dans chaque boucle (colonne "branche critique") et comme deuxième information, les variations de transits correspondant à chaque contingence (colonne "caractéristique").

Tableau 5.3 : *Tableau caractéristique des branches critiques du réseau IEEE 14 barres.*

Branche hors-service	Boucle	Branche crtitique	Caractéristique
1-5	1	1-5	0.7563
1-2	1	1-5	1.6002
2-5	1	1-5	0.1490
2-4	2	3-4	0.1570
2-3	2	3-4	0.7139
3-4	2	3-4	0.2431
4-5	3	4-5	0.6362
4-9	3	4-5	0.0488
5-6	3	4-5	0.4109
6-10	3	4-5	0.0441
9-11	3	4-5	0.0373
10-11	3	4-5	0.0224
6-12	4	6-13	0.0699
6-13	4	6-13	0.1913
12-13	4	6-13	0.0153

► étape b:

Il faut acquérir des mesures en temps réel de la puissance transitée sur la ligne sélectionnée à l'étape a. Faute de mesures réelles, elles sont simulées avec présence de bruit à partir de la solution d'écoulement de puissance obtenue avec le logiciel RP600. Cette solution est faite sur le même réseau mais avec la **branche 2-3 ouverte**. Les transits obtenus après ajout de bruit sont considérés comme les mesures S_{jk}^{mes}. Quant à

l'annexe II, elle donne les transits **avant l'ouverture de la branche 2-3**, donc les valeurs modélisées $S_{jk}^{modél}$.

► étape c:

En nous servant des valeurs de l'annexe II, on construit le tableau 5.4. Les données dans ce tableau sont les différences entre la puissance transitée mesurée et de la valeur modélisée de la branche critique dans chaque boucle.

► étape d:

Il faut comparer les deux tableaux 5.3 et 5.4 afin de trouver les anomalies. Trois cas douteux sont listés au tableau 5.5. Pour déduire la vraie erreur, il s'agit de vérifier le statut de la branche 2-3 en refaisant l'écoulement de puissance du même réseau avec cette branche hors service. Puisque l'erreur de modélisation est corrigée, les nouveaux résultats correspondent bien aux transits mesurés. Si le statut de la branche 12-13 ou de la branche 6-5 change, le résultat s'éloigne plus des mesures. Le tableau 5.6 résume ce raisonnement. Une alternative est de se servir des mesures d'injections nodales S_i (ou ΔS_i). Les bilans de S_i sont meilleurs à tous les noeuds avec la branche 2-3 hors service.

Tableau 5.4 : *Différence entre les valeurs planifiées et les mesures de transits sur les banches critiques*

Boucle	Branche	ΔS p.u.
1	1-5	0.2012
2	3-4	0.7737
3	4-5	0.4067
4	6-13	0.012

Tableau 5.5 : *Hypothèses retenues après la première identification*

Boucle	Transit	ΔS_{jk} mesurée	Valeur proche du tableau caractéristique	Hypothèse de branche hors-service	Erreur de ΔS_{jk}
2	3-4	0.7737	0.7139	**2-3**	0.0598
3	4-5	0.4067	0.4109	5-6	0.0042
4	6-13	0.012	0.0153	12-13	0.0033

Tableau 5.6 : *Résultats selon différentes corrections*

Boucle	Branche Critique	$\Delta S_{jk} = S_{jk}^{mes} - S_{jk}^{modél}$		
		Hypothèse 1: 2-3 ouvert	Hypothèse 2: 5-6 ouvert	Hypothèse 3: 12-13 ouvert
1	1-5	0.0	0.2218	0.2011
2	3-4	0.0	0.8	0.7737
3	5-4	0.0	0.092	0.406
4	6-13	0.0	0.148	0.0042

5.1.1.2 Cas de deux erreurs

La solution est aussi satisfaisante dans le cas des erreurs doubles. Pour ce faire, **la branche 2-3 et la branche 2-4** du réseau IEEE 14 barres sont retirées. L'état réel du réseau est ensuite simulé par le logiciel RP600, pour obtenir des mesures bruitées. Les changements par rapport au cas de base des transits sont indiqués au tableau 5.7. Après analyse de la dernière colonne (Erreur de ΔS_{jk}), il y a trois cas probables. Ceux-ci peuvent être analysées soit par l'écoulement de puissance, soit par le bilan de puissance.

Tableau 5.7 : *Hypothèses retenues après la première identification (Cas deux erreurs)*

Boucle	Transit	ΔS_{jk} mesurée	Valeur proche du tableau caractéristique	Hypothèse de branche hors-service	Erreur de ΔS_{jk}
1	1-5	0.7025	0.7563	1-5	0.0538
2	3-4	0.7880	0.7139	**2-3**	0.0741
3	4-5	1.2952	non retenue	non retenue	non retenue
4	6-13	0.0323	0.0153	12-13	0.01730

Légende:

* Erreur de ΔS_{jk} : la différence entre les valeurs de la troisième et quatrième colonne.

En adoptant la première alternative, il faut refaire l'écoulement de puissance sur le réseau de base mais avec la branche 2-3 hors service. Les écarts avec les transits mesurés sont indiqués au tableau 5.8. Les écarts ont diminué remarquablement, surtout celui de la branche 3-4, dans la boucle visée $\Delta S_{3-4} = 0.0885$

Tableau 5.8 : *Hypothèses retenues après la correction du statut de la branche 2-3. (Cas deux erreurs).*

Boucle	Transit	ΔS_{jk} mesurée	Valeur proche du tableau caractéristique	Hypothèse de branche hors-service	ΔS_{jk} erreur
1	1-5	0.5106	0.7563	1-5	0.2394
2	3-4	0.0885	0.1570	**2-4**	0.0685
3	4-5	0.889	0.6362	4-5	0.2590
4	6-13	0.0206	0.0153	12-13	0.0106

La recherche d'erreur se poursuit, par simple comparaison avec le tableau 5.3, ce qui signale la valeur 0.1571 qui est le cas de l'ouverture de la branche 2-4. En simulant cette contingence dans le réseau, les nouveaux transits obtenus de l'écoulement de puissance ramènent les ΔS_{jk} aux branches critiques à 10^{-4} dans toutes les boucles.

Cette fois-ci, le problème est résolu, les deux contingences sont détectées.

5.1.2 Réseau Hydro-Québec

Pour mettre en évidence l'aspect pratique de la méthode, un troisième test est fait sur le réseau Hydro-Québec. Le réseau comporte plusieurs sous-réseaux de tensions différentes (120, 230, 315, 735 kV). Le réseau initial contient 631 barres et 841 lignes. Toutefois, pour fins d'illustration, les erreurs de modélisation recherchées se situent seulement au niveau des lignes 735 kV, ainsi un modèle réduit est utilisé. Ce modèle ignore tous les éléments qui ne sont pas à 735 kV. Une fois le réseau ainsi réduit, la zone restante comprenant 154 barres et 225 lignes. Afin de faciliter le travail, ces lignes sont re-numérotées selon l'annexe IV. Pour couvrir cette zone, 42 boucles sont formées mais seules 38 boucles sont retenues dans l'étude, car les boucles ne sont pas toutes disjointes. Ceci est prévisible car la répartition des boucles dans ce cas est fait selon la formule (4-1) sans intégrer l'algorithme décrit à la page 66. Le nombre de lignes dans chaque boucle varie de 2 à 18 lignes. Les boucles 38 à 42 sont éliminées dans l'analyse car une majorité de leurs lignes est déjà incluse dans les autres boucles. En plus, les dimensions élevées de ces boucles (de 10 à 18 lignes par boucle) peuvent affecter la précision de la réponse. L'ensemble des lignes appartenant à chacune des boucles est énuméré dans l'annexe V. La ligne la plus sensible dans chaque boucle est en caractère gras, son transit doit être mesuré et ensuite soustrait avec la valeur modélisée comme pour le cas du réseau IEEE 14 barres. Après quelques simulations, il s'avère plus facile de travailler avec ΔP_{jk} à la place de ΔS_{jk} car la comparaison devient plus évidente. Par conséquent, on doit calculer:

$$\Delta P_{jk} = P_{jk}^{mes} - P_{jk}^{modél}$$

Les facteurs de distribution permettent d'élaborer le tableau caractéristique du réseau Hydro-Québec (annexe VI).

Pour ce même réseau, deux cas sont à tester. Le premier est pour vérifier l'aptitude de la méthode pour une contingence simple. Le deuxième test est la détection d'une combinaison d'erreurs de paramètre.

5.1.2.1 Cas d'une seule erreur

Nous reproduisons le tableau 5.9 dont les valeurs sont les différences de transits tirés des deux fichiers présentés à l'annexe III et l'annexe VII.

Tableau 5.9 : *Différence entre les valeurs planifiées et les mesures de transits sur les banches critiques*

Boucle	Les mesures sont prises à la ligne	ΔP	ΔQ
6	8	5.140	20.910
5	17	-15.980	1.480
4	18	-15.920	1.480
1	26	11.020	-22.680
2, 3	36	0.060	13.580
8,9,16,17	47	-212.460	-97.960
10, 11, 30	63	-544.340	30.130
7, 19	68	-130.700	24.510
12	74	-172.750	30.480
13	76	-24.240	-17.940
14, 15, 18	87	-22.140	2.010
22	151	1.520	13.730
23	152	3.620	13.760
24	156	-4.940	11.450
25	157	-0.020	-5.540

Tableau 5.9 : *Différence entre les valeurs planifiées et les mesures de transits sur les banches critiques (suite)*

26	159	-0.020	-5.810
27	161	-2.900	12.040
28	164	0.020	6.270
29	165	0.020	6.270
20, 21	174	3.460	11.270
31	190	3.690	13.880
32	198	45.020	33.640
33	200	55.020	33.640
34	202	39.730	30.180
35	208	-44.640	23.850
36	210	-44.520	23.780
37	217	-146.590	70.140
38	219	-143.060	68.530

Les valeurs du tableau 5.9, permettent d'éliminer un bon nombre de boucles où les écarts sont évidemment faibles. Il est impossible d'obtenir des écarts nuls à cause de la présence du bruit. D'autres boucles dont les écarts paraissent élevés sont aussi rejetées car il est impossible de les identifier parmi l'ensemble des résultats de l'annexe VI. Ils sont trop éloignés de ces valeurs. L'écart mesuré à la ligne 63 est la position stratégique afin de mesurer des changements significatifs dans les boucles 10, 11 et 30. En comparant le transit réel mesuré -544.34 avec les chiffres dans les tableaux caractéristiques des boucles 10, 11 et 30, nous obtenons:

Boucle 10:

Ligne 61 retirée $\Delta P_{63} = -587.1$

Boucle 11:

Ligne 62 retirée $\Delta P_{63} = -587.1$

-544.34 est proche de -587.1 avec une erreur relative

$\Delta X/X = (587.1 - 544.34) / 587.1 * 100\ \% = 7.3\ \%.$

Selon le tableau à l'annexe IV, la ligne 61 et la ligne 62 sont deux lignes parallèles branchées entre la barre 717 et la barre 731. Donc, une de ces deux lignes parallèles a été mal modélisée, son statut est erroné. Ce qui était l'erreur introduite.

5.1.2.2 Cas des erreurs doubles

Le même réseau sert pour le deuxième test qui est la détection des erreurs multiples. L'objectif est d'abord de localiser les lignes erronées et ensuite de trouver les vraies valeurs des paramètres tout en ayant la même définition de boucles et de position des capteurs. En se basant sur les nouvelles mesures à l'annexe VIII, nous reconstruisons le tableau 5.9 et nous avons le tableau 5.10.

En examinant le tableau 5.10, l'écart mesuré à la ligne 87 paraît douteux car l'ordre de grandeur est proche de l'ordre de grandeur de la puissance transitée au cas de base: ΔP_{87}= 524.8. L'anomalie est peut être sur la ligne 87. Il s'agit alors d'analyser les boucles 14, 15 et 18 du tableau caractéristique. Aucune valeur ne paraît proche de 524.8. Or, il faut s'attendre à la possibilité d'une double contingence, par conséquence d'une combinaison de ces valeurs.

Boucle 14:

Ligne 85 retirée $\Delta P_{87} = 221.67$

Boucle 15:

Ligne 86 retirée $\Delta P_{87} = 231.70$

On a donc bien: 221.67 + 231.70 = 453.37

453.37 est proche de 524.8 avec une erreur relative:

$\Delta X/X = (524.8 - 453.37) / 524.8 * 100\ \% = 13.6\ \%$.

À noter que cette combinaison est trouvé intuitivement, sans l'aide d'un programme car il est assez évident à les déceler parmi les autres valeurs.

Les deux lignes parallèles entre les barres 703 et 707 sont donc, modélisées incorrectement. Ainsi, à partir des mesures, l'estimation est assumée par la formule (4-21):

$$Y_{ij}^{\bullet} = S_{ij} / (V_i^{\bullet} - V_j^{\bullet})V_j$$

Nous avons

circuit 1: $S_{703->707} = 740.83 - 109.03j$.

circuit 2: $S_{703->707} = 724.83 - 181.48j$.

$V_i = V_{703} = 1.005 \angle 5.6°$

$V_j = V_{707} = 1.011 \angle 0°$

Nous vérifions aisément que :

$$Z_1 = 0.0005 + 0.0133i$$

$$Z_2 = 0.0018 + 0.0133i$$

Tableau 5.10 : *Différence entre les valeurs planifiées et les mesures de transits sur les banches critiques (Cas deux erreurs)*

Boucle	Les mesures sont prises à la ligne	ΔP	ΔQ
6	8	0.390	6.390
5	17	4.820	-2.650
4	18	4.810	-2.640
1	26	8.540	12.120
2,3	36	-79.680	4.090
8, 9, 16, 17	47	-246.710	81.260
10, 11, 30	63	-65.390	-16.600
7, 19	68	-31.360	-3.050
12	74	-135.330	-8.440
13	76	59.630	-2.760
14, 15, 18	87	524.800	15.920
22	151	0.620	2.660
23	152	0.620	2.660
24	156	-0.530	1.830
25	157	-0.030	-0.920
26	159	-0.030	-0.970
27	161	-0.250	1.930
28	164	0.030	1.040
29	165	0.030	1.040
20,21	174	0.480	2.190

Tableau 5.10 : *Différence entre les valeurs planifiées et les mesures de transits sur les banches critiques (Cas deux erreurs) (suite ..)*

31	190	0.620	2.680
32	198	6.860	7.940
33	200	6.860	7.940
34	202	6.030	7.100
35	208	-6.170	2.210
36	210	-6.160	2.210
37	217	-21.710	3.650
38	219	-21.200	3.570

En réalité, ces lignes ont les mêmes paramètres R, X dont les valeurs correctes sont:

$$R = 0.0005 \quad \text{et} \quad X = 0.0133i.$$

Le résultat imprécis 0.0018 de la deuxième ligne est due à la présence du bruit.

Il reste à déterminer la susceptance B de la ligne. Cette valeur est reliée avec l'impédance X par la vitesse v de la lumière selon l'expression:

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \qquad (5\text{-}1)$$

Nous en déduisons:

$$B = \omega C = \frac{\omega^2}{L\omega v^2} = \frac{\omega^2}{X v^2}$$

$$B = 1.1873 * 1e\text{-}10$$

5.2 Discussion

La validation sur le réseau IEEE 14 barres et sur le réseau Hydro-Québec a mis en évidence certain aspects de la méthode proposée. Nous allons maintenant résumer ces points.

➢ Dans l'exemple du réseau IEEE 14 barres, plus d'une hypothèse est retenue au début de la phase II qui est la phase d'identification. Alors, il n'est pas évident d'affirmer du premier coup la ligne de statut erroné. Nous avons dû effectuer l'écoulement de puissance pour chacune des hypothèses, afin de trouver la bonne solution. Théoriquement, il y a risque de divergence dans les calculs de l'écoulement de puissance, cependant cela ne s'est pas produit durant nos tests. Par ailleurs, si l'effet du bruit est minime, la divergence indique dans la plupart des cas que l'hypothèse en question doit être rejetée et par conséquent l'erreur topologique se situe ailleurs. Une alternative est de recourir à une mesure additionnelle de la puissance injectée à une barre pour choisir la vraie hypothèse parmi celles retenues.

➢ Dans l'exemple du réseau Hydro-Québec, il est plus facile de distinguer la bonne hypothèse parmi les autres. Il est facile de cerner la boucle problématique car les ΔS_{jk} des autres boucles sont petits. Quelques boucles ont des écarts relativement élevés mais loin des valeurs dans le tableau caractéristique, elles sont éliminées aussi.

Ces observations peuvent être expliquées par les différentes tailles des réseaux et par leurs structures. Le réseau Hydro-Québec est grand et radial, ainsi un bon nombre de boucles ne sont pas affectées. Le réseau IEEE 14 barres est petit, les lignes sont proches, donc elles sont plus sensibles au changement de statut des lignes.

➢ L'utilisation de la variation de la puissance réelle ΔP_{jk} comme indice d'anomalie à la place de ΔS_{jk} rend la comparaison avec le tableau caractéristique plus facile, car les valeurs théoriques et mesurées dans le cas identifié sont très voisines.

L'explication n'est pas difficile. La formule (4-2) donne seulement la variation de transit dans l'impédance série du modèle pi et ne tient pas compte la contribution des deux condensateurs. Donc, il est normal que les variations de puissance réactive calculées soient moins précises que celles des puissances réelles. Ainsi ΔP_{jk} est plus approprié pour traiter le réseau Hydro-Québec plutôt que ΔS_{jk} comme dans le réseau illustratif IEEE 14 barres.

➢ Le seuil de la tolérance γ peut être fixé selon le cas. Il doit être plus petit que les valeurs du tableau caractéristique et plus élevé que le niveau du bruit pour détecter tous les cas possibles.

Dans le réseau IEEE 14 barres:

la valeur minimale du tableau caractéristique 0.0154 et il n'y a pas de bruit

$\Rightarrow$ γ suggérée = 0.005

Ainsi, pour des réseaux dont les lignes ont des capacités assez différentes, il faut fixer différents seuils pour chaque boucle. En pratique, il n'est pas vraiment nécessaire de fixer les seuils. Nous n'avons qu'à porter attention au cas où l'ordre de variation est semblable de celui de la puissance transitée au cas de base.

Prenons les boucles 6 et 8 du réseau Hydro-Québec. Nous trouvons dans le tableau caractéristique:

<u>Boucle 6</u>:

ΔP_{jk} minimale = 1546.3

<u>Boucle 8:</u>

ΔP_{jk} minimale = 5.7

➢ Dans la phase II, il est plus juste de se baser sur l'erreur relative et non sur l'erreur absolue lors de la comparaison de ΔS_{jk} du tableau caractéristique et ΔS_{jk} mesurée.

Soient C_1 et C_2 deux chiffres à comparer, nous avons:

$$\text{erreur relative} = \frac{|C_1 - C_2|}{C_{moy}} * 100\% \qquad (5\text{-}2)$$

où $$C_{moy} = \frac{C_1 + C_2}{2}$$

Reprenons le tableau 5.5, la comparaison établie avec les erreurs relatives, nous donne un nouveau tableau:

Tableau 5.11 : *Hypothèses retenues après la première identification basant sur les erreurs relatives.*

Boucle	**Transit**	**ΔS_{jk} mesurée**	**Valeur proche du tab. caract.**	**Hypothèse branche hors-service**	**Erreurs relatives %**
1	1-5	0.2012	0.1490	2-5	29.8
2	3-4	0.7737	0.7139	2-3	8.04
3	4-5	0.4067	0.4109	5-6	1.03
4	6-13	0.012	0.0153	12-13	24.17

Ce tableau indique clairement que les erreurs soupçonnées sont à la branches 2-3 et à la branche 5-6.

➢ Afin d'effectuer l'écoulement de puissance et la détection d'erreur sur un réseau de N_b barres; nous avons besoin en principe N_t mesures:

$$N_t = (2N_b - 1) + \text{Nombre de boucles} \qquad (5\text{-}3)$$

Cependant, le nombre de capteurs nécessaire est souvent plus petit que celui calculé par la formule (5-3) pour les raisons suivantes:

- les boucles ayant la même position critique peuvent avoir un capteur commun
- la mesure peut être aussi utilisée pour la détection et l'identification d'erreur.

➢ Dans le cas du réseau Hydro-Québec il a fallu 28 mesures en temps réel. En effet, les écarts des transits sont tels que la localisation de l'erreur est facilitée et nous pouvons retenir une seule hypothèse. Il n'a pas été nécessaire de faire l'écoulement de puissance pour vérifier les cas douteux comme prévu dans la phase II. Ainsi, la non observabilité en temps réel du réseau n'empêche pas d'obtenir la bonne solution. Avec les données du cas de base, c'est à dire le cas avant le changement de statut et une mesure en temps réel par boucle, il est possible d'identifier l'erreur.

➢ Dans l'étude du réseau Hydro-Québec, le bruit simulé est de l'ordre de 1% à 5% pour les tensions 735 kV et de 5% pour les autres tensions. À ce niveau de bruit, la méthode peut donner sans ambiguïté une bonne réponse.

➢ Pour détecter une situation inverse: une ligne est considérée hors-service, alors qu' en réalité elle est en service, nous suivons la même procédure, mais le facteur de distribution correspond au cas de la fermeture d'une ligne:

$$\rho_{lm,n}^{addij} = \rho_{lm,n} - \frac{(\rho_{im,i} - \rho_{in,j})\left((Z_{bus})_{mi} - (Z_{bus})_{nj}\right)^{*}}{\left((Z_{bus})_{ii} - 2(Z_{bus})_{ij} + (Z_{bus})_{jj} + Z_{ij}\right)^{*}}$$

5.3 Comparaison

Il est nécessaire de comparer les différentes approches sur les mêmes réseaux pour convaincre les utilisateurs de l'intérêt de la méthode dans cette thèse. La comparaison va être faite selon deux aspects:

- global
- numérique.

À la fin, nous reportons les travaux de Lugtu et de Felix Wu sur le réseau IEEE 30 barres avec une brève discussion.

5.3.1 Comparaison globale

Tableau 5.12 : *Comparaison des méthodes développées*

	Contraintes à respecter
P. Bonanomi	- le réseau doit être observable en temps réel. - exige une redondance des mesures. - nécessite une importante proportion de mesures de puissance transitée sur les lignes par rapport aux puissances injectées dans les barres. - vise à identifier les mauvaises données et non leur causes.
Lugtu	- le réseau doit être observable en temps réel. - exige une redondance des mesures. - les puissances injectées à chaque extrémité de la ligne visée doivent être connues. - les erreurs ne doivent pas être proches. - le test est limité à une ligne.
Felix Wu	- le réseau doit être observable en temps réel. - exige une redondance des mesures. - cas non détectable: * la mesure de cette branche n'est pas disponible. * l'élimination de cette branche va rendre le réseau non observable.
Clements	-le réseau doit être observable en temps réel. - exige une redondance des mesures. - cas non détectable: * la branche est une branche critique. * la branche est attachée seulement à des mesures critiques.
Thèse	- le réseau doit être observable en temps réel. - en général, une mesure de transit par boucle.

5.3.2 Comparaison numérique

Les paramètres considérés dans la comparaison sont: le nombre de cas non détectables, le nombre de mesures, le temps de calcul, la simplicité.

5.3.2.1 Réseau IEEE 14 barres

a- Bonanomi

- Nombre de mesures utilisées:

  5 amplitudes de tensions
  + 8 puissances injectées (complexes)
  + 16 transits (complexes)

  Total : 29 mesures dont 13 pour l'observabilité et 16 mesures redondantes.

- Étapes:

- calculer les tensions
- effectuer les tests de cohérence pour valider les données

  nombre de cas inconsistants: 5

  nombre maximal d'inconsistance pour un élément: 2

  - ranger les éléments douteux

    les plus mauvaises notes: barre 6, branches 5-6 et 1-5

  - enlever la tension à la barre 6 et le transit de la branche 5-6
  - répéter le processus pour l'ensemble réduit.

- Résultats:

  Deux valeurs erronées sont identifiées:

  - tension mesurée à la barre 6 dont l'écart avec la vraie valeur est de 0.015 p.u.
  - puissance active de la branche 5-6 ayant un écart 0.3 p.u. par rapport la vraie valeur.

▶ Conclusion:

16 mesures redondantes pour identifier 2 mesures erronées.

b- Cléments

▶ Nombre de mesures (complexes) utilisées:

9 puissances injectées (complexes)

+ 8 transits (complexes)

Total: 17 mesures complexes dont 13 pour l'observabilité et 4 redondantes.

▶ Étapes:

- former la jacobienne $\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \mathbf{H_1} \\ \mathbf{H_2} \end{bmatrix}$

- calculer $\mathbf{F} = \mathbf{H_2 H_1^{-1}}$

$\mathbf{G} = [-\mathbf{F}\ \mathbf{I}]$

$\mathbf{GM}$

où $\mathbf{M}$ est la matrice des mesures de branche

- analyser les colonnes de $\mathbf{GM}$.

. si la colonne est zéro, l'erreur topologique sur la branche correspondante n'est pas détectable.

. si les colonnes sont colinéaires, l'erreur topologique dans une de ces branches correspondantes ne sont pas identifiables.

▶ Résultats:

$$(GM)^t = \begin{bmatrix} 0.0 & -2.5 & 1.5 & 1.0 \\ 0.0 & 2.5 & -1.5 & 1.0 \\ 0.0 & 1.0 & 0.0 & -1.0 \\ 0.0 & 1.0 & -1.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.5 & -0.5 & 0.0 \\ 0.0 & 0.5 & -0.5 & 0.0 \\ 0.0 & 1.5 & -1.5 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & -1.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 1.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & -1.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \end{bmatrix} \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{matrix}$$

▶ Conclusion:

- erreurs simples non identifiables: branches 10 à 13; branches 15 à 20.
- erreurs simples non détectables : branches 1 et 2.

c- Thèse

- Nombre de mesure utilisées:

  13 mesures (complexes) pour l'observabilité

  \+ 4 mesures redondantes (1 mesure par boucle * 4 boucles) .

- Étapes:

  - diviser le réseau en boucles
  - déterminer les lignes critiques dans chaque boucle
  - construire le tableau caractéristique
  - mesurer les transits S_{jk}^{mes} sur les lignes critiques et déduire les variations de transits aux lignes critiques ΔS_{jk}
  - trier les boucles dont $\Delta S_{jk} > \gamma$
  - identifier les erreurs.

- Conclusions:

  - toutes les erreurs simples topologiques simples sont détectables et identifiables
  - les cas de 2 erreurs sont aussi détectables et identifiables.

5.3.2.2 Réseau Hydro-Québec:

Dimension du réseau: 154 barres et 225 lignes

Nombre de barres $N_b = 154$

Nombre de lignes $N_l = 225$

La détection d'erreur demande:

a- Thèse

- Nombre de mesures utilisées:

  Pour écoulement de puissance: $2N_b - 1 = 307$

  Pour détecter et identifier les erreurs: 38 boucles mais seulement 28 mesures

  Total = 335 mesures

- Étapes:

  Comme dans l'exemple 1 du réseau IEEE 14 barres.

- Résultats:

  - Erreur simple: détecter l'ouverture de l'une des 2 lignes parallèles entre la barre 717 et la barre 731.
  - Erreurs multiples: détecter les erreurs des paramètres des deux lignes parallèles entre les barres 703 et 707.

b- Estimateur d'état

- Nombre de mesures N_m utilisées:

  * cas typique:

  $$1.5 * (N_b - 1) < N_m < 614$$

  * cas extrême:

  $$3 * N_b + 4 * N_l = 1362 \text{ mesures.}$$

- Étapes:

  - exécuter l'estimateur d'état

  - analyser les résidus.

- Résultats:

  Pas de garantie

5.3.2.3 Réseau IEEE 30 barres

a- Felix Wu

Cet exemple nous permet de comprendre la limite du test de résidu. Deux cas sont présentés dans l'article pour le réseau illustré à la figure 5.5.

Cas 1: Détectable

L'erreur topologique réside dans l'ouverture des branches 10-20, 10-21. Le résidu normalisé le plus élevé est sur la mesure 34 (transit sur la ligne 15-18) et est égale à 3.14. On note la présence de l'erreur mais il est impossible de l'identifier car le résidu normalisé le plus élevé ne correspond pas à la mesure erronée.

Cas 2: Non détectable

L'erreur topologique est dans l'ouverture de la branche 27-30

Dans ce cas, tous les résidus normalisés sont petits. Le plus grand vaut seulement 0.1 correspond à l'injection mesurée à la barre 3.

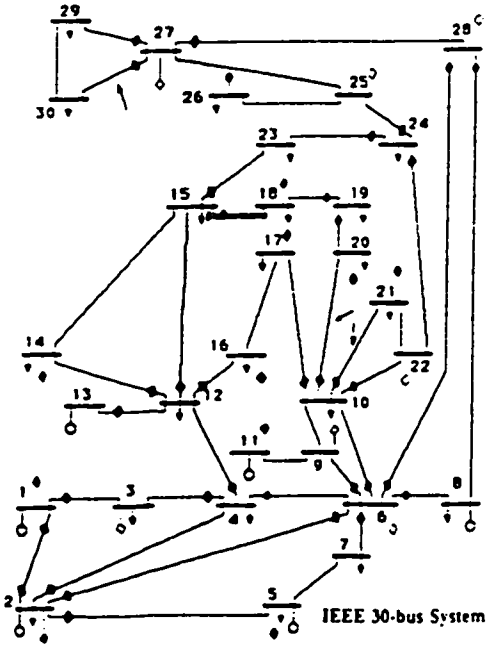


Figure 5.5 : *Réseau IEEE 30 barres*

b- Lugtu

Pour son test, une ligne est ajoutée entre les barres CLAYTOR et ROANOKE.

Les erreurs topologiques sont les suivantes:

- une des deux lignes parallèles entre les barres 2 et 5 est incluse dans le modèle, alors qu'elle est hors service dans l'état réel
- la ligne entre les barres 12 et 15 est débranchée dans le modèle, tandis qu'en réalité, elle est connectée
- la ligne entre la barre 6 et 28 est ouverte à la barre 28 dans le modèle.

Ces trois erreurs sont détectées par le programme, mais en total 118 mesures sont fournies à l'entrée de l'estimateur d'état pour un réseau de 30 barres et 37 lignes. De plus, tel que l'exige la méthode, les injections aux deux bouts de trois lignes citées doivent être connues. Ces valeurs sont:

Barre	MW	MVar
2	17.80	41.16
5	-95.45	12.05
12	-11.28	-7.27
15	-8.22	-2.46
6	0.0	0.0
28	0.0	0.0

CONCLUSION

1 Contributions majeures

La performance de la nouvelle méthode prouve que l'objectif de la thèse a été atteint. Nous cherchions une solution évitant les lacunes des autres méthodes, tout en donnant des résultats plus précis. Les améliorations couvrent divers aspects résumés ci-dessous:

➢ **Fiabilité:**

- Les erreurs simples ou multiples sont toujours détectables même si:

. la ligne n'est pas mesurée

. la ligne est une ligne critique ou les mesures associées à cette ligne sont des mesures critiques.

Note: la définition critique ici se réfère à celle de l'estimateur d'état.

- Les erreurs sont toujours identifiables même si l'erreur topologique est sur une branche qui appartient à une paire critique de branches.

➢ **Précision**

La méthode proposée permet d'éviter les incertitudes des autres méthodes telles que:

- Les résidus normalisés ou les mesures non-cohérentes indiquent la présence probable de l'erreur, mais il était impossible de savoir quelle mesure est en défaut. Par conséquent, une mesure enlevée n'était pas toujours une mesure erronée.

- Les erreurs pouvaient passer inaperçues à cause du phénomène de masquage en ce sens que leurs effets peuvent s'annuler mutuellement dans les résidus.

Pour la méthode proposée, le cas à craindre est l'ouverture et la fermeture

simultanées des lignes identiques. Ces opérations inverses peuvent annuler les variations de transits sur les branches critiques et par conséquent masquer les erreurs. Mais il s'agit d'un cas extrême.

➢ Limite fonctionnelle

- L'analyse des résidus demande en premier lieu l'exécution avec succès de l'estimateur. Comme ce dernier est très sensible aux mauvaises données, une erreur de topologie peut causer la divergence de l'estimateur d'état, ce qui rend impossible les étapes ultérieures. Il est toujours possible avec la nouvelle méthode d'arriver jusqu'à la fin du processus.

- Fondamentalement, toutes les méthodes mentionnées demandent un nombre minimum de mesures qui assurent l'observabilité du réseau. Avec la nouvelle méthode, le réseau doit être observable seulement si on doit effectuer l'écoulement de puissance pour sélectionner l'hypothèse retenue. Mais dans un bon nombre de cas, la non observabilité en temps réel du réseau n'empêche pas d'obtenir la bonne solution. Comme le cas du réseau Hydro-Québec, les erreurs ont été vite identifiées à partir des données du cas de base et une mesure en temps réel par boucle.

➢ Positions relatives des erreurs

Il n'y a pas de restriction dans la nouvelle méthode, contrairement aux autres. Les erreurs peuvent se situer dans une même boucle, dans les boucles voisines ou dans les boucles éloignées. Cependant, l'étape d'identification va demander plus de temps quand les lignes sont dans les deux boucles voisines qui ne sont pas surveillées par le même capteur.

➢ Coût

Évidemment, le coût est principalement relié au nombre de capteurs de mesure à installer sur le réseau. Les méthodes basées sur les résidus ou sur les tests de consistance sont plus exigeantes en nombre de mesure car l'analyse s'appuie sur la redondance des

mesures. En plus, le choix des emplacements de capteurs est plus flexible, et n'exige pas de capteurs en plus de ceux qui sont déjà disponibles sur le réseau pour les besoins de l'estimateur d'état.

➢ **Aspect pratique**

La méthode est applicable en temps réel car la détection est basée sur l'écart des transits. Ainsi les calculs à effectuer sont simples et rapides, sans itération à faire. L'algorithme est conçu pour couvrir le réseau entier et non seulement quelques lignes. La sélection commence d'abord au niveau des boucles, ensuite au niveau des lignes dans les boucles à risque. La procédure est systématique, facile à automatiser, ne demande pas beaucoup d'expertise.

➢ **Erreurs de paramètres**

La méthode offre une façon simple et systématique pour localiser la ligne dont les valeurs de paramètre sont fausses. Ceci a une importante particulière dans n'importe quelle approche car souvent, il faut connaître la ligne erronée afin d'apporter des corrections nécessaires.

2 Difficultés envisagés

Durant les tests, nous n'avons pas rencontré de difficulté. Cependant, certaines sont à prévoir:

➢ L'effet du bruit

Nous trouvons aisément les résultats pour un niveau représentation de bruit de 5%. Mais, lorsque le niveau de bruit devient significatif, il faut tenir compte de la marge d'erreur due au bruit. Ainsi les calculs seront plus compliqués. Dans les cas des erreurs grossières, il est préférable d'utiliser l'estimateur d'état pour les filtrer d'abord, avant d'utiliser la méthode proposée.

➢ Généralisation

La méthode permet de surveiller un nombre important des lignes sur le réseau, cependant, les cas particuliers suivants sont encore exclus:

- les lignes dont les transits sont nuls (les tensions aux deux extrémités sont égales)
- les lignes qui ne font partie d'aucune boucle.

➢ Changement de positions critiques

Après une mise à jour du modèle, une nouvelle topologie du réseau est définie et par conséquent les branches critiques dans les boucles peuvent être changées. Nous devrons reconstruire le tableau caractéristique et déterminer les nouvelles branches critiques. Toutefois, si les nouvelles mesures ne sont pas disponibles sur les réseaux, il est possible de prendre d'autres mesures déjà disponibles sur les réseaux pourvu qu'elles soient capables d'apercevoir clairement les changements de statut des autres lignes dans leurs boucles.

3 Perspective

La méthode est bien adaptée à un réseau même de grande taille. Initialement, elle est mise au point pour améliorer la procédure de mise à jour des réseaux externes ou de répartition mais elle est applicable au réseau principal. Ses possibilités d'application seront importantes et pourront s'étendre de la planification à l'exploitation, du niveau de transport à celui de répartition.

Des travaux restent à faire pour compléter l'étude:

- Une stratégie qui intègre la méthode à la modélisation des réseaux régionaux en vue d'obtenir une fiabilité accrue dans les études de stabilité long terme ou transitoires.

- Une stratégie pour estimer les paramètres de lignes même si les mesures de ces lignes ne sont pas disponibles.

4 Retombées scientifiques

Deux articles de IEEE sont tirés de cette thèse et présentés en annexes.

RÉFÉRENCES

1. Jacques Percebois. » La dérégulation de l'industrie électrique en Europe et aux Etats-Unis: Un processus de décompsition-recomposition », Revue de l'Énergie, No. 490, pp. 223-542.
2. Juan Manuel Pineda. » Sécurité Dynamique des Réseaux Électrique », École Polytechnique de Montréal, Janvier 1996.
3. J. Grainger, D. Stevenson. » Power System Analysis », McGraw-Hill, 1994.
4. Serge Lefebvre. » Note de cours ele6411 » École Polytechnique de Montréal.
5. Lars Holten, Anders Gjelsvik, Sverre Aam, Felix F. Wu, Wen-Hsiung E. Liu, » Comparison of different Methods for State Estimation », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 3, No. 4, Nov. 1988, pp. 1798-1806. (A12)
6. J. W. Gu, K. A. Clements, G. R. Krumpholz, P.W. Davis, » The Solution of Ill-Conditioned Power System State Estimation Problems Via The Method of Peters and Wilkinson ». PICA Conference Proceedings, May 1983, Houston, pp. 239-246.
7. H. M. Merrill, F. C. Schweppe, » Bad data Suppression in Power system Static State Estimation », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, 1971, pp. 2718-2725.
8. F. Rahimi, K. Kato, S.H. Ansari, V. Brandwajn, G. Cauley, D. J. Sobajic. » On External Network Model Development », IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996, pp. 905-910.
9. S. Deckmann, A. Pizzolante, A. Monticelli, B. Stott, O. Alsaç, » Studies on Power System Load Flow Equivalencing », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 6, Nov/Dec 1980, pp. 2301-2310.

10. F. F. Wu, A. Monticelli, » Critical Review of External Network Modelling for Online Security Analysis », Electrical Power & Energy Systems, Vol. 5, No. 4, October 1983, pp. 222-235.

11. S. Deckmann, A. Pizzolante, A. Monticelli, B. Stott, O. Alsaç, » Numerical Testing of Power System Load Flow Equivalents », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 6, Nov/Dec 1980, pp. 2292-2300.

12. E. C. Housos, G. Irisarri, R. M. Porter, A. M. Sasson, » Steady State Network Equivalents for Power System Planning Applications », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 6, Nov/Dec 1980, pp 2113-2120.

13. T. E. Dy Liacco, S. C. Savulescu, K. A. Ramarao, » An On-Line Topological Equivalent of a Power System », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, No. 5, Sept/Oct 1978, pp. 1550-1562.

14. G. Irisarri, »Real-Time External System Equivalent for On-Line Contingency Analysis », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No. 6, Nov./Dec. 1979, pp. 2153-2171.

15. Ajan Bose, » The Effects of External Modeling Errors on On-Line Security Analysis » , IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, N. 1, February 1986, pp. 227-232.

16. Efthymios Housos, Guillermo irisarri, » Real time Results with On-line Network Equivalent for Control Center Applications », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 12, Dec 1981, pp. 4830-4837.

17. A.J. Germond *et al.* » Équivalent Extérieurs Statiques et Dynamiques. Rapport de synthèse. Première partie », ELECTRA No. 134, Fév. 1989, pp. 92-115.

18. Monticelli, Felix F. Wu, » A Method that Combines Internal State Estimation and External Network Modeling », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 1, January 1985, pp. 91-99. (A13)

19. C. N. Lu, K. C. Liu, S. Vemuri, » An External Network Modeling Approach for On-Line Security Analysis », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 5, No. 2, May 1990, pp 565-573.

20. M. Assadian, R. J. Goddard, H. W. Hong, D. French, » Field Operational Experiences with on line State Estimator », IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, February 1993.

21. P. Bonanomi, G. Gramberg, » Power System Data Validation and State Calcultion by Network Search Techniques », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 1, January 1983, pp. 238-249.

22. N. Singh, H. Glavitsch, » Detection and Identification of Topological Errors in Online Power System Analysis », IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 1, February 1991, pp. 324-330.

23. R. L. Lugtu *et al.* » Power System State Estimation: Detection of Topological Errors » IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 6, Nov./Dec. 1980, pp. 2406-2411.

24. Felix F. Wu, Wen-Hsiung E. Liu, » Detection of Topology Errors by State Estimation », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.. 4, No. 1, February 1989, pp. 176-183.

25. Felix F. Wu *et al* . » Estimation of Parameter Errors from Measurement Residuals in State Estimation », IEEE Transactions on Power Systems, Vol.. 7, No. 1, February 1992, pp. 81- 89.

26. Felix F. Wu, Wen-Hsiung E. Liu, » On Detection and Identification of Topology Errors in Power Networks », prepared for the IEEE Transactions on Circuit and Systems.

27. Wen-Hsiung E. Liu, » Real-Time Network Estimation and Analysis for Power System Operation », *Ph. D. Dissertation*, University of California, Berkeley, 19987.

28. K. A. Clements, P. W. Davis, » Detection and Identification of Topology Errors in Electric Power Systems », IEEE Transactions on Power Systems, Vol.. 3, No. 4, November 1988, pp. 1748 - 1753.

29. Alt, Fuchs, Kriegel, » On the number of simple cycles in Planar Graphs », 23 rd International Workshop on Graph-Theoric Concepts in Computer Science, Berlin, Germany, 18-20 June 1997.

30. G. T. Heydt, » Computer Analysis Methods for Power Systems »

31. Kenneth I. Geisler, Anjan Bose, » State Estimation Based External Network Solution for On-Line Security Analysis », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 8, August 1983.

32. Fred C. Schweppe, J. Wildes, » Power System Static State Estimation », Parts I, II, III, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, pp. 120-135, Jan. 1970.

33. Kenneth I. Geisler, Nand K. Tripathi, » State Estimation based External Network Solutions: field Testing », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 8, Aug. 1985, pp. 2126-2132.

34. Monticelli, Felix F. Wu, » A Method that Combines Internal State Estimation and External Network Modeling », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 1, January 1985, pp. 91-99. (A13)

35. J. M. Undril, A. E. Turner, » Construction of Power System Electromechanical Equivalents by Modal Analysis », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, Sept/Oct. 1971, pp. 2049-2059.

36. J. M. Undril, J. A. Casazza, E. M. Gulachenski, L. K. Kirchmayer, » Electromechanical Equivalents for Use in Power System Stability Studies », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, Sept./Oct. 1971, pp. 2060-2071.

37. Fabio. Saccomanno, » Dynamic Modelling of Multimachine Electric Power Systems », 2nd FORMATOR Symp. on » Mathematical methods for analysis of large systems », Prague, June 1974.

38. Fabio Saccomano, » Development and Evaluation of Simplified Dynamical Models for Multimachine Electric Power Systems », PSCC 1972, Grenoble.

39. Robin Podmore, » Identification of Coherent Generator for Dynamic Equivalent », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, No. 4, July/Aug 1978, pp.1344-1354.

40. Thomas L. Baldwin, Lamine Mili, Arun G. Phadke, » Dynamic Ward Equivalent for Transient Stability Analysis », IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, February 1994.

41. S. Geeves, » A Modal-Coherency Technique for Deriving Dynamic Equivalents », IEEE_PES Winter Meeting, 1987.

42. R.O. Burnett *et al.* » Synchronized phasor measurements of a power system event », IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, August 1994, pp. 1643-1650.

43. R. O. Burnett, Marc M. Butts, Patrick S. Sterlina, » Power System Applications for Phasor Measurement Units », IEEE Computer Applications in Power, January 1994, pp. 8-13.

44. G. Phadke, J. S. Thorp, K. J. Karimi, » State Estimation with Phasor Measurements »,IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, No. 1, February 1986, pp. 233-238.

45. Michael Zeiler, » Integration of GIS & GPS for Mapping and Analysis of Electric Distribution Circuits », Conference Paper No. 92 D2..

46. E. Handschin *et al.* » Bad Data Analysis for Power System State Estimation » , IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, No. 2, March/April 1975, pp. 329-337.

47. Hyde M. Merril, Fred C. Schweppe, » Bad Data Suppression in Power System Static State Estimation », IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, No. 6, Nov./Dec. 1971, pp. 2718-2725.

48. K. A. Clements *et al* . » Power System State Estimation Residual Analysis », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 4, April 1981, pp. 1779-1787.

Annexe I: *Réseau Ieee 14 barres*

Résultats de l'écoulement de puissance: Cas de base

```
 ------------  TENSIONS----  CHARGES------- SHUNTS-------
GENERATION-----
 NOM       ZN    KVOLT DEGRE      MW     MVAR      MW    MVAR       MW
MVAR
                 (P.U.)
 ------------  ------ -----  ------  ------ ------ ------ -------
------- TRXFO

    1Bus 1  1     1.06   0.0    0.00     0.00     0.0     0.0  232.39
-16.89LI EQU
                  1.060

 ->   2Bus 2  1 #1       86.142  156.83  -20.39  PTE= 4.29/   7.26
 ->   5Bus 5  1 #1       41.195   75.55    3.50  PTE= 2.76/   6.08

    2Bus 2  1     1.04  -5.0   21.70   12.70     0.0     0.0   40.00
42.40   GEN
                  1.045

 ->   1Bus 1  1 #1M     85.650 -152.54   27.66  PTE= 4.29/   7.26
 ->   3Bus 3  1 #1       40.484   73.19    3.57  PTE= 2.32/   5.15
 ->   4Bus 4  1 #1       31.041   56.14   -2.29  PTE= 1.68/   1.11
 ->   5Bus 5  1 #1       22.939   41.51    0.76  PTE= 0.90/  -0.87

    3Bus 3  1     1.01 -12.7   94.20   19.00     0.0     0.0     0.00
23.39   GEN
                  1.010

 ->   2Bus 2  1 #1M     40.521  -70.87    1.58  PTE= 2.32/   5.15
 ->   4Bus 4  1 #1       13.434  -23.33    2.81  PTE= 0.37/  -2.61

    4Bus 4  1     1.02 -10.3   47.80   -3.90     0.0     0.0     0.00
0.00
                  1.019

 ->   2Bus 2  1 #1M     30.928  -54.46    3.39  PTE= 1.68/   1.11
 ->   3Bus 3  1 #1M     13.782   23.70   -5.42  PTE= 0.37/  -2.61
 ->   5Bus 5  1 #1       35.817  -61.22   15.67  PTE= 0.52/   0.30
 ->   7Bus 7  1 #1  TFX 16.791   28.09   -9.42  PTE= 0.00/   1.69
0.978
 ->   9Bus 9  1 #1  TFX  9.121   16.09   -0.32  PTE= 0.00/   1.30
0.969

    5Bus 5  1     1.02  -8.8    7.60    1.60     0.0     0.0     0.00
0.00
```

```
                    1.020
 ->   1Bus 1   1 #1M      41.216  -72.79    2.58  PTE= 2.76/   6.08
 ->   2Bus 2   1 #1M      22.999  -40.61   -1.63  PTE= 0.90/  -0.87
 ->   4Bus 4   1 #1M      36.002   61.74  -15.37  PTE= 0.52/   0.30
 ->   6Bus 6   1 #1  TFX 25.969   44.06   12.82  PTE= 0.00/   4.43
0.932

    6Bus 6   1    1.07 -14.2   11.20    7.50    0.0    0.0    0.00
12.24   GEN
                    1.070
 ->   5Bus 5   1 #1M TFX 24.203  -44.06   -8.39  PTE= 0.00/   4.43
0.932
 ->  11Bus 11  1 #1        4.382    7.34    3.47  PTE= 0.05/   0.11
 ->  12Bus 12  1 #1        4.409    7.78    2.49  PTE= 0.07/   0.15
 ->  13Bus 13  1 #1       10.325   17.74    7.17  PTE= 0.21/   0.42

    7Bus 7   1    1.06 -13.4    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                    1.062
 ->   4Bus 4   1 #1M TFX 16.422  -28.09   11.11  PTE= 0.00/   1.69
0.978
 ->   8Bus 8   1 #1        9.193    0.00  -16.91  PTE= 0.00/   0.45
 ->   9Bus 9   1 #1       15.592   28.09    5.80  PTE= 0.00/   0.80

    8Bus 8   1    1.09 -13.4    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
17.36   GEN
                    1.090
 ->   7Bus 7   1 #1M       9.193    0.00   17.36  PTE= 0.00/   0.45

    9Bus 9   1    1.06 -14.9   29.50   16.60    0.0   21.2    0.00
0.00
                    1.056
 ->   4Bus 4   1 #1M TFX  8.839  -16.09    1.62  PTE= 0.00/   1.30
0.969
 ->   7Bus 7   1 #1M      15.592  -28.09   -4.99  PTE= 0.00/   0.80
 ->  10Bus 10  1 #1        3.706    5.24    4.31  PTE= 0.01/   0.03
 ->  14Bus 14  1 #1        5.534    9.44    3.67  PTE= 0.12/   0.25

   10Bus 10  1    1.05 -15.1    9.00    5.80    0.0    0.0    0.00
0.00
                    1.051
 ->   9Bus 9   1 #1M       3.706   -5.23   -4.27  PTE= 0.01/   0.03
```

```
 ->  11Bus 11 1 #1        2.236   -3.77   -1.53  PTE= 0.01/   0.03

   11Bus 11 1    1.06 -14.8    3.50    1.80    0.0     0.0     0.00
0.00
                 1.057

 ->   6Bus 6  1 #1M       4.382   -7.29   -3.36  PTE= 0.05/   0.11
 ->  10Bus 10 1 #1M       2.236    3.79    1.56  PTE= 0.01/   0.03

   12Bus 12 1    1.06 -15.1    6.10    1.60    0.0     0.0     0.00
0.00
                 1.055

 ->   6Bus 6  1 #1M       4.409   -7.71   -2.34  PTE= 0.07/   0.15
 ->  13Bus 13 1 #1        0.970    1.61    0.74  PTE= 0.01/   0.01

   13Bus 13 1    1.05 -15.2   13.50    5.80    0.0     0.0     0.00
0.00
                 1.050

 ->   6Bus 6  1 #1M      10.325  -17.53   -6.75  PTE= 0.21/   0.42
 ->  12Bus 12 1 #1M       0.970   -1.60   -0.74  PTE= 0.01/   0.01
 ->  14Bus 14 1 #1        3.232    5.63    1.69  PTE= 0.05/   0.11

   14Bus 14 1    1.04 -16.0   14.90    5.00    0.0     0.0     0.00
0.00
                 1.036

 ->   9Bus 9  1 #1M       5.534   -9.32   -3.42  PTE= 0.12/   0.25
 ->  13Bus 13 1 #1M       3.232   -5.58   -1.58  PTE= 0.05/   0.11
```

Annexe II: *Réseau Ieee 14 barres*

Résultats de l'écoulement de puissance: Branche 2-3 est hors-service

```
 ------------  TENSIONS----  CHARGES-------- SHUNTS--------
GENERATION-----
 NOM        ZN    KVOLT DEGRE       MW     MVAR      MW    MVAR       MW
MVAR
                 (P.U.)
 ------------  ------ -----  ------  ------ ------ ------ -------
------- TRXFO

    1Bus 1  1     1.06   0.0     0.00     0.00     0.0     0.0  243.29
-9.91LI EQU
                  1.060

 ->    2Bus 2  1 #1       81.358  148.24  -18.36  PTE= 3.83/    5.85
 ->    5Bus 5  1 #1       51.975   95.05    8.46  PTE= 4.40/   12.93

    2Bus 2  1     1.04  -4.7    21.70    12.70     0.0     0.0   40.00
40.09   GEN
                  1.045

 ->    1Bus 1  1 #1M      80.897 -144.41   24.21  PTE= 3.83/    5.85
 ->    4Bus 4  1 #1       51.723   93.61    0.95  PTE= 4.67/   10.25
 ->    5Bus 5  1 #1       38.193   69.09    2.24  PTE= 2.50/    4.05

    3Bus 3  1     0.96 -24.3    94.20    19.00     0.0     0.0    0.00
40.00   GEN
                  0.958

 ->    4Bus 4  1 #1       58.193  -94.20   21.00  PTE= 6.86/   14.19

    4Bus 4  1     1.00 -13.7    47.80    -3.90     0.0     0.0    0.00
0.00
                  1.000

 ->    2Bus 2  1 #1M      51.624  -88.95    9.30  PTE= 4.67/   10.25
 ->    3Bus 3  1 #1M      58.468  101.06   -6.81  PTE= 6.86/   14.19
 ->    5Bus 5  1 #1       59.206 -100.99   17.90  PTE= 1.41/    3.15
 ->    7Bus 7  1 #1  TFX 17.194   26.15  -14.26  PTE= 0.00/    1.77
0.978
 ->    9Bus 9  1 #1  TFX  8.713   14.93   -2.23  PTE= 0.00/    1.19
0.969

    5Bus 5  1     1.01 -11.1    7.60     1.60     0.0     0.0    0.00
0.00
                  1.007
```

```
 ->   1Bus 1  1 #1M      52.040  -90.64    4.47  PTE= 4.40/  12.93
 ->   2Bus 2  1 #1M      38.200  -66.59    1.81  PTE= 2.50/   4.05
 ->   4Bus 4  1 #1M      59.323  102.40  -14.75  PTE= 1.41/   3.15
 ->   6Bus 6  1 #1  TFX 27.372   47.24    6.87  PTE= 0.00/   4.92
0.932


    6Bus 6  1    1.07 -17.0   11.20    7.50    0.0    0.0    0.00
20.74   GEN
                 1.070

 ->   5Bus 5  1 #1M TFX 25.510  -47.24   -1.95  PTE= 0.00/   4.92
0.932
 ->  11Bus 11 1 #1        5.595    9.23    4.73  PTE= 0.09/   0.19
 ->  12Bus 12 1 #1        4.576    8.07    2.62  PTE= 0.08/   0.16
 ->  13Bus 13 1 #1       10.962   18.74    7.84  PTE= 0.24/   0.47


    7Bus 7  1    1.05 -16.6    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                 1.053

 ->   4Bus 4  1 #1M TFX 16.815  -26.15   16.03  PTE= 0.00/   1.77
0.978
 ->   8Bus 8  1 #1       12.064    0.00  -22.01  PTE= 0.00/   0.77
 ->   9Bus 9  1 #1       14.706   26.15    5.98  PTE= 0.00/   0.71
    8Bus 8  1    1.09 -16.6    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
22.78   GEN
                 1.090

 ->   7Bus 7  1 #1M      12.064    0.00   22.78  PTE= 0.00/   0.77


    9Bus 9  1    1.05 -18.1   29.50   16.60    0.0   20.8    0.00
0.00
                 1.047

 ->   4Bus 4  1 #1M TFX  8.443  -14.93    3.42  PTE= 0.00/   1.19
0.969
 ->   7Bus 7  1 #1M      14.706  -26.15   -5.26  PTE= 0.00/   0.71
 ->  10Bus 10 1 #1        2.551    3.39    3.15  PTE= 0.01/   0.02
 ->  14Bus 14 1 #1        4.794    8.19    2.93  PTE= 0.09/   0.19


   10Bus 10 1    1.04 -18.2    9.00    5.80    0.0    0.0    0.00
0.00
                 1.044

 ->   9Bus 9  1 #1M       2.551   -3.39   -3.13  PTE= 0.01/   0.02
 ->  11Bus 11 1 #1        3.438   -5.61   -2.67  PTE= 0.03/   0.07
```

```
   11Bus 11 1    1.05 -17.7    3.50    1.80    0.0    0.0    0.00
0.00
                 1.053

 ->    6Bus 6  1 #1M      5.595   -9.14   -4.54  PTE= 0.09/   0.19
 ->   10Bus 10 1 #1M      3.438    5.64    2.74  PTE= 0.03/   0.07

   12Bus 12 1    1.05 -17.9    6.10    1.60    0.0    0.0    0.00
0.00
                 1.055

 ->    6Bus 6  1 #1M      4.576   -7.99   -2.46  PTE= 0.08/   0.16
 ->   13Bus 13 1 #1       1.135    1.89    0.86  PTE= 0.01/   0.01

   13Bus 13 1    1.05 -18.0   13.50    5.80    0.0    0.0    0.00
0.00
                 1.049

 ->    6Bus 6  1 #1M     10.962  -18.50   -7.37  PTE= 0.24/   0.47
 ->   12Bus 12 1 #1M      1.135   -1.88   -0.85  PTE= 0.01/   0.01
 ->   14Bus 14 1 #1       4.016    6.88    2.42  PTE= 0.08/   0.17

   14Bus 14 1    1.03 -19.1   14.90    5.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                 1.030

 ->    9Bus 9  1 #1M      4.794   -8.10   -2.75  PTE= 0.09/   0.19
 ->   13Bus 13 1 #1M      4.016   -6.80   -2.25  PTE= 0.08/   0.17
```

Annexe III: *Réseau Hydro-Québec*

Résultats de l'écoulement de puissance: Niveau 735 kV

```
 ------------      TENSIONS----      CHARGES-------   SHUNTS-------
GENERATION-----
 NOM        ZN    KVOLT DEGRE       MW     MVAR      MW    MVAR       MW
MVAR
                (P.U.)
 ------------  ------ -----  ------  ------ ------ ------ -------
------- TRXFO

  760CHU73552  729.34  35.7    0.00    0.00    0.0 -487.4    0.00
0.00
                0.992

 ->1359CHU23052 #1M TFX  0.107  132.03   26.02  PTE= 0.03/   4.02
11%MVA 1.055
 ->2359CHU23052 #1M TFX  0.633 -799.95   14.96  PTE= 0.91/  60.98
67%MVA 1.055
 ->3359CHU23052 #1M TFX  0.300 -377.64  -33.75  PTE= 0.20/  15.27
31%MVA 1.055
 ->4359CHU23052 #1M TFX  0.559 -704.57   48.46  PTE= 0.71/  47.94
59%MVA 1.055
 ->5359CHU23052 #1M TFX  0.334 -420.14   37.71  PTE= 0.27/  18.88
35%MVA 1.055
 ->6359CHU23052 #1M TFX  0.685 -861.57   73.49  PTE= 1.14/  71.81
72%MVA 1.055
 ->9110MTG<A>53 #1M      1.232 1521.52 -326.10  PTE=15.28/-306.87
53%AMP
 ->9310MTG<C>53 #1M      1.223 1510.32 -328.19  PTE=15.52/-309.08
53%AMP

  705MAN73553  738.94  19.7    0.00    0.00    0.0-1000.6    0.00
0.00
                1.005

 -> 305MAN31553 #1M TFX  0.140 -153.54   91.25  PTE= 0.16/  12.71
28%MVA 0.953
 -> 305MAN31553 #2M TFX  0.125 -139.12   80.15  PTE= 0.10/   8.51
24%MVA 0.953
 -> 305MAN31553 #3M TFX  0.131 -144.34   84.38  PTE= 0.13/   9.97
26%MVA 0.953
 -> 311MAN31553 #1M TFX  0.148 -150.00  116.61  PTE= 0.19/  13.38
30%MVA 0.953
 -> 706MIC73553 #1       0.391 -485.42 -122.77  PTE= 0.31/-150.20
8%AMP
 ->1056MAN73C53 #1  TFX  0.044    0.04   55.98  PTE= 0.00/   0.20
18%MVA 1.000
```

```
 ->9221BER<B>55 #1M      1.113 1357.55 -432.93  PTE= 5.47/-208.82
58%AMP
 ->9321BER<C>53 #1M      1.141 1386.79 -456.11  PTE= 7.31/-209.90
60%AMP
 ->9809ARN<E>53 #1M      0.674 -837.37 -208.48  PTE= 3.26/-383.73
30%AMP
 ->9909ARN<F>53 #1M      0.672 -834.59 -208.73  PTE= 3.24/-383.77
30%AMP

  706MIC73553  740.73  20.7    0.00    0.00    0.0 -837.9    0.00
0.00
                 1.008

 ->   9MICOUA53 #1M TFX  0.262 -334.94  -24.05  PTE= 0.46/  35.01
52%MVA 0.952
 -> 306MICOUA53 #1M TFX  0.285 -359.83   65.91  PTE= 0.11/  15.15
18%MVA 0.952
 -> 306MICOUA53 #2M TFX  0.285 -359.83   65.91  PTE= 0.11/  15.15
18%MVA 0.952
 -> 306MICOUA53 #3M TFX  0.116 -144.96   31.24  PTE= 0.08/   6.93
21%MVA 0.953
 -> 307MICOUA53 #1M TFX  0.214 -274.25    0.43  PTE= 0.22/  23.28
44%MVA 0.953
 -> 309MICOUA53 #1M TFX  0.260 -333.27   -6.49  PTE= 0.44/  35.93
48%MVA 0.952
 -> 705MAN73553 #1M      0.379  485.73  -27.43  PTE= 0.31/-150.20
8%AMP
 ->9218SAG<B>54 #1       0.501  592.02 -249.38  PTE= 2.50/-611.03
26%AMP
 ->9225PERI  53 #1       0.999 1189.91 -477.19  PTE= 8.83/-428.60
52%AMP
 ->9709ARN<D>53 #1M      0.397 -460.58 -216.86  PTE= 1.05/-469.92
18%AMP

  709ARN73553  749.57  22.5  798.38  -52.76    0.0-1544.5    0.00
0.00
                 1.020

 ->9109ARN<A>53 #1       0.786 -984.10 -270.84  PTE= 0.00/ -50.09
35%AMP
 ->9209ARN<B>53 #1       0.781 -977.18 -269.41  PTE= 0.00/ -49.40
35%AMP
 ->9309ARN<C>53 #1       0.781 -977.18 -269.41  PTE= 0.00/ -49.40
35%AMP
 ->9709ARN<D>53 #1       0.410  461.63 -265.60  PTE= 0.00/ -12.55
18%AMP
 ->9809ARN<E>53 #1       0.667  840.63 -208.42  PTE= 0.00/ -33.18
30%AMP
```

```
 ->9909ARN<F>53 #1        0.665  837.83 -208.01  PTE= 0.00/ -32.96
30%AMP

  710MTG73553  743.54  27.2    0.00    0.00    0.0-1013.2    0.00
0.00
                 1.012

 -> 310MTG31553 #1M TFX  0.027   23.09  -25.27  PTE= 0.00/   1.46
4%MVA 1.000
 -> 310MTG31553 #2M TFX  0.026   22.45  -25.00  PTE= 0.00/   0.95
4%MVA 1.000
 ->9109ARN<A>53 #1M       0.793  989.76 -250.70  PTE= 5.66/-471.46
36%AMP
 ->9110MTG<A>53 #1        1.172-1506.24 -105.53  PTE= 0.00/-124.76
50%AMP
 ->9209ARN<B>53 #1M       0.788  982.86 -251.45  PTE= 5.68/-471.47
35%AMP
 ->9309ARN<C>53 #1M       0.788  982.86 -251.45  PTE= 5.68/-471.47
35%AMP
 ->9310MTG<C>53 #1        1.163-1494.80 -103.75  PTE= 0.00/-122.86
50%AMP

 1056MAN73C53  736.65  19.7    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                 1.002

 -> 705MAN73553 #1M TFX  0.044   -0.03  -55.77  PTE= 0.00/   0.20
18%MVA 1.000
 ->5295MAN-CS75 #1  TFX  0.044    0.03   55.77  PTE= 0.03/   1.79
18%MVA 1.000

 9109ARN<A>53  740.66  19.7    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                 1.008

 -> 709ARN73553 #1M       0.786  984.10  220.75  PTE= 0.00/ -50.09
35%AMP
 -> 710MTG73553 #1        0.786 -984.10 -220.75  PTE= 5.66/-471.46
35%AMP

 9110MTG<A>53  741.79  22.5    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                 1.009

 -> 710MTG73553 #1M       1.172 1506.24  -19.23  PTE= 0.00/-124.76
50%AMP
 -> 760CHU73552 #1        1.172-1506.24   19.23  PTE=15.28/-306.87
50%AMP
```

```
 9209ARN<B>53  740.70  19.7     0.00     0.00     0.0     0.0     0.00
0.00
                  1.008
 -> 709ARN73553 #1M       0.781  977.18  220.01  PTE= 0.00/ -49.40
35%AMP
 -> 710MTG73553 #1        0.781 -977.18 -220.01  PTE= 5.68/-471.47
35%AMP

 9225PERI  53  762.68  11.5     0.00     0.00     0.0     0.0     0.00
0.00
                  1.038
 -> 706MIC73553 #1M       0.895-1181.08   48.59  PTE= 8.83/-428.60
47%AMP
 ->9825PERI  53 #1M       0.895 1181.08  -48.59  PTE= 1.30/ -54.50
47%AMP

 9309ARN<C>53  740.70  19.7     0.00     0.00     0.0     0.0     0.00
0.00
                  1.008
 -> 709ARN73553 #1M       0.781  977.18  220.01  PTE= 0.00/ -49.40
35%AMP
 -> 710MTG73553 #1        0.781 -977.18 -220.01  PTE= 5.68/-471.47
35%AMP

 9310MTG<C>53  741.82  22.5     0.00     0.00     0.0     0.0     0.00
0.00
                  1.009
 -> 710MTG73553 #1M       1.163 1494.80  -19.11  PTE= 0.00/-122.86
50%AMP
 -> 760CHU73552 #1        1.163-1494.80   19.11  PTE=15.52/-309.08
50%AMP

 9321BER<C>53  756.95  13.1     0.00     0.00     0.0     0.0     0.00
0.00
                  1.030
 -> 705MAN73553 #1        1.069-1379.48  246.21  PTE= 7.31/-209.90
56%AMP
 ->9921BER<F>55 #1M       1.069 1379.48 -246.21  PTE= 0.00/ -72.20
64%AMP

 9709ARN<D>53  740.92  23.6     0.00     0.00     0.0     0.0     0.00
0.00
```

```
                  1.008
 -> 706MIC73553 #1       0.410  461.63 -253.05  PTE= 1.05/-469.92
18%AMP
 -> 709ARN73553 #1M      0.410 -461.63  253.05  PTE= 0.00/ -12.55
18%AMP

 9809ARN<E>53  743.18  24.6    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                  1.011
 -> 705MAN73553 #1       0.667  840.63 -175.25  PTE= 3.26/-383.73
30%AMP
 -> 709ARN73553 #1M      0.667 -840.63  175.25  PTE= 0.00/ -33.18
30%AMP

 9825PERI   53  761.21  14.2    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                  1.036
 -> 704LTD73554 #1M      0.895 1179.78    5.91  PTE= 7.92/-356.35
29%AMP
 ->9225PERI   53 #1      0.895-1179.78   -5.91  PTE= 1.30/ -54.50
47%AMP

 9909ARN<F>53  743.19  24.6    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                  1.011
 -> 705MAN73553 #1       0.665  837.83 -175.05  PTE= 3.24/-383.77
30%AMP
 -> 709ARN73553 #1M      0.665 -837.83  175.05  PTE= 0.00/ -32.96
30%AMP

  704LTD73554  740.64   6.8    0.00    0.00    0.0 -335.1    0.00
0.00
                  1.008
 -> 304LTD315 9 #1M TFX  0.080  101.85   -7.30  PTE= 0.01/   2.29
8%MVA 1.006
 -> 304LTD315 9 #2M TFX  0.080  101.85   -7.30  PTE= 0.01/   2.29
8%MVA 1.006
 -> 703LEV73555 #1       1.752 2238.76 -190.83  PTE= 2.98/  13.72
39%AMP
 -> 717JCA73554 #1M      0.996-1270.60  138.20  PTE= 1.62/ -61.64
23%AMP
 -> 804LTDSTQ75 #1  TFX  0.074    0.00   94.41  PTE= 0.00/   0.77
17%MVA 1.000
```

```
 ->9825PERI   53 #1        0.956-1171.86 -362.27  PTE= 7.92/-356.35
31%AMP

  715CHE73554  742.39   1.8    0.00    0.00    0.0 -336.7    0.00
0.00
                  1.010
 -> 315CHE315 7 #1M TFX  0.338  433.93  -33.11  PTE= 0.24/  21.78
23%MVA 1.016
 -> 315CHE315 7 #2M TFX  0.338  433.93  -33.11  PTE= 0.24/  21.78
23%MVA 1.016
 -> 315CHE315 7 #3M TFX  0.335  430.15  -32.78  PTE= 0.24/  21.58
22%MVA 1.016
 -> 702DUV73556 #1       0.587  744.60  123.25  PTE= 0.52/-101.67
12%AMP
 -> 714LVDRYE57 #1       1.225-1574.95  -35.93  PTE=13.96/-328.10
25%AMP
 -> 719CHA73555 #1M      0.838 1034.30 -303.13  PTE= 2.05/-207.79
14%AMP
 -> 770BRU73554 #1       1.168-1501.97  -21.86  PTE= 3.77/-111.40
39%AMP

  717JCA73554  738.75   8.5    0.00    0.00    0.0-1166.8    0.00
0.00
                  1.005
 -> 317JCA315 9 #1M TFX  0.493  630.10  -10.93  PTE= 0.51/  47.31
32%MVA 1.000
 -> 702DUV73556 #1M      0.783  959.89 -286.39  PTE= 5.84/-488.47
26%AMP
 -> 704LTD73554 #1       1.006 1272.23 -199.84  PTE= 1.62/ -61.64
23%AMP
 -> 718SAG73554 #1       0.958-1215.98 -153.43  PTE= 8.41/-355.21
22%AMP
 -> 730CAR73555 #1M      0.988 1246.57 -212.12  PTE= 7.23/-306.64
33%AMP
 -> 731CHOUAN57 #1       1.137-1446.40 -152.06  PTE=11.63/-392.93
22%AMP
 -> 731CHOUAN57 #2       1.137-1446.40 -152.06  PTE=11.63/-392.93
22%AMP

  718SAG73554  741.78  16.9    0.00    0.00    0.0 -504.2    0.00
0.00
                  1.009
 -> 717JCA73554 #1M      0.966 1224.39 -201.78  PTE= 8.41/-355.21
23%AMP
```

```
 -> 731CHOUAN57 #1M       0.828-1062.56  -51.25  PTE= 3.03/-258.78
16%AMP
 ->1618SAG16141 #1M TCV  0.174  213.84   64.96  PTE= 0.17/  12.79
26%MVA 1.014
 ->1618SAG16141 #2M TCV  0.174  213.84   64.90  PTE= 0.17/  12.66
26%MVA 1.014
 ->9218SAG<B>54 #1       0.546 -589.51 -381.00  PTE= 0.00/ -19.35
28%AMP

  770BRU73554  743.10   5.8    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                1.011
 ->  81BRU12012 #1M TCV  0.046   58.29   10.36  PTE= 0.03/   1.94
11%MVA 1.024
 -> 714LVDRYE57 #1       1.262-1622.31   67.85  PTE=10.44/-209.21
42%AMP
 -> 715CHE73554 #1M      1.172 1505.74  -89.54  PTE= 3.77/-111.40
40%AMP
 ->1170BRU12012 #1M TCV  0.046   58.28   11.33  PTE= 0.03/   1.92
11%MVA 1.024

 9218SAG<B>54  730.88  15.6    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                0.994
 -> 706MIC73553 #1M      0.546 -589.51 -361.65  PTE= 2.50/-611.03
28%AMP
 -> 718SAG73554 #1M      0.546  589.51  361.65  PTE= 0.00/ -19.35
28%AMP

  68CAR73555  743.37  -2.4    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                1.011
 ->2030CAR23018 #1M TFX  0.000    0.00    0.00  PTE= 0.00/   1.34
0%MVA 1.000

  701BCV73555  741.78  -0.7    2.08    2.00    0.0 -336.1    0.00
0.00
                1.009
 -> 301BCV315 1 #1M TFX  0.277  353.26  -43.80  PTE= 0.17/  13.49
30%MVA 1.013
 -> 301BCV315 1 #2M TFX  0.277  353.26  -43.24  PTE= 0.17/  14.62
27%MVA 1.013
 -> 301BCV315 1 #3M TFX  0.282  360.16  -42.35  PTE= 0.18/  18.60
27%MVA 1.013
```

```
 -> 702DUV73556 #1          1.128-1418.73  292.92  PTE= 1.67/ -36.01
29%AMP
 -> 707NIC73555 #1          0.391 -450.62 -220.89  PTE= 0.45/-276.47
13%AMP
 -> 708HER73555 #1          0.658  727.22 -431.41  PTE= 0.47/ -55.30
11%AMP
 -> 730CAR73555 #1          0.642 -820.69   81.74  PTE= 0.75/-121.69
21%AMP
 ->2001BCV230 5 #1M TFX     0.252  322.94   24.04  PTE= 0.14/  17.05
24%MVA 1.000
 ->2001BCV230 5 #2M TFX     0.230  294.06   22.77  PTE= 0.10/  16.14
22%MVA 1.000
 ->2001BCV230 5 #3M TFX     0.216  277.05   22.11  PTE= 0.11/  14.52
21%MVA 1.000

  703LEV73555  742.14   4.7    0.00    0.00    0.0-1354.9    0.00
0.00
                  1.010
 ->  75LEV315 9 #1M TCV     0.001    0.00    0.79  PTE= 0.00/   0.79
0%MVA 0.948
 ->  76LEV23019 #1M TCV     0.006    0.00    7.17  PTE= 0.00/   7.17
1%MVA 1.076
 -> 303LEV315 9 #1M TCV     0.621  782.40 -160.57  PTE= 0.94/  61.69
66%MVA 0.973
 -> 303LEV315 9 #2M TCV     0.608  767.35 -148.30  PTE= 0.78/  60.11
59%MVA 0.973
 -> 704LTD73554 #1M         1.747-2235.79  204.55  PTE= 2.98/  13.72
39%AMP
 -> 707NIC73555 #1          0.773  965.38 -233.52  PTE= 2.21/-230.77
26%AMP
 -> 707NIC73555 #2          0.795  994.25 -235.61  PTE= 2.25/-228.74
18%AMP
 -> 790APA73555 #1M         0.688  842.24 -268.24  PTE= 1.01/-169.26
15%AMP
 ->2003LEV23019 #1M TCV     0.196  251.22  -16.77  PTE= 0.10/  10.40
19%MVA 1.025
 ->2003LEV23019 #2M TCV     0.178  227.94  -14.94  PTE= 0.07/   8.62
17%MVA 1.025
 ->2003LEV23019 #3M TCV     0.099  115.12  -53.54  PTE= 0.12/   6.39
25%MVA 1.011
 ->9821BER<E>55 #1M         1.059-1342.83 -225.38  PTE= 9.24/-380.40
34%AMP
 ->9921BER<F>55 #1M         1.076-1367.30 -210.59  PTE=12.19/-384.60
35%AMP

  707NIC73555  746.42   0.9    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
```

```
                    1.016

 -> 701BCV73555 #1M       0.352   451.07   -55.58   PTE= 0.45/-276.47
11%AMP
 -> 703LEV73555 #1M       0.745  -963.17     2.75   PTE= 2.21/-230.77
25%AMP
 -> 703LEV73555 #2M       0.767  -992.01     6.87   PTE= 2.25/-228.74
18%AMP
 -> 708HER73555 #1M       0.402   489.19  -176.15   PTE= 0.65/-339.18
13%AMP
 -> 755CAN73555 #1M       0.108   113.99   -81.65   PTE= 0.02/-200.10
1%AMP
 ->2007NIC23018 #1M TCV   0.241   295.81    99.49   PTE= 0.16/  14.65
24%MVA 1.023
 ->2007NIC23018 #2M TCV   0.241   295.81    99.49   PTE= 0.16/  14.65
24%MVA 1.023
 ->2007NIC23018 #3M TCV   0.253   309.30   104.77   PTE= 0.15/  16.19
25%MVA 1.023


  708HER73555  745.81  -1.3    0.00     0.00     0.0 -169.9     0.00
0.00
                    1.015

 -> 308HER315 1 #1M TFX   0.164   209.20   -29.05   PTE= 0.12/   8.99
11%MVA 1.000
 -> 308HER315 1 #2M TFX   0.413   528.28   -73.18   PTE= 0.25/  19.43
27%MVA 1.000
 -> 308HER315 1 #3M TFX   0.397   508.21   -68.96   PTE= 0.20/  19.41
26%MVA 1.000
 -> 701BCV73555 #1M       0.633  -726.75   376.11   PTE= 0.47/ -55.30
11%AMP
 -> 707NIC73555 #1        0.399  -488.54  -163.03   PTE= 0.65/-339.18
13%AMP
 -> 719CHA73555 #1M       0.166   -30.41  -211.78   PTE= 0.02/-133.90
2%AMP


  719CHA73555  748.63  -1.3    0.00     0.00     0.0 -171.2     0.00
0.00
                    1.019

 -> 319CHA315 1 #1M TFX   0.345   423.60  -145.48   PTE= 0.17/  13.87
23%MVA 1.000
 -> 319CHA315 1 #2M TFX   0.126   153.96   -53.61   PTE= 0.08/   5.01
23%MVA 1.000
 -> 319CHA315 1 #3M TFX   0.346   424.27  -145.31   PTE= 0.17/  14.72
23%MVA 1.000
 -> 708HER73555 #1        0.064    30.43    77.89   PTE= 0.02/-133.90
1%AMP
```

```
 -> 715CHE73554 #1        0.799-1032.26   95.34  PTE= 2.05/-207.79
14%AMP

  730CAR73555  739.18   0.8    0.00    0.00    0.0 -333.8    0.00
0.00
                 1.006

 -> 701BCV73555 #1M       0.661  821.45 -203.43  PTE= 0.75/-121.69
22%AMP
 -> 717JCA73554 #1        0.971-1239.34  -94.52  PTE= 7.23/-306.64
32%AMP
 ->2030CAR23018 #1M TFX  0.328  417.89  -35.82  PTE= 0.28/  25.58
31%MVA 1.000

  755CAN73555  745.71   0.7    0.00    0.00    0.0 -339.7    0.00
0.00
                 1.015

 -> 707NIC73555 #1        0.127 -113.97 -118.44  PTE= 0.02/-200.10
2%AMP
 -> 790APA73555 #1        0.494 -624.67 -130.09  PTE= 0.80/-247.77
8%AMP
 ->2055CAN23020 #1M TCV  0.203  260.67  -22.77  PTE= 0.09/   6.72
20%MVA 1.008
 ->2055CAN23020 #2M TCV  0.203  260.67  -22.77  PTE= 0.09/   6.72
20%MVA 1.008
 ->2055CAN23020 #3M TCV  0.172  217.29  -45.62  PTE= 0.07/   6.03
17%MVA 1.005

  790APA73555  746.93   2.7    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                 1.016

 -> 703LEV73555 #1        0.655 -841.23   98.98  PTE= 1.01/-169.26
15%AMP
 -> 755CAN73555 #1M       0.492  625.47 -117.68  PTE= 0.80/-247.77
8%AMP
 ->2090APA23019 #1M TFX  0.084  107.88    9.35  PTE= 0.02/   4.77
8%MVA 1.000
 ->2090APA23019 #2M TFX  0.084  107.88    9.35  PTE= 0.02/   4.77
8%MVA 1.000

 9221BER<B>55  756.79  13.1    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                 1.030

 -> 705MAN73553 #1        1.046-1352.08  224.11  PTE= 5.47/-208.82
55%AMP
```

```
 ->9821BER<E>55 #1M       1.046 1352.08 -224.11  PTE= 0.00/ -69.10
63%AMP

 9821BER<E>55  751.49  16.0    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                1.022

 -> 703LEV73555 #1        1.046 1352.08 -155.01  PTE= 9.24/-380.40
34%AMP
 ->9221BER<B>55 #1        1.046-1352.08  155.01  PTE= 0.00/ -69.10
63%AMP

 9921BER<F>55  751.08  16.0    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                1.022

 -> 703LEV73555 #1        1.069 1379.48 -174.00  PTE=12.19/-384.60
35%AMP
 ->9321BER<C>53 #1        1.069-1379.48  174.00  PTE= 0.00/ -72.20
64%AMP

  702DUV73556  738.66   0.7    0.00    0.00    0.0 -666.6    0.00
0.00
                1.005

 -> 302DUV315 1 #1M TFX  0.495  631.97   38.41  PTE= 0.44/  42.27
32%MVA 1.013
 -> 302DUV315 1 #2M TFX  0.495  631.97   38.41  PTE= 0.44/  42.27
32%MVA 1.013
 -> 302DUV315 1 #3M TFX  0.495  631.97   38.43  PTE= 0.44/  42.30
33%MVA 1.013
 -> 700EQUILI90 #1M      0.021   25.49   10.17  PTE= 0.00/   0.37
 -> 701BCV73555 #1M      1.140 1420.39 -328.93  PTE= 1.67/ -36.01
29%AMP
 -> 714LVDRYE57 #1       1.285-1643.67  -36.09  PTE=16.68/-277.03
42%AMP
 -> 715CHE73554 #1M      0.608 -744.08 -224.92  PTE= 0.52/-101.67
12%AMP
 -> 717JCA73554 #1       0.762 -954.05 -202.08  PTE= 5.84/-488.47
25%AMP

  107LG373557  757.59  46.7    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                1.031

 -> 722CHISSI57 #1M      0.361  472.08  -33.04  PTE= 0.04/   0.42
11%AMP
```

```
 ->8441LG3A5 59 #1M TFX  0.121 -158.76    2.04  PTE= 0.11/   9.11
30%MVA 1.000
 ->8528LG3**259 #1M TFX  0.240 -313.32   31.00  PTE= 0.44/  37.20
60%MVA 1.000

  112LG373557  757.60  46.8    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                1.031

 -> 722CHISSI57 #1M      0.483  632.85  -40.36  PTE= 0.08/   0.76
15%AMP
 ->8529LG3**259 #1M TFX  0.245 -321.41   16.00  PTE= 0.45/  37.42
61%MVA 1.000
 ->8530LG3**259 #1M TFX  0.238 -311.44   24.36  PTE= 0.42/  36.86
59%MVA 1.000

  113LG473557  755.22  48.9    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                1.028

 -> 724TILLY 57 #1       0.375  486.88   56.69  PTE= 0.05/   0.46
9%AMP
 ->8454LG4A4 59 #1M TFX  0.187 -244.95  -12.06  PTE= 0.26/  15.10
31%MVA 1.000
 ->8455LG4A5 59 #1M TFX  0.188 -241.92  -44.63  PTE= 0.26/  16.49
31%MVA 1.000

  114LG473557  755.18  49.0    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                1.027

 -> 724TILLY 57 #1       0.567  741.52    4.19  PTE= 0.10/   1.04
14%AMP
 ->8456LG4A6 59 #1M TFX  0.192 -251.32  -14.19  PTE= 0.23/  15.97
32%MVA 1.000
 ->8582LG4**259 #1M TFX  0.375 -490.20   10.00  PTE= 0.89/  61.84
63%MVA 1.000

  713ABI73557  735.41  26.2    0.00    0.00    0.0-1321.5    0.00
0.00
                1.001

 -> 313ABI31541 #1M TFX  0.128  162.44   -3.83  PTE= 0.09/   6.76
22%MVA 1.000
 -> 313ABI31541 #2M TFX  0.082  104.91   -2.96  PTE= 0.07/   4.08
17%MVA 1.000
 -> 783CHI73557 #1       0.303 -331.17 -197.80  PTE= 0.16/-189.96
5%AMP
```

```
 ->1046ABI73C57 #1  TFX  0.036    0.03   45.55  PTE= 0.00/   0.15
17%MVA 1.000
 ->1047ABI73C57 #1  TFX  0.030    0.02   38.25  PTE= 0.00/   0.11
14%MVA 1.000
 ->9113ABI<A>57 #1       1.347-1688.85 -302.90  PTE= 0.00/-135.27
58%AMP
 ->9115LVD<A>57 #1M      1.240 1576.36  -97.67  PTE=16.77/-343.94
47%AMP
 ->9213ABI<B>57 #1       1.347-1688.85 -302.90  PTE= 0.00/-135.27
58%AMP
 ->9215LVD<B>57 #1M      1.320 1679.81  -67.61  PTE=17.26/-272.01
50%AMP
 ->9313ABI<C>57 #1       1.207-1494.49 -361.99  PTE= 0.00/-108.65
52%AMP
 ->9315LVD<C>57 #1M      1.320 1679.81  -67.61  PTE=17.26/-272.01
50%AMP

  714LVDRYE57  733.68  16.0    0.00    0.00    0.0-1972.9    0.00
0.00
                0.998

 -> 702DUV73556 #1M      1.320 1660.35 -240.95  PTE=16.68/-277.03
44%AMP
 -> 715CHE73554 #1M      1.271 1588.90 -292.17  PTE=13.96/-328.10
26%AMP
 -> 770BRU73554 #1M      1.303 1632.74 -277.06  PTE=10.44/-209.21
43%AMP
 ->5814LVDSTQ75 #1  TFX  0.053    0.00   67.93  PTE= 0.00/   0.45
5%MVA 1.000
 ->9105VER73C57 #1  TFX  0.003    2.70    2.26  PTE= 0.00/   0.00
0%MVA 1.000
 ->9114LVD<A>57 #1       1.272-1559.59 -424.57  PTE= 0.00/ -89.15
48%AMP
 ->9214LVD<B>57 #1       1.346-1662.55 -404.18  PTE= 0.00/ -99.89
51%AMP
 ->9314LVD<C>57 #1       1.346-1662.55 -404.18  PTE= 0.00/ -99.89
51%AMP

  720RAD73557  752.33  48.5    0.00    0.00    0.0 -345.7    0.00
0.00
                1.024

 -> 320RAD31558 #1M TFX  0.448 -563.16  153.68  PTE= 0.26/  23.82
29%MVA 1.000
 -> 320RAD31558 #2M TFX  0.469 -588.72  161.96  PTE= 0.32/  24.80
30%MVA 1.000
 -> 749LG273557 #1M      0.841-1067.73 -245.37  PTE= 0.34/ -33.68
14%AMP
```

```
 -> 749LG273557 #2M      0.868-1103.13 -250.86  PTE= 0.36/ -31.92
14%AMP
 ->9180NEM<A>57 #1M      1.277 1661.37  -82.58  PTE=15.84/-329.22
58%AMP
 ->9280NEM<B>57 #1M      1.277 1661.37  -82.58  PTE=15.84/-329.22
58%AMP

  722CHISSI57  757.57  46.7    0.00    0.00    0.0 -175.3    0.00
0.00
                1.031

 -> 107LG373557 #1       0.361 -472.04   33.46  PTE= 0.04/   0.42
11%AMP
 -> 112LG373557 #1       0.483 -632.77   41.12  PTE= 0.08/   0.76
15%AMP
 -> 723LMOYNE57 #1       0.271  341.86  -98.38  PTE= 0.26/-298.05
4%AMP
 -> 749LG273557 #1       0.365 -456.15 -147.38  PTE= 0.66/-428.79
6%AMP
 -> 750LG373557 #1       0.237 -310.65   13.95  PTE= 0.02/   0.18
7%AMP
 ->9182ALB<A>57 #1M      1.166 1529.75  -18.05  PTE=12.30/-353.61
53%AMP

  723LMOYNE57  754.73  45.5    0.00    0.00    0.0 -695.9    0.00
0.00
                1.027

 -> 722CHISSI57 #1M      0.303 -341.60 -199.67  PTE= 0.26/-298.05
5%AMP
 -> 724TILLY 57 #1       0.657 -849.80 -127.40  PTE= 1.79/-303.36
21%AMP
 -> 724TILLY 57 #2       0.657 -849.80 -127.40  PTE= 1.79/-303.36
21%AMP
 -> 724TILLY 57 #3       0.682 -884.24 -114.03  PTE= 1.86/-278.60
22%AMP
 -> 782ALBNEL57 #2M      0.990 1287.90 -130.25  PTE= 8.07/-444.97
19%AMP
 ->9382ALB<C>57 #1M      1.253 1637.54    2.86  PTE=13.27/-296.71
48%AMP

  724TILLY 57  755.07  48.9    0.00    0.00    0.0 -522.4    0.00
0.00
                1.027

 -> 113LG473557 #1M      0.375 -486.83  -56.23  PTE= 0.05/   0.46
9%AMP
```

```
 -> 114LG473557 #1M       0.567 -741.41    -3.15  PTE= 0.10/    1.04
14%AMP
 -> 324TILLY 58 #1M TFX  0.243 -316.58    26.48  PTE= 0.10/    7.61
16%MVA 0.961
 -> 324TILLY 58 #2M TFX  0.243 -316.58    26.48  PTE= 0.10/    7.61
16%MVA 0.961
 -> 723LMOYNE57 #1M       0.665  851.59 -175.95  PTE= 1.79/-303.36
22%AMP
 -> 723LMOYNE57 #2M       0.665  851.59 -175.95  PTE= 1.79/-303.36
22%AMP
 -> 723LMOYNE57 #3M       0.689  886.10 -164.57  PTE= 1.86/-278.60
23%AMP
 -> 764LG473557 #1M       0.557 -727.88     0.49  PTE= 0.10/    1.00
14%AMP

  731CHOUAN57  739.58  21.4     0.00     0.00     0.0-1169.4     0.00
0.00
                 1.006

 -> 717JCA73554 #1M       1.154 1458.03 -240.87  PTE=11.63/-392.93
22%AMP
 -> 717JCA73554 #2M       1.154 1458.03 -240.87  PTE=11.63/-392.93
22%AMP
 -> 718SAG73554 #1        0.847 1065.59 -207.53  PTE= 3.03/-258.78
16%AMP
 -> 831CHMSTQ75 #1  TFX  0.140     0.00  178.72  PTE= 0.00/    3.06
15%MVA 1.000
 ->5831CHMSTQ75 #1  TFX  0.135     0.00  172.51  PTE= 0.00/    2.85
14%MVA 1.000
 ->9131CHM<A>57 #1        1.029-1287.31 -286.35  PTE= 0.00/ -79.01
57%AMP
 ->9231CHM<B>57 #1        1.085-1363.50 -269.14  PTE= 0.00/ -87.75
60%AMP
 ->9331CHM<C>57 #1        1.061-1330.84 -275.91  PTE= 0.00/ -83.92
58%AMP

  749LG273557  754.10  49.0     0.00     0.00     0.0 -521.1     0.00
0.00
                 1.026

 -> 209LG213.59 #1M TFX  0.001     0.00     1.12  PTE= 0.00/    1.12
0%MVA 1.000
 -> 720RAD73557 #1        0.834 1068.07  211.69  PTE= 0.34/ -33.68
14%AMP
 -> 720RAD73557 #2        0.861 1103.49  218.94  PTE= 0.36/ -31.92
14%AMP
 -> 722CHISSI57 #1M       0.411  456.82 -281.40  PTE= 0.66/-428.79
6%AMP
```

```
 ->8421LG2A1 59 #1M TFX  0.221 -286.04  -36.12  PTE= 0.47/  35.93
53%MVA 1.000
 ->8422LG2A2 59 #1M TFX  0.220 -284.04  -41.98  PTE= 0.47/  33.18
53%MVA 1.000
 ->8423LG2A3 59 #1M TFX  0.214 -276.94  -40.18  PTE= 0.57/  33.77
52%MVA 1.000
 ->8424LG2A4 59 #1M TFX  0.219 -283.92  -35.57  PTE= 0.59/  33.50
53%MVA 1.000
 ->8425LG2A5 59 #1M TFX  0.222 -286.93  -37.72  PTE= 0.58/  34.59
54%MVA 1.000
 ->8426LG2A6 59 #1M TFX  0.220 -284.95  -32.80  PTE= 0.57/  32.33
53%MVA 1.000
 ->8427LG2A7 59 #1M TFX  0.225 -290.93  -42.38  PTE= 0.54/  36.82
55%MVA 1.000
 ->8428LG2A8 59 #1M TFX  0.221 -287.00  -34.93  PTE= 0.52/  33.25
54%MVA 1.000
 ->8430LG2A1059 #1M TFX  0.216 -280.03  -31.85  PTE= 0.46/  32.22
52%MVA 1.000
 ->8431LG2A1159 #1M TFX  0.217 -279.03  -50.06  PTE= 0.47/  33.96
53%MVA 1.000
 ->8432LG2A1259 #1M TFX  0.220 -285.03  -41.14  PTE= 0.48/  33.84
53%MVA 1.000
 ->8433LG2A1359 #1M TFX  0.216 -279.93  -38.20  PTE= 0.58/  33.81
52%MVA 1.000
 ->8434LG2A1459 #1M TFX  0.220 -285.92  -34.15  PTE= 0.60/  33.89
53%MVA 1.000
 ->8435LG2A1559 #1M TFX  0.221 -285.84  -39.04  PTE= 0.67/  35.07
54%MVA 1.000
 ->8436LG2A1659 #1M TFX  0.222 -287.83  -37.50  PTE= 0.68/  34.52
54%MVA 1.000
 ->9380NEM<C>57 #1       1.255 1635.98  -97.78  PTE=16.42/-381.99
57%AMP

  750LG373557  757.59  46.7    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                1.031

 -> 722CHISSI57 #1M      0.237  310.67  -13.76  PTE= 0.02/   0.18
7%AMP
 ->8437LG3A1 59 #1M TFX  0.121 -158.83    4.97  PTE= 0.11/   9.10
30%MVA 1.000
 ->8439LG3A3 59 #1M TFX  0.116 -151.84    8.80  PTE= 0.10/   9.90
29%MVA 1.000

  764LG473557  755.17  49.0    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                1.027
```

```
 -> 724TILLY 57 #1        0.557  727.98    0.51  PTE= 0.10/   1.00
14%AMP
 ->8453LG4A3 59 #1M TFX  0.185 -241.16   10.75  PTE= 0.22/  15.63
31%MVA 1.000
 ->8581LG4**259 #1M TFX  0.372 -486.81  -11.26  PTE= 0.88/  59.46
63%MVA 1.000

  780NEM73557  740.72  35.8    0.00    0.00    0.0-1005.5    0.00
0.00
                1.008

 -> 782ALBNEL57 #1M       0.016   -5.00  -19.61  PTE= 0.00/ -89.05
0%AMP
 -> 880NEMSTQ75 #1  TFX  0.081    0.00  103.80  PTE= 0.00/   1.03
8%MVA 1.000
 ->5880NEMSTQ75 #1  TFX  0.108    0.00  139.13  PTE= 0.00/   1.85
11%MVA 1.000
 ->9113ABI<A>57 #1        1.329 1704.11  -50.49  PTE=15.26/-218.12
57%AMP
 ->9180NEM<A>57 #1        1.308-1645.53 -329.84  PTE= 0.00/ -83.20
59%AMP
 ->9213ABI<B>57 #1        1.329 1704.11  -50.49  PTE=15.26/-218.12
57%AMP
 ->9280NEM<B>57 #1        1.308-1645.53 -329.84  PTE= 0.00/ -83.20
59%AMP
 ->9313ABI<C>57 #1        1.178 1507.41 -102.49  PTE=12.91/-355.84
51%AMP
 ->9380NEM<C>57 #1        1.294-1619.55 -365.64  PTE= 0.00/ -81.43
58%AMP

  782ALBNEL57  740.38  35.8    0.00    0.00    0.0-1339.4    0.00
0.00
                1.007

 -> 723LMOYNE57 #2        1.028-1279.83 -314.72  PTE= 8.07/-444.97
20%AMP
 -> 780NEM73557 #1        0.054    5.00  -69.44  PTE= 0.00/ -89.05
1%AMP
 -> 882ALBSTQ75 #1  TFX  0.103    0.00  132.10  PTE= 0.00/   1.67
11%MVA 1.000
 ->5882ALBSTQ75 #1  TFX  0.105    0.00  134.22  PTE= 0.00/   1.72
11%MVA 1.000
 ->9182ALB<A>57 #1        1.225-1517.45 -408.57  PTE= 0.00/ -73.01
55%AMP
 ->9183CHI<A>57 #1        1.064 1354.65 -164.35  PTE=10.54/-427.65
56%AMP
 ->9283CHI<B>57 #1        1.200 1533.24 -133.00  PTE=12.53/-347.85
63%AMP
```

```
 ->9382ALB<C>57 #1        1.301-1624.27 -381.88  PTE= 0.00/ -82.31
50%AMP
 ->9383CHI<C>57 #1        1.197 1528.67 -133.76  PTE=12.46/-350.33
62%AMP


  783CHI73557  738.59  26.9    0.00    0.00    0.0-1332.9    0.00
0.00
                1.005

 -> 713ABI73557 #1M       0.259  331.33    7.84  PTE= 0.16/-189.96
4%AMP
 -> 883CHISTQ75 #1  TFX  0.023    0.00   28.87  PTE= 0.00/   0.08
2%MVA 1.000
 ->1683CHI16141 #1M TCV  0.020   22.96   10.24  PTE= 0.01/   0.73
8%MVA 0.990
 ->1683CHI16141 #2M TCV  0.020   22.63  -11.80  PTE= 0.01/   0.75
8%MVA 0.978
 ->5883CHISTQ75 #1  TFX  0.025    0.00   31.97  PTE= 0.00/   0.10
2%MVA 1.000
 ->9131CHM<A>57 #1M       1.018 1294.53 -138.36  PTE= 7.22/-345.70
56%AMP
 ->9183CHI<A>57 #1        1.086-1344.11 -351.21  PTE= 0.00/ -87.92
55%AMP
 ->9231CHM<B>57 #1M       1.076 1371.21 -127.21  PTE= 7.71/-308.59
59%AMP
 ->9283CHI<B>57 #1        1.216-1520.71 -325.00  PTE= 0.00/-110.16
62%AMP
 ->9331CHM<C>57 #1M       1.051 1338.37 -132.11  PTE= 7.53/-324.10
58%AMP
 ->9383CHI<C>57 #1        1.212-1516.21 -326.14  PTE= 0.00/-109.57
62%AMP


 1046ABI73C57  733.54  26.2    0.00    0.00    0.0     0.0     0.00
0.00
                0.998

 -> 713ABI73557 #1M TFX  0.036   -0.02  -45.41  PTE= 0.00/   0.15
17%MVA 1.000
 ->5293ABI-CS75 #1  TFX  0.036    0.02   45.41  PTE= 0.02/   1.31
17%MVA 1.029


 1047ABI73C57  733.84  26.2    0.00    0.00    0.0     0.0     0.00
0.00
                0.998

 -> 293ABI-CS75 #1  TFX  0.030    0.02   38.14  PTE= 0.02/   0.99
14%MVA 1.029
```

```
 -> 713ABI73557 #1M TFX  0.030   -0.02  -38.14  PTE= 0.00/   0.11
14%MVA 1.000

 9105VER73C57  733.52  15.9    2.70    2.26    0.0    0.0    0.00
0.00
                0.998
 -> 714LVDRYE57 #1M TFX  0.003   -2.70   -2.26  PTE= 0.00/   0.00
0%MVA 1.000

 9113ABI<A>57  727.42  21.7    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                0.990
 -> 713ABI73557 #1M      1.347 1688.85  167.63  PTE= 0.00/-135.27
58%AMP
 -> 780NEM73557 #1M      1.347-1688.85 -167.63  PTE=15.26/-218.12
58%AMP

 9114LVD<A>57  724.11  12.9    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                0.985
 -> 714LVDRYE57 #1M      1.272 1559.59  335.42  PTE= 0.00/ -89.15
48%AMP
 ->9115LVD<A>57 #1M      1.272-1559.59 -335.42  PTE= 0.00/ -89.15
48%AMP

 9115LVD<A>57  716.69   9.7    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                0.975
 -> 713ABI73557 #1       1.272-1559.59 -246.27  PTE=16.77/-343.94
48%AMP
 ->9114LVD<A>57 #1       1.272 1559.59  246.27  PTE= 0.00/ -89.15
48%AMP

 9131CHM<A>57  731.24  18.0    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                0.995
 -> 731CHOUAN57 #1M      1.029 1287.31  207.34  PTE= 0.00/ -79.01
57%AMP
 -> 783CHI73557 #1       1.029-1287.31 -207.34  PTE= 7.22/-345.70
57%AMP
```

```
 9180NEM<A>57  734.39  33.0    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                  0.999

 -> 720RAD73557 #1       1.308-1645.53 -246.64  PTE=15.84/-329.22
59%AMP
 -> 780NEM73557 #1M      1.308 1645.53  246.64  PTE= 0.00/ -83.20
59%AMP


 9182ALB<A>57  732.19  33.2    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                  0.996

 -> 722CHISSI57 #1       1.225-1517.45 -335.55  PTE=12.30/-353.61
55%AMP
 -> 782ALBNEL57 #1M      1.225 1517.45  335.55  PTE= 0.00/ -73.01
55%AMP


 9183CHI<A>57  728.18  23.3    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                  0.991

 -> 782ALBNEL57 #1M      1.086-1344.11 -263.29  PTE=10.54/-427.65
57%AMP
 -> 783CHI73557 #1M      1.086 1344.11  263.29  PTE= 0.00/ -87.92
55%AMP


 9213ABI<B>57  727.42  21.7    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                  0.990

 -> 713ABI73557 #1M      1.347 1688.85  167.63  PTE= 0.00/-135.27
58%AMP
 -> 780NEM73557 #1M      1.347-1688.85 -167.63  PTE=15.26/-218.12
58%AMP


 9214LVD<B>57  724.76  12.7    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                  0.986

 -> 714LVDRYE57 #1M      1.346 1662.55  304.29  PTE= 0.00/ -99.89
51%AMP
 ->9215LVD<B>57 #1M      1.346-1662.55 -304.29  PTE= 0.00/ -99.89
51%AMP


 9215LVD<B>57  718.28   9.3    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
```

```
                    0.977

 -> 713ABI73557 #1        1.346-1662.55 -204.40  PTE=17.26/-272.01
51%AMP
 ->9214LVD<B>57 #1        1.346 1662.55  204.40  PTE= 0.00/ -99.89
51%AMP


 9231CHM<B>57  731.97  17.8     0.00     0.00     0.0     0.0     0.00
0.00
                    0.996

 -> 731CHOUAN57 #1M       1.085 1363.50  181.38  PTE= 0.00/ -87.75
60%AMP
 -> 783CHI73557 #1        1.085-1363.50 -181.38  PTE= 7.71/-308.59
60%AMP


 9280NEM<B>57  734.39  33.0     0.00     0.00     0.0     0.0     0.00
0.00
                    0.999

 -> 720RAD73557 #1        1.308-1645.53 -246.64  PTE=15.84/-329.22
59%AMP
 -> 780NEM73557 #1M       1.308 1645.53  246.64  PTE= 0.00/ -83.20
59%AMP


 9283CHI<B>57  729.45  22.9     0.00     0.00     0.0     0.0     0.00
0.00
                    0.992

 -> 782ALBNEL57 #1M       1.216-1520.71 -214.85  PTE=12.53/-347.85
63%AMP
 -> 783CHI73557 #1M       1.216 1520.71  214.85  PTE= 0.00/-110.16
62%AMP


 9313ABI<C>57  724.94  22.2     0.00     0.00     0.0     0.0     0.00
0.00
                    0.986

 -> 713ABI73557 #1M       1.207 1494.49  253.35  PTE= 0.00/-108.65
52%AMP
 -> 780NEM73557 #1M       1.207-1494.49 -253.35  PTE=12.91/-355.84
52%AMP


 9314LVD<C>57  724.76  12.7     0.00     0.00     0.0     0.0     0.00
0.00
                    0.986
```

```
 -> 714LVDRYE57 #1M      1.346 1662.55  304.29  PTE= 0.00/ -99.89
51%AMP
 ->9315LVD<C>57 #1M      1.346-1662.55 -304.29  PTE= 0.00/ -99.89
51%AMP

 9315LVD<C>57  718.28   9.3    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                0.977

 -> 713ABI73557 #1       1.346-1662.55 -204.40  PTE=17.26/-272.01
51%AMP
 ->9314LVD<C>57 #1       1.346 1662.55  204.40  PTE= 0.00/ -99.89
51%AMP

 9331CHM<C>57  731.68  17.9    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                0.995

 -> 731CHOUAN57 #1M      1.061 1330.84  191.99  PTE= 0.00/ -83.92
58%AMP
 -> 783CHI73557 #1       1.061-1330.84 -191.99  PTE= 7.53/-324.10
58%AMP

 9380NEM<C>57  733.58  33.1    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                0.998

 -> 749LG273557 #1M      1.294-1619.55 -284.21  PTE=16.42/-381.99
58%AMP
 -> 780NEM73557 #1M      1.294 1619.55  284.21  PTE= 0.00/ -81.43
58%AMP

 9382ALB<C>57  732.88  33.1    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                0.997

 -> 723LMOYNE57 #1       1.301-1624.27 -299.57  PTE=13.27/-296.71
50%AMP
 -> 782ALBNEL57 #1M      1.301 1624.27  299.57  PTE= 0.00/ -82.31
50%AMP

 9383CHI<C>57  729.40  22.9    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
0.00
                0.992

 -> 782ALBNEL57 #1M      1.212-1516.21 -216.57  PTE=12.46/-350.33
63%AMP
```

```
 -> 783CHI73557 #1M      1.212 1516.21  216.57  PTE= 0.00/-109.57
62%AMP

  804LTDSTQ75  734.58   6.8    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
-93.64   GEN
                  0.999

 -> 704LTD73554 #1M TFX  0.074    0.00  -93.64  PTE= 0.00/   0.77
17%MVA 1.000

  831CHMSTQ75  726.92  21.4    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
-175.66   GEN
                  0.989

 -> 731CHOUAN57 #1M TFX  0.140    0.00 -175.66  PTE= 0.00/   3.06
14%MVA 1.000

  880NEMSTQ75  733.38  35.8    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
-102.77   GEN
                  0.998

 -> 780NEM73557 #1M TFX  0.081    0.00 -102.77  PTE= 0.00/   1.03
8%MVA 1.000

  882ALBSTQ75  731.03  35.8    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
-130.43   GEN
                  0.995

 -> 782ALBNEL57 #1M TFX  0.103    0.00 -130.43  PTE= 0.00/   1.67
11%MVA 1.000

  883CHISTQ75  736.54  26.9    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
-28.79   GEN
                  1.002

 -> 783CHI73557 #1M TFX  0.023    0.00  -28.79  PTE= 0.00/   0.08
2%MVA 1.000

 5814LVDSTQ75  728.83  16.0    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
-67.49   GEN
                  0.992

 -> 714LVDRYE57 #1M TFX  0.053    0.00  -67.49  PTE= 0.00/   0.45
5%MVA 1.000

 5831CHMSTQ75  727.36  21.4    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
-169.66   GEN
```

```
                0.990

 -> 731CHOUAN57 #1M TFX  0.135    0.00 -169.66  PTE= 0.00/   2.85
14%MVA 1.000

 5880NEMSTQ75  730.88  35.8    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
-137.28   GEN
                0.994

 -> 780NEM73557 #1M TFX  0.108    0.00 -137.28  PTE= 0.00/   1.85
11%MVA 1.000

 5882ALBSTQ75  730.88  35.8    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
-132.50   GEN
                0.994

 -> 782ALBNEL57 #1M TFX  0.105    0.00 -132.50  PTE= 0.00/   1.72
11%MVA 1.000

 5883CHISTQ75  736.32  26.9    0.00    0.00    0.0    0.0    0.00
-31.87   GEN
                1.002

 -> 783CHI73557 #1M TFX  0.025    0.00  -31.87  PTE= 0.00/   0.10
2%MVA 1.000

  700EQUILI90  735.00   0.0    0.00    0.00    0.0    0.0  -25.49
-9.79   EQU
                1.000

 -> 702DUV73556 #1       0.021  -25.49   -9.79  PTE= 0.00/   0.37
```

Annexe IV: *Réseau Hydro-Québec*

Description des lignes

Ligne	Extrémités	
1	760	1359
2	760	2359
3	760	3359
4	760	4359
5	760	5359
6	760	6359
7	760	9110
8	760	9310
9	705	305
10	705	305
11	705	305
12	705	311
13	705	706
14	705	1056
15	705	9221
16	705	9321
17	705	9809
18	705	9909
19	706	9
20	706	306
21	706	306
22	706	306
23	706	307
24	706	309
25	706	9218

26	706	9225
27	706	9709
28	709	9109
29	709	9209
30	709	9309
31	709	9709
32	709	9809
33	709	9909
34	710	310
35	710	310
36	710	9109
37	710	9110
38	710	9209
39	710	9309
40	710	9310
41	1056	5295
42	9225	9825
43	9321	9921
44	9825	704
45	704	304
46	704	304
47	704	703
48	704	717
49	704	804
50	715	315
51	715	315
52	715	315

53	715	702
54	715	714
55	715	719
56	715	770
57	717	317
58	717	702
59	717	718
60	717	730
61	717	731
62	717	731
63	718	731
64	718	1618
65	718	1618
66	718	9218
67	770	81
68	770	714
69	770	1170
70	68	2030
71	701	301
72	701	301
73	701	301
74	701	702
75	701	707
76	701	708
77	701	730
78	701	2001
79	701	2001

80	701 2001
81	703 75
82	703 76
83	703 303
84	703 303
85	703 707
86	703 707
87	703 790
88	703 2003
89	703 2003
90	703 2003
91	703 9821
92	703 9921
93	707 703
94	707 708
95	707 755
96	707 2007
97	707 2007
98	707 2007
99	708 308
100	708 308
101	708 308
102	708 719
103	719 319
104	719 319
105	719 319
106	730 2030

107	755	790
108	755	2055
109	755	2055
110	755	2055
111	790	2090
112	790	2090
113	9221	9821
114	702	302
115	702	302
116	702	302
117	702	700
118	702	714
119	107	722
120	107	8441
121	107	8528
122	112	722
123	112	8529
124	112	8530
125	113	724
126	113	8454
127	113	8455
128	114	724
129	114	8456
130	114	8582
131	713	313
132	713	313
133	713	783

134	713	1046
135	713	1047
136	713	9113
137	713	9115
138	713	9213
139	713	9215
140	713	9313
141	713	9315
142	714	5814
143	714	9105
144	714	9114
145	714	9214
146	714	9314
147	720	320
148	720	320
149	720	749
150	720	749
151	720	9180
152	720	9280
153	722	723
154	722	749
155	722	750
156	722	9182
157	723	724
158	723	724
159	723	724
160	723	782

161	723	9382
162	724	324
163	724	324
164	724	723
165	724	723
166	724	764
167	731	717
168	731	831
169	731	5831
170	731	9131
171	731	9231
172	731	9331
173	749	209
174	749	720
175	749	8421
176	749	8422
177	749	8423
178	749	8424
179	749	8425
180	749	8426
181	749	8427
182	749	8428
183	749	8430
184	749	8431
185	749	8432
186	749	8433
187	749	8434

188	749	8435
189	749	8436
190	749	9380
191	750	8437
192	750	8439
193	764	8453
194	764	8581
195	780	782
196	780	880
197	780	5880
198	780	9113
199	780	9180
200	780	9213
201	780	9280
202	780	9313
203	780	9380
204	782	882
205	782	5882
206	782	9182
207	782	9183
208	782	9283
209	782	9382
210	782	9383
211	783	883
212	783	1683
213	783	1683
214	783	5883

215	783	9131
216	783	9183
217	783	9231
218	783	9283
219	783	9331
220	783	9383
221	1046	5293
222	1047	293
223	9114	9115
224	9214	9215
225	9314	9315

Annexe V: *Réseau Hydro-Québec*

Description des boucles

Boucle	Ligne									
1	**26**	42	44	48	59	66	25			
2	28	**36**	38	29						
3	28	**36**	39	30						
4	13	**18**	27	33	31					
5	**17**	18	33	32						
6	7	**8**	37	40						
7	56	**68**	54							
8	**47**	48	53	55	87	94	95	102	107	58
9	**47**	48	76	77	87	94	95	107	60	
10	59	**63**	61							
11	59	**63**	62							
12	53	55	76	102	**74**					
13	**76**	94	75							
14	**87**	95	107	85						
15	**87**	95	107	86						
16	13	15	26	42	44	**47**	113	91		
17	13	16	26	42	43	44	**47**	92		
18	**87**	95	107	93						
19	53	56	**68**	118						
20	**174**	149								
21	**174**	150								
22	153	154	160	174	195	199	**151**			
23	153	154	160	174	195	201	**152**			

24	153	160	206	**156**						
25	**157**	158								
26	157	**159**								
27	160	209	**161**							
28	157	**164**								
29	157	**165**								
30	59	**63**	167							
31	153	154	160	195	203	**190**				
32	136	140	202	**198**						
33	138	140	202	**200**						
34	133	140	195	**202**	216	207				
35	133	140	195	202	218	**208**				
36	133	140	195	202	220	**210**				
37	170	171	215	**217**						
38	170	172	215	**219**						

Annexe VI: *Réseau Hydro-Québec*

Tableau caractéristique

Boucle 1:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
26	-1.1899 + 0.4772i
42	-1.2578 + 0.0478i
44	-1.3093 - 0.0146i
48	0.1776 - 0.0216i
59	0.1870 + 0.0202i
66	0.2574 + 0.1666i
25	0.2389 - 0.1016i

Boucle 2:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
28	0.9841 + 0.2708i
36	0.9752 - 0.2471i
38	-0.5016 + 0.1269i
29	-0.5258 - 0.1484i

Boucle 3:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
28	-1.0384 - 0.2891i
36	-0.9898 + 0.2507i
39	0.5089 - 0.1288i
30	0.5333 + 0.1503i

Boucle 4:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+02 *
13	-1.6394 - 0.4026i
18	8.3459 + 2.0873i
27	-2.3796 - 1.1280i
33	8.5950 – 2.1234i
31	-2.3896 + 1.3692i

Boucle 5:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+02 *
17	8.3737 + 2.0848i
18	-5.3510 - 1.3122i
33	-5.3964 + 1.3686i

32	8.6235 – 2.1276i

Boucle 6:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
7	1.5463 – 0.3296i
8	-1.5103 + 0.3282i
37	1.6687 + 0.1276i
40	-1.6289 - 0.1214i

Boucle 7:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0 e+03
56	1.5827 + 0.0263i
68	1.6223 – 0.0678i
54	-0.6788 - 0.0206i

Boucle 8:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
47	-2.2388 + 0.1908i
48	-0.8638 + 0.0876i
53	0.0057 + 0.0011i
55	0.0992 - 0.0269i

87	-0.1388 + 0.0446i
94	-0.1654 + 0.0591i
95	0.0245 – 0.0176i
102	0.0025 + 0.0203i
107	-0.1261 - 0.0254i
58	0.3517 - 0.1010i

Boucle 9:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
47	-2.2388 + 0.1908i
48	-0.8638 + 0.0876i
76	0.0545 - 0.0313i
77	0.2531 - 0.0189i
87	-0.1388 + 0.0446i
94	-0.1654 + 0.0591i
95	0.0245 - 0.0176i
107	-0.1261 - 0.0254i
60	0.5136 - 0.0815i

Boucle 10:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
59	0.7642 + 0.1028i
63	1.0626 + 0.0512i
61	-0.5871 - 0.0642i

Boucle 11:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
59	0.7642 + 0.1028i
63	1.0626 + 0.0512i
62	-0.5871 - 0.0642i

Boucle 12:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
53	0.3463 + 0.0566i
55	-0.7269 + 0.2055i
76	0.2706 - 0.1615i
102	-0.0204 - 0.1516i
74	1.4187 - 0.2929i

Boucle 13:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+02 *
76	-7.2722 + 4.3141i
94	3.7397 - 1.3359i
75	-2.1168 - 1.0551i

Boucle 14:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+02 *
87	-8.4224 + 2.6824i
95	1.1484 - 0.8150i
107	-6.1405 - 1.3009i.
85	2.2167 - 0.5216i

Boucle 15:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+02 *
87	-8.4224 + 2.6824i
95	1.1484 - 0.8150i
107	-6.1405 - 1.3009i
86	2.3170 - 0.5331i

Boucle 16:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
13	0.1189 + 0.0328i
15	0.7239 - 0.2271i
26	-0.7123 + 0.2777i
42	-0.7021 + 0.0225i
44	-0.6922 - 0.0097i
47	-2.2388 + 0.1908i
113	0.7035 - 0.1140i
91	0.6614 + 0.1121i

Boucle 17:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
13	0.1189 + 0.0328i
16	0.7445 - 0.2442i
26	-0.7123 + 0.2777i
42	-0.7021 + 0.0225i
43	0.7234 - 0.1297i
44	-0.6922 - 0.0097i
47	-2.2388 + 0.1908i
92	0.6803 + 0.1023i

Boucle 18:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+02 *
87	-8.4224 + 2.6824i
95	1.1484 - 0.8150i
107	-6.1405 - 1.3009i
93	-0.7874 + 0.2827i

Boucle 19:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
53	0.1086 + 0.0187i
56	1.5827 + 0.0263i
68	1.6223 - 0.0678i
118	-0.5999 - 0.0181i

Boucle 20:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
174	-0.4568 + 0.2814i
149	1.0048 + 0.2316i

Boucle 21:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
174	-0.4568 + 0.2814i
150	1.0067 + 0.2307i

Boucle 22:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
153	0.0546 - 0.0154i
154	0.1577 + 0.0513i
160	0.0951 - 0.0085i
174	-0.0071 + 0.0045i
195	0.0005 + 0.0022i
199	-1.7906 - 0.3653i
151	-1.6614 + 0.0826i

Boucle 23:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
153	0.0546 - 0.0154i
154	0.1577 + 0.0513i
160	0.0951 - 0.0085i
174	-0.0071 + 0.0045i

195	0.0005 + 0.0022i
201	-1.7906 – 0.3653i
152	-1.6614 + 0.0826i

Boucle 24:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
153	0.1971 - 0.0567i
160	0.3397 - 0.0322i
206	-1.6448 - 0.4485i
156	-1.5297 + 0.0181i

Boucle 25:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+02 *
157	8.4980 + 1.2740i
158	-4.2696 - 0.6409i

Boucle 26:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+02 *
157	-4.1844 - 0.6281i
159	8.8424 + 1.1403i

Boucle 27:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
160	0.7522 - 0.0770i
209	-1.7369 - 0.4134i
161	-1.6375 - 0.0029i

Boucle 28:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+02 *
157	4.1844 + 0.6281i
164	7.2788 - 0.0049i

Boucle 29:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
157	0.4184 + 0.0628i
165	-1.4580 + 0.2409i

Boucle 30:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
59	0.7642 + 0.1028i
63	1.0626 + 0.0512i
167	-0.3793 + 0.0776i

Boucle 31:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
153	0.0548 - 0.0155i
154	0.1585 + 0.0514i
160	0.0955 - 0.0086i
195	0.0006 + 0.0022i
203	-1.7799 - 0.4091i
190	-1.6360 + 0.0978i

Boucle 32:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
136	-1.7837 - 0.3241i
140	0.5248 + 0.1283i
202	0.5030 - 0.0342i
198	-1.7041 + 0.0505i

Boucle 33:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
138	-1.7837 - 0.3241i
140	0.5248 + 0.1283i
202	0.5030 - 0.0342i
200	-1.7041 + 0.0505i

Boucle 34:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
133	0.0738 + 0.0443i
140	-1.5960 - 0.3911i
195	-0.0011 - 0.0043i
202	-1.5074 + 0.1025i
216	0.1889 + 0.0528i

207	0.1781 - 0.0191i

Boucle 35:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
133	-0.0852 - 0.0510i
140	0.2304 + 0.0595i
195	0.0012 + 0.0048i
202	0.2170 - 0.0122i
218	-1.6162 - 0.3497i
208	-1.5332 + 0.1330i

Boucle 36

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
133	-0.0850 - 0.0508i
140	0.2297 + 0.0593i
195	0.0012 + 0.0048i
202	0.2164 - 0.0121i
220	-1.6117 - 0.3509i
210	-1.5287 + 0.1338i

Boucle 37

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
170	0.6040 + 0.1360i
171	-1.4120 - 0.2808i
215	0.5934 - 0.0623i
217	-1.3712 + 0.1272i

Boucle 38:

Ligne en panne	Variation de la puissance mesurée
	1.0e+03 *
170	0.5896 + 0.1328i
172	-1.3795 - 0.2881i
215	0.5792 - 0.0608i
219	-1.3384 + 0.1321i

Annexe VII: *Réseau Hydro-Québec*

Mesures bruitées utilisées pour le premier test

```
------------  TENSIONS----  CHARGES------- SHUNTS-------
GENERATION-----
        NOM        ZN    KVOLT DEGRE       MW     MVAR      MW    MVAR
MW     MVAR
                          (P.U.)
------------  ------ -----  ------  ------ ------ ------ ------- -------
------- TRXFO
         760CHU73552  729.05  35.2     0.00     0.00     0.0 -485.7
0.00     0.00
                          0.991
T76   23 ->1359CHU23052 #1M TFX   0.107   133.04     26.02   PTE=
0.03/   4.02  11%MVA 1.055
T72   23 ->2359CHU23052 #1M TFX   0.634  -795.97      5.70   PTE=
0.91/  61.17  67%MVA 1.055
T71   23 ->3359CHU23052 #1M TFX   0.301  -378.65    -37.92   PTE=
0.21/  15.35  31%MVA 1.055
T73   23 ->4359CHU23052 #1M TFX   0.560  -705.59     39.11   PTE=
0.71/  48.03  59%MVA 1.055
T74   23 ->5359CHU23052 #1M TFX   0.334  -424.16     30.50   PTE=
0.27/  18.89  35%MVA 1.055
T75   23 ->6359CHU23052 #1M TFX   0.685  -861.60     64.25   PTE=
1.14/  71.94  72%MVA 1.055
L7053       ->9110MTG<A>53  #1M            1.231  1525.62  -315.05
PTE=15.34/-301.34  53%AMP
L7051       ->9310MTG<C>53  #1M            1.222  1515.46  -307.28
PTE=15.58/-303.58  53%AMP
         705MAN73553  734.37  19.1     0.00     0.00     0.0 -991.0
0.00     0.00
                          1.000
T1    31 -> 305MAN31553 #1M TFX   0.133  -148.97     81.67   PTE=
0.15/  11.90  27%MVA 0.953
T2    31 -> 305MAN31553 #2M TFX   0.120  -134.94     71.54   PTE=
0.09/   7.79  23%MVA 0.953
T3    31 -> 305MAN31553 #3M TFX   0.125  -145.03     75.41   PTE=
0.12/   9.22  25%MVA 0.953
T4    31 -> 311MAN31553 #1M TFX   0.147  -150.00    115.06   PTE=
0.18/  13.15  30%MVA 0.953
L7011     -> 706MIC73553 #1           0.450  -567.47   -79.02   PTE=
0.42/-145.15  10%AMP
T24C  73 ->1056MAN73C53 #1   TFX   0.016     0.01   -19.87   PTE=
0.00/   0.05   6%MVA 1.000
L7008-B ->9221BER<B>55 #1M          1.148  1407.34  -397.72   PTE=
5.88/-192.37  60%AMP
L7023-B ->9321BER<C>53 #1M          1.176  1438.00  -420.79   PTE=
7.85/-193.05  61%AMP
```

```
L7028     ->9809ARN<E>53  #1M          0.689  -853.35  -207.00   PTE=
3.42/-375.97  31%AMP
L7029     ->9909ARN<F>53  #1M          0.687  -850.51  -207.25   PTE=
3.40/-376.04  31%AMP
          706MIC73553  738.09  20.3     0.00     0.00     0.0 -827.4
0.00     0.00
                          1.001
T8     31 ->     9MICOUA53 #1M TFX   0.264  -334.94   -33.41   PTE=
0.46/  35.61  52%MVA 0.952
T1     31 -> 306MICOUA53 #1M TFX   0.286  -359.79    61.79   PTE=
0.11/  15.27  18%MVA 0.952
T2     31 -> 306MICOUA53 #2M TFX   0.286  -359.79    61.79   PTE=
0.11/  15.27  18%MVA 0.952
T3     31 -> 306MICOUA53 #3M TFX   0.116  -144.95    29.53   PTE=
0.08/   6.96  21%MVA 0.953
T4     31 -> 307MICOUA53 #1M TFX   0.215  -290.26    -8.11   PTE=
0.23/  23.54  44%MVA 0.953
T9     31 -> 309MICOUA53 #1M TFX   0.262  -333.27   -19.76   PTE=
0.44/  36.45  48%MVA 0.952
L7011     -> 705MAN73553  #1M          0.448   567.89   -66.12   PTE=
0.42/-145.15  10%AMP
L7019     ->9218SAG<B>54  #1           0.346   402.67  -178.82   PTE=
1.32/-620.99  18%AMP
L7004-B  ->9225PERI    53  #1                1.050  1200.93  -499.87
PTE=10.01/-392.27  55%AMP
L7027     ->9709ARN<D>53  #1M          0.386  -428.44  -241.43   PTE=
0.92/-468.14  17%AMP
          709ARN73553  747.10  21.9  798.38   -52.76     0.0-1530.2
0.00     0.00
                          1.015
CXC41     ->9109ARN<A>53  #1          0.791  -984.12  -278.76   PTE=
0.00/ -50.76  35%AMP
CXC42     ->9209ARN<B>53  #1          0.786  -977.21  -277.26   PTE=
0.00/ -50.07  35%AMP
CXC43     ->9309ARN<C>53  #1          0.786  -977.21  -277.26   PTE=
0.00/ -50.07  35%AMP
CXC47     ->9709ARN<D>53  #1          0.380   429.35  -237.47   PTE=
0.00/ -10.75  17%AMP
CXC48     ->9809ARN<E>53  #1          0.681   856.77  -203.60   PTE=
0.00/ -34.62  30%AMP
CXC49     ->9909ARN<F>53  #1          0.679   853.91  -203.19   PTE=
0.00/ -34.39  30%AMP
          710MTG73553  739.84  26.7     0.00     0.00     0.0-1005.8
0.00     0.00
                          1.008
T2     31 -> 310MTG31553 #1M TFX   0.027    23.10   -25.28   PTE=
0.00/   1.45   4%MVA 1.000
```

```
T3     31 -> 310MTG31553 #2M TFX   0.026     22.45   -25.01   PTE=
0.00/   0.95   4%MVA 1.000
L7031     ->9109ARN<A>53 #1M        0.793   989.82 -237.12   PTE=
5.71/-465.08  36%AMP
CXC53     ->9110MTG<A>53 #1         1.178-1506.31 -122.20   PTE=
0.00/-125.89  51%AMP
L7032     ->9209ARN<B>53 #1M        0.788   982.93 -237.95   PTE=
5.73/-465.12  35%AMP
L7033     ->9309ARN<C>53 #1M        0.788   980.39 -235.89   PTE=
5.73/-465.12  35%AMP
CXC51     ->9310MTG<C>53 #1         1.169-1494.90 -120.30   PTE=
0.00/-123.98  50%AMP
        1056MAN73C53  737.18  19.1    0.00     0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                        1.002
T24C 73 -> 705MAN73553 #1M TFX   0.016     -0.01     19.92   PTE=
0.00/   0.05   6%MVA 1.000
T24   73 ->5295MAN-CS75 #1   TFX   0.016      0.01   -19.92   PTE=
0.00/   0.44   6%MVA 1.000
        9109ARN<A>53  737.87  19.2    0.00     0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                        1.003
CXC41     -> 709ARN73553 #1M        0.791   984.12   227.99   PTE=
0.00/ -50.76  35%AMP
L7031     -> 710MTG73553 #1         0.791  -984.11 -227.97   PTE=
5.71/-465.08  35%AMP
        9110MTG<A>53  738.41  21.9    0.00     0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                        1.005
CXC53     -> 710MTG73553 #1M        1.178  1506.31    -3.69   PTE=
0.00/-125.89  51%AMP
L7053      -> 760CHU73552  #1            1.178-1506.28        3.71
PTE=15.34/-301.34  51%AMP
        9209ARN<B>53  739.91  19.2    0.00     0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                        1.003
CXC42     -> 709ARN73553 #1M        0.786   977.21   227.19   PTE=
0.00/ -50.07  35%AMP
L7032     -> 710MTG73553 #1         0.786  -978.30 -226.17   PTE=
5.73/-465.12  35%AMP
        9225PERI   53  755.53  10.4    0.00     0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                        1.028
L7004-B  ->  706MIC73553  #1M           0.960-1254.93       44.60
PTE=10.01/-392.27  50%AMP
CXC1      ->9825PERI   53 #1M         0.960  1254.94   -44.56   PTE=
1.49/ -62.68  50%AMP
```

```
        9309ARN<C>53  734.91  19.2    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.003
CXC43    -> 709ARN73553 #1M        0.786   977.21   227.19   PTE=
0.00/ -50.07  35%AMP
L7033    -> 710MTG73553 #1         0.786 -977.20 -227.17   PTE=
5.73/-465.12  35%AMP
        9310MTG<C>53  739.45  22.0    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.005
CXC51    -> 710MTG73553 #1M        1.169 1494.90    -3.68   PTE=
0.00/-123.98  50%AMP
L7051     -> 760CHU73552 #1            1.169-1494.87        3.71
PTE=15.58/-303.58  50%AMP
        9321BER<C>53  750.67  12.2    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.023
L7023-B -> 705MAN73553 #1          1.112-1430.14   227.74   PTE=
7.85/-193.05  58%AMP
CXC4     ->9921BER<F>55 #1M        1.112 1430.16 -227.72   PTE=
0.00/ -78.20  67%AMP
        9709ARN<D>53  739.33  23.1    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.005
L7027    -> 706MIC73553 #1         0.380   429.35 -226.71   PTE=
0.92/-468.14  17%AMP
CXC47    -> 709ARN73553 #1M        0.380 -429.35   226.73   PTE=
0.00/ -10.75  17%AMP
        9809ARN<E>53  740.87  24.2    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.007
L7028    -> 705MAN73553 #1         0.681   856.77 -168.97   PTE=
3.42/-375.97  30%AMP
CXC48    -> 709ARN73553 #1M        0.681 -856.77   168.98   PTE=
0.00/ -34.62  30%AMP
        9825PERI  53  753.24  13.3    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.026
L7004-A -> 704LTD73554 #1M        0.960 1254.46    18.44   PTE=
9.07/-324.07  31%AMP
CXC1     ->9225PERI   53 #1         0.960-1253.55   -19.12   PTE=
1.49/ -62.68  50%AMP
        9909ARN<F>53  738.88  24.1    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.007
L7029    -> 705MAN73553 #1         0.679   853.91 -168.79   PTE=
3.40/-376.04  30%AMP
```

```
CXC49     -> 709ARN73553 #1M         0.679 -853.91   168.80   PTE=
0.00/ -34.39  30%AMP
          704LTD73554  734.49    5.3     0.00     0.00     0.0 -328.6
0.00     0.00
                          0.998
T1     31 -> 304LTD315 9 #1M TFX   0.078     99.11     -9.73   PTE=
0.01/   2.23   8%MVA 1.006
T2     31 -> 304LTD315 9 #2M TFX   0.078     99.11     -9.73   PTE=
0.01/   2.23   8%MVA 1.006
L7010     -> 703LEV73555 #1          1.611  2026.30  -288.79   PTE=
2.51/   1.69  36%AMP
L7020     -> 717JCA73554 #1M         0.816 -980.16   338.56   PTE=
1.12/ -70.87  18%AMP
T32   73 -> 804LTDSTQ75 #1   TFX   0.013      0.00   -16.74   PTE=
0.00/   0.02   3%MVA 1.000
L7004-A ->9825PERI   53 #1          1.016-1244.39  -342.20   PTE=
9.07/-324.07  33%AMP
          715CHE73554  735.96    1.2     0.00     0.00     0.0 -330.0
0.00     0.00
                          1.000
T4     31 -> 315CHE315 7 #1M TFX   0.350   443.03   -41.55   PTE=
0.26/  23.17  23%MVA 1.016
T5     31 -> 315CHE315 7 #2M TFX   0.350   443.03   -41.55   PTE=
0.26/  23.17  23%MVA 1.016
T6     31 -> 315CHE315 7 #3M TFX   0.347   439.17   -41.14   PTE=
0.25/  22.97  23%MVA 1.016
L7046     -> 702DUV73556 #1         0.706   896.02    74.79   PTE=
0.74/ -93.24  14%AMP
L7044      -> 714LVDRYE57  #1             1.339-1704.20      15.33
PTE=16.74/-234.72  27%AMP
L7042     -> 719CHA73555 #1M         0.912  1114.74  -324.75   PTE=
2.43/-192.17  16%AMP
L7047     -> 770BRU73554 #1          1.282-1631.84    29.00   PTE=
4.56/ -85.02  43%AMP
          717JCA73554  726.91    6.6     0.00     0.00     0.0-1132.8
0.00     0.00
                          0.990
T2     31 -> 317JCA315 9 #1M TFX   0.460   578.28   -47.09   PTE=
0.45/  41.38  30%MVA 1.000
L7017     -> 702DUV73556 #1M         0.696   823.40  -328.18   PTE=
4.32/-507.75  23%AMP
L7020     -> 704LTD73554 #1          0.843   981.27  -419.43   PTE=
1.12/ -70.87  19%AMP
L7018      -> 718SAG73554  #1             1.228-1566.48    -96.24
PTE=14.09/-218.91  29%AMP
L7002     -> 730CAR73555 #1M         0.909  1205.75  -294.29   PTE=
5.97/-324.63  30%AMP
```

```
L7025      -> 731CHOUAN57  #1            0.770  -965.05      -9.81
PTE=10.90/ -43.19  15%AMP
L7024      -> 731CHOUAN57  #2            0.770  -975.05      -3.72
PTE=10.90/ -43.01  15%AMP
          718SAG73554  730.59  17.7    0.00    0.00    0.0 -490.4
0.00    0.00
                         0.995
L7018      -> 717JCA73554  #1M           1.237  1560.57  -142.66
PTE=14.09/-218.91  29%AMP
L7026     -> 731CHOUAN57 #1M         1.252-1606.90   -21.12   PTE=
6.92/-142.85  24%AMP
T1     16 ->1618SAG16141 #1M TCV   0.176   213.88     69.29   PTE=
0.18/  13.11  26%MVA   1.0 ( 7/17)
T2     16 ->1618SAG16141 #2M TCV   0.176   203.88     65.23   PTE=
0.18/  12.98  26%MVA   1.0 ( 7/17)
CXC15     ->9218SAG<B>54 #1          0.480  -401.36  -457.14   PTE=
0.00/ -14.94  25%AMP
          770BRU73554  735.53   5.6    0.00    0.00    0.0     0.0
0.00    0.00
                         0.999
T3     12 ->   81BRU12012 #1M TCV   0.047    58.31    10.40   PTE=
0.03/   1.97  11%MVA   1.0 (16/33)
L7045      -> 714LVDRYE57  #1            1.380-1753.01      92.36
PTE=12.45/-141.77  46%AMP
L7047     -> 715CHE73554 #1M         1.289  1636.40  -114.02   PTE=
4.56/ -85.02  44%AMP
T2     12 ->1170BRU12012 #1M TCV   0.047    58.30    11.36   PTE=
0.03/   1.95  11%MVA   1.0 (16/33)
          9218SAG<B>54  715.19  16.8    0.00    0.00    0.0     0.0
0.00    0.00
                         0.977
L7019     -> 706MIC73553 #1M         0.480  -401.35  -442.17   PTE=
1.32/-620.99  25%AMP
CXC15     -> 718SAG73554 #1M         0.480   401.36   442.20   PTE=
0.00/ -14.94  25%AMP
           68CAR73555  738.19  -3.6    0.00    0.00    0.0     0.0
0.00    0.00
                         1.003
T3     23 ->2030CAR23018 #1M TFX   0.000      0.00      0.00   PTE=
0.00/   1.32   0%MVA 1.000
          701BCV73555  737.58  -1.7    2.08    2.00    0.0 -330.5
0.00    0.00
                         1.001
T2     31 -> 301BCV315 1 #1M TFX   0.279   351.71   -55.80   PTE=
0.18/  13.59  30%MVA 1.013
T3     31 -> 301BCV315 1 #2M TFX   0.279   350.71   -54.25   PTE=
0.18/  14.71  27%MVA 1.013
```

```
T4     31 -> 301BCV315 1 #3M TFX   0.284   357.56   -53.60   PTE=
0.18/  18.64  27%MVA 1.013
L7009     -> 702DUV73556 #1          1.269-1591.48   323.40   PTE=
2.11/ -25.19  33%AMP
L7034     -> 707NIC73555 #1          0.351 -387.37  -224.34   PTE=
0.34/-274.85  11%AMP
L7036     -> 708HER73555 #1          0.655   702.98  -449.35   PTE=
0.47/ -54.36  11%AMP
L7014     -> 730CAR73555 #1          0.553 -696.88   100.97   PTE=
0.57/-124.51  18%AMP
T5     23 ->2001BCV230 5 #1M TFX   0.256   325.70    24.24   PTE=
0.15/  17.60  24%MVA 1.000
T7     23 ->2001BCV230 5 #2M TFX   0.233   296.58    22.96   PTE=
0.11/  16.64  22%MVA 1.000
T8     23 ->2001BCV230 5 #3M TFX   0.220   279.43    22.26   PTE=
0.11/  14.99  21%MVA 1.000
          703LEV73555  738.27   3.3    0.00    0.00    0.0-1333.6
0.00    0.00
                         1.002
T12   31 ->   75LEV315 9 #1M TCV   0.001     0.00     0.79   PTE=
0.00/   0.77   0%MVA   1.0 ( 5/17)
T3    23 ->   76LEV23019 #1M TCV   0.006     0.00     7.06   PTE=
0.00/   7.06   1%MVA   1.1 ( 8/15)
T13   31 -> 303LEV315 9 #1M TCV   0.628   783.10  -168.37   PTE=
0.96/  63.01  66%MVA   1.0 ( 6/17)
T14   31 -> 303LEV315 9 #2M TCV   0.615   768.05  -156.06   PTE=
0.80/  61.39  60%MVA   1.0 ( 6/17)
L7010     -> 704LTD73554 #1M         1.603-2043.79   290.47   PTE=
2.51/   1.69  36%AMP
L7005     -> 707NIC73555 #1          0.743   919.35  -247.74   PTE=
2.04/-231.05  25%AMP
L7035     -> 707NIC73555 #2          0.764   946.85  -229.75   PTE=
2.07/-229.17  18%AMP
L7097     -> 790APA73555 #1M         0.676   820.10  -266.23   PTE=
0.98/-167.19  15%AMP
T1     23 ->2003LEV23019 #1M TCV   0.201   251.43   -51.30   PTE=
0.11/  10.88  19%MVA   1.0 ( 8/17)
T2     23 ->2003LEV23019 #2M TCV   0.183   228.22   -46.26   PTE=
0.07/   9.07  18%MVA   1.0 ( 8/17)
T4     23 ->2003LEV23019 #3M TCV   0.105   125.02   -68.84   PTE=
0.14/   7.03  26%MVA   1.0 ( 7/15)
L7008-A  ->9821BER<E>55  #1M              1.104-1391.42  -256.42
PTE=10.08/-346.87  36%AMP
L7023-A  ->9921BER<F>55  #1M              1.122-1416.89  -200.90
PTE=13.30/-350.38  36%AMP
          707NIC73555  741.36  -0.3    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                         1.007
```

```
L7034    -> 701BCV73555 #1M         0.305   387.72   -50.51   PTE=
0.34/-274.85  10%AMP
L7005    -> 703LEV73555 #1M         0.715  -917.32    -3.31   PTE=
2.04/-231.05  24%AMP
L7035    -> 703LEV73555 #2M         0.737  -944.78     0.58   PTE=
2.07/-229.17  17%AMP
L7006    -> 708HER73555 #1M         0.366   435.06  -175.19   PTE=
0.52/-337.19  12%AMP
L7096    -> 755CAN73555 #1M         0.126   136.09   -86.68   PTE=
0.03/-196.66   2%AMP
T2    23 ->2007NIC23018 #1M TCV   0.245   296.59   102.83   PTE=
0.16/  15.03  24%MVA   1.0 (10/17)
T3    23 ->2007NIC23018 #2M TCV   0.245   286.59   104.83   PTE=
0.16/  15.03  24%MVA   1.0 (10/17)
T4    23 ->2007NIC23018 #3M TCV   0.256   310.07   109.57   PTE=
0.16/  16.61  25%MVA   1.0 (10/17)
         708HER73555  737.86  -2.3    0.00    0.00    0.0 -167.2
0.00    0.00
                          1.007
T2    31 -> 308HER315 1 #1M TFX   0.166   209.59   -36.24   PTE=
0.13/   9.17  11%MVA 1.000
T3    31 -> 308HER315 1 #2M TFX   0.419   529.33   -91.29   PTE=
0.26/  19.93  27%MVA 1.000
T4    31 -> 308HER315 1 #3M TFX   0.403   519.26   -96.38   PTE=
0.21/  19.89  26%MVA 1.000
L7036    -> 701BCV73555 #1M         0.629  -702.51   394.99   PTE=
0.47/ -54.36  11%AMP
L7006    -> 707NIC73555 #1          0.362  -434.54  -162.01   PTE=
0.52/-337.19  12%AMP
L7038    -> 719CHA73555 #1M         0.169  -111.13  -186.24   PTE=
0.03/-131.55   2%AMP
         719CHA73555  741.29  -2.2    0.00    0.00    0.0 -168.3
0.00    0.00
                          1.010
T1    31 -> 319CHA315 1 #1M TFX   0.349   423.31  -150.19   PTE=
0.18/  14.12  23%MVA 1.000
T2    31 -> 319CHA315 1 #2M TFX   0.127   153.84   -55.33   PTE=
0.08/   5.11  23%MVA 1.000
T3    31 -> 319CHA315 1 #3M TFX   0.350   423.98  -150.03   PTE=
0.18/  14.96  23%MVA 1.000
L7038    -> 708HER73555 #1          0.096   111.15    54.69   PTE=
0.03/-131.55   1%AMP
L7042    -> 715CHE73554 #1          0.871-1112.30   132.59   PTE=
2.43/-192.17  15%AMP
         730CAR73555  733.38  -0.4    0.00    0.00    0.0 -327.6
0.00    0.00
                          0.996
```

```
L7014     -> 701BCV73555 #1M          0.578   697.44 -225.48   PTE=
0.57/-124.51  19%AMP
L7002     -> 717JCA73554 #1           0.876-1119.78   -63.34   PTE=
5.97/-324.63  29%AMP
T2     23 ->2030CAR23018 #1M TFX   0.327   412.36   -41.82   PTE=
0.28/  25.42  31%MVA 1.000
          755CAN73555  736.83  -0.6     0.00     0.00     0.0 -334.4
0.00     0.00
                         1.007
L7096     -> 707NIC73555 #1           0.137 -136.06 -109.99   PTE=
0.03/-196.66   2%AMP
L7095     -> 790APA73555 #1           0.481 -602.71 -129.94   PTE=
0.75/-244.74   8%AMP
T2     23 ->2055CAN23020 #1M TCV   0.204   250.72   -28.03   PTE=
0.09/   6.79  20%MVA   1.0 (10/17)
T3     23 ->2055CAN23020 #2M TCV   0.204   255.72   -25.03   PTE=
0.09/   6.79  20%MVA   1.0 (10/17)
T4     23 ->2055CAN23020 #3M TCV   0.173   217.34   -46.32   PTE=
0.07/   6.09  17%MVA   1.0 (10/17)
          790APA73555  743.08   1.3     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                         1.008
L7097     -> 703LEV73555 #1           0.643 -819.12    99.04   PTE=
0.98/-167.19  14%AMP
L7095     -> 755CAN73555 #1M          0.479   603.46 -114.80   PTE=
0.75/-244.74   8%AMP
T2     23 ->2090APA23019 #1M TFX   0.084   107.83     7.89   PTE=
0.02/   4.72   8%MVA 1.000
T3     23 ->2090APA23019 #2M TFX   0.084   107.83     7.89   PTE=
0.02/   4.72   8%MVA 1.000
          919CHA73555  770.04  -9.9     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                         1.052
L7040     -> 818MAS73599 #1           0.742   981.84   -66.04   PTE=
1.79/  45.56   9%AMP
T13   12 ->1119CHANY155 #1M TCV   0.001     0.00     1.08   PTE=
0.00/   1.08   0%MVA   1.0 ( 8/17)
T11   12 ->1219CHANY255 #1M TCV   0.250 -334.44    22.66   PTE=
0.27/  24.41  31%MVA   1.0 ( 8/17)
T12   12 ->1219CHANY255 #2M TCV   0.246 -328.21    21.61   PTE=
0.28/  24.26  34%MVA   1.0 ( 8/17)
T14   12 ->1219CHANY255 #3M TCV   0.246 -329.18    21.69   PTE=
0.29/  24.33  34%MVA   1.0 ( 8/17)
          9221BER<B>55  750.50  12.2     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                         1.022
L7008-B -> 705MAN73553 #1           1.088-1401.46   205.35   PTE=
5.88/-192.37  57%AMP
```

```
CXC2      ->9821BER<E>55 #1M          1.088  1401.48  -205.33   PTE=
0.00/ -74.85  66%AMP
        9821BER<E>55  747.78  15.3    0.00    0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                          1.016
L7008-A  ->  703LEV73555  #1              1.088  1401.51  -130.45
PTE=10.08/-346.87  35%AMP
CXC2      ->9221BER<B>55 #1          1.088-1401.48   130.48   PTE=
0.00/ -74.85  66%AMP
        9921BER<F>55  745.36  15.3    0.00    0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                          1.015
L7023-A  ->  703LEV73555  #1              1.112  1430.18  -149.48
PTE=13.30/-350.38  36%AMP
CXC4      ->9321BER<C>53 #1          1.112-1430.16   149.51   PTE=
0.00/ -78.20  67%AMP
         702DUV73556  731.08  -0.1    0.00    0.00     0.0 -654.8
0.00    0.00
                          0.996
T2    31 -> 302DUV315 1  #1M TFX   0.504   639.05      9.06   PTE=
0.45/  43.82  32%MVA 1.013
T3    31 -> 302DUV315 1  #2M TFX   0.504   639.05      9.06   PTE=
0.45/  43.82  32%MVA 1.013
T5    31 -> 302DUV315 1  #3M TFX   0.504   639.05      9.07   PTE=
0.45/  43.85  33%MVA 1.013
        -> 700EQUILI90 #1M         0.007    -3.68     -7.91   PTE=
0.00/   0.04
L7009    -> 701BCV73555 #1M          1.281  1583.59  -358.58   PTE=
2.11/ -25.19  33%AMP
L7016     -> 714LVDRYE57  #1              1.414-1792.75      32.22
PTE=20.35/-166.03  47%AMP
L7046    -> 715CHE73554 #1M          0.718  -895.28  -168.03   PTE=
0.74/ -93.24  15%AMP
L7017    -> 717JCA73554 #1           0.654  -809.08  -179.58   PTE=
4.32/-507.75  21%AMP
        107LG373557  755.89  49.2    0.00    0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                          1.030
L7067    -> 722CHISSI57 #1M         0.361   472.09   -27.99   PTE=
0.04/   0.42  11%AMP
T2-S 13 ->8441LG3A5  59 #1M TFX   0.121  -158.76     -0.49   PTE=
0.11/   9.13  30%MVA 1.000
T2-T 13 ->8528LG3**259 #1M TFX   0.240  -313.33     28.47   PTE=
0.44/  37.22  60%MVA 1.000
        112LG373557  755.90  49.2    0.00    0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                          1.030
```

```
L7068     -> 722CHISSI57 #1M         0.483   632.86   -35.33   PTE=
0.08/   0.76  15%AMP
T3-S 13 ->8529LG3**259 #1M TFX   0.245 -323.42     13.49   PTE=
0.45/  37.46  61%MVA 1.000
T3-T 13 ->8530LG3**259 #1M TFX   0.238 -311.44     22.84   PTE=
0.42/  36.89  59%MVA 1.000
          113LG473557  753.68  51.4     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                          1.027
L7072     -> 724TILLY 57 #1          0.376   486.88    62.31   PTE=
0.05/   0.46   9%AMP
T2-S 13 ->8454LG4A4  59 #1M TFX   0.188 -243.96   -14.98   PTE=
0.26/  15.14  31%MVA 1.000
T2-T 13 ->8455LG4A5  59 #1M TFX   0.189 -241.92   -47.43   PTE=
0.26/  16.58  31%MVA 1.000
          114LG473557  755.64  51.4     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                          1.027
L7073     -> 724TILLY 57 #1          0.567   741.53     9.80   PTE=
0.10/   1.04  15%AMP
T3-S 13 ->8456LG4A6  59 #1M TFX   0.193 -251.32   -17.00   PTE=
0.23/  16.01  32%MVA 1.000
T3-T 13 ->8582LG4**259 #1M TFX   0.375 -490.21      7.20   PTE=
0.89/  61.91  63%MVA 1.000
          713ABI73557  730.47  28.2     0.00     0.00     0.0-1307.4
0.00    0.00
                          0.995
T1     31 -> 313ABI31541 #1M TFX   0.128   162.51    -5.03   PTE=
0.09/   6.81  22%MVA 1.000
T2     31 -> 313ABI31541 #2M TFX   0.083   104.96    -3.74   PTE=
0.07/   4.11  17%MVA 1.000
L7090     -> 783CHI73557 #1          0.520 -631.87 -185.81   PTE=
0.53/-176.91   8%AMP
T62C 73 ->1046ABI73C57 #1   TFX   0.030    -0.02   -38.57   PTE=
0.00/   0.11  14%MVA 1.000
T61C 73 ->1047ABI73C57 #1   TFX   0.036    -0.01   -45.66   PTE=
0.00/   0.15  17%MVA 1.000
CXC82     ->9113ABI<A>57 #1          1.390-1733.04  -312.96   PTE=
0.00/-144.04  60%AMP
L7094      ->9115LVD<A>57  #1M           1.352  1713.03    -33.68
PTE=20.17/-239.99  52%AMP
CXC81     ->9213ABI<B>57 #1          1.390-1733.04  -312.96   PTE=
0.00/-144.04  60%AMP
L7093      ->9215LVD<B>57  #1M           1.441  1825.43       0.56
PTE=20.76/-160.15  55%AMP
CXC80     ->9313ABI<C>57 #1          1.245-1533.53  -370.03   PTE=
0.00/-115.58  54%AMP
```

```
L7092      ->9315LVD<C>57  #1M          1.441  1825.43        0.56
PTE=20.76/-160.15  55%AMP
         714LVDRYE57  727.16  16.9    0.00     0.00     0.0-1932.7
0.00     0.00
                          0.988
L7016      ->  702DUV73556  #1M          1.450  1813.10  -198.25
PTE=20.35/-166.03  48%AMP
L7044      ->  715CHE73554  #1M          1.383  1720.94  -250.06
PTE=16.74/-234.72  28%AMP
L7045      ->  770BRU73554  #1M          1.416  1765.46  -234.13
PTE=12.45/-141.77  47%AMP
T62   73 ->5814LVDSTQ75 #1   TFX   0.029      0.00   -36.95   PTE=
0.00/   0.14   3%MVA 1.000
T61   73 ->9105VER73C57 #1   TFX   0.003      2.70      2.26   PTE=
0.00/   0.00   0%MVA 1.000
CXC14     ->9114LVD<A>57  #1          1.386-1692.83  -418.20   PTE=
0.00/-105.91  53%AMP
CXC13     ->9214LVD<B>57  #1          1.469-1804.65  -398.72   PTE=
0.00/-118.98  56%AMP
CXC12     ->9314LVD<C>57  #1          1.469-1804.65  -398.72   PTE=
0.00/-118.98  56%AMP
         720RAD73557  753.51  50.9    0.00     0.00     0.0 -345.0
0.00     0.00
                         1.022
T2    31  ->  320RAD31558  #1M  TFX   0.448  -563.18   151.59   PTE=
0.26/  23.82  29%MVA 1.000
T3    31  ->  320RAD31558  #2M  TFX   0.469  -588.75   159.77   PTE=
0.32/  24.81  30%MVA 1.000
L7089     ->  749LG273557  #1M         0.846-1071.18  -256.41   PTE=
0.35/ -33.45  14%AMP
L7088     ->  749LG273557  #2M         0.874-1106.71  -262.27   PTE=
0.37/ -31.69  14%AMP
L7063      ->9180NEM<A>57  #1M          1.280  1662.89    -68.85
PTE=15.98/-321.90  58%AMP
L7062      ->9280NEM<B>57  #1M          1.280  1664.99    -68.82
PTE=15.98/-321.90  58%AMP
         722CHISSI57  758.87  49.1    0.00     0.00     0.0 -175.0
0.00     0.00
                         1.030
L7067     ->  107LG373557  #1          0.361  -472.05    28.41   PTE=
0.04/   0.42  11%AMP
L7068     ->  112LG373557  #1          0.483  -632.79    36.09   PTE=
0.08/   0.76  15%AMP
L7057     ->  723LMOYNE57  #1          0.267   336.39   -94.57   PTE=
0.25/-297.60   4%AMP
L7060     ->  749LG273557  #1          0.358  -445.65  -147.14   PTE=
0.64/-428.73   6%AMP
```

```
L7066    -> 750LG373557 #1          0.237 -310.65      8.87   PTE=
0.02/   0.18   7%AMP
L7059      ->9182ALB<A>57  #1M           1.163  1524.81      -6.60
PTE=12.28/-351.45  52%AMP
         723LMOYNE57  750.88  48.0    0.00     0.00     0.0 -694.3
0.00    0.00
                        1.026
L7057    -> 722CHISSI57 #1M         0.301 -336.14  -203.04   PTE=
0.25/-297.60   5%AMP
L7055    -> 724TILLY  57  #1        0.659 -849.82  -132.94   PTE=
1.79/-302.62  22%AMP
L7056    -> 724TILLY  57  #2        0.659 -849.82  -132.94   PTE=
1.79/-302.62  22%AMP
L7054    -> 724TILLY  57  #3        0.683 -884.26  -119.84   PTE=
1.86/-277.91  22%AMP
L7070    -> 782ALBNEL57  #2M        0.989 1285.52  -120.44   PTE=
8.08/-442.46  19%AMP
L7069      ->9382ALB<C>57  #1M           1.252  1634.64      14.90
PTE=13.29/-293.62  48%AMP
         724TILLY 57  756.52  51.3    0.00     0.00     0.0 -521.6
0.00    0.00
                        1.027
L7072    -> 113LG473557 #1M         0.376 -486.83   -61.85   PTE=
0.05/   0.46   9%AMP
L7073    -> 114LG473557 #1M         0.567 -741.42    -8.75   PTE=
0.10/   1.04  15%AMP
T2    31 -> 324TILLY  58 #1M TFX   0.243 -316.58    25.76   PTE=
0.10/   7.62  16%MVA 0.961
T3    31 -> 324TILLY  58 #2M TFX   0.243 -316.58    25.76   PTE=
0.10/   7.62  16%MVA 0.961
L7055    -> 723LMOYNE57 #1M         0.664   851.61 -169.68   PTE=
1.79/-302.62  22%AMP
L7056    -> 723LMOYNE57 #2M         0.664   851.61 -169.68   PTE=
1.79/-302.62  22%AMP
L7054    -> 723LMOYNE57 #3M         0.689   886.12 -158.07   PTE=
1.86/-277.91  23%AMP
L7071    -> 764LG473557 #1M        0.557 -727.89    -5.14   PTE=
0.10/   1.01  14%AMP
         731CHOUAN57  730.99  24.6    0.00     0.00     0.0-1145.6
0.00    0.00
                       0.996
L7025      -> 717JCA73554  #1M           0.775    981.96    -39.37
PTE=10.90/ -43.19  15%AMP
L7024      -> 717JCA73554  #2M           0.775    981.96    -39.28
PTE=10.90/ -43.01  15%AMP
L7026    -> 718SAG73554 #1          1.261 1593.82 -121.73   PTE=
6.92/-142.85  24%AMP
```

```
T11   73 -> 831CHMSTQ75 #1   TFX   0.056      0.00     70.79   PTE=
0.00/   0.49   5%MVA 1.000
T12   73 ->5831CHMSTQ75 #1   TFX   0.051      0.00     64.65   PTE=
0.00/   0.41   5%MVA 1.000
CXC86     ->9131CHM<A>57 #1          0.952-1150.20  -366.52   PTE=
0.00/ -67.59  52%AMP
CXC85     ->9231CHM<B>57 #1          1.001-1218.28  -354.83   PTE=
0.00/ -74.68  55%AMP
CXC84     ->9331CHM<C>57 #1          0.980-1189.11  -359.27   PTE=
0.00/ -71.57  54%AMP
          749LG273557  750.36  51.4     0.00     0.00      0.0 -520.0
0.00    0.00
                          1.025
T5-S 13 -> 209LG213.59 #1M TFX   0.001      0.00      1.11   PTE=
0.00/   1.11   0%MVA 1.000
L7089     -> 720RAD73557 #1          0.839 1071.53   222.96   PTE=
0.35/ -33.45  14%AMP
L7088     -> 720RAD73557 #2          0.867 1137.08   230.57   PTE=
0.37/ -31.69  14%AMP
L7060     -> 722CHISSI57 #1M         0.404   446.29 -281.59   PTE=
0.64/-428.73   6%AMP
T1-S 13 ->8421LG2A1 59 #1M TFX   0.221  -286.04   -38.50   PTE=
0.48/  36.07  54%MVA 1.000
T1-T 13 ->8422LG2A2 59 #1M TFX   0.220  -284.04   -44.36   PTE=
0.47/  33.33  53%MVA 1.000
T2-S 13 ->8423LG2A3 59 #1M TFX   0.215  -276.95   -44.52   PTE=
0.57/  33.92  52%MVA 1.000
T2-T 13 ->8424LG2A4 59 #1M TFX   0.220  -283.92   -37.92   PTE=
0.59/  33.64  53%MVA 1.000
T3-S 13 ->8425LG2A5 59 #1M TFX   0.222  -287.93   -40.16   PTE=
0.58/  34.73  54%MVA 1.000
T3-T 13 ->8426LG2A6 59 #1M TFX   0.220  -284.95   -35.25   PTE=
0.57/  32.46  53%MVA 1.000
T4-S 13 ->8427LG2A7 59 #1M TFX   0.226  -290.93   -44.79   PTE=
0.55/  36.97  55%MVA 1.000
T4-T 13 ->8428LG2A8 59 #1M TFX   0.222  -287.00   -37.34   PTE=
0.53/  33.38  54%MVA 1.000
T5-T 13 ->8430LG2A1059 #1M TFX   0.216  -280.03   -34.22   PTE=
0.46/  32.35  52%MVA 1.000
T6-S 13 ->8431LG2A1159 #1M TFX   0.218  -279.04   -52.40   PTE=
0.47/  34.13  53%MVA 1.000
T6-T 13 ->8432LG2A1259 #1M TFX   0.221  -285.03   -43.48   PTE=
0.48/  33.99  53%MVA 1.000
T7-S 13 ->8433LG2A1359 #1M TFX   0.217  -279.94   -40.55   PTE=
0.58/  33.95  52%MVA 1.000
T7-T 13 ->8434LG2A1459 #1M TFX   0.221  -285.92   -36.50   PTE=
0.60/  34.03  53%MVA 1.000
```

```
T8-S  13  ->8435LG2A1559  #1M  TFX    0.221  -285.84    -41.38    PTE=
0.68/   35.21   54%MVA 1.000
T8-T  13  ->8436LG2A1659  #1M  TFX    0.223  -287.83    -39.83    PTE=
0.68/   34.66   54%MVA 1.000
L7061       ->9380NEM<C>57  #1              1.258   1639.67     -83.90
PTE=16.58/-374.36   57%AMP
          750LG373557   756.90   49.2     0.00     0.00     0.0      0.0
0.00     0.00
                          1.030
L7066     -> 722CHISSI57 #1M          0.237   310.67     -8.69    PTE=
0.02/    0.18    7%AMP
T1-S  13  ->8437LG3A1  59  #1M  TFX    0.121  -158.83      2.43    PTE=
0.11/    9.11   30%MVA 1.000
T1-T  13  ->8439LG3A3  59  #1M  TFX    0.116  -151.84      6.26    PTE=
0.10/    9.90   29%MVA 1.000
          764LG473557   753.64   51.4     0.00     0.00     0.0      0.0
0.00     0.00
                          1.027
L7071     -> 724TILLY 57 #1           0.557   727.99      6.14    PTE=
0.10/    1.01   14%AMP
T1-T  13  ->8453LG4A3  59  #1M  TFX    0.185  -241.17      7.91    PTE=
0.22/   15.64   31%MVA 1.000
T1-S  13  ->8581LG4**259  #1M  TFX    0.373  -486.82    -14.05    PTE=
0.88/   59.56   63%MVA 1.000
          780NEM73557   739.72   38.2     0.00     0.00     0.0-1000.1
0.00     0.00
                          1.005
L7079     -> 782ALBNEL57 #1M          0.100  -123.61    -32.54    PTE=
0.01/ -88.32    2%AMP
T11   73  -> 880NEMSTQ75 #1   TFX    0.059      0.00     75.33    PTE=
0.00/    0.54    6%MVA 1.000
T12   73  ->5880NEMSTQ75 #1   TFX    0.086      0.00    110.58    PTE=
0.00/    1.17    9%MVA 1.000
L7082       ->9113ABI<A>57  #1              1.367   1749.13     -16.85
PTE=16.23/-185.71   59%AMP
CXC63     ->9180NEM<A>57 #1           1.316-1649.06  -338.25    PTE=
0.00/ -84.14   59%AMP
L7081       ->9213ABI<B>57  #1              1.367   1759.13     -16.85
PTE=16.23/-185.71   59%AMP
CXC62     ->9280NEM<B>57 #1           1.316-1649.06  -337.25    PTE=
0.00/ -84.14   59%AMP
L7080       ->9313ABI<C>57  #1              1.210   1547.14     -72.31
PTE=13.74/-326.69   52%AMP
CXC61     ->9380NEM<C>57 #1           1.302-1623.15  -372.86    PTE=
0.00/ -82.37   59%AMP
          782ALBNEL57   738.93   38.3     0.00     0.00     0.0-1333.1
0.00     0.00
                          1.005
```

```
L7070     -> 723LMOYNE57  #2          1.030-1277.44  -322.02   PTE=
8.08/-442.46  20%AMP
L7079     -> 780NEM73557  #1          0.106   123.62   -55.78   PTE=
0.01/ -88.32   2%AMP
T11   73 -> 882ALBSTQ75  #1   TFX   0.084      0.00   107.06   PTE=
0.00/   1.10   9%MVA 1.000
T12   73 ->5882ALBSTQ75  #1   TFX   0.085      0.00   109.18   PTE=
0.00/   1.14   9%MVA 1.000
CXC59     ->9182ALB<A>57  #1          1.227-1512.57  -418.03   PTE=
0.00/ -73.16  55%AMP
L7078      ->9183CHI<A>57  #1              1.034  1315.15  -143.14
PTE=10.04/-435.26  54%AMP
L7077      ->9283CHI<B>57  #1              1.167  1488.60  -109.15
PTE=11.94/-358.05  61%AMP
CXC69     ->9382ALB<C>57  #1          1.304-1621.39  -391.18   PTE=
0.00/ -82.64  50%AMP
L7076      ->9383CHI<C>57  #1              1.163  1484.15  -109.98
PTE=11.87/-360.47  61%AMP
         783CHI73557  737.80  29.6     0.00     0.00     0.0-1319.3
0.00     0.00
                        1.000
L7090     -> 713ABI73557  #1M         0.497   632.40      8.90   PTE=
0.53/-176.91   8%AMP
T11   73 -> 883CHISTQ75  #1   TFX   0.019      0.00   -24.37   PTE=
0.00/   0.06   2%MVA 1.000
T2    16 ->1683CHI16141  #1M  TCV   0.020     22.96     10.12   PTE=
0.01/   0.73   8%MVA   1.0 ( 8/17)
T3    16 ->1683CHI16141  #2M  TCV   0.020     22.63   -11.69   PTE=
0.01/   0.75   8%MVA   1.0 ( 7/17)
T12   73 ->5883CHISTQ75  #1   TFX   0.017      0.00   -21.28   PTE=
0.00/   0.04   1%MVA 1.000
L7086     ->9131CHM<A>57  #1M         0.910  1156.13   -72.05   PTE=
5.92/-370.96  50%AMP
CXC98     ->9183CHI<A>57  #1          1.067-1305.12  -377.09   PTE=
0.00/ -84.94  54%AMP
L7085     ->9231CHM<B>57  #1M         0.963  1224.62   -57.07   PTE=
6.33/-337.21  53%AMP
CXC97     ->9283CHI<B>57  #1          1.193-1476.68  -355.10   PTE=
0.00/-106.16  61%AMP
L7084     ->9331CHM<C>57  #1M         0.941  1195.31   -63.58   PTE=
6.18/-351.27  52%AMP
CXC96     ->9383CHI<C>57  #1          1.190-1472.31  -356.12   PTE=
0.00/-105.60  61%AMP
        1046ABI73C57  731.07  28.2     0.00     0.00     0.0      0.0
0.00     0.00
                        0.997
T62C 73 -> 713ABI73557  #1M  TFX   0.030      0.02     38.69   PTE=
0.00/   0.11  14%MVA 1.000
```

```
T62   73 ->5293ABI-CS75 #1   TFX   0.030     -0.02   -38.69   PTE=
0.02/   1.03  14%MVA 1.029
        1047ABI73C57  733.37  28.2     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                        0.998
T61   73 -> 293ABI-CS75 #1   TFX   0.036     -0.02   -45.81   PTE=
0.02/   1.35  17%MVA 1.029
T61C  73 -> 713ABI73557 #1M  TFX   0.036      0.02    45.81   PTE=
0.00/   0.15  17%MVA 1.000
        9105VER73C57  727.00  16.9     2.70     2.26     0.0     0.0
0.00    0.00
                        0.988
T61   73 -> 714LVDRYE57 #1M  TFX   0.003     -2.70     -2.26   PTE=
0.00/   0.00   0%MVA 1.000
        9113ABI<A>57  723.24  23.5     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                        0.984
CXC82     -> 713ABI73557 #1M         1.390  1753.04   178.92   PTE=
0.00/-144.04  60%AMP
L7082       ->  780NEM73557  #1M            1.390-1739.89  -108.86
PTE=16.23/-185.71  60%AMP
        9114LVD<A>57  718.87  13.5     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                        0.975
CXC14     -> 714LVDRYE57 #1M         1.386  1692.83   312.29   PTE=
0.00/-105.91  53%AMP
CXC94     ->9115LVD<A>57 #1M         1.386-1692.79  -312.31   PTE=
0.00/-105.91  53%AMP
        9115LVD<A>57  713.19  10.0     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                        0.966
L7094       ->  713ABI73557  #1              1.386-1692.86  -206.32
PTE=20.17/-239.99  53%AMP
CXC94     ->9114LVD<A>57 #1          1.386  1692.79   206.40   PTE=
0.00/-105.91  53%AMP
        9131CHM<A>57  720.60  21.5     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                        0.980
CXC86     -> 731CHOUAN57 #1M         0.952  1150.20   298.93   PTE=
0.00/ -67.59  52%AMP
L7086     -> 783CHI73557 #1          0.952-1150.21  -298.91   PTE=
5.92/-370.96  52%AMP
        9180NEM<A>57  733.22  35.3     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                        0.996
L7063       ->  720RAD73557  #1              1.315-1649.01  -253.08
PTE=15.98/-321.90  59%AMP
```

```
CXC63     -> 780NEM73557 #1M          1.316  1649.06   253.11   PTE=
0.00/ -84.14  59%AMP
        9182ALB<A>57  732.21  35.7     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.993
L7059       -> 722CHISSI57  #1               1.227-1512.53  -343.85
PTE=12.28/-351.45  55%AMP
CXC59     -> 782ALBNEL57 #1M          1.227  1510.07   344.88   PTE=
0.00/ -73.16  55%AMP
        9183CHI<A>57  721.40  26.1     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.984
L7078       -> 782ALBNEL57  #1M             1.067-1305.10  -292.12
PTE=10.04/-435.26  56%AMP
CXC98     -> 783CHI73557 #1M          1.067  1305.12   292.15   PTE=
0.00/ -84.94  54%AMP
        9213ABI<B>57  724.24  23.5     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.984
CXC81     -> 713ABI73557 #1M          1.390  1733.04   168.92   PTE=
0.00/-144.04  60%AMP
L7081       -> 780NEM73557  #1M             1.390-1732.89  -168.86
PTE=16.23/-185.71  60%AMP
        9214LVD<B>57  718.53  13.2     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.976
CXC13     -> 714LVDRYE57 #1M          1.469  1804.65   279.74   PTE=
0.00/-118.98  56%AMP
CXC93     ->9215LVD<B>57 #1M          1.469-1804.60  -279.76   PTE=
0.00/-118.97  56%AMP
        9215LVD<B>57  712.87   9.5     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.969
L7093       -> 713ABI73557  #1               1.469-1804.68  -160.70
PTE=20.76/-160.15  56%AMP
CXC93     ->9214LVD<B>57 #1           1.469  1804.60   160.78   PTE=
0.00/-118.97  56%AMP
        9231CHM<B>57  723.13  21.3     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.981
CXC85     -> 731CHOUAN57 #1M          1.001  1218.28   280.16   PTE=
0.00/ -74.68  55%AMP
L7085     -> 783CHI73557 #1           1.001-1218.30  -280.14   PTE=
6.33/-337.21  55%AMP
        9280NEM<B>57  734.22  35.3     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.996
```

```
L7062      ->  720RAD73557  #1              1.315-1649.01  -253.08
PTE=15.98/-321.90  59%AMP
CXC62     ->  780NEM73557  #1M          1.316  1649.06   253.11   PTE=
0.00/ -84.14  59%AMP
        9283CHI<B>57  724.92  25.6     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.986
L7077      ->  782ALBNEL57  #1M            1.193-1476.66  -248.90
PTE=11.94/-358.05  62%AMP
CXC97     ->  783CHI73557  #1M          1.193  1476.68   248.93   PTE=
0.00/-106.16  61%AMP
        9313ABI<C>57  721.79  24.0     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.981
CXC80     ->  713ABI73557  #1M          1.245  1533.53   254.44   PTE=
0.00/-115.58  54%AMP
L7080      ->  780NEM73557  #1M            1.245-1533.40  -254.38
PTE=13.74/-326.69  54%AMP
        9314LVD<C>57  716.53  13.2     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.976
CXC12     ->  714LVDRYE57  #1M          1.469  1804.65   279.74   PTE=
0.00/-118.98  56%AMP
CXC92     ->9315LVD<C>57  #1M          1.469-1804.60  -279.76   PTE=
0.00/-118.97  56%AMP
        9315LVD<C>57  713.87   9.5     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.969
L7092      ->  713ABI73557  #1              1.469-1804.68  -160.70
PTE=20.76/-160.15  56%AMP
CXC92     ->9314LVD<C>57  #1           1.469  1804.60   160.78   PTE=
0.00/-118.97  56%AMP
        9331CHM<C>57  721.92  21.4     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.981
CXC84     ->  731CHOUAN57  #1M         0.980  1189.11   287.71   PTE=
0.00/ -71.57  54%AMP
L7084     ->  783CHI73557  #1           0.980-1189.13  -287.69   PTE=
6.18/-351.27  54%AMP
        9380NEM<C>57  732.41  35.4     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.995
L7061      ->  749LG273557  #1M            1.302-1623.09  -290.46
PTE=16.58/-374.36  59%AMP
CXC61     ->  780NEM73557  #1M          1.302  1623.15   290.49   PTE=
0.00/ -82.37  59%AMP
        9382ALB<C>57  731.91  35.5     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
```

```
                          0.994
L7069      ->  723LMOYNE57  #1              1.304-1621.35  -308.52
PTE=13.29/-293.62  50%AMP
CXC69     ->  782ALBNEL57  #1M         1.304  1621.39   308.54   PTE=
0.00/ -82.64  50%AMP
         9383CHI<C>57  725.47  25.6    0.00    0.00     0.0     0.0
0.00    0.00
                          0.986
L7076      ->  782ALBNEL57  #1M            1.190-1472.28  -250.49
PTE=11.87/-360.47  62%AMP
CXC96     ->  783CHI73557  #1M         1.190  1472.31   250.52   PTE=
0.00/-105.60  61%AMP
          804LTDSTQ75  735.58   5.3    0.00    0.00     0.0     0.0
0.00   16.77   GEN
                          0.999
T32   73  ->  704LTD73554  #1M  TFX   0.013      0.00     16.77   PTE=
0.00/   0.02   3%MVA 1.000
          831CHMSTQ75  726.92  24.6    0.00    0.00     0.0     0.0
0.00  -70.30   GEN
                          0.989
T11   73  ->  731CHOUAN57  #1M  TFX   0.056      0.00    -70.30   PTE=
0.00/   0.49   5%MVA 1.000
          880NEMSTQ75  735.38  38.2    0.00    0.00     0.0     0.0
0.00  -74.79   GEN
                          0.998
T11   73  ->  780NEM73557  #1M  TFX   0.059      0.00    -74.79   PTE=
0.00/   0.54   6%MVA 1.000
          882ALBSTQ75  731.03  38.3    0.00    0.00     0.0     0.0
0.00 -105.96   GEN
                          0.995
T11   73  ->  782ALBNEL57  #1M  TFX   0.084      0.00  -105.96   PTE=
0.00/   1.10   8%MVA 1.000
          883CHISTQ75  739.54  29.6    0.00    0.00     0.0     0.0
0.00   24.42   GEN
                          1.002
T11   73  ->  783CHI73557  #1M  TFX   0.019      0.00     24.42   PTE=
0.00/   0.06   2%MVA 1.000
         5814LVDSTQ75  727.83  16.9    0.00    0.00     0.0     0.0
0.00   37.08   GEN
                          0.992
T62   73  ->  714LVDRYE57  #1M  TFX   0.029      0.00     37.08   PTE=
0.00/   0.14   3%MVA 1.000
         5831CHMSTQ75  727.36  24.6    0.00    0.00     0.0     0.0
0.00  -64.24   GEN
                          0.990
T12   73  ->  731CHOUAN57  #1M  TFX   0.051      0.00    -64.24   PTE=
0.00/   0.41   5%MVA 1.000
```

```
        5880NEMSTQ75  731.88  38.2    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00 -109.40   GEN
                          0.994
T12   73 -> 780NEM73557 #1M TFX   0.086     0.00 -109.40   PTE=
0.00/   1.17   9%MVA 1.000
        5882ALBSTQ75  732.88  38.3    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00 -108.03   GEN
                          0.994
T12   73 -> 782ALBNEL57 #1M TFX   0.085     0.00 -108.03   PTE=
0.00/   1.14   9%MVA 1.000
        5883CHISTQ75  736.32  29.6    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00   21.33   GEN
                          1.002
T12   73 -> 783CHI73557 #1M TFX   0.017     0.00    21.33   PTE=
0.00/   0.04   1%MVA 1.000
         700EQUILI90  735.00   0.0    0.00    0.00    0.0    0.0
3.68    7.95   EQU
                          1.000
        -> 702DUV73556 #1          0.007     3.68     7.95   PTE=
0.00/   0.04
         818MAS73599  774.82 -12.5  990.05 -111.60    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.054
L7040    -> 919CHA73555 #1M         0.742 -990.05   111.60   PTE=
1.79/  45.56   9%AMP
```

Annexe VIII: *Réseau Hydro-Québec*

Mesures bruitées utilisées pour le deuxième test

```
------------  TENSIONS----  CHARGES-------  SHUNTS-------
GENERATION-----
        NOM        ZN    KVOLT  DEGRE       MW     MVAR      MW    MVAR
MW     MVAR
                          (P.U.)
------------  ------ -----  ------  ------ ------ ------ -------
------- TRXFO
         760CHU73552  730.94   36.5    0.00    0.00     0.0 -486.9
0.00     0.00
                          0.992
T76  23 ->1359CHU23052 #1M TFX  0.107  152.05   26.02  PTE=
0.03/   4.02  11%MVA 1.055
T72  23 ->2359CHU23052 #1M TFX  0.634 -800.04   12.13  PTE=
0.91/  61.05  67%MVA 1.055
T71  23 ->3359CHU23052 #1M TFX  0.300 -377.69  -35.64  PTE=
0.20/  15.29  31%MVA 1.055
T73  23 ->4359CHU23052 #1M TFX  0.559 -709.64   45.60  PTE=
0.71/  47.97  59%MVA 1.055
T74  23 ->5359CHU23052 #1M TFX  0.334 -420.19   35.81  PTE=
0.27/  18.88  35%MVA 1.055
T75  23 ->6359CHU23052 #1M TFX  0.685 -961.67   75.67  PTE=
1.14/  71.87  72%MVA 1.055
L7053   ->9110MTG<A>53 #1M      1.232 1521.91 -319.67
PTE=15.31/-305.03  53%AMP
L7051   ->9310MTG<C>53 #1M      1.223 1510.71 -321.80
PTE=15.55/-307.25  53%AMP
         705MAN73553  739.77   20.5    0.00    0.00     0.0 -997.5
0.00     0.00
                          1.004
T1   31 -> 305MAN31553 #1M TFX  0.138 -152.51   88.14  PTE=
0.16/  12.48  28%MVA 0.953
T2   31 -> 305MAN31553 #2M TFX  0.124 -138.18   77.35  PTE=
0.10/   8.31  24%MVA 0.953
T3   31 -> 305MAN31553 #3M TFX  0.129 -143.37   81.47  PTE=
0.13/   9.76  26%MVA 0.953
T4   31 -> 311MAN31553 #1M TFX  0.148 -150.05  115.13  PTE=
0.19/  13.31  30%MVA 0.953
L7011   -> 706MIC73553 #1       0.372 -459.40 -121.78  PTE=
0.27/-150.58   8%AMP
T24C 73 ->1056MAN73C53 #1  TFX  0.031   -0.06   40.17  PTE=
0.00/   0.12  13%MVA 1.000
L7008-B ->9221BER<B>55 #1M      1.097 1338.53 -416.43  PTE=
5.32/-211.66  57%AMP
L7023-B ->9321BER<C>53 #1M      1.124 1367.56 -439.03  PTE=
7.11/-212.83  59%AMP
```

```
L7028    ->9809ARN<E>53 #1M       0.672 -832.55 -211.13  PTE=
3.23/-383.05  30%AMP
L7029    ->9909ARN<F>53 #1M       0.670 -829.78 -211.37  PTE=
3.21/-383.09  30%AMP
          706MIC73553  754.50  21.5    0.00    0.00    0.0 -845.1
0.00    0.00
                          1.006
T8    31 ->    9MICOUA53 #1M TFX  0.262 -325.02  -26.51  PTE=
0.46/  35.18  52%MVA 0.952
T1    31 -> 306MICOUA53 #1M TFX  0.286 -379.92   64.87  PTE=
0.11/  15.19  18%MVA 0.952
T2    31 -> 306MICOUA53 #2M TFX  0.286 -359.92   64.87  PTE=
0.11/  15.19  18%MVA 0.952
T3    31 -> 306MICOUA53 #3M TFX  0.116 -155.00   30.81  PTE=
0.08/   6.94  21%MVA 0.953
T4    31 -> 307MICOUA53 #1M TFX  0.214 -274.32   -1.82  PTE=
0.22/  23.35  44%MVA 0.953
T9    31 -> 309MICOUA53 #1M TFX  0.260 -323.35   -8.93  PTE=
0.44/  36.08  48%MVA 0.952
L7011    -> 705MAN73553 #1M       0.360  459.67  -28.80  PTE=
0.27/-150.58   8%AMP
L7019    ->9218SAG<B>54 #1        0.528  630.31 -245.93  PTE=
2.84/-601.49  27%AMP
L7004-B ->9225PERI  53 #1         0.996 1198.45 -465.07  PTE=
8.81/-425.99  52%AMP
L7027    ->9709ARN<D>53 #1M       0.405 -470.85 -218.61  PTE=
1.10/-467.36  18%AMP
          709ARN73553  748.52  23.3  798.38  -52.76    0.0-1530.1
0.00    0.00
                          1.018
CXC41    ->9109ARN<A>53 #1        0.788 -964.45 -273.16  PTE=
0.00/ -50.32  35%AMP
CXC42    ->9209ARN<B>53 #1        0.783 -977.53 -271.71  PTE=
0.00/ -49.63  35%AMP
CXC43    ->9309ARN<C>53 #1        0.783 -997.53 -271.71  PTE=
0.00/ -49.63  35%AMP
CXC47    ->9709ARN<D>53 #1        0.416  471.94 -261.67  PTE=
0.00/ -12.92  18%AMP
CXC48    ->9809ARN<E>53 #1        0.664  825.77 -204.76  PTE=
0.00/ -32.84  30%AMP
CXC49    ->9909ARN<F>53 #1        0.662  830.98 -204.35  PTE=
0.00/ -32.63  30%AMP
          710MTG73553  740.72  28.0    0.00    0.00    0.0-1210.9
0.00    0.00
                          1.011
T2    31 -> 310MTG31553 #1M TFX  0.027   23.10  -25.27  PTE=
0.00/   1.46   4%MVA 1.000
```

```
T3   31 -> 310MTG31553 #2M TFX  0.026   22.46  -25.00  PTE=
0.00/   0.95   4%MVA 1.000
L7031   ->9109ARN<A>53 #1M      0.793  910.08 -246.61  PTE=
5.68/-469.44  36%AMP
CXC53   ->9110MTG<A>53 #1       1.174-1506.71 -110.54  PTE=
0.00/-125.17  51%AMP
L7032   ->9209ARN<B>53 #1M      0.788  985.18 -237.38  PTE=
5.70/-469.46  35%AMP
L7033   ->9309ARN<C>53 #1M      0.788  973.18 -247.38  PTE=
5.70/-469.46  35%AMP
CXC51   ->9310MTG<C>53 #1       1.165-1595.28 -108.72  PTE=
0.00/-123.27  50%AMP
        1056MAN73C53  736.13  20.5    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        1.002
T24C 73 -> 705MAN73553 #1M TFX  0.031    0.07  -40.05  PTE=
0.00/   0.12  13%MVA 1.000
T24  73 ->5295MAN-CS75 #1  TFX  0.031   -0.07   40.05  PTE=
0.02/   1.04  13%MVA 1.000
        9109ARN<A>53  738.51  20.5    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        1.006
CXC41   -> 709ARN73553 #1M      0.788  985.45  212.84  PTE=
0.00/ -50.32  35%AMP
L7031   -> 710MTG73553 #1       0.788 -974.40 -224.84  PTE=
5.68/-469.44  35%AMP
        9110MTG<A>53  730.76  23.3    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        1.008
CXC53   -> 710MTG73553 #1M      1.174 1516.71  -15.63  PTE=
0.00/-125.17  51%AMP
L7053   -> 760CHU73552 #1       1.174-1506.60   14.64
PTE=15.31/-305.03  51%AMP
        9209ARN<B>53  738.55  20.5    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        1.006
CXC42   -> 709ARN73553 #1M      0.783  976.53  220.09  PTE=
0.00/ -49.63  35%AMP
L7032   -> 710MTG73553 #1       0.783 -997.48 -222.08  PTE=
5.70/-469.46  35%AMP
        9225PERI  53  750.38  12.3    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        1.035
L7004-B -> 706MIC73553 #1M      0.896-1177.64   39.08  PTE=
8.81/-425.99  47%AMP
CXC1    ->9825PERI  53 #1M      0.896 1179.58  -38.09  PTE=
1.30/ -54.66  47%AMP
```

```
        9309ARN<C>53  738.55  20.5    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.006
CXC43   -> 709ARN73553 #1M      0.783  987.53  232.09  PTE=
0.00/ -49.63  35%AMP
L7033   -> 710MTG73553 #1       0.783 -966.48 -221.08  PTE=
5.70/-469.46  35%AMP
        9310MTG<C>53  740.80  23.3    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.008
CXC51   -> 710MTG73553 #1M      1.165 1495.28  -14.54  PTE=
0.00/-123.27  50%AMP
L7051   -> 760CHU73552 #1       1.165-1495.17   14.55
PTE=15.55/-307.25  50%AMP
        9321BER<C>53  751.73  14.0    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.027
L7023-B -> 705MAN73553 #1       1.055-1360.46  226.20  PTE=
7.11/-212.83  55%AMP
CXC4    ->9921BER<F>55 #1M      1.055 1360.41 -226.21  PTE=
0.00/ -70.35  64%AMP
        9709ARN<D>53  739.99  24.5    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.007
L7027   -> 706MIC73553 #1       0.416  471.95 -248.75  PTE=
1.10/-467.36  18%AMP
CXC47   -> 709ARN73553 #1M      0.416 -471.94  248.75  PTE=
0.00/ -12.92  18%AMP
        9809ARN<E>53  744.24  25.4    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.010
L7028   -> 705MAN73553 #1       0.664  825.78 -161.91  PTE=
3.23/-383.05  30%AMP
CXC48   -> 709ARN73553 #1M      0.664 -815.77  171.91  PTE=
0.00/ -32.84  30%AMP
        9825PERI  53  756.19  14.9    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.033
L7004-A -> 704LTD73554 #1M      0.896 1178.33   15.56  PTE=
7.97/-352.20  29%AMP
CXC1    ->9225PERI  53 #1       0.896-1178.28  -15.57  PTE=
1.30/ -54.66  47%AMP
        9909ARN<F>53  748.25  25.4    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.010
L7029   -> 705MAN73553 #1       0.662  832.99 -171.72  PTE=
3.21/-383.09  30%AMP
```

```
CXC49    -> 709ARN73553 #1M       0.662 -832.98  171.72  PTE=
0.00/ -32.63  30%AMP
          704LTD73554  739.93   7.6    0.00    0.00    0.0 -332.6
0.00    0.00
                          1.004
T1    31 -> 304LTD315 9 #1M TFX  0.090  115.12   -9.46  PTE=
0.02/   2.77   9%MVA 1.006
T2    31 -> 304LTD315 9 #2M TFX  0.090  115.12   -9.46  PTE=
0.02/   2.77   9%MVA 1.006
L7010    -> 703LEV73555 #1        1.561 1992.05 -109.57  PTE=
2.37/  -3.16  35%AMP
L7020    -> 717JCA73554 #1M       0.828-1051.95  111.66  PTE=
1.12/ -72.37  19%AMP
T32   73 -> 804LTDSTQ75 #1  TFX  0.041    0.00   51.95  PTE=
0.00/   0.24   9%MVA 1.000
L7004-A ->9825PERI   53 #1        0.960-1170.36 -367.77  PTE=
7.97/-352.20  31%AMP
          715CHE73554  741.69   1.5    0.00    0.00    0.0 -334.2
0.00    0.00
                          1.006
T4    31 -> 315CHE315 7 #1M TFX  0.341  434.97  -35.42  PTE=
0.24/  22.04  23%MVA 1.016
T5    31 -> 315CHE315 7 #2M TFX  0.341  434.97  -35.42  PTE=
0.24/  22.04  23%MVA 1.016
T6    31 -> 315CHE315 7 #3M TFX  0.338  431.18  -35.08  PTE=
0.24/  21.85  23%MVA 1.016
L7046    -> 702DUV73556 #1        0.592  748.19  122.68  PTE=
0.53/-100.59  12%AMP
L7044    -> 714LVDRYE57 #1        1.246-1596.07  -33.50
PTE=14.42/-310.48  25%AMP
L7042    -> 719CHA73555 #1M       0.867 1070.26 -298.01  PTE=
2.20/-201.56  15%AMP
L7047    -> 770BRU73554 #1        1.189-1523.28  -19.52  PTE=
3.91/-106.08  40%AMP
          717JCA73554  738.23   8.9    0.00    0.00    0.0-1158.9
0.00    0.00
                          1.002
T2    31 -> 317JCA315 9 #1M TFX  0.508  647.45   -7.62  PTE=
0.54/  50.23  33%MVA 1.000
L7017    -> 702DUV73556 #1M       0.845 1041.40 -274.25  PTE=
6.92/-459.98  28%AMP
L7020    -> 704LTD73554 #1        0.838 1053.08 -184.02  PTE=
1.12/ -72.37  19%AMP
L7018    -> 718SAG73554 #1        0.965-1219.19 -162.77  PTE=
8.50/-350.47  22%AMP
L7002    -> 730CAR73555 #1M       1.064 1343.49 -193.08  PTE=
8.46/-274.48  35%AMP
```

```
L7025    -> 731CHOUAN57 #1        1.131-1432.78 -168.58
PTE=11.45/-394.78  22%AMP
L7024    -> 731CHOUAN57 #2        1.131-1432.78 -168.58
PTE=11.45/-394.78  22%AMP
          718SAG73554  742.35  17.4    0.00    0.00    0.0 -602.2
0.00    0.00
                          1.007
L7018    -> 717JCA73554 #1M       0.969 1237.70 -187.70  PTE=
8.50/-350.47  23%AMP
L7026    -> 731CHOUAN57 #1M       0.803-1127.95  -67.85  PTE=
2.84/-263.10  15%AMP
T1    16 ->1618SAG16141 #1M TCV  0.174  203.92   65.01  PTE=
0.17/  12.84  26%MVA   1.0 ( 6/17)
T2    16 ->1618SAG16141 #2M TCV  0.174  215.92   64.95  PTE=
0.17/  12.71  26%MVA   1.0 ( 6/17)
CXC15    ->9218SAG<B>54 #1        0.571 -627.43 -376.65  PTE=
0.00/ -21.11  30%AMP
          770BRU73554  741.44   5.6    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.007
T3    12 ->  81BRU12012 #1M TCV  0.046   58.33   10.37  PTE=
0.03/   1.95  11%MVA   1.0 (13/33)
L7045    -> 714LVDRYE57 #1        1.283-1653.67   64.80
PTE=10.77/-196.85  42%AMP
L7047    -> 715CHE73554 #1M       1.193 1527.19  -86.56  PTE=
3.91/-106.08  40%AMP
T2    12 ->1170BRU12012 #1M TCV  0.046   58.32   11.34  PTE=
0.03/   1.93  11%MVA   1.0 (13/33)
         9218SAG<B>54  733.59  16.0    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          0.993
L7019    -> 706MIC73553 #1M       0.571 -627.46 -355.55  PTE=
2.84/-601.49  30%AMP
CXC15    -> 718SAG73554 #1M       0.571  627.43  355.54  PTE=
0.00/ -21.11  30%AMP
           68CAR73555  743.44  -2.7    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.007
T3    23 ->2030CAR23018 #1M TFX  0.000    0.00    0.00  PTE=
0.00/   1.33   0%MVA 1.000
          701BCV73555  739.89  -1.1    2.08    2.00    0.0 -333.5
0.00    0.00
                          1.005
T2    31 -> 301BCV315 1 #1M TFX  0.274  337.34  -46.23  PTE=
0.17/  13.20  29%MVA 1.013
T3    31 -> 301BCV315 1 #2M TFX  0.274  345.34  -45.67  PTE=
0.17/  14.33  26%MVA 1.013
```

```
T4    31 -> 301BCV315 1 #3M TFX  0.279  364.12  -44.84  PTE=
0.18/  18.28  27%MVA 1.013
L7009    -> 702DUV73556 #1       1.211-1554.06  284.48  PTE=
1.92/ -29.94  31%AMP
L7034    -> 707NIC73555 #1       0.287 -293.69 -220.60  PTE=
0.20/-281.44   9%AMP
L7036    -> 708HER73555 #1       0.702  786.85 -434.17  PTE=
0.54/ -53.34  12%AMP
L7014    -> 730CAR73555 #1       0.715 -910.07   97.03  PTE=
0.93/-115.43  24%AMP
T5    23 ->2001BCV230 5 #1M TFX  0.252  351.52   26.06  PTE=
0.14/  17.04  24%MVA 1.000
T7    23 ->2001BCV230 5 #2M TFX  0.230  292.77   24.61  PTE=
0.10/  16.14  22%MVA 1.000
T8    23 ->2001BCV230 5 #3M TFX  0.216  275.83   23.83  PTE=
0.11/  14.51  21%MVA 1.000
          703LEV73555  739.41   5.6    0.00    0.00    0.0-1341.4
0.00    0.00
                          1.005
T12   31 ->  75LEV315 9 #1M TCV  0.001    0.00    0.78  PTE=
0.00/   0.78   0%MVA   0.9 ( 4/17)
T3    23 ->  76LEV23019 #1M TCV  0.006    0.00    7.10  PTE=
0.00/   7.10   1%MVA   1.1 ( 7/15)
T13   31 -> 303LEV315 9 #1M TCV  0.626  783.14 -165.42  PTE=
0.95/  62.57  66%MVA   1.0 ( 6/17)
T14   31 -> 303LEV315 9 #2M TCV  0.612  768.08 -153.13  PTE=
0.79/  60.95  60%MVA   1.0 ( 6/17)
L7010    -> 704LTD73554 #1M      1.558-1689.68  126.41  PTE=
2.37/  -3.16  35%AMP
L7005    -> 707NIC73555 #1       0.570  740.83 -109.03  PTE=
2.48/ -74.54  19%AMP
L7005    -> 707NIC73555 #2       0.581  724.83 -181.48  PTE=
2.48/-220.37  19%AMP
L7097    -> 790APA73555 #1M      0.857 1367.04 -252.32  PTE=
1.61/-149.11  19%AMP
T1    23 ->2003LEV23019 #1M TCV  0.201  254.65  -30.21  PTE=
0.10/  10.83  19%MVA   1.0 ( 8/17)
T2    23 ->2003LEV23019 #2M TCV  0.182  231.09  -28.93  PTE=
0.07/   9.02  18%MVA   1.0 ( 8/17)
T4    23 ->2003LEV23019 #3M TCV  0.103  116.63  -60.27  PTE=
0.13/   6.78  26%MVA   1.0 ( 7/15)
L7008-A ->9821BER<E>55 #1M      1.053-1324.14 -243.51  PTE=
9.06/-380.96  34%AMP
L7023-A ->9921BER<F>55 #1M      1.070-1348.50 -229.35
PTE=11.95/-385.22  35%AMP
          707NIC73555  750.16   0.0    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          1.011
```

```
L7034    -> 701BCV73555 #1M       0.233  283.89  -60.84  PTE=
0.20/-281.44    7%AMP
L7005    -> 703LEV73555 #1M       0.559 -718.35   34.49  PTE=
2.48/ -74.54   18%AMP
L7005    -> 703LEV73555 #2M       0.559 -750.35  -38.90  PTE=
2.48/-220.37   18%AMP
L7006    -> 708HER73555 #1M       0.324  376.31 -181.22  PTE=
0.39/-343.96   11%AMP
L7096    -> 755CAN73555 #1M       0.100 -120.72  -53.18  PTE=
0.02/-198.08    1%AMP
T2    23 ->2007NIC23018 #1M TCV  0.238  290.04   98.13  PTE=
0.16/  14.24   24%MVA   1.0 ( 9/17)
T3    23 ->2007NIC23018 #2M TCV  0.238  290.04   98.13  PTE=
0.16/  14.24   24%MVA   1.0 ( 9/17)
T4    23 ->2007NIC23018 #3M TCV  0.249  303.27  103.33  PTE=
0.15/  15.75   25%MVA   1.0 ( 9/17)
          708HER73555  745.95  -1.8     0.00     0.00     0.0 -168.6
0.00     0.00
                          1.011
T2    31 -> 308HER315 1 #1M TFX  0.162  206.36  -29.55  PTE=
0.12/    8.85  10%MVA 1.000
T3    31 -> 308HER315 1 #2M TFX  0.409  521.11  -74.47  PTE=
0.24/  19.09   26%MVA 1.000
T4    31 -> 308HER315 1 #3M TFX  0.393  551.32  -70.22  PTE=
0.20/  19.09   26%MVA 1.000
L7036    -> 701BCV73555 #1M       0.679 -786.31  380.84  PTE=
0.54/ -53.34   12%AMP
L7006    -> 707NIC73555 #1        0.318 -375.92 -162.75  PTE=
0.39/-343.96   10%AMP
L7038    -> 719CHA73555 #1M       0.173  -66.57 -212.45  PTE=
0.03/-132.77    3%AMP
          719CHA73555  747.83  -1.7     0.00     0.00     0.0 -169.9
0.00     0.00
                          1.015
T1    31 -> 319CHA315 1 #1M TFX  0.347  423.42 -146.17  PTE=
0.18/  13.95   23%MVA 1.000
T2    31 -> 319CHA315 1 #2M TFX  0.126  153.89  -53.86  PTE=
0.08/    5.05  23%MVA 1.000
T3    31 -> 319CHA315 1 #3M TFX  0.347  424.09 -146.00  PTE=
0.18/  14.80   23%MVA 1.000
L7038    -> 708HER73555 #1        0.080   66.60   79.68  PTE=
0.03/-132.77    1%AMP
L7042    -> 715CHE73554 #1        0.830-1068.06   96.45  PTE=
2.20/-201.56   14%AMP
          730CAR73555  738.07   0.6     0.00     0.00     0.0 -331.0
0.00     0.00
                          1.001
```

```
L7014    -> 701BCV73555 #1M       0.734   941.00 -212.45   PTE=
0.93/-115.43   24%AMP
L7002    -> 717JCA73554 #1        1.049-1375.03   -81.39   PTE=
8.46/-274.48   35%AMP
T2    23 ->2030CAR23018 #1M TFX   0.334   424.16   -37.12   PTE=
0.29/   26.48   32%MVA 1.000
          755CAN73555   739.85    0.3     0.00     0.00     0.0 -336.2
0.00     0.00
                          1.009
L7096    -> 707NIC73555 #1        0.145   116.75 -144.90   PTE=
0.02/-198.08    2%AMP
L7095    -> 790APA73555 #1        0.671 -855.82 -104.27   PTE=
1.51/-225.17   11%AMP
T2    23 ->2055CAN23020 #1M TCV   0.204   260.84   -21.40   PTE=
0.09/    6.76   20%MVA    1.0 ( 9/17)
T3    23 ->2055CAN23020 #2M TCV   0.204   260.84   -21.40   PTE=
0.09/    6.76   20%MVA    1.0 ( 9/17)
T4    23 ->2055CAN23020 #3M TCV   0.173   217.43   -44.20   PTE=
0.07/    6.06   17%MVA    1.0 ( 9/17)
          790APA73555   741.81    3.1     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          1.011
L7097    -> 703LEV73555 #1        0.832-1065.43   103.21   PTE=
1.61/-149.11   19%AMP
L7095    -> 755CAN73555 #1M       0.673   857.33 -120.90   PTE=
1.51/-225.17   11%AMP
T2    23 ->2090APA23019 #1M TFX   0.081   104.07     8.84   PTE=
0.01/    4.67    7%MVA 1.000
T3    23 ->2090APA23019 #2M TFX   0.081   104.07     8.84   PTE=
0.01/    4.67    7%MVA 1.000
          919CHA73555   770.04   -9.9     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          1.052
L7040    -> 818MAS73599 #1        0.742   991.84   -66.04   PTE=
1.79/   45.56    9%AMP
T13   12 ->1119CHANY155 #1M TCV   0.001     0.00     1.08   PTE=
0.00/    1.08    0%MVA    1.0 ( 8/17)
T11   12 ->1219CHANY255 #1M TCV   0.250 -334.44    21.66   PTE=
0.27/   24.41   31%MVA    1.0 ( 8/17)
T12   12 ->1219CHANY255 #2M TCV   0.246 -328.21    21.61   PTE=
0.28/   24.26   34%MVA    1.0 ( 8/17)
T14   12 ->1219CHANY255 #3M TCV   0.246 -329.18    21.69   PTE=
0.29/   24.33   34%MVA    1.0 ( 8/17)
          9221BER<B>55   750.56   14.0     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          1.027
L7008-B -> 705MAN73553 #1        1.032-1333.21   204.77   PTE=
5.32/-211.66   54%AMP
```

```
CXC2     ->9821BER<E>55 #1M       1.032 1333.17 -204.77  PTE=
0.00/ -67.32  62%AMP
         9821BER<E>55  740.77  16.9     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          1.020
L7008-A -> 703LEV73555 #1        1.032 1333.20 -137.45  PTE=
9.06/-380.96  33%AMP
CXC2     ->9221BER<B>55 #1       1.032-1333.17  137.45  PTE=
0.00/ -67.32  62%AMP
         9921BER<F>55  751.37  16.9     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          1.020
L7023-A -> 703LEV73555 #1        1.055 1360.45 -155.86
PTE=11.95/-385.22  34%AMP
CXC4     ->9321BER<C>53 #1       1.055-1360.41  155.86  PTE=
0.00/ -70.35  64%AMP
          702DUV73556  740.96   0.5     0.00     0.00     0.0 -661.7
0.00     0.00
                          1.001
T2   31 -> 302DUV315 1 #1M TFX  0.499  655.21   30.55  PTE=
0.44/  42.94  32%MVA 1.013
T3   31 -> 302DUV315 1 #2M TFX  0.499  636.21   31.55  PTE=
0.44/  42.94  32%MVA 1.013
T5   31 -> 302DUV315 1 #3M TFX  0.499  625.21   30.56  PTE=
0.44/  42.97  33%MVA 1.013
         -> 700EQUILI90 #1M      0.013   15.91    2.69  PTE=
0.00/   0.13
L7009    -> 701BCV73555 #1M      1.222 1525.98 -314.42  PTE=
1.92/ -29.94  31%AMP
L7016    -> 714LVDRYE57 #1       1.306-1664.69  -32.70
PTE=17.22/-258.22  43%AMP
L7046    -> 715CHE73554 #1M      0.612 -747.67 -223.26  PTE=
0.53/-100.59  12%AMP
L7017    -> 717JCA73554 #1       0.825-1034.48 -185.73  PTE=
6.92/-459.98  27%AMP
          107LG373557  750.47  47.0     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          1.031
L7067    -> 722CHISSI57 #1M      0.361  472.09  -32.17  PTE=
0.04/   0.42  11%AMP
T2-S 13 ->8441LG3A5 59 #1M TFX  0.121 -158.76    1.60  PTE=
0.11/   9.11  30%MVA 1.000
T2-T 13 ->8528LG3**259 #1M TFX  0.240 -313.33   30.57  PTE=
0.44/  37.21  60%MVA 1.000
          112LG373557  757.48  47.0     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          1.031
```

```
L7068    -> 722CHISSI57 #1M       0.483  632.87  -39.50  PTE=
0.08/    0.76  15%AMP
T3-S 13 ->8529LG3**259 #1M TFX  0.245 -321.42   15.57  PTE=
0.45/  37.43  61%MVA 1.000
T3-T 13 ->8530LG3**259 #1M TFX  0.238 -311.44   23.93  PTE=
0.42/  36.87  59%MVA 1.000
          113LG473557  755.13  49.2    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00     0.00
                          1.027
L7072    -> 724TILLY 57 #1        0.375  486.88   57.62  PTE=
0.05/    0.46   9%AMP
T2-S 13 ->8454LG4A4 59 #1M TFX  0.188 -244.96  -12.53  PTE=
0.26/  15.10  31%MVA 1.000
T2-T 13 ->8455LG4A5 59 #1M TFX  0.188 -241.92  -45.09  PTE=
0.26/  16.50  31%MVA 1.000
          114LG473557  753.09  49.2    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00     0.00
                          1.027
L7073    -> 724TILLY 57 #1        0.567  741.53    5.12  PTE=
0.10/    1.04  14%AMP
T3-S 13 ->8456LG4A6 59 #1M TFX  0.192 -251.32  -14.66  PTE=
0.23/  15.97  32%MVA 1.000
T3-T 13 ->8582LG4**259 #1M TFX  0.375 -490.21    9.53  PTE=
0.89/  61.85  63%MVA 1.000
          713ABI73557  734.53  26.4    0.00    0.00    0.0-1318.3
0.00     0.00
                          0.999
T1   31 -> 313ABI31541 #1M TFX  0.128  162.50   -4.08  PTE=
0.09/    6.77  22%MVA 1.000
T2   31 -> 313ABI31541 #2M TFX  0.083  104.95   -3.13  PTE=
0.07/    4.09  17%MVA 1.000
L7090    -> 783CHI73557 #1        0.339 -397.10 -209.64  PTE=
0.20/-188.26   5%AMP
T62C 73 ->1046ABI73C57 #1  TFX  0.028   -0.02   35.14  PTE=
0.00/    0.10  13%MVA 1.000
T61C 73 ->1047ABI73C57 #1  TFX  0.022   -0.02   27.92  PTE=
0.00/    0.07  10%MVA 1.000
CXC82    ->9113ABI<A>57 #1        1.355-1795.74 -386.78  PTE=
0.00/-136.78  58%AMP
L7094    ->9115LVD<A>57 #1M       1.257 1597.46  -82.61
PTE=17.30/-326.33  48%AMP
CXC81    ->9213ABI<B>57 #1        1.355-1695.74 -396.78  PTE=
0.00/-136.78  58%AMP
L7093    ->9215LVD<B>57 #1M       1.339 1702.28  -51.59
PTE=17.81/-253.20  51%AMP
CXC80    ->9313ABI<C>57 #1        1.214-1500.57 -395.22  PTE=
0.00/-109.85  52%AMP
```

```
L7092    ->9315LVD<C>57 #1M       1.339 1702.28  -51.59
PTE=17.81/-253.20  51%AMP
          714LVDRYE57  734.82  16.0    0.00    0.00    0.0-1962.9
0.00    0.00
                          0.996
L7016    -> 702DUV73556 #1M       1.339 1781.91 -225.52
PTE=17.22/-258.22  44%AMP
L7044    -> 715CHE73554 #1M       1.289 1610.50 -296.97
PTE=14.42/-310.48  26%AMP
L7045    -> 770BRU73554 #1M       1.321 1654.44 -261.65
PTE=10.77/-196.85  44%AMP
T62  73 ->5814LVDSTQ75 #1  TFX  0.033    0.00   41.76  PTE=
0.00/   0.17   3%MVA 1.000
T61  73 ->9105VER73C57 #1  TFX  0.003    2.70    2.26  PTE=
0.00/   0.00   0%MVA 1.000
CXC14    ->9114LVD<A>57 #1        1.291-1580.15 -427.51  PTE=
0.00/ -91.90  49%AMP
CXC13    ->9214LVD<B>57 #1        1.367-1684.47 -407.62  PTE=
0.00/-103.01  52%AMP
CXC12    ->9314LVD<C>57 #1        1.367-1684.47 -407.62  PTE=
0.00/-103.01  52%AMP
          720RAD73557  750.17  48.7    0.00    0.00    0.0 -345.6
0.00    0.00
                          1.023
T2   31 -> 320RAD31558 #1M TFX  0.448 -563.19  153.29  PTE=
0.26/  23.82  29%MVA 1.000
T3   31 -> 320RAD31558 #2M TFX  0.469 -588.75  161.55  PTE=
0.32/  24.81  30%MVA 1.000
L7089    -> 749LG273557 #1M       0.842-1068.21 -247.52  PTE=
0.34/ -33.64  14%AMP
L7088    -> 749LG273557 #2M       0.869-1103.63 -253.08  PTE=
0.36/ -31.88  14%AMP
L7063    ->9180NEM<A>57 #1M       1.277 1661.99  -79.92
PTE=15.86/-327.86  58%AMP
L7062    ->9280NEM<B>57 #1M       1.277 1661.99  -79.92
PTE=15.86/-327.86  58%AMP
          722CHISSI57  755.45  47.0    0.00    0.00    0.0 -175.2
0.00    0.00
                          1.031
L7067    -> 107LG373557 #1        0.361 -472.05   32.59  PTE=
0.04/   0.42  11%AMP
L7068    -> 112LG373557 #1        0.483 -632.79   40.26  PTE=
0.08/   0.76  15%AMP
L7057    -> 723LMOYNE57 #1        0.271  341.17  -97.83  PTE=
0.26/-297.97   4%AMP
L7060    -> 749LG273557 #1        0.364 -454.81 -147.11  PTE=
0.66/-428.73   6%AMP
```

```
L7066    -> 750LG373557 #1        0.237 -310.65   13.08  PTE=
0.02/   0.18   7%AMP
L7059    ->9182ALB<A>57 #1M       1.166 1529.22  -16.22
PTE=12.30/-353.13  53%AMP
          723LMOYNE57  752.59  45.8    0.00    0.00    0.0 -695.7
0.00    0.00
                          1.027
L7057    -> 722CHISSI57 #1M       0.302 -340.91 -200.14  PTE=
0.26/-297.97   5%AMP
L7055    -> 724TILLY 57 #1        0.658 -849.83 -128.32  PTE=
1.79/-303.23  21%AMP
L7056    -> 724TILLY 57 #2        0.658 -849.83 -128.32  PTE=
1.79/-303.23  21%AMP
L7054    -> 724TILLY 57 #3        0.682 -884.27 -115.00  PTE=
1.86/-278.48  22%AMP
L7070    -> 782ALBNEL57 #2M       0.990 1287.68 -128.67  PTE=
8.08/-444.51  19%AMP
L7069    ->9382ALB<C>57 #1M       1.253 1637.29    4.79
PTE=13.28/-296.11  48%AMP
          724TILLY 57  755.98  49.2    0.00    0.00    0.0 -522.3
0.00    0.00
                          1.027
L7072    -> 113LG473557 #1M       0.375 -486.83  -57.17  PTE=
0.05/   0.46   9%AMP
L7073    -> 114LG473557 #1M       0.567 -741.43   -4.08  PTE=
0.10/   1.04  14%AMP
T2    31 -> 324TILLY 58 #1M TFX  0.243 -316.58   26.36  PTE=
0.10/   7.61  16%MVA 0.961
T3    31 -> 324TILLY 58 #2M TFX  0.243 -316.58   26.36  PTE=
0.10/   7.61  16%MVA 0.961
L7055    -> 723LMOYNE57 #1M       0.665  851.62 -174.91  PTE=
1.79/-303.23  22%AMP
L7056    -> 723LMOYNE57 #2M       0.665  851.62 -174.91  PTE=
1.79/-303.23  22%AMP
L7054    -> 723LMOYNE57 #3M       0.689  886.13 -163.49  PTE=
1.86/-278.48  23%AMP
L7071    -> 764LG473557 #1M       0.557 -727.89   -0.44  PTE=
0.10/   1.00  14%AMP
          731CHOUAN57  740.88  21.8    0.00    0.00    0.0-1167.2
0.00    0.00
                          1.005
L7025    -> 717JCA73554 #1M       1.142 1444.23 -216.20
PTE=11.45/-394.78  22%AMP
L7024    -> 717JCA73554 #2M       1.142 1464.23 -226.20
PTE=11.45/-394.78  22%AMP
L7026    -> 718SAG73554 #1        0.820 1030.79 -195.25  PTE=
2.84/-263.10  16%AMP
```

```
T11  73 -> 831CHMSTQ75 #1  TFX  0.132    0.00  168.68  PTE=
0.00/   2.73  14%MVA 1.000
T12  73 ->5831CHMSTQ75 #1  TFX  0.127    0.00  162.48  PTE=
0.00/   2.53  13%MVA 1.000
CXC86   ->9131CHM<A>57 #1       1.016-1267.04 -292.56  PTE=
0.00/ -76.97  56%AMP
CXC85   ->9231CHM<B>57 #1       1.071-1342.02 -275.80  PTE=
0.00/ -85.44  59%AMP
CXC84   ->9331CHM<C>57 #1       1.047-1309.88 -282.38  PTE=
0.00/ -81.73  58%AMP
         749LG273557  754.96  49.3    0.00    0.00    0.0 -520.9
0.00    0.00
                          1.026
T5-S 13 -> 209LG213.59 #1M TFX  0.001    0.00    1.12  PTE=
0.00/   1.12   0%MVA 1.000
L7089   -> 720RAD73557 #1       0.834 1068.55  213.88  PTE=
0.34/ -33.64  14%AMP
L7088   -> 720RAD73557 #2       0.862 1104.00  221.20  PTE=
0.36/ -31.88  14%AMP
L7060   -> 722CHISSI57 #1M      0.410  455.47 -281.62  PTE=
0.66/-428.73   6%AMP
T1-S 13 ->8421LG2A1 59 #1M TFX  0.221 -286.04  -36.57  PTE=
0.47/  35.95  54%MVA 1.000
T1-T 13 ->8422LG2A2 59 #1M TFX  0.220 -284.05  -42.43  PTE=
0.47/  33.21  53%MVA 1.000
T2-S 13 ->8423LG2A3 59 #1M TFX  0.214 -276.95  -40.62  PTE=
0.57/  33.80  52%MVA 1.000
T2-T 13 ->8424LG2A4 59 #1M TFX  0.219 -283.92  -36.02  PTE=
0.59/  33.53  53%MVA 1.000
T3-S 13 ->8425LG2A5 59 #1M TFX  0.222 -286.93  -38.18  PTE=
0.58/  34.61  54%MVA 1.000
T3-T 13 ->8426LG2A6 59 #1M TFX  0.220 -284.95  -33.26  PTE=
0.57/  32.36  53%MVA 1.000
T4-S 13 ->8427LG2A7 59 #1M TFX  0.225 -290.93  -42.84  PTE=
0.54/  36.85  55%MVA 1.000
T4-T 13 ->8428LG2A8 59 #1M TFX  0.221 -287.00  -35.38  PTE=
0.52/  33.27  54%MVA 1.000
T5-T 13 ->8430LG2A1059 #1M TFX  0.216 -280.04  -32.30  PTE=
0.46/  32.25  52%MVA 1.000
T6-S 13 ->8431LG2A1159 #1M TFX  0.217 -279.04  -50.51  PTE=
0.47/  33.99  53%MVA 1.000
T6-T 13 ->8432LG2A1259 #1M TFX  0.221 -285.03  -41.58  PTE=
0.48/  33.87  53%MVA 1.000
T7-S 13 ->8433LG2A1359 #1M TFX  0.216 -279.94  -38.65  PTE=
0.58/  33.84  52%MVA 1.000
T7-T 13 ->8434LG2A1459 #1M TFX  0.221 -285.93  -34.60  PTE=
0.60/  33.92  53%MVA 1.000
```

```
T8-S 13 ->8435LG2A1559 #1M TFX  0.221 -285.84  -39.48  PTE=
0.67/  35.09  54%MVA 1.000
T8-T 13 ->8436LG2A1659 #1M TFX  0.222 -287.83  -37.94  PTE=
0.68/  34.55  54%MVA 1.000
L7061   ->9380NEM<C>57 #1       1.255 1636.60  -95.10
PTE=16.45/-380.58  57%AMP
         750LG373557  755.47  47.0    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        1.031
L7066   -> 722CHISSI57 #1M      0.237  310.67  -12.89  PTE=
0.02/   0.18   7%AMP
T1-S 13 ->8437LG3A1 59 #1M TFX  0.121 -158.83    4.53  PTE=
0.11/   9.10  30%MVA 1.000
T1-T 13 ->8439LG3A3 59 #1M TFX  0.116 -151.84    8.36  PTE=
0.10/   9.90  29%MVA 1.000
         764LG473557  754.08  49.2    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        1.027
L7071   -> 724TILLY 57 #1       0.557  727.99    1.45  PTE=
0.10/   1.00  14%AMP
T1-T 13 ->8453LG4A3 59 #1M TFX  0.185 -241.17   10.28  PTE=
0.22/  15.64  31%MVA 1.000
T1-S 13 ->8581LG4**259 #1M TFX  0.372 -486.82  -11.72  PTE=
0.88/  59.47  63%MVA 1.000
         780NEM73557  741.34  36.1    0.00    0.00    0.0-1004.4
0.00    0.00
                        1.007
L7079   -> 782ALBNEL57 #1M      0.027  -22.09  -26.20  PTE=
0.00/ -88.97   0%AMP
T11  73 -> 880NEMSTQ75 #1  TFX  0.077    0.00   98.31  PTE=
0.00/   0.92   8%MVA 1.000
T12  73 ->5880NEMSTQ75 #1  TFX  0.104    0.00  133.63  PTE=
0.00/   1.71  11%MVA 1.000
L7082   ->9113ABI<A>57 #1       1.335 1710.97  -42.55
PTE=15.41/-212.56  58%AMP
CXC63   ->9180NEM<A>57 #1       1.310-1646.20 -331.31  PTE=
0.00/ -83.38  59%AMP
L7081   ->9213ABI<B>57 #1       1.335 1710.97  -42.55
PTE=15.41/-212.56  58%AMP
CXC62   ->9280NEM<B>57 #1       1.310-1646.20 -331.31  PTE=
0.00/ -83.38  59%AMP
L7080   ->9313ABI<C>57 #1       1.183 1513.44  -95.39
PTE=13.05/-350.77  51%AMP
CXC61   ->9380NEM<C>57 #1       1.296-1620.23 -367.07  PTE=
0.00/ -81.61  58%AMP
         782ALBNEL57  741.10  36.1    0.00    0.00    0.0-1338.4
0.00    0.00
                        1.007
```

```
L7070   -> 723LMOYNE57 #2        1.028-1279.60 -315.83  PTE=
8.08/-444.51  20%AMP
L7079   -> 780NEM73557 #1        0.052   22.09  -62.77  PTE=
0.00/ -88.97   1%AMP
T11  73 -> 882ALBSTQ75 #1  TFX  0.100    0.00  128.04  PTE=
0.00/   1.57  10%MVA 1.000
T12  73 ->5882ALBSTQ75 #1  TFX  0.102    0.00  130.16  PTE=
0.00/   1.62  10%MVA 1.000
CXC59   ->9182ALB<A>57 #1        1.226-1516.98 -409.96  PTE=
0.00/ -73.06  55%AMP
L7078   ->9183CHI<A>57 #1        1.060 1349.19 -162.38
PTE=10.47/-428.79  55%AMP
L7077   ->9283CHI<B>57 #1        1.196 1527.07 -130.79
PTE=12.45/-349.35  62%AMP
CXC69   ->9382ALB<C>57 #1        1.302-1624.07 -383.29  PTE=
0.00/ -82.39  50%AMP
L7076   ->9383CHI<C>57 #1        1.192 1522.51 -131.55
PTE=12.37/-351.83  62%AMP
         783CHI73557  740.11  27.2    0.00    0.00    0.0-1331.2
0.00    0.00
                          1.004
L7090   -> 713ABI73557 #1M       0.296  377.30   21.38  PTE=
0.20/-188.26   5%AMP
T11  73 -> 883CHISTQ75 #1  TFX  0.017    0.00   22.07  PTE=
0.00/   0.05   1%MVA 1.000
T2   16 ->1683CHI16141 #1M TCV  0.020   22.96   10.22  PTE=
0.01/   0.73   8%MVA   1.0 ( 8/17)
T3   16 ->1683CHI16141 #2M TCV  0.020   22.63  -11.78  PTE=
0.01/   0.75   8%MVA   1.0 ( 7/17)
T12  73 ->5883CHISTQ75 #1  TFX  0.020    0.00   25.17  PTE=
0.00/   0.06   2%MVA 1.000
L7086   ->9131CHM<A>57 #1M       1.002 1274.03 -134.91  PTE=
7.01/-350.51  55%AMP
CXC98   ->9183CHI<A>57 #1        1.083-1338.76 -353.87  PTE=
0.00/ -87.46  55%AMP
L7085   ->9231CHM<B>57 #1M       1.060 1349.50 -123.56  PTE=
7.48/-313.92  58%AMP
CXC97   ->9283CHI<B>57 #1        1.212-1514.67 -328.12  PTE=
0.00/-109.56  62%AMP
L7084   ->9331CHM<C>57 #1M       1.035 1317.17 -128.54  PTE=
7.31/-329.20  57%AMP
CXC96   ->9383CHI<C>57 #1        1.209-1510.19 -329.24  PTE=
0.00/-108.97  62%AMP
        1046ABI73C57  739.08  26.4    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          0.997
T62C 73 -> 713ABI73557 #1M TFX  0.028    0.02  -35.04  PTE=
0.00/   0.10  13%MVA 1.000
```

```
T62  73 ->5293ABI-CS75 #1  TFX  0.028   -0.02   35.04  PTE=
0.01/   0.87  13%MVA 1.029
        1047ABI73C57  739.38  26.4    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        0.998
T61  73 -> 293ABI-CS75 #1  TFX  0.022   -0.03   27.85  PTE=
0.01/   0.63  10%MVA 1.029
T61C 73 -> 713ABI73557 #1M TFX  0.022    0.03  -27.85  PTE=
0.00/   0.07  10%MVA 1.000
        9105VER73C57  740.66  16.0    2.70    2.26    0.0    0.0
0.00    0.00
                        0.995
T61  73 -> 714LVDRYE57 #1M TFX  0.003   -2.70   -2.26  PTE=
0.00/   0.00   0%MVA 1.000
        9113ABI<A>57  736.42  21.9    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        0.988
CXC82   -> 713ABI73557 #1M      1.355 1695.74  170.00  PTE=
0.00/-136.78  58%AMP
L7082   -> 780NEM73557 #1M      1.354-1695.55 -170.01
PTE=15.41/-212.56  58%AMP
        9114LVD<A>57  726.18  12.8    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        0.983
CXC14   -> 714LVDRYE57 #1M      1.291 1580.15  335.60  PTE=
0.00/ -91.90  49%AMP
CXC94   ->9115LVD<A>57 #1M      1.291-1580.23 -335.60  PTE=
0.00/ -91.91  49%AMP
        9115LVD<A>57  718.78   9.6    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        0.972
L7094   -> 713ABI73557 #1       1.291-1580.15 -243.72
PTE=17.30/-326.33  49%AMP
CXC94   ->9114LVD<A>57 #1       1.291 1580.23  243.69  PTE=
0.00/ -91.91  49%AMP
        9131CHM<A>57  731.29  18.5    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        0.994
CXC86   -> 731CHOUAN57 #1M      1.016 1267.04  215.59  PTE=
0.00/ -76.97  56%AMP
L7086   -> 783CHI73557 #1       1.016-1267.03 -215.60  PTE=
7.01/-350.51  56%AMP
        9180NEM<A>57  737.97  33.3    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        0.999
L7063   -> 720RAD73557 #1       1.309-1646.13 -247.94
PTE=15.86/-327.86  59%AMP
```

```
CXC63    -> 780NEM73557 #1M       1.310 1646.20  247.93  PTE=
0.00/ -83.38  59%AMP
         9182ALB<A>57  733.87  33.5     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.996
L7059    -> 722CHISSI57 #1        1.226-1516.92 -336.91
PTE=12.30/-353.13  55%AMP
CXC59    -> 782ALBNEL57 #1M       1.226 1516.98  336.90  PTE=
0.00/ -73.06  55%AMP
         9183CHI<A>57  730.59  23.6     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.990
L7078    -> 782ALBNEL57 #1M       1.083-1338.72 -266.41
PTE=10.47/-428.79  57%AMP
CXC98    -> 783CHI73557 #1M       1.083 1338.76  266.40  PTE=
0.00/ -87.46  55%AMP
         9213ABI<B>57  729.42  21.9     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.988
CXC81    -> 713ABI73557 #1M       1.355 1695.74  170.00  PTE=
0.00/-136.78  58%AMP
L7081    -> 780NEM73557 #1M       1.354-1695.55 -170.01
PTE=15.41/-212.56  58%AMP
         9214LVD<B>57  722.83  12.6     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.983
CXC13    -> 714LVDRYE57 #1M       1.367 1684.47  304.61  PTE=
0.00/-103.01  52%AMP
CXC93    ->9215LVD<B>57 #1M       1.367-1684.55 -304.61  PTE=
0.00/-103.02  52%AMP
         9215LVD<B>57  720.37   9.2     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.975
L7093    -> 713ABI73557 #1        1.367-1684.47 -201.61
PTE=17.81/-253.20  52%AMP
CXC93    ->9214LVD<B>57 #1        1.367 1684.55  201.58  PTE=
0.00/-103.02  52%AMP
         9231CHM<B>57  731.00  18.3     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.995
CXC85    -> 731CHOUAN57 #1M       1.071 1342.02  190.35  PTE=
0.00/ -85.44  59%AMP
L7085    -> 783CHI73557 #1        1.071-1342.01 -190.36  PTE=
7.48/-313.92  59%AMP
         9280NEM<B>57  736.97  33.3     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00     0.00
                          0.999
```

```
L7062    -> 720RAD73557 #1        1.309-1646.13 -247.94
PTE=15.86/-327.86  59%AMP
CXC62    -> 780NEM73557 #1M       1.310 1646.20  247.93  PTE=
0.00/ -83.38  59%AMP
         9283CHI<B>57  728.85  23.2    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        0.992
L7077    -> 782ALBNEL57 #1M       1.212-1514.63 -218.57
PTE=12.45/-349.35  63%AMP
CXC97    -> 783CHI73557 #1M       1.212 1514.67  218.56  PTE=
0.00/-109.56  62%AMP
         9313ABI<C>57  723.96  22.4    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        0.985
CXC80    -> 713ABI73557 #1M       1.214 1500.57  255.36  PTE=
0.00/-109.85  52%AMP
L7080    -> 780NEM73557 #1M       1.214-1500.40 -255.38
PTE=13.05/-350.77  52%AMP
         9314LVD<C>57  722.83  12.6    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        0.983
CXC12    -> 714LVDRYE57 #1M       1.367 1684.47  304.61  PTE=
0.00/-103.01  52%AMP
CXC92    ->9315LVD<C>57 #1M       1.367-1684.55 -304.61  PTE=
0.00/-103.02  52%AMP
         9315LVD<C>57  726.37   9.2    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        0.975
L7092    -> 713ABI73557 #1        1.367-1684.47 -201.61
PTE=17.81/-253.20  52%AMP
CXC92    ->9314LVD<C>57 #1        1.367 1684.55  201.58  PTE=
0.00/-103.02  52%AMP
         9331CHM<C>57  730.71  18.3    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        0.994
CXC84    -> 731CHOUAN57 #1M       1 047 1309.88  200.65  PTE=
0.00/ -81.73  58%AMP
L7084    -> 783CHI73557 #1        1.047-1309.86 -200.66  PTE=
7.31/-329.20  58%AMP
         9380NEM<C>57  733.16  33.3    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                        0.997
L7061    -> 749LG273557 #1M       1.295-1620.15 -285.47
PTE=16.45/-380.58  58%AMP
CXC61    -> 780NEM73557 #1M       1.296 1620.23  285.47  PTE=
0.00/ -81.61  58%AMP
         9382ALB<C>57  732.57  33.3    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
```

```
                          0.997
L7069    -> 723LMOYNE57 #1        1.302-1624.02 -300.90
PTE=13.28/-296.11  50%AMP
CXC69    -> 782ALBNEL57 #1M       1.302 1624.07  300.90  PTE=
0.00/ -82.39  50%AMP
         9383CHI<C>57  728.80  23.2    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00    0.00
                          0.992
L7076    -> 782ALBNEL57 #1M       1.209-1510.14 -220.28
PTE=12.37/-351.83  63%AMP
CXC96    -> 783CHI73557 #1M       1.209 1510.19  220.27  PTE=
0.00/-108.97  62%AMP
          804LTDSTQ75  736.58   7.6    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00  -51.72   GEN
                          0.999
T32  73 -> 704LTD73554 #1M TFX  0.041    0.00  -51.72  PTE=
0.00/   0.24   9%MVA 1.000
          831CHMSTQ75  726.92  21.8    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00 -165.95   GEN
                          0.989
T11  73 -> 731CHOUAN57 #1M TFX  0.132    0.00 -165.95  PTE=
0.00/   2.73  14%MVA 1.000
          880NEMSTQ75  736.38  36.1    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00  -97.38   GEN
                          0.998
T11  73 -> 780NEM73557 #1M TFX  0.077    0.00  -97.38  PTE=
0.00/   0.92   8%MVA 1.000
          882ALBSTQ75  737.03  36.1    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00 -126.47   GEN
                          0.995
T11  73 -> 782ALBNEL57 #1M TFX  0.100    0.00 -126.47  PTE=
0.00/   1.57  10%MVA 1.000
          883CHISTQ75  736.54  27.2    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00  -22.03   GEN
                          1.002
T11  73 -> 783CHI73557 #1M TFX  0.017    0.00  -22.03  PTE=
0.00/   0.05   1%MVA 1.000
         5814LVDSTQ75  728.83  16.0    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00  -41.59   GEN
                          0.992
T62  73 -> 714LVDRYE57 #1M TFX  0.033    0.00  -41.59  PTE=
0.00/   0.17   3%MVA 1.000
         5831CHMSTQ75  727.36  21.8    0.00    0.00    0.0    0.0
0.00 -159.94   GEN
                          0.990
T12  73 -> 731CHOUAN57 #1M TFX  0.127    0.00 -159.94  PTE=
0.00/   2.53  13%MVA 1.000
```

```
        5880NEMSTQ75  737.88  36.1     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00 -131.92    GEN
                              0.994
T12  73 -> 780NEM73557 #1M TFX  0.104     0.00 -131.92  PTE=
0.00/    1.71   11%MVA 1.000
        5882ALBSTQ75  730.88  36.1     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00 -128.54    GEN
                              0.994
T12  73 -> 782ALBNEL57 #1M TFX  0.102     0.00 -128.54  PTE=
0.00/    1.62   10%MVA 1.000
        5883CHISTQ75  736.32  27.2     0.00     0.00     0.0     0.0
0.00  -25.11    GEN
                              1.002
T12  73 -> 783CHI73557 #1M TFX  0.020     0.00  -25.11  PTE=
0.00/    0.06    2%MVA 1.000
         700EQUILI90  738.00   0.0     0.00     0.00     0.0     0.0
-15.91   -2.56    EQU
                              1.000
        -> 702DUV73556 #1        0.013  -15.91   -2.56  PTE=
0.00/    0.13
         818MAS73599  770.82 -12.5  990.05 -111.60     0.0     0.0
0.00     0.00
                              1.054
L7040   -> 919CHA73555 #1M       0.742 -990.05  111.60  PTE=
1.79/   45.56    9%AMP
```

Annexe IX: *Exemple du modèle Ward*

Nous présentons un exemple sur le réseau de 9 barres dont l'écoulement de puissance et la matrice $\mathbf{Y}_{bus}$ sont:

Barre	Génération		Charge		Tension	Courant injecté
	P	Q	P	Q		
1	1.75	0.2511			1.0	1.7499
					+j0.0	-j0.2511
2			1.4	0.1	0.9869	-1.4021
					-j0.0767	+j0.2103
3			1.0	0.2	0.9856	-0.9890
					-j0.0868	+j0.2901
4			0.8	0.15	0.9939	-0.7954
					-j0.0491	+j0.1902
5	1.45	0.5553			0.9989	1.4232
					-j0.0454	-j0.6207
6			1.0	0.15	0.9916	-0.9936
					-j0.0672	+j0.2186
7	1.5	0.2759			0.9993	1.44889
					-j0.0362	-j0.3301
8	0.7	0.2058			0.9991	0.6743

Barre	Génération		Charge		Tension	Courant injecté
	P	Q	P	Q		
					-j0.0414	-j0.6342
9			1.2	0.25	0.9919	-1.1882
					-j0.0649	+j0.3298

La matrice Y_{bus}:

9	-j45.0	j20.0	j25.0	0	0	0	0	0	0
8	j20.0	-j52.9	j20.0	j12.5	0	0	0	0	0
7	j25.0	j20.0	-j90.0	j10.0	j25.0	j10.0	0	0	0
6	0	j12.5	j10.0	-j42.5	0	j20.0	0	0	0
5	0	0	j25.0	0	-j82.5	j12.5	j20.0	j25.0	0
4	0	0	j10.0	j20.0	j12.5	-j62.5	0	0	j20.0
3	0	0	0	0	j20.0	0	-j36.0	j16.0	0
2	0	0	0	0	j25.0	0	j16.0	-j51.2	j10.0
1	0	0	0	0	0	j20.0	0	j10.0	-j30.0

Toutes les données sont en p.u.

Nous allons remplacer les barres externes 6, 7, 8 et 9 par son équivalent attaché aux barres frontières 4 et 5 selon deux versions différentes de Ward.

➢ **Première version**

Modèle Ward injection: Traiter les barres de charge externe comme des injections de courant

Nous extrayons les sous-matrices suivantes:

$$\mathbf{Yee} = \begin{bmatrix} -j45.0 & j20.0 & j25.0 & 0 \\ j20.0 & -j52.9 & j20.0 & j12.5 \\ j25.0 & j20.0 & -j90.0 & j10.0 \\ 0 & j12.5 & j10.0 & -j42.5 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{Ybe} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & j25.0 & 0 \\ 0 & 0 & j10.0 & j20.0 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{Ie} = \begin{bmatrix} -1.1882 + j0.3299 \\ 0.6743 - j0.6343 \\ 1.4889 - j0.3301 \\ -0.9936 + j0.2186 \end{bmatrix}$$

D'où:

$$\mathbf{YbeYee^{-1}Ie} = \begin{bmatrix} -0.2621 + j0.2516 \\ 0.2826 + j0.1568 \end{bmatrix}$$

et

$$\mathbf{YbeYee^{-1}Yeb} = \begin{bmatrix} -13.8859i & -10.9265i \\ -10.9265i & -18.8675i \end{bmatrix}$$

Selon la formule (2-2), la matrice d'admittance du réseau réduit est:

$$\mathbf{Y_{bus}^{nouv.}} = \begin{array}{c} \\ 5 \\ 4 \\ 3 \\ 2 \\ 1 \end{array} \begin{bmatrix} -j68.61 & j23.43 & j20.0 & j25.0 & 0 \\ j23.43 & -j43.63 & 0 & 0 & j20.0 \\ j20.0 & 0 & -j36.0 & j16.0 & 0 \\ j25.0 & 0 & j16.0 & -j51.2 & j10.0 \\ 0 & j20.0 & 0 & j10.0 & -j30.0 \end{bmatrix}$$

Parallèlement, la formule (2-3) donne la matrice des courants injectés:

$$\mathbf{I_{bus}^{nouv.}} = \begin{bmatrix} 1.6853 - j0.8722 \\ -1.0781 + j0.0335 \\ -0.9890 + j0.2901 \\ -1.4021 + j0.2103 \\ 1.7499 - j0.2511 \end{bmatrix}$$

➢ **Deuxième version:**

Modèle Ward admittance: les apports dans les nœuds sont convertis en admittances shunt.

Puisque nous savons que:

$$S = VI^{*} = V\left(\frac{\bar{V}}{\bar{Z}}\right)^{*} = \frac{V^{2}}{\bar{Z}^{*}} = V^{2}\bar{y}^{*}$$

donc: $$\bar{y} = \left(\frac{S}{V^{2}}\right)^{*} = \frac{S^{*}}{V^{2}}$$

Les valeurs obtenues sont:

Barre	S injectée	Tension (Module)	$\bar{y}$
9	-1.20 - j0.25	0.994	-1.2 + j0.253
8	0.70 + j0.2058	0.9257	0.8168 - j0.2402
7	1.5 + j0.2759	1	1.5 - j0.2759
6	-1.0 - j0.15	0.9939	-1.0 + j0.152

Évidemment, nous devons annuler les courants injectés aux barres externes:

$$\mathbf{Ie} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

La matrice $\mathbf{Y_{bus}}$ dans ce cas est:

9	1.2 - j45.253	j20.0	j25.0	0	0	0	0	0	0
8	j20.0	-0.8168 - j52.6598	j20.0	j12.5	0	0	0	0	0
7	j25.0	j20.0	-1.5 - j89.72	j10.0	j25.0	j10.0	0	0	0
6	0	j12.5	j10.0	1-j42.6518	0	j20.0	0	0	0
5	0	0	j25.0	0	-j82.5	j12.5	j20.0	j25.0	0
4	0	0	j10.0	j20.0	j12.5	-j62.5	0	0	j20.0
3	0	0	0	0	j20.0	0	-j36.0	j16.0	0
2	0	0	0	0	j25.0	0	j16.0	-j51.2	j10
1	0	0	0	0	0	j20.0	0	j10.0	-j30.0

À partir de ce point, nous répétons les mêmes calculs que dans l'autre version. Néanmoins, certaines simplifications peuvent être faites tout de suite, tel que:

$$\mathbf{Ybe.Yee^{-1}Ie = 0}$$ car **Ie** est un vecteur nul.

Il s'ensuit que la matrice des courants injectés dans le réseau réduit est:

$$\mathbf{I}_{bus}^{nouv.} = \begin{bmatrix} -0.7954 - j0.19024 \\ 1.4232 - j0.62069 \\ -0.9890 + j0.2901 \\ -1.4021 + j0.2103 \\ 1.7499 - j0.2511 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{YbeYee^{-1}Yeb} = \begin{bmatrix} 0.2557 - j13.9323 & 0.0797 - j10.9482 \\ 0.0797 - j10.9482 & -0.2819 - j18.8296 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{Y}_{bus}^{nouv.} = \begin{array}{c} \\ 5 \\ 4 \\ 3 \\ 2 \\ 1 \end{array} \begin{bmatrix} -0.2557 - j68.567 & -0.0797 + j23.4482 & j20.0 & j25.0 & 0 \\ -0.0797 + j23.4482 & 0.2819 - j43.6704 & 0 & 0 & j20.0 \\ j20.0 & 0 & -j36.0 & j16.0 & 0 \\ j25.0 & 0 & j16.0 & -j51.2 & j10.0 \\ 0 & j20.0 & 0 & j10.0 & -j30.0 \end{bmatrix}$$

Quelle que soit l'approche, la formule (2-2) montre que les courants injectés aux barres frontières sont **Ib + Ieq,** ainsi la puissance totale injectée à une barre frontière est la sommation de la puissance initiale et de celle qui vient du réseau externe calculé au cas de base.

Annexe X: Article N° 1

Detection and Identification of Topological Errors frome Real-Time Measurements Reconciliation

Présenté à:

IEEE PES 2002 Winter Meeting Janvier 2002

Detection and identification of topological errors from real-time measurements reconciliation

Mai Hoa Vuong[1], Serge Lefebvre[2], Xuan Dai Do[1]

1)École Polytechnique de Montréal, Génie électrique, P.O.Box 6079, Montréal, Québec, H3C 3A7
2) Institut de Recherche d'Hydro-Québec, 1800 Boul. Lionel-Boulet, Varennes, Québec, Canada, J3X 1S1

Abstract- **State estimation assumes that measurement errors are statistically small, that data redundancy is adequate in number, type and topological distribution of measurements. Furthermore, network configuration and parameters are assumed known. Frequently, these hypotheses are not true. Topology errors result from errors in the status of the circuit breakers associated with a network branch such as a line, a transformer, a shunt capacitor, or a bus tie. In this paper, network configuration and parameter errors are addressed and an identification procedure is demonstrated.**

Keywords- energy management system; topology; error detection; transmission system

I. INTRODUCTION

The topology of a power system is continuously changing due to the varying nature of the load. Many devices are put out/in under normal daily operations, but for economic reasons, not all the logical switches are telemetered. Manual updating of their status is neglected by the personnel due to higher priorities. Such digital status errors can either cause state estimation of an energy management system to diverge or to identify a large number of conforming bad telemetry data in some part of the network model. Other sources of malfunction or inaccuracies are errors on the system parameters as well as on the analog data.

Several functions in the energy management system are used to eliminate these errors.

The preprocessing function that carries out topological analysis at the station level is normally restricted to a straight "network configurator" based on the logical status information. Due to the low redundancy and the absence of branch voltage drop, a thorough digital status validation cannot be performed except in cases where a switch is directly associated to a branch flow measurement [1]. Algorithms are also applied to detect measurements containing systematic gross errors. The questionable measurements are excluded from that feeding state estimation.

Additional topological errors and bad data may be reported by the state estimation function. For identifying these, the state estimator residuals are used in statistical testing.

A single bad data has the largest absolute normalized residual. Multiple non-interacting bad data occur when there exist several gross errors corrupting measurements with uncorrelated residuals. In these cases, identification is relatively straightforward.

There are also wrong measurements with correlated residuals and they are usually situated near the same buses. They may mask each other in the sense that their effects may cancel each other out in the residuals. Hence, the bad data undetectable by the hypothesis tests applied to these quantities. The performance for handling such multiple errors leaves room for improvement [2].

The computational burden varies as the measurement redundancy increase. One on the main reasons for having redundant measurement information is precisely to provide the capability to detect and identify such errors.

Processing of the "configurated network" and of raw data measurements at the transmission system level provides an alternative for the detection and identification of multiple errors (topological and parameters). Data reconciliation exploits information

redundancy and conservations laws to extract accurate and reliable information from measurements.

Bonanomi in [3] is an example of such strategies. This paper proposes simple consistency checks involving the power flow balance at a bus. Starting at any node whose voltage is measured, these checks involve sequential calculation of adjacent bus voltages using the measured or derived line flows and the known line parameters. The entire network must be covered. The system must be observable from the voltage measurements and the line flows, which is a conservative observability condition. The redundant measurements serve to perform consistency checks involving tolerances. The method is simple but conservative in terms of observability requirements, as it is not suited to measuring systems consisting primarily of bus injections.

The use of global information in state estimation to reveal topology errors is showed in [4 -7]. In [10], a robust pre-processing estimation method determines the branch statutes provided measurements are locally redundant

To alleviate the difficulties, this paper presents an efficient data reconciliation strategy. Plant measurements, including data derived from analyses, are reconciled in such a way that KVL and KCL are satisfied. Unmeasured values are calculated and the precision of reconciled values is quantified. A set of measurements consisting of voltage magnitudes, pairs of active and reactive flows, pairs of active and reactive bus injections are assumed available.

The method requires one line flow measurement by loop, and sometimes power injection at particular bus. Unlike in [3], a substantial proportion of line flows measurements are necessary for adequate observability and minimal error propagation. Also, the decoupling assumption is made: bad voltage drops are related with bad reactive power flows and bad voltage angles with bad active power flows. Mainly, Bonanomi's method consists of a sequential calculation of the complex bus voltages in a way that is compatible with the data validation features. For the approach presents here, problem formulation could be decoupled in P and Q line flows, but the hypotheses for sensitivity factors imply that bus voltage is near unity.

II. DETECTION OF TOPOLOGY ERRORS

A. Motivation of the proposed method

If there are sufficient measurements, branch status can be assessed from simple tests. For example, given flow measurements at the two ends of a branch, statistical tests on filtered measurements can identify status even with multiple interacting bad data and without any topology information [10]. Practically this supersedes decision making based thresholds on branches that are measured on one branch side.

However, the assumption in this paper is that the measurement system cannot be improved for local redundancy. Therefore, branch statuses are being determined from sensitive measurements and characteristic values characterizing the assumed topology and branch parameters.

B. The approach

A status-change of one branch can result in considerable variations of line flows in the neighbouring branches and the power injected into the nearby bus. Nevertheless, away from the error area, theses variations are weaker and weaker.

Therefore, an approach is proposed whereby it is possible to partition the network into many loops for separate examination. This makes the topology estimation problem a series of small problems. The most sensitive raw branch measurement in each loop is used to identify topology problems in this loop.

The basic measurements used are lines flow and nodal injections that are readily available for state estimation. Voltage measurements also are used for additional consistency check. When the sensitive measurement is outside the tolerance, this indicates there may be an error in the loop. It is also important to take into account errors in the measurements while making these tests.

C. Line outage distribution factors

The method requires some simple indicators to determine the more topology sensitive line flow measurement in each loop. Usage of several distribution factors has become popular in control centers due to the pressure of deregulation. The off-line computation of the distribution factor matrices is not an issue and it is performed by commercial software products. For example, NERC [8] has defined Power Transfer Distribution Factors (PTDF), which represent the distribution of Interchange Schedules across a given flowgate. A flowgate is a modeled transmission line or transformer that can become limiting during system operation and for which representation is made in the interim. The NERC model consists of 100 control areas and 1164 flowgates.

case. In fact, the variation of power flow on line jk due to the outage of line lm is given by (Line Outage Distribution Factor LODF):

$$\tau_{jk,lm} = (\Delta S_{jk} / S_{lm}) \mid_{\text{out lm}} \quad (1)$$

where S_{lm} denotes the line flow from bus l to bus m.

In the above formula, the coefficients τ are:

$$\tau_{jk,lm} = (\rho_{lm,k} - \rho_{lm,j}) z_{lm}^{*} / \left[(\rho_{lm,l} - \rho_{lm,m} - 1) z_{jk}^{*} \right] \quad (2)$$

The distribution factor $\rho_{lm,x}$ (Line Flow Distribution Factor LFDF) used above represents the sensitivity of power flows on line lm given the variation of injection power at bus x. We calculate these values from the Z_{bus} matrix and the primitive impedance z according to the formula:

$$\rho_{lm,k} = \partial S_{lm} / \partial S_k = \left[(Z_{buslk} - Z_{busmk}) / z_{lm} \right]^{*} \quad (3)$$

The notation z_{lm} refers to the impedance of line lm.

The factors $\rho_{lm,k}$ and $\tau_{jk,lm}$ are used in the algorithm of detection of topological errors.

D. Data reconciliation algorithm

Loops can be obtained by first obtaining a spanning tree for the graph and then looking for cycles from the non-tree branches. A spanning tree is a tree that includes all the bus. The fundamental loops so defined form a loop base of the graph. Every loop of the graph is the union of two or more loops from this loop base. Of course, the number of loops in a graph is generally exponential in the number of nodes of the graph.

If the network is described by the incident **A** matrix such as:

$$[\mathbf{A}] = [\mathbf{A}_T \mid \mathbf{A}_L]$$

With

$\mathbf{A}_T$: matrix of the tree's bond

and

$\mathbf{A}_L$: matrix of the co-tree's bond.

Then, the fundamental loops matrix is:

$$[\mathbf{B}] = (-(\mathbf{A}_T^{-1} \mathbf{A}_L)^T \mid \mathbf{I})$$

For topology detection reliability, redundancy in branch loop inclusion would be a nice feature. However, this redundancy is not required, as well as it is not required to span all network branches. Branches where digital switch status can be inferred at the network configurator level can be excluded. Furthermore, it is convenient for real-time applications to reduce the amount of information. Hence, the algorithm relies on disjoint loops.

1) Loop Selection Algorithm:

REPEAT until all buses are used:
- Discard branches with known status, except those branches creating radial sections when eliminated.
- Eliminate isolated buses.
- Calculate the spanning tree.
- Select a fundamental loop.

END

Note: when branches cannot be discarded, some loops become dependent.

2) Reconciliation Algorithm:

In each loop, we repeat the following steps:

a) Analyse off-line LODF to localize the most sensitive branch of the loop for any branch status modification.

b) Take measurements associated with the following elements: the S_{jk} transit on the critical line and the power injections S_i in the loop. The ΔS_i value is used to validate hypotheses.

c) Evaluate ΔS_{jk} and ΔS_i as follows:

$$\Delta S_{jk} = S_{jk}^{mes} - S_{jk}^{base} \quad (4)$$

$$\Delta S_i = S_i^{mes} - S_i^{base} \quad (5)$$

The values S_{jk}^{base} and S_i^{base} corresponding to the load flow obtained from the last reliable solution of the state estimator. S_{jk}^{mes} is the measured line flow on the critical line at step b. S_i^{mes} is the measure of injected power at bus i. This bus is one of loop's buses that the power injections are available.

power at bus i. This bus is one of loop's buses that the power injections are available.

d) When ΔS_{jk} difference goes over the prescribed limit, there may be an error in this loop and we write it on the list of candidates to be examined more intensely in step d.

Conduct a verification to detect a line in perturbation in the targeted loop.

Steps a and d require more explications.

Details about step a:

We outage each line of the loop respectively and in each case, we first note the line and the nod which underwent significant variations. We find the variation of jk transit due to an outage of line lm with the following equation:

$$S^{B}_{jk} = S^{A}_{jk} + \tau_{jk,lm} S^{A}_{lm} \quad (6)$$

where case A is the "all lines in" (base case) and B denotes the line outage case.

Or:

$$\Delta S_{jk} = \tau_{jk,lm} S^{A}_{lm} \quad (7)$$

The first step of the selection consists of making a decreasing order list of ΔS_{jk} values calculated for each situation, which is the removal of one branch in the loop. Naturally, the branch that undergoes the strongest line flows' change in all cases is the most sensitive branch and must be measured. If there is uncertainty of the choice, which means the critical position changes in accordance with the contingency, other factors can be analysed in the final decision. Indeed, some branches in the networks are considered as branches under surveillance, thus in priority the sensitive element in the loop must be classified according to this outage. If not, the use of standard deviation σ and variation ΔS_{jk} mean is pertinent for raising the most sensitive element in regard to the set of all contingencies. We note that the standard deviation σ is a measure of dispersion in order to eliminate a variable who is very different from a contingency another.

Details about step d:

Here is the method suggested to detect the problematic branch in the loop identified as suspect:

In turns, we suppose that a branch in the loop changes its status and we evaluate theoretically the S_{jk} value on line jk. These lines are selected at step a as the measurement positions.

The results obtained are compared with the real-time measurement values. A loop containing n lines possessed n result sets, since they are n possibilities of closing or opening the branch.

The set of results that is nearest the measurement values reflects the real condition of the network. Thus, it is possible to correct the modelling error. We must stress on that this expressed is also applicable when the loop is composed of parallel lines. Radial lines in antenna cannot be covered by the loops; associated measurements must be locally redundant to allow topology estimation on these lines.

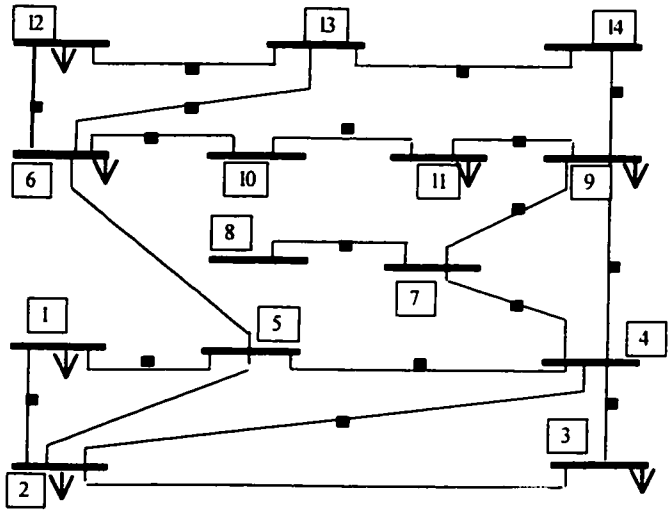
3) Reconciliation Algorithm: correction of parameters

After correcting the network topology, residual errors may remain for example transformer tap settings, transformer impedances or transmission line impedances. Model parameter errors can be statistically corrected by a parameter estimation algorithm provided sufficient measurements redundancy [7].

III. RESULTS OF TESTS ON BENCHMARK

This section presents some comments on the computational aspects of the application of the proposed methodology to the IEEE-14 bus system depicted in Figure 1.

The metering scheme consists voltage measurements, injection measurements, and flow measurements. The following branches status is certain from bus information: branches between 4 and 7, between 7 and 9, between 7 and 8, between 9 and 14, and between 13 and 14. The status of all other network branches is not reliably known.



■ Line flow measurement ⩛ Injection measurement

Figure 1: IEEE 14-bus network

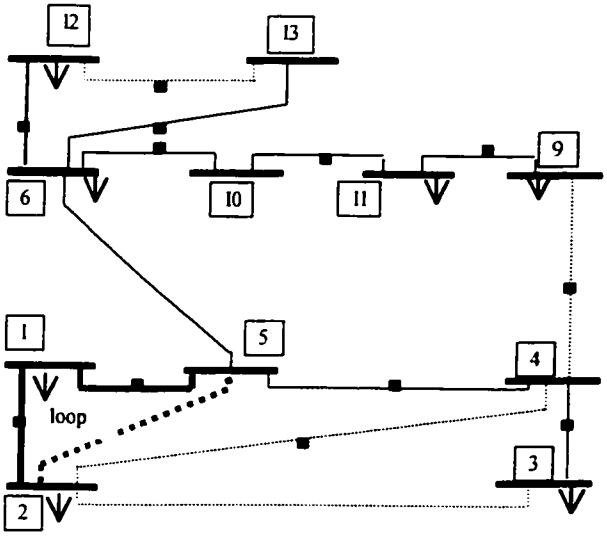


Figure 2 : Tree and loops of reduced 14-bus network at step 4

A. Prepare phase: definition of loops.

Step1: Remove branches whose status is known from the network.

Step 2: Remove isolated buses from the network

Step 3: Find minimum spanning tree of the reduced network

Step 4: Select a loop obtained by the closure of a branch in the co-tree. At this step, the circuit diagram shown in Figure 2 is obtained. The loop selected involves the tree branches 1-2, 1-5, and the co-tree branch 2-5.

Step 5: Eliminate the tree branches 1-2, 1-5, and the co-tree branch 2-5. Eliminate node 1 that becomes isolated.

Step 6: Find minimum spanning tree of the reduced network.

Step 7: Select a loop obtained by the closure of a branch in the co-tree. The loop selected involves the tree branches 2-4, 3-4, and the co-tree branch 2-3. Continued application of this procedure will identified loop 3 and loop 4. The four loops selected are tabulated in Table 1.

All loops are independent and cover all branches whose status is uncertain.

Table 1
Loops in the IEEE 14-bus network

Loop	Branch					
1	**1-5**	1-2	2-5			
2	2-4	2-3	**3-4**			
3	**4-5**	6-5	4-9	6-10	9-11	10-11
4	6-12	**6-13**	12-13			

(critical branch flows are shown in bold)

B. Calculus phase:

1) Characteristic table of critical branches

Step a: Determine critical branch in each loop for the base system. This is achieved by calculating ΔS_{kj} for each line after an outage of any line in the loop, given the base topology and the line flows. Table 2 lists the values obtained for loop 1. Branch 1-5 has the highest mean shift and it is declared the critical branch. If there is no flow measured on this line, the next most critical line must be selected. The flow $\Delta S_{1\text{-}5}$ changes according to the line taken out and can discriminate an outage of 1-5 with that of (1-2 or 2-5). If the values were too close, discrimination would require additional criteria based on the injected powers or the voltages.

Table 2
Theoretical values of ΔS_{kj} for lines in loop 1

Branch	**Out 1-5**	**Out 1-2**	**Out 2-5**	**Mean**
1-5	0.7563	1.6002	0.1490	0.835
1-2	0.7601	1.582	0.1482	0.829
2-5	0.3633	0.7610	0.406	0.51

The computations are repeated for the three other loops.

Table 3 is the resulting characteristic table of critical branches.

Table 3
Characteristic table of critical branches

Branch out	Loop	Critical branch	Characteristic
1-5	1	1-5	0.7563
1-2	1	1-5	1.6002
2-5	1	1-5	0.1490
2-4	2	3-4	0.1570
2-3	2	3-4	0.7139
3-4	2	3-4	0.2431
4-5	3	4-5	0.6362
4-9	3	4-5	0.0488
5-6	3	4-5	0.4109
6-10	3	4-5	0.0441
9-11	3	4-5	0.0373
10-11	3	4-5	0.0224
6-12	2	6-13	0.0699
6-13	2	6-13	0.1913
12-13	2	6-13	0.0153

2) Test Results:

Case 1: Simple error: *outage on branch 2-3*

Step b: Obtain the real time measurements on the critical branches. The values are obtained by a simulation of the network with branch 2-3 open.

Step c: Compute the error between the measured values of the critical lines flow and their base values. This yields Table 4.

Step d: Compare the critical lines flow discrepancies with the critical values in Table 3. Table 5 shows the hypotheses retained.

Step e: To test the hypotheses, the magnitude of the ΔS flow error is not an accurate discriminating indicator. Nodal information must be used. The match is best at all measured injection points with branch 2-3 out. The injected power mismatch becomes lower than the threshold so that there should be no other topology error. So far, the algorithm is not prone to convergence problems, which is of great value in a real-time environment. When this test is not feasible, for example when a bus injection is not available for testing in a loop, another approach is to run load flows to reflect the topology hypotheses and to pick the best match. Here the algorithm could run into convergence problems.

Table 4
Critical lines flow discrepancies measured

Loop	Branch	ΔS p.u.
1	1-5	0.2012
2	3-2	0.7737
3	4-5	0.4067
4	6-13	0.012

Table 5
Hypotheses resulting from data reconciliation

Loop	Line flow	ΔS measured	Nearby charact. value	Branch out Hypoth.	ΔS error
2	3-4	0.7737	0.7139	2-3	0.0598
3	4-5	0.4067	0.4109	5-6	0.0042
4	6-13	0.012	0.0153	12-13	0.0033

Case 2: Double errors:

outage on branches 2-3 and 2-4

The algorithm is tested next on a double contingency case). Table 6 lists the error between the measured values of the critical lines flow and their base values (column 3). It also lists the hypotheses regarding network topology.

Nodal information must be used to select a

hypothesis. The injected power mismatch is the smallest at all measured injection points with branch 2-3 out. The remaining mismatches are indicated in Table 7 and the new hypotheses. Branch 2-4 is identified from the nodal injection discrepancies. Based on superposition, the method handles an arbitrary number of topology errors.

Table 6
Hypotheses resulting from data reconciliation
(double error)

Loop	Line flow	ΔS measured	Nearby charact. value	Branch out hypoth.	ΔS error
1	1-5	0.7025	0.7563	1-5	0.0538
2	3-4	0.7880	0.7139	**2-3**	0.0741
3	4-5	1.2952	n.a.	n.a	n.a.
2	6-13	0.0323	0.0153	12-13	0.01730

Table 7
Hypotheses resulting from data reconciliation
(status of branch 2-3 already compensated)

Loop	Line flow	ΔS measured	Nearby charact. value	Branch out hypoth	ΔS error
1	1-5	0.5106	0.7563	1-5	0.2394
2	3-4	0.0885	0.1570	**2-4**	0.0685
3	4-5	0.889	0.6362	4-5	0.2590
2	6-13	0.0206	0.0153	12-13	0.0106

IV. COMMENTS

We first note the simplicity and the rapidity of the method suggested here. Distribution factors are measured explicitly with short formulas, there is no iteration to do, therefore no convergence problem, and calculation time is minimal. By observing anomaly in each loop to locate irregular loops and next to detect the wrong status line, the procedure is systematic, no subjective and easy to automate.

The method doesn't need too many measurements and they are quite accessible in real-time. Interpretation of results is direct. Furthermore, from the test results on the IEEE 14 bus, we can expect a minor probability of intemperate detection because the transit load flow on the measured line differs substantially from contingency to the next.

After some simulations, we notice that the use of the variation of real power ΔP_{ij} as an anomaly index instead of ΔS_{ij} makes a comparison with the characteristic table more obvious because theoretical and measured values in the identified case are very close. Thus, the analysis could use ΔP instead ΔS.

V. CONCLUSIONS

A real-time method has been described to identify topology errors not detectable from a standard display of logical devices abnormal status, e.g. a current is measured but the device is declared open. The main constraint was to restrict the measurement set to that in place for state estimation, however topology error identification has been handled separately from state estimation.

Studies have also been conducted on a real large network with noisy data. The procedures developed have proven useful to detect line parameter errors. This will be described in a follow-up paper.

VI. REFERENCES

[1] M. Assadian, R.J. Goddard, H.W. Hong, D. French, "Field operational experiences with on line state estimator," *IEEE Transactions on Power_Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 50-58 , Feb. 1994.

[2] M.G. Cheniae, L. Mili, and P.J. Rousseeuw, "Identification of multiple interacting bad data via power system decomposition," *IEEE_Transactions on Power Systems*, vol. 11, pp. 1555-1563, Aug. 1996

[3] P. Bonanomi, G. Gramberg, "Power system data validation and state calculation by network search techniques," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 102, no. 1, pp. 238-249, Jan. 1983.

[4] R.L. Lugtu, D.F. Hacketl, K.C. Liu, D.D. Might, "Power system state estimation: Detection of topological errors," *IEEE Transactions on_Power Apparatus and Systems*, vol. 99, no. 6, pp. 2406-2412, Dec. 1980.

[5] F. F. Wu, W-H. E. Liu, "Detection of topology errors by state estimation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 4, no. 1, pp. 176-183, Feb. 1989.

[6] K.A. Clements, P.W. Davis, "Detection and Identification of Topology Errors in Electric Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 1748-1753, Nov. 1988.

state and systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no 1, pp. 81-89, Feb. 1992.

[8] NERC page at http://www.nerc.com/filez/dftf.html.

[9] Alt, Fuchs, Kriegel, "On the number of simple cycles in planar graphs" 23rd International Workshop on Graph- Theoretic Concepts in Computer Science, Berlin, Germany, 18-20 June 1997.

[10] L. Mili, G. Steeno, F. Dobroca, D. French, "A robust estimation method for topology error identification," *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol 14, No 4, pp. 1469-1476, Nov. 1999.

VII. BIOGRAPHIES

Mai Hoa Vuong received her B. Ing in Electrical Engineering in 1989 and her M. Sc. A in applied mathematics in 1990, both from École Polytechnique, Montreal, Canada. Before entering her Ph. D. program at École Polytechnique she worked for Spar Aerospace, the Montreal Stock Exchange, and Hydro-Quebec. Her research interests include energy management systems, communication issues associated to electromagnetic compatibility.

Serge Lefebvre received the B. Sc.A. and the M.sc.A degrees in electrical engineering from Ecole Polytechnique, Montreal, Canada, in 1976 and 1977 respectively and the Ph. D. from Purdue University, Indiana, in 1980. He has worked at Research Institute of Hydro-Quebec (IREQ) since 1981 while being an associate professor at Ecole Polytechnique, Montreal. As a member of IEEE, Dr. Lefebvre served as Chairman of the working group "Dynamic performance and modeling of dc systems and power electronics for transmission systems". S. Lefebvre is presently research project leader in the area of transmission and distribution. His current research activities are centered on load modeling, load prediction, reactive control, frequency control and calculation of available transmission capacity for the Energy Management Systems of the transmission and distribution networks.

Xuan Dai Do received his B.A.Sc., M.A.Sc. and Ph.D. degrees in electrical engineering from Laval University, Quebec in 1966, 1968 and 1971, respectively. He has been at Ecole Polytechnique de Montreal, Canada since 1971, where he presently is a professor in the Electrical Engineering department. His areas of teaching and research are in the analysis, modeling and simulation of HVAC and HVDC power systems, surge and insulation coordination and sizing of EHV overhead conductors. Dr. Do is a senior member of IEEE, and he has authored or co-authored numerous technical papers. He was awarded the IEEE centennial medal in 1984 and the IEEE outstanding student branch counsellor in 1981.

Annexe XI: Article N° 2

Detection and Estimation of Topology and Parameter Errors from Real-Time Measurements

Présenté à:

IEEE PES 2002 Summer Meeting Juillet 2002

Detection and estimation of topology and parameter errors from real-time measurements

Mai Hoa Vuong[1], Serge Lefebvre[2], Xuan Dai Do[1]

1)École Polytechnique de Montréal, Génie électrique, P.O.Box 6079, Montréal, Québec, H3C 3A7
2) Institut de Recherche d'Hydro-Québec, 1800 Boul. Lionel-Boulet, Varennes, Québec, Canada, J3X 1S1

Abstract- **This paper deals with the detection and correction of topology and modeling errors in power system state estimation. The proposed method partitions the network into loops. Then anomalies-sensitive measurements are used to diagnose real-time data and the power system model. Finally the method is demonstrated on a real network.**

Keywords- energy management system; topology; error detection;.

I. INTRODUCTION

This paper presents a method for detecting and identifying topology and modeling errors in electrical power networks from real-time measurements.

Topology diagnosis is based on an assumed topology, provided by a network configurator function, and a base load flow solution, provided by a state estimator function. Topology information serves to partition the network branches into loops. In each loop, the most sensitive SCADA branch flow serves to identify topology problems through sensitivity analysis and a characteristic table. For the critical (most-sensitive) line in each loop, the error between its real-time measurement and the base case line flow is checked against a tolerance -- to avoid confusion, we must emphasize that the definition of critical branch in this paper is associated with the most sensitive branch flow following the opening of others lines in the loop. When the toierance is exceeded, the loop diagnosis and correction is based on the characteristic table. The proposed methodology has been tested with success on the IEEE 14-bus system for the single and double errors [1] but in the absence of parameter errors.

Significant differences between state estimator results and real-time data are also associated with parameter errors like transformer tap settings, incorrect transformer and transmission line impedances. Parameter estimation techniques based on state augmentation [2] have been followed by dynamic parameter estimation techniques , based on several snapshot [3]. From the linearized decoupled state estimation results, it is possible to identify a set of suspect parameters in the network. Then, a method is proposed to estimate the parameter based on a series of consecutive state estimation results. Only errors on susceptance can be estimated, the extension of the method for parameter errors does not seem trivial due to computational issues.

Despite the theoretical innovation, parameter estimation is rarely used although some companies developed parameter estimation prototypes by enhancing the existing state estimation source code.

In this paper, we show that the same network decomposition used in topology diagnosis can be extended to detect and correct parameter errors in a simple manner.

II. METHODOLOGY

The approach used to diagnose topology errors [1] is carried over to modeling errors. Similar to a topology error, the effect of a parameter error is discrepancies on flows associated with the erroneous line and its neighbors. The premise is that discrepancies between the real-time data and the state estimator is attributed only to a topological error, or only to parameter errors. Parameter error detection is based on ΔS_{jk}, which is the difference between measured and calculated value of S_{jk}.

The first step, after construction of the sensitivity or characteristic tables, is to locate the branch with parameter errors. This is achieved by choosing in characteristic table, the case of topological errors which best matches the variation. This behaves quite well for large errors.

Diagnosis of small parameter errors with the characteristic table is more challenging. However, since the effect is restricted to a small neighborhood, this permits to reduce the number of loops. Also in the diagnosis of a suspicious loop, only the lines with a critical value smaller than the measured value are retained. This reduces the number of hypotheses to check. For each hypothesis, a parameter estimation is performed and after correction, the network solution is updated. The hypothesis is retained if it yields the smallest ΔS_{jk} in all loops. Error correction involves only fine tuning of parameters.

When the line is located, parameter updating relies on the real-time measurements and the pi-equivalent circuit illustrated in Fig. 1. The method can be extended to transformer taps.

$$B_{ik} = \frac{X_{ik}}{(R_{ik}^2 + X_{ik}^2)}$$

The flow in the series admittance is produced by state estimation. This flow is computed as:

$$S_{ik} = Y_{ik}^{*}(V_i^{*} - V_k^{*})V_i \qquad (1)$$

Suppose that bus i is connected to bus k, l, m the mismatch equation at bus i is :

$$V_i\left[(V_k - V_i)Y_{ki} + (V_l - V_i)Y_{li} + (V_m - V_i)Y_{mi}\right]^{*} + S_i = 0 \qquad (2)$$

S_i injected power at bus i.

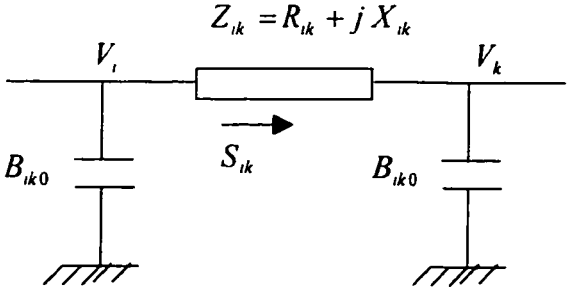


Figure 1: A pi model of the line

Define:

Series impedance :

$$Z_{ik} = R_{ik} + jX_{ik}$$

Series admittance :

$$Y_{ik} = G_{ik} - jB_{ik}$$

With: $$G_{ik} = \frac{R_{ik}}{(R_{ik}^2 + X_{ik}^2)}$$

Line charging cannot be separately measured since it is distributed along the length of a line. We have:

$$S_{ik}^{line} = P_{ik} + jQ_{ik}^{line} \qquad (3)$$

$$= S_{ik} + V_i V_i^{*}(jB_{ik0})^{*} \qquad (4)$$

The real power flow in line ik is:

$$P_{ik} = V_i^2 G_{ik} - |V_i V_k|[G_{ik}\cos(\delta_i - \delta_k) - B_{ik}\sin(\delta_i - \delta_k)] \qquad (5)$$

where δ_k, δ_i are bus voltage angles.

Using the DC load flow formulation, equation (5) becomes: $P_{ik} = B_{ik}(\delta_i - \delta_k)$.

There are two options to obtain the parameters:

1- If S_i is measured, even if Y_{ik} is erroneous, we

can deduce the correct value of S_{ik} from the mismatch equation, because the exact parameter of others lines are assumed known. Having the approximate value of S_{ik}, we can find Y_{ik}:

$$Y_{ik}^{*} = \frac{S_{ik}}{(V_i^{*} - V_k^{*})V_i} \qquad (7)$$

2- If S_{ik}^{line} is measured, it means P_{ik} is known:

- from the solution **x** of the state estimator $\mathbf{Hx} = \mathbf{z}$, where **H** is calculated with nominal value of parameters, we find the estimate for z noted ze (ze = P_{ik}^{e} for a real power).
- using this estimated measure, evaluate the admittance by:

$$B_{ik} = \frac{P_{ik}^{e}}{(\delta_i - \delta_k)} \qquad (8)$$

- reformulate **H**, and repeat the estimation until convergence ($P_{ik}^{e} = P_{ik}$).

III. APPLICATION

Topology error diagnosis and model parameter updates are demonstrated on the Trans-Énergie network. The state estimator solution includes the high voltage transmission network at 735 kV and several sub-networks with different voltages (120, 230, 315 kV). The network can be represented by 631 aggregated buses and 841 branches. For demonstration purposes, topological and modeling errors are restricted to the 735kV network. For diagnosis purposes, a 154 bus and 225 branches 735kV network is used. To cover this network as in [1], 38 loops have been identified. Two cases have been tested.

Case 1: Topology errors

A long distance parallel line connecting two 735kV buses is not in service

Real-time noisy measurements are created to emulate this condition. The assumption is that the line removed is not directly monitored, representative of operation during a crisis. Diagnosis is based on the ΔP_{jk} discrepancy between the available SCADA flow measurements and the calculated flow, defined by:

$$\Delta P_{jk} = P_{jk}^{mes} - P_{jk}^{calcul}$$

These values are distributed according to Table 1. An error ΔP greater than the tolerance indicates an error probable in the loop. To take into account the noise, the tolerance is set to 0.02pu. Most of the errors (75%) are less than 50MW in magnitude. The highest discrepancy (-544.34) is captured on one line (line No 61 which is a parallel line with the outaged line). This line participates to three loops, namely loops 10, 11 and 30.

Table 1: Critical lines flow discrepancies measured (Case 1)

ΔP (MW) at critical lines	Number of measures in interval	% Lines
0 → 50	21	75 %
50 → 100	1	3.5%
100 → 150	3	10.7%
150 → 200	1	3.5%
200 → 250	1	3.5%
Max -544.34	1	3.5%

Next, examine the characteristic tables of these three loops (shown in Table 2) for the entry closest to the error -544.34 on the real flow. It turns out that -587.1 is near -544.34 with a relative error of

(587.1 - 544.34) / 587.1 *100 % = 7.3 %

This correspond to an outage of either one of the two identical parallel lines 61 and 62, line 61 being the outaged line.

Table 2: Characteristic table of suspicious loops

	Outaged line	Variation of flows MVA (× 1000)
Loop 10	59	0.7642 + 0.1028j
	63	1.0626 + 0.0512j
	61	**-0.5871 - 0.0642j**
Loop 11	59	0.7642 + 0.1028j
	63	1.0626 + 0.0512j
	62	**-0.5871 - 0.0642j**
Loop 30	59	0.7642 + 0.1028j
	63	1.0626 + 0.0512j
	167	-0.3793 + 0.0776j

Case 2: Large parameter errors

The parameters of another long distance line must be tuned

This case is designed to illustrate that it is possible to identify parameter errors and make appropriate corrections. A new set of measurements is used to obtain the deviations ΔP_{jk} in each loop. Here the smallest ΔP_{jk} is 0.03 and the greatest ΔP_{jk} is 524.8. The deviations distribution is shown in Table 3. Most of the errors (79%) are less than 50MW in magnitude.

Table 3: Critical lines flow discrepancies measured (Case 2)

ΔP (MW) at critical lines	Number of measures in interval	% Lines
0 → 50	22	79 %
50 → 100	3	10.5%
100 → 150	1	3.5%
150 → 200	0	0%
200 → 250	1	3.5%
Max 524.8	1	3.5%

The largest discrepancy (524.8) occurs on one line (line No 87) is now on line 87 which is involved in 3 loops: loop 14, 15 and 18.

In Table 4, none of the values listed is close to 524.8 which is an indication of multiple errors. We notice that in loop 14:

Line 85 falls: $\Delta P_{87} = 221.67$.

And in loop 15:

Line 86 falls: $\Delta P_{86} = 231.70$.

Using superposition, the total deviation is obtained as 221.67 + 231.70 = 453.37. This value is near 524.8 with a relative error:

(524.8 - 453.37) / 524.8 * 100 % = 13.6 %

Lines 85 and 86 are parallel lines. This is interpreted as two parallel lines being modeled incorrectly between the buses named 703 and 707. From state estimator output, the following estimates are available:

$V_i = V_{703} = 1.005 \angle 5.6°$.

$V_j = V_{707} = 1.011 \angle 0°$.

Flow on branch 1: $S_{703 \to 707} = 740.83 - 109.03j$

Flow on branch 2: $S_{703 \to 707} = 724.83 - 181.48j$

Using (7) we find:

Branch 1: $Z_{703 \to 707} = 0.0005 + 0.0133j$

Branch 2: $Z_{703 \to 707} = 0.0018 + 0.0132j$

while the true values are:

$Z_{703 \to 707} = 0.0005 + 0.0133i$ for each branch.

Table 4: Characteristic table of suspicious loops
(Case 2)

	Outage line	Variation of flows MVA (× 100)
Loop 14	87	-8.4224 + 2.6824j
	95	1.1484 - 0.8150j
	107	-6.1405 - 1.3009j
	85	**2.2167 - 0.5216j**
Loop 15	87	-8.4224 + 2.6824j
	95	1.1484 - 0.8150j
	107	-6.1405 - 1.3009j
	86	**2.3170 - 0.5331j**
Loop 18	87	-8.4224 + 2.6824j
	95	1.1484 - 0.8510j
	107	-6.1405 - 1.3009j
	93	-0.7874 + 0.2827j

IV. DISCUSSION

In the cases studied, noise was less than 5% of the signals. At this noise level, and without measurement biases, the method could give the good answer without ambiguity. At higher noise level and with biases, data can be filtered.

In the system, there were 38 loops which were characterized by 28 measures. In general, for parameter correction of a branch, its branch flow must be monitored. Topology and parameter errors on an observability-critical branch can be detected provided this branch is part of a loop which does not involve only observability-critical branches.

If observability is weak, parameter estimates are less accurate. Since the method is robust with respect to detection and identification of topology and modeling errors, it is possible at least to locate the errors and analyze them. In the case of multiple errors, the anomalies can situate in the same loop, in neighboring loop or in a far away loop.

The method presented is able to diagnose whether branches between existing nodes are in or out of service.

V. CONCLUSION

This paper addressed branch parameter estimation by extending our earlier work on topological error detection. Because the effects of those two kinds of errors on flow deviations ΔP_{jk} are similar, steps in [1] are followed. A value ΔP_{jk} greater than the tolerance means an error is present in the loop. If not a topological error, it is assumed to be a parameter error. In most cases, we can locate the faulty line in the loop by examining the characteristic tables. All computations are simple and direct, not subject to convergence problems.

The concept is to survey lines in the same loop by just one measure, so it is not expensive and is effective in the real network.

VI. REFERENCES

[1] M. H. Vuong, S. Lefebvre, X. D. Do, "Detection and identification of topological errors from real-time measurements reconciliation," in *Proc. IEEE Power Engineering Society 2002 Winter Meeting.*

[2] A.S. Debs, "Estimation of steady-state power system model parameters," *IEEE Trans. On Power App. And Systems*, Vol 93, pp 1260-1268, Sept/Oct 1974.

[3] I.W. Slutsker, S. Mokhtaru, K.A. Clements, "Real-time recursive parameter estimation in energy management systems," *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol 11, pp. 1393-1399, August 1998.

VII. BIOGRAPHIES

Mai Hoa Vuong received her B. Ing in Electrical Engineering in 1989 and her M. Sc. A in applied mathematics in 1990, both from École Polytechnique, Montreal, Canada. Before entering her Ph. D. program at École Polytechnique she worked for Spar Aerospace, the Montreal Stock Exchange, and Hydro-Quebec. Her research interests include energy management systems, communication issues associated to electromagnetic compatibility.

Serge Lefebvre received the B. Sc.A. and the M.sc.A degrees in electrical engineering from Ecole Polytechnique, Montreal, Canada, in 1976 and 1977 respectively and the Ph. D. from Purdue University, Indiana, in 1980. He has worked at Research Institute of Hydro-Quebec (IREQ) since 1981 while being an associate professor at Ecole Polytechnique, Montreal. As a member of IEEE, Dr. Lefebvre served as Chairman of the working group "Dynamic performance and modeling of dc systems and power electronics for transmission

systems". S. Lefebvre is presently research project leader in the area of transmission and distribution. His current research activities are centered on load modeling, load prediction, reactive control, frequency control and calculation of available transmission capacity for the Energy Management Systems of the transmission and distribution networks.

Xuan Dai Do received his B.A.Sc., M.A.Sc. and Ph.D. degrees in electrical engineering from Laval University, Quebec in 1966, 1968 and 1971, respectively. He has been at Ecole Polytechnique de Montreal, Canada since 1971, where he presently is a professor in the Electrical Engineering department. His areas of teaching and research are in the analysis, modeling and simulation of HVAC and HVDC power systems, surge and insulation coordination and sizing of EHV overhead conductors. Dr. Do is a senior member of IEEE, and he has authored or co-authored numerous technical papers. He was awarded the IEEE centennial medal in 1984 and the IEEE outstanding student branch counsellor in 1981.