UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

REFORMULATION DU PROBLÈME D'ESTIMATION DES PARAMÈTRES D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE

MATHILDE K. BOURQUE
DÉPARTEMENT DE MATHÉMATIQUES ET DE GÉNIE INDUSTRIEL
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE ÉNERGÉTIQUE)
AOÛT 2018

© Mathilde K. Bourque, 2018.

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

REFORMULATION DU PROBLÈME D'ESTIMATION DES PARAMÈTRES D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE

présenté par : K. BOURQUE Mathilde
en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées
a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. ORBAN Dominique, Ph. D., président
M. ANJOS Miguel F., Ph. D., membre et directeur de recherche
M. LENOIR Laurent, Ph. D., membre et codirecteur de recherche
M. PRÉVOST Jacques, Ing., membre externe

DÉDICACE

À mon père qui n'aura vu que le début de cette grande aventure. J'espère un jour être une «ingénieure ingénieuse» comme tu disais.

REMERCIEMENTS

J'aimerais tout d'abord remercier mon directeur de maîtrise Miguel F. Anjos. Un grand merci d'avoir persisté à me contacter malgré mes délais de communication et mon décalage horaire lors de nos premiers échanges. Je remercie également vos contacts au Registrariat. Je n'aurais jamais pu découvrir le domaine de l'optimisation et avoir le privilège de travailler avec des gens de l'industrie sans ce projet. Je suis très reconnaissante de toutes ces nouvelles connaissances et cette expérience.

Merci beaucoup à mon codirecteur Laurent Lenoir d'avoir été ma référence dans l'application pratique des concepts en gestion de réseau. J'ai grandement apprécié avoir quelqu'un pour nuancer les notions théoriques toujours trop strictes proposées par les ouvrages.

J'ai eu la chance d'avoir deux directeurs qui malgré les échéances et les attentes m'ont fait rire et m'ont laissé de la liberté. Merci d'avoir instauré un climat de confiance entre nous.

J'aimerais également remercier toute l'équipe de conduite de réseau à l'IREQ pour le temps qu'ils m'ont accordé. Merci à Stéphane Alarie pour le concept de la nouvelle formulation. Également Jacques Prévost et Jean-Claude Rizzi pour toutes leurs notes et détails sur l'estimation d'état présentement chez TransÉnergie.

Je tiens à remercier les ingénieurs chez Schneider pour leur support. J'ai aimé discuter de leurs connaissances et perspectives en développement des technologies de télémétrie pour les prochaines années.

Un ÉNORME merci à mon copain Robert-William Harvey de m'avoir entendu parler d'estimation d'état pendant des mois et relu mon mémoire pour parvenir à le peaufiner. Merci pour tout le support émotif et de m'avoir fait rire quand j'en avais besoin.

Le GERAD m'a permis de rencontrer des gens qui ont rendu cette épreuve agréable. Merci spécial à Émilie, Julien, Marie-Ange et Loïc pour les petits moments de folie passagère.

Finalement, je remercie ma famille et mes amis d'avoir été présents pour m'encourager durant tout ce processus. Je n'y serais jamais arrivé sans vous.

RÉSUMÉ

L'estimateur d'état est un outil pour la gestion de grands réseaux électriques. Il est formulé sous forme de problème d'optimisation aux moindres carrés pondérés. Il permet d'estimer les phaseurs de tension à partir des mesures redondantes et bruitées recueillies par les appareils de télémétrie. Ces valeurs de phaseurs sont par la suite utilisées dans plusieurs fonctions avancées de la conduite de réseau, comme par exemple : l'analyse de contingence, la surveillance des limites de sécurité, l'écoulement de puissance optimal, etc.

L'une des hypothèses de l'estimateur d'état est que le modèle et les paramètres du réseau sont parfaitement connus. Cependant, des erreurs sont introduites dans la base de données pour une multitude de raisons. L'estimation des paramètres est une fonction complémentaire de l'estimateur d'état nécessaire afin d'en assurer sa robustesse et sa fiabilité. Bien que certaines méthodes aient déjà été étudiées dans la littérature, elles reposent toutes sur une fonction objectif aux moindres carrés pondérés. Or, les poids utilisés peuvent également être erronés.

L'objectif de cette recherche est de développer un outil de diagnostic hors-ligne pour le réseau de TransÉnergie basé sur une nouvelle formulation du problème d'estimation des paramètres. Dans cette formulation, la fonction objectif reste quadratique, mais elle est non pondérée. Les écarts-types sont plutôt utilisés sous forme de variables qui s'ajoutent aux mesures. De plus, des variables binaires sont intégrées afin de détecter les paramètres erronés. Un algorithme glouton basé sur l'amélioration de la fonction objectif est proposé pour aider à la résolution de ce problème à variables mixtes.

Tout d'abord, la formulation est testée sur le réseau IEEE 30 barres avec du bruit de 3% et une redondance des mesures de 3.6. Des erreurs allant de 5% à 100% des valeurs initiales des paramètres sont introduites et correctement identifiées. Même dans des cas où les erreurs de susceptances et de ratios de transformateurs sont adjacentes, les paramètres arrivent à être détectés et estimés avec une précision de 0.01-5%. Sur le réseau de transport, le bruit sur les mesures de puissances réactives atteint jusqu'à 20%. Dans ces conditions, la formulation arrive à identifier les erreurs dans les paramètres jusqu'à 30% de leur valeur initiale avec une précision d'environ 10%.

Les tests permettent de tirer certaines conclusions. L'identification et l'estimation dépendent fortement du flux de puissance réactive à travers la branche où le paramètre est erroné. Les sous-réseaux et échantillons de temps sélectionnés pour estimer les paramètres doivent en tenir compte. De plus, des erreurs dans d'autres paramètres (comme la conductance) non estimés peuvent venir dégrader la solution. Pour le réseau de transport, malgré le bruit

important qui entraîne une perte de précision de l'estimation, les paramètres erronés peuvent être identifiés jusqu'à 30% de leur valeur. Certains ajustements sont nécessaires pour ajouter les conductances et susceptances shunt aux paramètres estimés. Davantage de tests sont nécessaires sur les réseaux de TransÉnergie pour s'assurer de la robustesse de la formulation.

ABSTRACT

State Estimator is a tool used in power systems to monitor its operating conditions. It is based on a weighted least square optimization problem. With noisy redundant measurements collected by equipment over the network, State Estimator estimates complex voltage phasors at each bus. Those variables are then used in multiple functions as: contingency analysis, overseeing line limits, optimal power flow, etc.

An important hypothesis of State Estimator is that model and network parameters are well known. However, databases might contain errors for many reasons. Parameter Estimation is a necessary function for a robust and reliable State Estimator. Some methods have been explored in the literature. They're all based on the same weighted least square objective function. Weights are based on standard deviations, which can also be erroneous in the database.

The purpose of this research is to develop a new off-line diagnostic tool for TransÉnergie parameter network. The objective function is still quadratic, but standard deviations are no longer used as weights. Instead, they're introduced as variables and added to measurements in the power flow equations directly. Binary variables are used for identifying erroneous parameters. A greedy algorithm with a decrease of the objective function as criteria is developed to help solve this mixed-integer non-linear optimization problem.

This new formulation is tested on IEEE 30 buses network with 3% random noise and a redundancy of 3.6. Errors ranging from 5 to 100% of parameters initial values are introduced and successfully identified. Other cases with errors in adjacent branches susceptances and transformer tap ratios shows that the formulation is able to detect and estimate those parameters. Precision in general is around 0.01 to 5% which is pretty accurate. Transmissions power systems are prone to important noise in reactive power injections and flows. A test with a 20% level of noise shows that parameter errors are identified until 30% of their initial values with a precision of 10-20%. It is still a great improvement in those conditions.

Other conclusions can be drawn from tests. Reactive power flow is really important for identification and estimation of erroneous parameters. If a part of the network stands out by having higher magnitude of flow, it might cause false detection. Subnetworks and scans should be taken according to branches having around the same magnitude and mean values. Also, if another parameter is erroneous but not estimated, it causes a great degradation of the solution and may even lead to false detection of an adjacent parameter. Also, some adjustments must be made in the algorithm before integrating conductances and shunts in

the estimation. Other tests must be conducted on TransÉnergie network with real data and measurements. The formulation needs to be robust if it's to be integrated as part of the State Estimator. Care should be taken when choosing the subnetworks.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE iii

REMERCIEMENTS iv

RÉSUMÉ v

ABSTRACT vii

TABLE DES MATIÈRES ix

LISTE DES TABLEAUX xii

LISTE DES FIGURES xiv

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS xv

LISTE DES ANNEXES xvi

CHAPITRE 1 INTRODUCTION 1
- 1.1 Mise en contexte 1
- 1.2 Définitions et concepts de base de l'Estimation d'État (EE) 2
  - 1.2.1 Maximum de vraisemblance et moindres carrés pondérés 2
  - 1.2.2 Les autres fonctions de l'EE 6
- 1.3 Éléments de la problématique 7
- 1.4 Objectifs de recherche 8
- 1.5 Plan du mémoire 8

CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE 9
- 2.1 Influence des paramètres erronés 9
  - 2.1.1 Analyse qualitative 9
  - 2.1.2 Analyse quantitative 11
- 2.2 Identification des paramètres erronés 14
  - 2.2.1 Méthode basée sur l'analyse de sensibilité des résidus 15
  - 2.2.2 Index d'identification 18
  - 2.2.3 Multiplicateurs lagrangiens 19
  - 2.2.4 Méthodes pour ratios de transformateurs 19

2.3 Estimation des paramètres 20
2.3.1 Analyse de sensibilité des résidus 21
2.3.2 Vecteur d'état augmenté avec les équations normales 23
2.3.3 Vecteur d'état augmenté avec filtre de Kalman 24
2.3.4 Phasor Measurement Unit (PMU) 26
2.3.5 Identification active 27
2.4 Discussion et conclusions importantes 28

CHAPITRE 3 NOUVELLE FORMULATION ET MÉTHODE DE RÉSOLUTION 30
3.1 Nouvelle formulation du problème 30
3.1.1 Considérations et hypothèses 30
3.1.2 Modèle 31
3.2 Méthode de résolution 34

CHAPITRE 4 RÉSULTATS ET ANALYSE 39
4.1 Méthodologie de tests 39
4.1.1 Cas test : IEEE 30 barres 39
4.1.2 Génération des données 39
4.1.3 Cas testés 40
4.2 Analyse de sensibilité 42
4.2.1 Susceptance 42
4.2.2 Ratio de transformateur 45
4.3 Erreur de réactance 46
4.4 Erreurs de ratios et de susceptances combinées 48
4.4.1 1 ratio et 5 susceptances sans branche adjacente 48
4.4.2 1 ratio et 5 susceptances avec branche adjacente 50
4.4.3 2 ratios de transformateurs adjacents et 3 susceptances 52
4.4.4 2 ratios de transformateur et 7 susceptances 53
4.5 20% de contamination du réseau 55
4.5.1 Sans branche adjacente 55
4.5.2 Avec branche adjacente 56
4.6 Analyse de sensibilité avec bruit élevée 57
4.7 Analyse globale et recommandations 59

CHAPITRE 5 CONCLUSION 61
5.1 Synthèse des travaux 61
5.2 Limitations de la solution proposée 63

5.3 Améliorations futures 63

RÉFÉRENCES 65

ANNEXES 74

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 Résumé des résultats de la technique d'analyse des résidus. 23
Tableau 2.2 Résumé des résultats de l'augmentation du vecteur avec les équations normales 24
Tableau 2.3 Résumé des résultats de l'augmentation du vecteur d'état avec filtre de Kalman. 26
Tableau 2.4 Résultats de l'estimation des paramètres sans (test A) et avec (test B) Phasor Measurement Unit (PMU). 27
Tableau 4.1 Branches sélectionnées pour l'analyse de sensibilité. 42
Tableau 4.2 Pourcentage d'erreur d'estimation selon l'erreur introduite : branches (1-2) et (15-23). 44
Tableau 4.3 Pourcentage d'erreur d'estimation selon l'erreur introduite : branches (12-16) et (4-6). 45
Tableau 4.4 Erreur d'estimation des pas du transformateur (6-9). 46
Tableau 4.5 Une erreur de susceptance introduite sans changer la conductance. . . 47
Tableau 4.6 Résultats des tests avec 1 ratio et 5 susceptances sans branche adjacente. 49
Tableau 4.7 Résultats des tests avec 1 ratio et 5 susceptances sans branche adjacente. 52
Tableau 4.8 Résultats des tests avec 2 ratios de transformateurs adjacents et 3 susceptances. 53
Tableau 4.9 Résultats des tests avec 2 ratios et 7 susceptances avec branches adjacentes. 53
Tableau 4.10 Paramètre identifié et fonction objectif selon les itérations. 54
Tableau 4.11 Résultats des tests avec 20% de contamination et 2 branches adjacentes. 56
Tableau 4.12 Résultats des tests avec 20% de contamination et 2 branches adjacentes. 57
Tableau 4.13 Pourcentage d'erreur d'estimation selon l'erreur introduite : branches (1-2) et (15-23). 58
Tableau 4.14 Pourcentage d'erreur d'estimation selon l'erreur introduite : branches (12-16) et (4-6). 58
Tableau 4.15 Comparaison de la nouvelle formulation avec les méthodes classiques. 59
Tableau 5.1 Résumé des tests et des conclusions tirées. 62
Tableau A.1 $\sigma_{1\%}$ pour les flux de puissances réelles et réactives 75
Tableau A.2 $\sigma_{1\%}$ pour les injections de puissances réelles et réactives 76
Tableau A.3 $\sigma_{20\%}$ pour les flux de puissances réelles et réactives 77
Tableau A.4 $\sigma_{20\%}$ pour les injections de puissances réelles et réactive 78

Tableau B.1 Caractéristiques des puissances injectées réelles 84
Tableau B.2 Caractéristiques des puissances injectées réactives 85
Tableau B.3 Caractéristiques des flux puissances réelles 86
Tableau B.4 Caractéristiques des flux puissances réactives 87

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 Fonctions avancées de l'Energy Management System (EMS). 1
Figure 1.2 Acquisition de données et logiciel LASER. 2
Figure 1.3 Fonction gaussienne de densité de probabilité ©(Jhguch, 2009) . . . 3
Figure 1.4 Modèle unifié de branche. 4
Figure 1.5 Estimateur d'état généralisé et ses fonctions. 7
Figure 2.1 Problèmes d'estimation de tension chez Hydro-Québec ©(Lefebvre et al., 2008). Reproduit avec permission. 10
Figure 2.2 Impact sur la fonction objectif d'une erreur de mesure vs erreur de paramètre ©(Slutsker et al., 1996). Reproduit avec permission. . . . 11
Figure 2.3 Concept de distance de la branche erronée ©(Abur and G. Exposito, 2004). Reproduit avec permission. 12
Figure 2.4 Contamination des mesures adjacentes en fonction du pourcentage d'erreur introduit ©(Zarco and Exposito, 2000). Reproduit avec permission. 12
Figure 2.5 Erreur de mesure estimée selon le type de mesures recueillies ©(Abur and G. Exposito, 2004). Reproduit avec permission. 13
Figure 4.1 Réseau IEEE 30 barres avec mesures enlevées. Adaptée de «Single Line Diagram of the IEEE 30-bus test sytem» Gonzalez-Longatt (2008). . 41
Figure 4.2 Analyses de sensibilités des 4 branches. 43
Figure 4.3 Δa estimé en fonction d'un pas de transformateur. 45
Figure 4.4 Une erreur de susceptance introduite sans changer la conductance g. . 48
Figure 4.5 1 ratio et 5 susceptances erronées sans branche adjacente : fonction objectif selon les itérations de l'algorithme. 50
Figure 4.6 1 ratio et 5 susceptances erronées avec branche adjacente : fonction objectif selon les itérations de l'algorithme. 51
Figure 4.7 2 ratios et 3 susceptances erronées : fonction objectif selon les itérations de l'algorithme. 52
Figure B.1 Charges et générations du cas 1 79
Figure B.2 Charges et générations du cas 2 80
Figure B.3 Charges et générations du cas 3 81
Figure B.4 Charges et générations du cas 4 82

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

HQ	Hydro-Québec
HT	Haute Tension
CCR	Centre de Contrôle Provincial
CT	Centre de Téléconduite
EMS	Energy Management System
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
EE	Estimation d'État
PMU	Phasor Measurement Unit
MT	Moyenne Tension
BT	Basse Tension
IREQ	Institut de Recherche d'Hydro-Québec

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE A VALEURS DE σ 74
ANNEXE B POINTS D'OPÉRATION ET STATISTIQUES DES PUISSANCES . 79

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

1.1 Mise en contexte

La division TransÉnergie d'Hydro-Québec (HQ) [1] gère le transport de l'électricité sur le territoire québécois. Les centrales hydroélectriques situées dans le nord de la province sont reliées jusqu'aux centres urbains par un peu plus de 30 000 km de lignes Haute Tension (HT). En 2017, la génération totale d'énergie a atteint 205,6 TWh dont 34,9 en exportation avec une capacité de production allant jusqu'à 37 309 MW.

Le Centre de Contrôle Provincial (CCR) est responsable de la sécurité du réseau de transport, du maintien de l'équilibre offre-demande, de l'optimisation des opérations des grands barrages ainsi que de la gestion des transactions et des services de transmissions. Les opérateurs de ces centres n'ont aucun contrôle direct sur l'équipement. Ils transmettent les directives nécessaires aux Centre de Téléconduite (CT). Les décisions prises par le CCR sont appuyées par différents logiciels faisant partie de l'Energy Management System EMS. La figure 1.1 présente les fonctions qui aident les opérateurs.

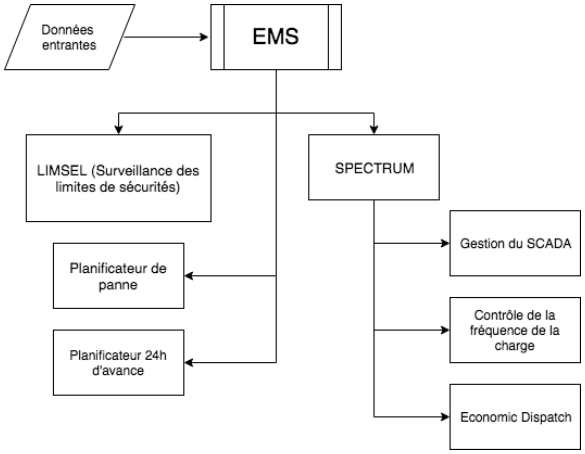

Figure 1.1 Fonctions avancées de l'EMS.

À travers le réseau, plusieurs appareils font l'acquisition des données statiques et dynamiques, analogiques et numériques, par exemple la topologie du réseau, les états des disjoncteurs, les puissances, la position des prises des transformateurs, etc. Ces mesures passent par les Remote Terminal Unit (RTU) jusqu'au système Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) du CCR. Elles sont par la suite utilisées par l'Estimateur d'État (EE) pour obtenir les valeurs

1. (http ://www.hydroquebec.com/transenergie)

des phaseurs de tension. Ces variables ainsi que la topologie sont nécessaires aux diverses fonctions du logiciel de vérification des limites du système nommé LASER (figure1.2) chez HQ. Les résultats de l'EE sont également transmis à l'EMS comme données de départ.

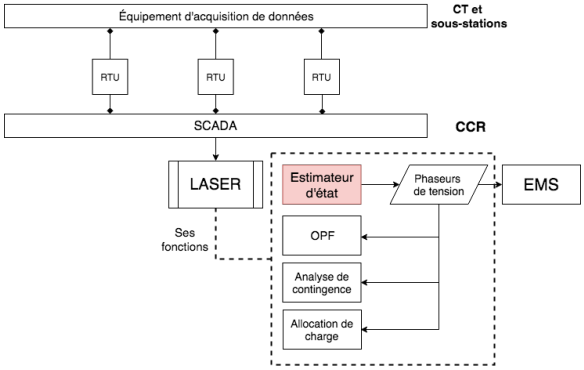

Figure 1.2 Acquisition de données et logiciel LASER.

L'EE est au cœur de la sécurité du réseau électrique. Plusieurs améliorations doivent être faites pour rendre l'outil plus performant (Lefebvre et al., 2008). Ce mémoire s'attaquera plus précisément à l'estimation des paramètres du réseau.

Cette recherche est spécialisée dans le domaine de la gestion de réseau électrique, plus précisément la conduite chez TransÉnergie. Des connaissances en électricité et en optimisation sont nécessaires pour bien comprendre le fond de l'ouvrage.

1.2 Définitions et concepts de base de l'EE

À partir de mesures redondantes bruitées recueillies sur le réseau, l'estimateur d'état permet d'obtenir les valeurs les plus vraisemblables des variables d'état recherchées soit les phaseurs complexes de tension. Les ouvrages (Abur and G. Exposito, 2004; Monticelli, 1999) offrent une revue complète de l'estimateur d'état. Les sections qui suivent sont basées sur ces deux livres. La théorie de base du problème d'optimisation de l'EE est présentée, puis les fonctions complémentaires de l'outil sont décrites.

1.2.1 Maximum de vraisemblance et moindres carrés pondérés

Prenons une mesure aléatoire z sur le réseau électrique. La fonction normale gaussienne de densité de probabilité d'une variable aléatoire z est donnée par :

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} e^{-\frac{1}{2}u^2} \tag{1.1}$$
$$\text{où} \qquad u = \frac{z-\mu}{\sigma},$$

où μ représente la moyenne de z et σ l'écart-type. La figure 1.3 montre la fonction.

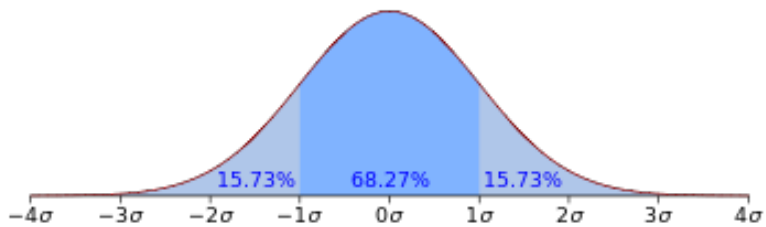

Figure 1.3 Fonction gaussienne de densité de probabilité ©(Jhguch, 2009)

. Reproduit avec permission.

La probabilité combinée de n mesures indépendantes (aussi appelée fonction de vraisemblance de z) est exprimée par le produit des fonctions de densité de probabilité de chacune de ces mesures :

$$f_n(z) = f(z_1) \times f(z_2) \times ... \times f(z_n). \tag{1.2}$$

La valeur de μ_i est exprimée comme une fonction non-linéaire *h(x)* qui relie la mesure z_i aux variables d'état x avec une certaine erreur de mesure e :

$$z = h(x) + e. \tag{1.3}$$

Les variables x sont les phaseurs de tension en amplitude (V) et en angle (θ). Les hypothèses suivantes sont posées pour l'erreur e :

— la moyenne des erreurs est $E(e_i) = 0$;

— les erreurs de mesures sont indépendantes $E[e_i e_j] = 0$.

Puisqu'il s'agit de maximiser le produit de n fonctions exponentielles (1.2), le problème peut être résolu en minimisant l'exposant, soit :

$$\underset{x}{\text{minimiser}} \quad \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{z_i - h(x)}{\sigma_i} \right)^2 \tag{1.4}$$

Ce problème d'optimisation aux moindres carrés pondérés décrit l'EE. À partir de toutes les mesures bruitées et redondantes provenant du réseau, l'EE permet d'obtenir les valeurs les plus vraisemblables des phaseurs de tension complexes. Les types de mesures disponibles sur le réseau sont typiquement :

1. la puissance injectée à la barre k réelle et réactive (P_k, Q_k) ;
2. le flux de puissance réelle et réactive sur la ligne de k à m (P_{km}, Q_{km}) ;
3. l'amplitude de tension à la barre k (V_k).

Les fonctions non-linéaires qui relient ces mesures z aux variables d'état V et θ sont les équations d'écoulement de puissance. Elles sont basées sur le modèle unifié de ligne représenté par la figure 1.4.

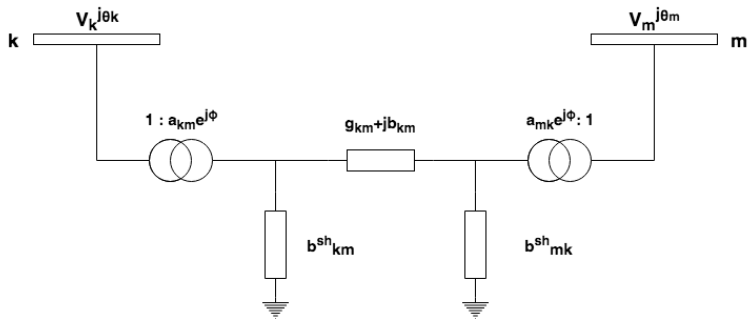

Figure 1.4 Modèle unifié de branche.

Les équations d'écoulement de puissance sont les suivantes :

$$
\begin{aligned}
P_{km} &= a_{km}^2 V_k^2 g_{km} - a_{km} V_k a_{mk} g_{km} cos(\theta_{km}) - a_{km} V_k a_{mk} V_m b_{km} sin(\theta_{km}) \\
Q_{km} &= a_{km}^2 V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - a_{km} V_k a_{mk} b_{km} cos(\theta_{km}) - a_{km} V_k a_{mk} V_m g_{km} sin(\theta_{km}) \\
P_k &= V_k \sum_{m \in L_k} V_m \left(G_{km} cos(\theta_{km}) + B_{km} sin(\theta_{km}) \right) \\
Q_k &= V_k \sum_{m \in L_k} V_m \left(G_{km} sin(\theta_{km}) + B_{km} cos(\theta_{km}) \right) \\
\text{où} \quad \theta_{km} &= \theta_k - \theta_m.
\end{aligned}
\tag{1.5}
$$

Les paramètres g_{km} et b_{km} sont respectivement les conductances et les susceptances des lignes. Ils sont fonction des résistances r et réactances x décrit par :

$$
g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \qquad b_{km} = -\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}. \tag{1.6}
$$

Les paramètres G_{km} et B_{km} représentent les éléments réels et imaginaires de la matrice d'admittance. Pour un réseau avec un nombre l de lignes, les matrices sont décrites par (1.7), (1.8) et (1.9). Le sous-ensemble L_k est composé de toutes les branches adjacentes à la barre k. La variable a_{km} est le ratio de transformateur. S'il s'agit d'une ligne, les paramètres a sont : $a_{km} = a_{mk} = 1$.

$$Y = G + jB \tag{1.7}$$

$$\begin{aligned} G &= \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} & \cdots & G_{1m} & \cdots & G_{1l} \\ G_{21} & G_{22} & \cdots & G_{2m} & \cdots & G_{2l} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ G_{m1} & G_{m2} & \cdots & G_{mm} & \cdots & G_{ml} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{l1} & G_{l2} & \cdots & G_{lm} & \cdots & G_{ll} \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} \sum_{m \in L_k} g_{1m} & -g_{12} & \cdots & -g_{1m} & \cdots & -g_{1l} \\ -g_{21} & \sum_{m \in L_k} g_{2m} & \cdots & -g_{2m} & \cdots & -g_{2l} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ -g_{m1} & -g_{m2} & \cdots & \sum_{k \in L_k} g_{mk} & \cdots & -g_{ml} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -g_{l1} & -g_{l2} & \cdots & -g_{lm} & \cdots & \sum_{m \in L_k} g_{lm} \end{bmatrix} \end{aligned} \tag{1.8}$$

$$B = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \cdots & B_{1m} & \cdots & B_{1l} \\ B_{21} & B_{22} & \cdots & B_{2m} & \cdots & B_{2l} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ B_{m1} & B_{m2} & \cdots & B_{mm} & \cdots & B_{ml} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{l1} & B_{l2} & \cdots & B_{lm} & \cdots & B_{ll} \end{bmatrix} \tag{1.9}$$

$$= \begin{bmatrix} \sum_{m \in L_k} b_{1m} + b_{1m}^{sh} & -b_{12} & \cdots & -b_{1m} & \cdots & -b_{1l} \\ -b_{21} & \sum_{m \in L_k} b_{2m} + b_{2m}^{sh} & \cdots & -b_{2m} & \cdots & -b_{2l} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ -b_{m1} & -b_{m2} & \cdots & \sum_{k \in L_k} b_{mk} + b_{mk}^{sh} & \cdots & -b_{ml} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -b_{l1} & -b_{l2} & \cdots & -b_{lm} & \cdots & \sum_{m \in L_k} b_{lm} + b_{lm}^{sh} \end{bmatrix}$$

1.2.2 Les autres fonctions de l'EE

Les estimateurs d'état utilisés par les centres de contrôle sont dits généralisés car ils incluent plusieurs fonctions qui améliorent leur performance. La figure 1.5 décrit les autres composants de l'EE.

L'analyse d'observabilité permet de déterminer si les mesures sont en nombre suffisant pour que l'estimation donne une solution unique. Selon l'ensemble de données disponibles sur le réseau, certaines variables peuvent être critiques ou non-observables. Il est important d'identifier ces variables seules ou en k-tuples (Monticelli and Wu, 1985; Wu and Monticelli, 1985; Gou and Abur, 2000; Bretas et al., 2007).

La détection de mauvaises données est basée sur l'analyse des résidus normalisés. Si cette valeur est supérieure à un seuil (typiquement 3 [2]), elle est éliminée des données pendant un certain temps. Cette fonction ainsi que l'observabilité ont été largement étudiées dans la littérature (Madani et al., 2017; Khan et al., 2016; Dobakhshari and Ranjbar, 2015).

La détection d'erreurs de topologie est primordiale puisque certaines données digitales ne sont pas télémétrées. Ces erreurs sont donc fréquentes et affectent de manière significative la qualité de l'EE (Hassaïne et al., 2006; Hassaine et al., 2005; Mori and Saito, 2006).

2. Cette valeur correspond à une confiance de 98% du test de chi-carré. Elle est réutilisée dans plusieurs articles comme seuil (Liu and Lim, 1995; Castillo et al., 2011; Zhang and Abur, 2013).

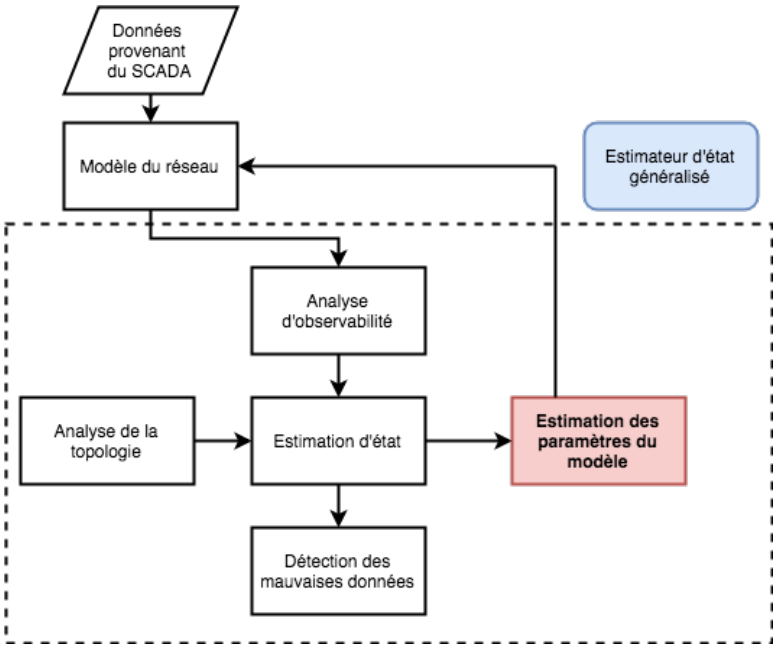

Figure 1.5 Estimateur d'état généralisé et ses fonctions.

L'estimation des paramètres du réseau peut être effectuée en ligne ou hors ligne. Il s'agit de valider ou de changer certaines valeurs prises pour acquis dans le modèle d'estimation d'état. C'est cette fonction qui sera étudiée dans ce mémoire.

Les erreurs de paramètres sont plus difficiles à détecter et la littérature est moins exhaustive que pour les autres fonctions complémentaires de l'EE. Le problème est davantage détaillé dans la revue de littérature.

1.3 Éléments de la problématique

Dans les prochaines années, l'estimateur d'état passera d'une fonction strictement vouée à la sécurité du réseau à un outil de décision économique (Lefebvre et al., 2008). De plus, l'arrivée du réseau intelligent signifie une décentralisation de la génération d'énergie. La variabilité et la complexité de la demande nette dues aux nouvelles ressources intermittentes vont davantage solliciter le réseau. Une connaissance précise de l'état du système est primordiale pour que les centres de conduite prennent des décisions rapides et éclairées. Il est donc nécessaire de perfectionner l'EE pour obtenir des résultats plus précis et fiables. Celui-ci prend pour acquis que le modèle du réseau est parfaitement connu. Cependant, ce n'est pas le cas et des dégradations significatives des solutions en découlent. L'estimation des paramètres doit être incluse dans les opérations courantes de l'estimation d'état. Les méthodes présentement

employées sont basées sur la même fonction quadratique pondérée que l'EE. La base de données des paramètres du réseau d'HQ comporte plusieurs erreurs et ce, même dans les poids associés aux mesures. Ces techniques sont donc moins efficaces dans ces conditions. C'est pour cette raison qu'une nouvelle formulation est développée dans ce mémoire.

1.4 Objectifs de recherche

L'objectif principal de cette recherche est de développer et tester cette nouvelle formulation pour l'estimation des paramètres. Si celle-ci s'avère assez efficace et précise pour détecter et estimer les erreurs, un outil de diagnostic en temps différé sera développé comme fonction avancée de l'EE chez TransÉnergie. Dans le prochain chapitre, la revue de littérature offre un résumé des différentes techniques utilisées pour ce problème et leurs résultats. Le but de cette première phase de test est de voir si la nouvelle formulation est compétitive avec ces méthodes. Les différentes étapes du projet sont :

Hypothèses et considérations Plusieurs hypothèses peuvent être posées lors de l'estimation qui affecteront le résultat. Les décisions prises doivent être justifiées.

Réseau test et génération des données Les mesures doivent être simulées avec des conditions similaires (bruit et redondance) à celles de TransÉnergie.

Méthode de résolution du problème combinatoire Des variables binaires ayant été ajoutées pour identifier les paramètres erronés, un algorithme pour aider à la résolution est nécessaire.

Tests et analyses Des cas tests complexes sont créés afin d'analyser les performances de la formulation. Les résultats sont comparés avec les méthodes décrites lors de la revue de littérature.

1.5 Plan du mémoire

Le mémoire débute avec une revue de littérature du problème. Tout d'abord, les causes et les effets des erreurs de paramètres sont analysés. Par la suite, les méthodes étudiées par différents auteurs sont revues et les résultats importants sont résumés. La nouvelle formulation et la méthode de résolution sont décrites dans le chapitre 3. Finalement, les étapes pour générer les données, les tests et une analyse de résultats sont présentés dans le chapitre 4. Le tout se conclut par un retour sur la contribution de l'ouvrage et certaines recommandations pour les travaux futurs.

CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE

Cette section présente une revue de la littérature concernant le problème d'estimation des paramètres d'un réseau électrique. Trois grandes catégories sont explorées soit l'influence des paramètres erronés sur l'estimation d'état, l'identification de ceux-ci et les techniques d'estimation. Finalement, les observations et conclusions pertinentes suite aux travaux dans ce domaine sont résumées.

2.1 Influence des paramètres erronés

La première section décrit les causes et effets des paramètres erronés sur les réseaux. La seconde, tirée des articles (Zarco, 1997; Zarco and Gomez, 1996), décrit des simulations effectuées sur des réseaux tests où des paramètres erronés ont été introduits. Elle a pour but de quantifier les effets de ce type d'erreur dans l'EE.

2.1.1 Analyse qualitative

L'une des hypothèses importantes pour que l'estimation d'état obtienne des résultats optimaux est que le modèle du réseau étudié soit très bien connu. Or, pour plusieurs raisons, les paramètres provenant de la base de données peuvent être inexacts (voir Abur and G. Exposito, 2004, sect.7.2) :

— les données du manufacturier peuvent être imprécises, car elles ne prennent pas compte de tous les facteurs d'utilisation ;
— dans les lignes de transport, une mauvaise évaluation de la longueur de celles-ci crée des grandes erreurs dans les paramètres en série ;
— des changements physiques (câble, topologie, etc.) sont apportés au réseau et ne sont pas mis à jour dans la base de données ;
— des changements manuels de ratios de transformateurs sont effectués dans les postes éloignés, mais ne sont pas signalés au centre de conduite.

Ce dernier point cause des problèmes d'estimation de tension dans le réseau d'Hydro-Québec comme le montre le tableau 2.1 tiré de l'article (Lefebvre et al., 2008). De plus, les auteurs mentionnent que cette différence de tension nuit à la crédibilité de l'estimateur d'état, car elle est facile à observer par les opérateurs des centres de conduite.

Les articles (Assadian et al., 1994; Lefebvre et al., 2008) témoignent de problèmes observés lors de l'implémentation de l'estimation d'état sur des réseaux électriques. La section 3.3

Table 3 Voltage measurements and estimates (NOV_16_07_1309)

STATION	NAME MESUR.	MEASURE	ESTIMATE
CHU FAL	BL7053	735.750	745.5
CHU FAL	BL7052	735.187	745.5
CHU FAL	BL7051	736.875	745.5
MONTA T	B6	747.562	756.7
MONTA T	B7053	747.562	756.7
MONTA T	B7052	746.437	756.7
MONTA T	B7051	747.562	756.7
MONTA T	BL7033	747.562	756.7
MONTA T	BL7032	750.937	756.7
MONTA T	BL7031	745.875	756.7

Figure 2.1 Problèmes d'estimation de tension chez Hydro-Québec ©(Lefebvre et al., 2008). Reproduit avec permission.

de l'article (Assadian et al., 1994) est particulièrement intéressante dans le cadre de cette recherche. Elle confirme les raisons pour lesquelles les paramètres peuvent être erronés telles qu'énumérées ci-dessus. À cela, s'ajoute des incohérences entre les modèles de l'EMS et l'équipement réel utilisé par la compagnie en question PG&E. Par exemple :

— les numérotations des transformateurs étaient de 0 à 32 sur le terrain et de -16 à 16 dans l'EMS ;
— les impédances étaient modélisées différemment dans le modèle EMS versus PG&E ;
— les paramètres des lignes 115 kV avaient été déterminés plusieurs années auparavant avec une faible précision et n'avaient jamais été mis à jour, etc.

Dans l'article (Slutsker et al., 1996), un réseau de 100 barres où des erreurs de paramètres ainsi que de mesures sont introduites permet de démontrer leur impact sur la fonction objectif. La figure 2.2 illustre clairement que des erreurs persistances dans les paramètres des lignes peuvent avoir un effet aussi important sur la qualité des résultats de l'estimateur d'état que les erreurs de mesures.

D'autres conséquences s'en suivent (Abur and G. Exposito, 2004) :

— une dégradation importante des résultats de l'estimateur d'état, ce qui affecte les autres fonctions reliées de l'EMS ;
— de bonnes mesures sont identifiées comme fausses entraînant une perte de redondance, d'information et de précision ;
— les opérateurs du centre de conduite perdent confiance en l'estimateur d'état.

La dernière conséquence a été mentionnée à plusieurs reprises par les chercheurs de l'Institut de Recherche d'Hydro-Québec (IREQ) lors des différentes rencontres. Les problèmes de modèle sont nombreux et affectent grandement la précision des résultats de l'EE. Les opérateurs

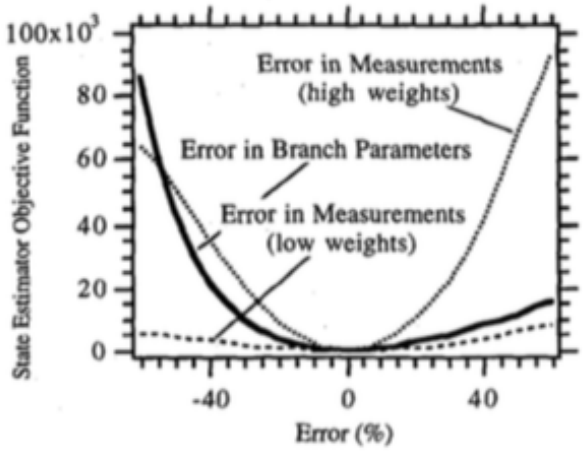

Figure 1. Effect of errors in branch parameter and measurements on state estimator solution.

Figure 2.2 Impact sur la fonction objectif d'une erreur de mesure vs erreur de paramètre ©(Slutsker et al., 1996). Reproduit avec permission.

préfèrent alors baser leurs décisions sur les mesures brutes et leur expérience professionnelle plutôt qu'avec les outils qui leur sont mis à disposition. Cependant, tel que mentionné plus tôt, l'arrivée réseau intelligent risque de chambouler la conduite de réseau et nécessitera des outils plus robustes et rapides.

2.1.2 Analyse quantitative

Bien que tous les articles mentionnent l'importance de l'estimation des paramètres, seulement une poignée d'entre eux font une étude approfondie sur l'impact de ces erreurs et supportent leurs affirmations par des résultats quantifiables (Reig and Alvarez, 1989a; Slutsker and Mokhtari, 1995; Slutsker et al., 1996; Stuart and Herczet, 1973). Cependant, plusieurs conclusions intéressantes ressortent de ceux-ci. L'article et la thèse (Zarco, 1997; Zarco and Gomez, 1996) présentent une analyse complète du problème ; les figures qui suivent sont toutes tirées de ces articles.

Contamination des mesures

La première analyse tente de déterminer la contamination des mesures à travers le réseau par l'introduction d'une seule erreur de paramètre. La figure 2.3 permet de montrer la notion de distance par rapport au paramètre erroné. La branche et les barres qui y sont connectées sont la «distance 1», les branches adjacentes et leurs noeuds la «distance 2» etc.

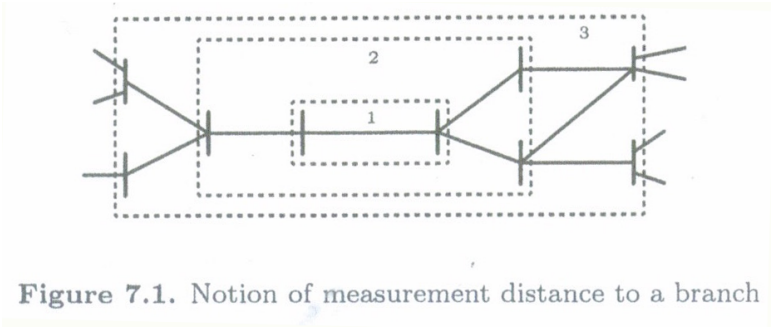

Figure 2.3 Concept de distance de la branche erronée ©(Abur and G. Exposito, 2004). Reproduit avec permission.

Puisque les résultats proviennent de simulations, les valeurs exactes des mesures sont connues, il est donc possible de déterminer l'erreur qui leur est associée. Il est à noter que puisque les mesures sont bruitées, l'erreur ne sera jamais nulle. La figure 2.4 illustre le ratio entre la moyenne d'erreur de mesure avec une erreur de susceptance et cette même moyenne sans paramètre erroné. Ce ratio est donné en fonction de l'erreur de susceptance en pourcentage.

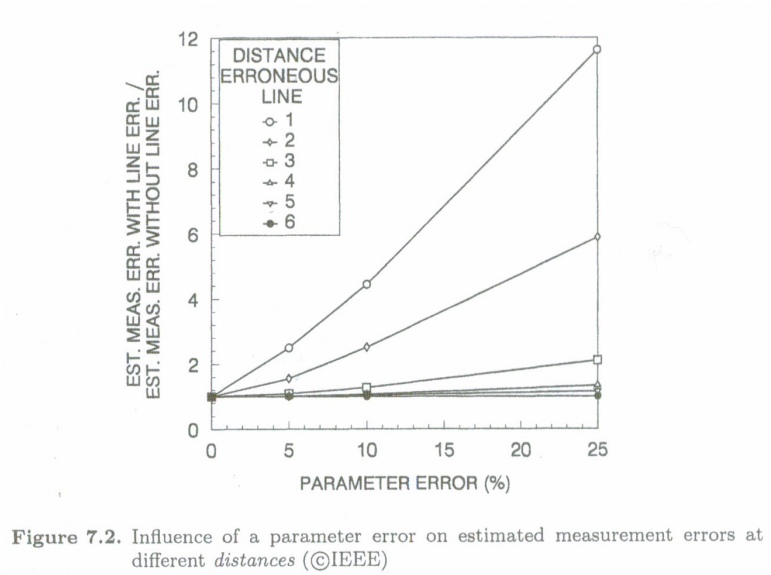

Figure 2.4 Contamination des mesures adjacentes en fonction du pourcentage d'erreur introduit ©(Zarco and Exposito, 2000). Reproduit avec permission.

Cette figure 2.4 permet de tirer deux conclusions importantes.

1. Malgré la redondance, les mesures autour de la branche erronée (distance 1 à 3) sont affectées de manière significative par une seule erreur de susceptance. Cette contamination peut venir nuire à l'identification des paramètres erronés.

2. L'erreur devient négligeable à une distance de 4. De petits sous-réseaux peuvent donc être utilisés pour détecter les erreurs, ce qui réduit significativement les temps de calcul et permet d'analyser plusieurs sous-réseaux simultanément.

Redondance et mesures pertinentes

L'analyse précédente assume une redondance complète des mesures (toutes les données P_{km}, Q_{km}, P_k, Q_k et V_k sont disponibles). Ce n'est toutefois pas le cas en pratique et le type de mesures considéré peut avoir un impact sur l'estimation. Deux ensembles distincts sont utilisés pour l'analyse :

A) les flux de puissances sur les branches et les amplitudes de tension ;
B) les puissances injectées à la barre et les amplitudes de tension.

L'estimation de l'erreur de mesure en fonction de l'erreur de susceptance en pourcentage selon 2 niveaux de précision des mesures ($\pm 2\%$ et $\pm 9\%$) est représentée dans la figure 2.5.

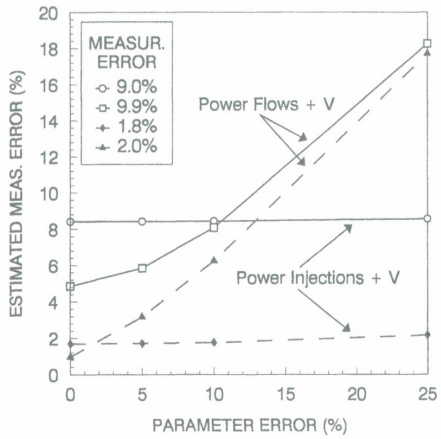

Figure 7.4. Average estimation error of adjacent measurements for incomplete measurement sets versus single susceptance error

Figure 2.5 Erreur de mesure estimée selon le type de mesures recueillies ©(Abur and G. Exposito, 2004). Reproduit avec permission.

Les mesures de l'ensemble A sont grandement affectées par les erreurs alors que celles de l'ensemble B ne le sont pratiquement pas. Par contre, il est important de comprendre que les estimations des variables d'état ne sont pas plus exactes. L'auteur précise que dans le cas B, les erreurs sont redistribuées dans les autres branches et donc les mesures de la figure ne semblent pas affectées. La présence de flux de puissances dans les données est essentielle pour la détection et l'estimation des paramètres erronés.

Une erreur de conductance provoque les mêmes figures que ci-dessus avec une amplitude beaucoup moins importante. Les susceptances sont donc plus critiques dans l'estimation des paramètres de lignes.

2.2 Identification des paramètres erronés

La fonction de vérification des paramètres du réseau est généralement composée de 2 étapes : l'identification (décrite ici) et l'estimation (prochaine section). Très tôt dans la littérature (Quintana and Van Cutsem, 1988), il a été démontré qu'une erreur de paramètre sur une branche est équivalente à plusieurs petites erreurs corrélées sur les mesures adjacentes à celle-ci. Une simple manipulation de l'équation (2.1) permet de faire ressortir cette relation (où le sous-ensemble s représente les mesures adjacentes à l'erreur).

$$z_s = h_s(x, p_o) + e_s = h_s(x, p) + [h_s(x, p_o) - h_s(x, p)] + e_s \tag{2.1}$$

La différence de h_s représente une erreur supplémentaire qui affecte également les autres mesures liées au paramètre erroné p. L'équation (2.2) donne une approximation linéaire de l'erreur.

$$h_s(x, p_o) - h_s(x, p) \approx \left[\frac{\partial h_s}{\partial p}\right] e_p \tag{2.2}$$

Si cette erreur est significative, ce terme entraîne plusieurs grands résidus persistants qui peuvent être détectés comme une mauvaise mesure.

Certains articles (Liu et al., 1992; Filho et al., 2008; Castillo et al., 2009, 2011) considèrent que les mauvaises données ont été détectées et retirées de l'estimation d'état. Les ouvrages (Aboytes and Cory, 1975; Liu, 1987) proposent des tests statistiques sur les données pour faire la différence entre erreur de mesure, de paramètre ou de topologie.

Les sous-sections suivantes présentent 4 algorithmes différents pour identifier les paramètres erronés(Zarco, 1997).

Section 2.2.1 : Méthode basée sur l'analyse de sensibilité des résidus

Section 2.2.2 : Utilisation d'un Index d'Identification

Section 2.2.3 : Calcul des multiplicateurs lagrangiens des contraintes d'erreur de paramètre

Section 2.2.4 : Analyse des mesures liées aux transformateurs

Ces méthodes sont toutefois difficiles à comparer puisqu'aucun article ne mentionne si des problèmes de détection ont été rencontrés.

2.2.1 Méthode basée sur l'analyse de sensibilité des résidus

Un grand nombre d'articles utilisent cette technique pour déterminer des ensembles de paramètres suspects (Liu et al., 1992; Liu and Lim, 1995; Cutsem and Quintana, 1988; Quintana and Van Cutsem, 1988; Quintana and Cutsem, 1987). Afin de comprendre les expressions utilisées pour décrire cette technique, un petit résumé de la résolution du problème d'optimisation non-linéaire de l'EE est nécessaire.

Résolution du problème d'optimisation

Le problème d'optimisation aux moindres carrés de l'EE peut également être écrite sous forme vectorielle :

$$\begin{aligned} \min_{x \in \Re} \quad & J(x) = [z - h(x)]^T W [z - h(x)], \\ z &: \text{vecteur des mesures } (P_{km}, Q_{km}, P_k, Q_k, V_k), \\ x &: \text{vecteur des phaseurs complexes de tension soit } |V| \text{ et } \theta, \\ h(x) &: \text{équation d'écoulement de puissance qui relie } z \text{ à } x, \\ W &: \text{la matrice diagonale des poids soit } 1/\sigma^2. \end{aligned} \tag{2.3}$$

Par la condition d'optimalité de premier ordre, un optimal local est trouvé lorsque la dérivée de $J(x)$ par rapport à x est nulle. La fonction $g(x)$ est introduite pour représenter cette dérivée :

$$\begin{aligned} g(x) &= \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H(x)^T W [z - h(x)] = 0, \\ \text{où} \quad H(x) &= \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]. \end{aligned} \tag{2.4}$$

La fonction $g(x)$ peut être approximée par la série de Taylor suivante :

$$\begin{aligned} g(x) &= g(x^k) + G(x^k)(x - x^k) + \cdots = 0, \\ G(x^k) &= \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = H^T(x^k) W H(x^k). \end{aligned} \tag{2.5}$$

Seule l'approximation d'ordre 1 est conservée pour limiter l'effort de calcul. La valeur optimale des variables d'état $\hat{x}$ est obtenue de manière itérative par la méthode de Gauss-Newton avec l'équation suivante :

$$x^{k+1} = x^k - \Delta x^k, \tag{2.6}$$

$$\Delta x^k = [G(x^k)]^{-1} g(x) = [G(x^k)]^{-1} H(x^k)^T W \Delta z. \tag{2.7}$$

où k est l'indice d'itération et $\Delta z = [z - h(x^k)]$. La matrice $G(x)$ est appelée la matrice de gain.

Matrice de sensibilité

Rappelons que l'équation linéaire qui relie les mesures z aux erreurs e est :

$$z = h(x) + e. \tag{2.8}$$

La dérivée de cette équation donne :

$$\Delta z = H \Delta x + e. \tag{2.9}$$

En reliant l'équation (2.7) et (2.9), il est possible d'obtenir la valeur estimée $\Delta \hat{z}$:

$$\Delta \hat{z} = H \Delta x = H[G(x)]^{-1} H(x)^T W \Delta z = K \Delta z. \tag{2.10}$$

Les propriétés de K sont les suivantes(Abur and G. Exposito, 2004) :

$$K \times K \times K \cdots K = K, \tag{2.11}$$

$$K \times H = H, \tag{2.12}$$

$$(I - K) \times H = 0. \tag{2.13}$$

L'estimé du résidu r des mesures est donc le suivant :

$$r = \Delta z - \Delta\hat{z} = \Delta z - K\Delta z \qquad \text{En susbstituant avec (2.10),} \tag{2.14}$$

$$= (I - K)\Delta z = (I - K)(H\Delta x + e) \qquad \text{En substituant avec (2.8),} \tag{2.15}$$

$$= (I - K)e \qquad \text{En utilisant la propriété (2.13),} \tag{2.16}$$

$$= Se. \tag{2.17}$$

La matrice de sensibilité $(I - K) = S$ représente la sensibilité des résidus aux erreurs des mesures. Elle permet également d'obtenir, avec l'inverse de la matrice de poids W, la matrice de covariance des résidus :

$$Cov(r) = \Omega = SW^{-1}. \tag{2.18}$$

Cette matrice de covariance est utilisée pour calculer les résidus normalisés des mesures :

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}}. \tag{2.19}$$

Algorithme d'identification des paramètres suspects à partir de la matrice de sensibilité

Dans l'article (Liu and Lim, 1995), l'algorithme est plus formellement décrit. L'erreur de flux de puissance dans les branches plutôt que l'erreur de paramètre est utilisée pour éviter des problèmes numériques puisque les variations de g et b peuvent être très petites. L'équation (2.8) incluant les erreurs de flux causées par les paramètres erronés devient :

$$z = h(x)(Lf + e). \tag{2.20}$$

Dans l'équation (2.20), L est la matrice topologique qui représente la direction du flux et f est l'erreur de flux de puissance sur les branches. Le vecteur de résidu peut être réécrit en fonction de ce terme de biais.

$$r = \left(I - H\left(G^{-1}H^TW\right)\right)Lf = Sf \tag{2.21}$$

Les éléments $(i - j)$ de la matrice S quantifient la sensibilité du résidu i au changement de flux f_j. C'est à partir de cette matrice, des résidus r_i et les résidus normalisés r_i^N que les paramètres suspects sont identifiés. Les étapes sont les suivantes :

Étape 1 Si $|r_i^N| \geq \gamma$, les branches liées à la mesure i sont incluses dans l'ensemble suspect

$\{C\}$.

Étape 2 Inclure toutes les branches adjacentes à celles identifiées en 1.

Étape 3 Évaluer les colonnes de S correspondantes aux branches de $\{C\}$.

Étape 4 Si $|r_i| \geq \mu_0$, inclure i dans l'ensemble des mesures erronées $\{E\}$.

Étape 5 Pour chaque branche l_j de $\{C\}$, si $|S_{ij}| \geq \mu_1$, la mesure i est incluse dans $\{ES_j\}$.

Étape 6 On examine la cohérence entre $\{E\}$ et $\{ES_j\}$ en utilisant la relation suivante :

$$\pi_j = \frac{card\{E\} \cap \{ES_j\}}{card\{ES_j\}}. \tag{2.22}$$

Étape 7 Si $\pi_j \geq \mu_2$, la branche $l_j \in \{P\}$ l'ensemble des paramètres à évaluer .

Les valeurs de γ, μ_0 μ_1, μ_2 sont toutes définies par l'utilisateur. Cette étape est cruciale puisque l'identification en dépend et peut être compliquée.

2.2.2 Index d'identification

Cette méthode développée par (Castillo et al., 2009, 2011) utilise 3 vecteurs différents pour l'identification des paramètres suspects. Ceux-ci sont tous de dimension n_l où n_l est le nombre de lignes dans le réseau. Ces vecteurs sont les suivants :

— MBV : vecteur du nombre de branches adjacentes à chacune des branches ;
— SBV : nombre de mesures reliées ayant un résidu normalisé plus grand qu'une valeur seuil ;
— IIV : le vecteur d'identification SBV/MBV.

Les étapes sont les suivantes :

Étape 1 Selon la topologie du réseau à un moment t, le vecteur MBV est créé.

Étape 2 Exécution de l'estimation d'état et calcul des résidus normalisés.

Étape 3 Pour chaque résidu normalisé r_i^N plus grand qu'une valeur seuil (typiquement 3) [1], on met à jour la valeur de SBV.

Étape 4 On calcule IIV. Si $IIV(i) \neq 0$, le paramètre est introduit dans l'ensemble suspect.

Étape 5 On forme la liste des paramètres suspects, du plus grand IIV au plus petit. Si 2 paramètres ont le même IIV, celui avec le plus grand résidu normalisé est priorisé.

1. Valeur correspondant à une confiance de 98% avec le test de chi-carré

2.2.3 Multiplicateurs lagrangiens

Cette méthode (introduite dans (Zhu and Abur, 2006) et peaufinée dans (Zhang and Abur, 2013)) identifie les paramètres erronés grâce à l'évaluation du multiplicateur lagrangien associé à une contrainte ajoutée d'erreur de paramètre. Le problème d'estimation d'état devient :

$$\begin{aligned} \underset{x,p}{\text{minimiser}} \quad & r^T W r \\ \text{s.c.} \quad & r = z - h(x,p) \\ & c(x,p_e) = 0 \\ & p_e = 0 \end{aligned}$$

où $c(x,p_e)$ est une fonction non-linéaire liée aux injections nulles à chaque échantillon de temps et p_e est l'erreur de paramètre. Le Lagrangien est formé de la manière suivante :

$$\mathcal{L} = r^T W r - \mu^T c(x,p_e) - \gamma^T [z - h(x,p)] - \lambda^T p_e. \tag{2.23}$$

En utilisant les dérivées partielles, on peut isoler le coefficient lambda souhaité. Les étapes sont les suivantes :

Étape 1 Pour chaque échantillon de temps, exécuter l'estimation d'état et enregistrer les résultats.

Étape 2 Calculer les multiplicateurs de Lagrange normalisés et les résidus normalisés des mesures.

Étape 3 Les plus grands multiplicateurs sont comparés à une valeur seuil de l'intervalle de confiance de la solution (encore une fois : typiquement 3). Les paramètres sont inclus dans un ensemble de paramètres suspects si le multiplicateur est plus grand que cette valeur.

Le grand avantage de cette technique est qu'elle est capable de faire la distinction entre erreur de mesure versus de paramètre puisque les multiplicateurs lagrangiens ne sont pas les mêmes pour ces deux erreurs.

2.2.4 Méthodes pour ratios de transformateurs

Cette méthode très simpliste (Smith, 1985; Fletcher and Stadlin, 1983; Mukherjee et al., 1984) est basée sur la différence entre les valeurs estimées et calculées soit de tension ou de puissance réactive. En analysant le modèle du transformateur, les 2 relations suivantes

peuvent être exploitées :

$$\Delta Q_{k,m} = \left[\frac{2V_k a}{x} - \frac{V_k V_m \cos(\delta)}{x}\right] \Delta a \tag{2.24}$$

$$V_k \approx V_m \approx a \approx 1.0$$

$$\Delta Q_{k,m} \approx \frac{\Delta a}{x} \qquad \text{et} \qquad \Delta Q_{m,k} \approx -\frac{\Delta a}{x}$$

$$V_k = aV_k' \qquad \text{et} \qquad V_m = \frac{1}{a}V_m' \tag{2.25}$$

La différence entre la valeur mesurée et celle calculée à partir des variables de l'estimation d'état est comparée à un seuil pour identifier les transformateurs suspects.

2.3 Estimation des paramètres

Une fois les paramètres suspects identifiés, leurs valeurs réelles doivent être estimées. Trois méthodes différentes peuvent être utilisées soit :

Section 2.3.1 Analyse de sensibilité des résidus (Smith, 1985; Fletcher and Stadlin, 1983; Mukherjee et al., 1984; Cutsem and Quintana, 1988; Quintana and Van Cutsem, 1988; Quintana and Cutsem, 1987; Liu et al., 1992; Filho et al., 2008)

Section 2.3.2 Augmentation du vecteur d'état avec les équations normales (Allam and Laughton, 1974, 1975; Clements and Ringlee, 1973; Liu and Lim, 1995; Reig and Alvarez, 1989b; Teixeira et al., 1991; Zarco and Gomez, 1996; Castillo et al., 2009, 2011; Zhu and Abur, 2006; Zhang and Abur, 2013)

Section 2.3.3 Augmentation du vecteur d'état avec le filtre de Kalman (Alsac et al., 1998; Arafeh and Schinzinger, 1979; Clements and Ringlee, 1974; Debs, 1974; Debs and Litzenberger, 1975; Handschin and Kliokys, 1995; Slutsker et al., 1995; Slutsker and Mokhtari, 1995; Slutsker et al., 1996)

À celles-ci s'ajoutent des méthodes plus récentes basées sur de nouvelles technologies.

Section 2.3.4 L'intégration de PMU dans les réseaux (Mousavi-Seyedi et al., 2015; Janeček et al., 2011; Indulkar and Ramalingam, 2008; Yang et al., 2010; Bil et al., 2008; Shi et al., 2008; Ding et al., 2011; Liao, 2010; Du and Liao, 2012; Liao and Kezunovic, 2009, 2007)

Section 2.3.5 L'identification active à partir d'injection de simulations à larges bandes (Neshvad et al., 2016; Langkowski et al., 2009; Asiminoaei et al., 2005; Garcia-Lagos et al., 2003; Papadopoulos et al., 2015)

Les sous-sections suivantes présentent un aperçu de l'algorithme général pour chacune des méthodes. Les résultats pertinents des 3 premières sont explicités et serviront de point de comparaison pour la nouvelle formulation. Les méthodes basées sur les PMU et l'identification active viennent recalculer les valeurs des paramètres si l'équipement est disponible, elles ne pourront donc pas être utilisées à des fins d'évaluation.

2.3.1 Analyse de sensibilité des résidus

Comme la section sur l'identification des paramètres par l'analyse des résidus, cette méthode est basée sur l'utilisation de la matrice de sensibilité. Les équations (2.26) et (2.27) donnent un rappel de sa formulation et son approximation linéaire.

$$r = \left(I - HG^{-1}H^T W\right) e = Se \tag{2.26}$$

$$r_s = \left(S_{ss}\frac{\partial h_s}{\partial p}\right) e_p + \bar{r}_s \tag{2.27}$$

Dans l'approximation linéaire, $\bar{r}_s$ est le résidu normalement obtenu sans erreur de paramètre. Le terme supplémentaire de r_s est appelé vecteur de biais.

Pour déterminer l'erreur e_p, un sous-problème d'optimisation de moindre carré local est formulé dans lequel les résidus sont pondérés avec des poids basés sur leur distribution $N(0, \Omega)$. L'erreur est alors calculée à partir de l'équation suivante :

$$\hat{e}_p = \left[\left(\frac{\partial h_s}{\partial p}\right)^T S_{ss}^T \Omega_s^{-1} S_{ss} \left(\frac{\partial h_s}{\partial p}\right)\right]^{-1} \left(\frac{\partial h_s}{\partial p}\right)^T S_{ss}^T \Omega_s^{-1} r_s \tag{2.28}$$

L'estimation est effectuée en 3 étapes :

Étape 1 estimation du vecteur de biais (équation 2.27) ;

Étape 2 estimation de x en soustrayant le vecteur de biais ;

Étape 3 estimation de l'erreur e_p (équation 2.28).

Les vecteurs de biais peuvent être calculés selon l'erreur de paramètre ou de flux de puissance. Certains articles proposent des simplifications de l'équation 2.28. Les résultats sont décrits

dans le tableau 2.1. Les colonnes représentent respectivement :

1. l'article ;
2. le réseau ;
3. le nombre d'échantillons de temps utilisés ;
4. le bruit (s'il est quantifié) ;
5. la redondance (nombre de mesures/nombre de variables) ;
6. le type de paramètres estimés (conductance g, susceptance b, shunt bsh ou ratio a) ;
7. le nombre d'erreurs introduites et son pourcentage de contamination du réseau (nombre de paramètres erronés/nombre de paramètres au total) ;
8. l'amplitude de l'erreur de paramètre introduite ;
9. la précision de l'estimation finale du paramètre.

Dans le tableau 2.1, les références des articles sont les suivantes :

1. : Liu et al. (1992) ;
2. : Cutsem and Quintana (1988) ;
3. : Fletcher and Stadlin (1983) ;
4. : Filho et al. (2008) ;
5. : Quintana and Cutsem (1987).

Les résultats de (Liu et al., 1992) montrent la faible précision de cette technique lorsque les erreurs introduites sont grandes. Ce défaut est dû à l'approximation linéaire de l'erreur de paramètre. Dans le test (Quintana and Cutsem, 1987), des erreurs de b sont introduites sans être estimées sur les lignes des transformateurs. Une dégradation significative des résultats s'en suit. Dans (Filho et al., 2008), des mesures sont retirées spécifiquement autour des branches estimées pour montrer l'importance de la redondance des mesures lors de l'estimation. Avec les années, cette méthode a été délaissée au profit de l'augmentation du vecteur d'état. L'analyse de la sensibilité des résidus reste au cœur de l'identification des paramètres suspects.

Tableau 2.1 Résumé des résultats de la technique d'analyse des résidus.

Réf	Réseau	T	Bruit	$\frac{m}{n}$	T.P.	#(%)	|e%|	Est.
1	IEEE 30	3	2%	N/A	b	1 (2.4%)	5-80%	0.38-36.47%
2	55 barres/ 58 branches/ 14 transfos	1	N/A	1.98	a	1(7%)	0.5-9.5%	0.29-0.88%
3	IEEE 118	1	N/A	N/A	a	1(11%)	4%	0.06%
4	IEEE 14	1	Gaussien $\sigma = 1/3(0.02\|z\|)$	4.41	g, b, a	6(15%)	15%	1.32-4.82%
5	55 barres/ 58 branches/ 14 transfos	1	3%	1.57	a	1(7%)	3.35-8.27%	0.19-1.18%

2.3.2 Vecteur d'état augmenté avec les équations normales

Dans cette méthode, les paramètres identifiés comme suspects par une des techniques décrites en 2.2 sont ajoutés aux variables d'état pour être estimés. Le problème devient le suivant :

$$\text{minimiser} \qquad J(x,p) = [z - h(x,p)]^T W [z - h(x,p)]. \tag{2.29}$$

Encore une fois, dans cette méthode, soit les paramètres ou les flux de puissances sont introduits comme variables. Afin d'éviter des problèmes de conditionnement de matrice, les paramètres sont initialisés à leur valeur de départ. À chaque itération, les paramètres sont mis à jour avec l'estimation précédente jusqu'à ce que la différence entre 2 itérations soit négligeable. La majorité des articles utilisent plusieurs échantillons de mesures à travers le temps (Castillo et al., 2009, 2011; Zhu and Abur, 2006; Zhang and Abur, 2013). L'estimation peut alors être simultanée avec tous les échantillons en même temps ou plutôt de manière séquentielle soit un temps après l'autre. (Castillo et al., 2009, 2011) mentionnent que la première méthode obtient un faible taux de convergence. Ils utilisent plutôt une analyse séquentielle et lorsque le paramètre converge finalement, les autres échantillons de temps servent de validation.

Le tableau 2.2 résume les résultats obtenus par les articles sur ce sujet. Les références des articles sont les suivantes :

1. : Castillo et al. (2011) ;
2. : Zhang and Abur (2013) ;
3. : Liu and Lim (1995) ;
4. : Castillo et al. (2009).

La méthode est beaucoup plus précise en présence de grosse erreur que l'analyse de résidu. Elle est très directe et ne nécessite que des changements mineurs au code ce qui est un grand avantage. Par contre, la réussite de la méthode dépend directement de la phase d'identification des paramètres suspects. L'article (Liu and Lim, 1995) indique des problèmes d'estimation lorsque les valeurs initiales sont très petites (-j1.09) ou grandes (-j83.38).

Tableau 2.2 Résumé des résultats de l'augmentation du vecteur avec les équations normales

Réf	Réseau	T	Bruit	m/n	T.P.	#(%)	|e%|	Est.
1	IEEE 30	20	Gauss. $\sigma = 1/3(0.02\|z\|)$	3.79	g, b, bsh	9 (10%)	30%	0.29-1.05%
	IEEE 57			3		9(5.7%)	30%	0.19-4.12%
2	IEEE 14	5	N/A	4.21	g,b,bsh,a	2(3.5%)	N/A	0.01-0.1%
3	88 barres/ 164 branches/ 61 trans-fos	1	3%	1.57	b, a	2(0.88%)	50-100%	3%
4	IEEE 30	20	Gauss. $\sigma = 1/3(0.02\|z\|)$	3.79	b	1	5-80%	0.11-0.58%

2.3.3 Vecteur d'état augmenté avec filtre de Kalman

La théorie du filtre de Kalman en contexte discret comporte 2 étapes soit la prédiction et la mise à jour. L'idée est d'obtenir un meilleur estimé de p à chaque échantillon de temps t.

$$p_{t-1} = p_t + e_{p,t} \tag{2.30}$$
$$E\left(e_{p,t}\right) = 0 \quad \text{et} \quad cov\left(e_{p,t}\right) = R_{p,t}$$

L'algorithme commence avec les mesures observées au temps k et la matrice de covariance au temps $t-1$. Prédiction : l'état prédit est calculé avec l'introduction de pseudo-mesures pour les paramètres suspects et la fonction objectif devient l'équation 2.31.

$$J = (p_{t-1} - p_t)^T R_{p,t-1}^{-1}(p_{t-1} - p_t) + [z - h(x_t, t, p)]^T W [z - h(x_t, t, p)] \tag{2.31}$$

La résolution de cette nouvelle fonction est donnée par :

$$G_t^i \begin{bmatrix} \Delta x_t^i \\ \Delta p_t^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_x^i & H_p^i \\ 0 & I \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} W & 0 \\ 0 & R_{p,t-1}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_t - h(x_t^i, k, p_t^i) \\ p_{t-1} - p_t^i \end{bmatrix}, \tag{2.32}$$

$$G^i(t) = \begin{bmatrix} H_x^i & H_p^i \\ 0 & I \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} W & 0 \\ 0 & R_{p,t-1}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} H_x^i & H_p^i \\ 0 & I \end{bmatrix}. \tag{2.33}$$

Mise à jour : puisque l'état du système x au temps t n'a aucune relation avec celui au temps t ($t \neq j$), les seules variables à mettre à jour sont p avec avec l'équation 2.13 et R_p avec :

$$G_t^{-1} = \begin{bmatrix} \Lambda_{xx,t} & \Lambda_{xp,t} \\ \Lambda_{px,t} & \Lambda_{pp,t} \end{bmatrix}, R_{p,t} = \Lambda_{pp,t}. \tag{2.34}$$

Les paramètres peuvent être considérés comme constants sur la période d'estimation t(Debs, 1974; Debs and Litzenberger, 1975). D'autres auteurs (Handschin and Kliokys, 1995; Slutsker et al., 1996) préfèrent les considérer comme variables avec le temps et le paramètre est alors modélisé comme un processus de Markov affecté par du bruit blanc. Le tableau 2.3 résume les résultats obtenus avec cette méthode. Les articles des références sont :

1. : Alsac et al. (1998) ;
2. : Handschin and Kliokys (1995) ;
3. : Slutsker et al. (1996) ;
4. : Debs (1974).

Elle semble très bien fonctionner même lorsque de très petites erreurs sont introduites (1.1%) et lorsque le réseau est très contaminé (20%). Dans (Handschin and Kliokys, 1995), les auteurs ajoutent également des mauvaises données et la méthode identifie correctement l'erreur sauf en présence de k-tuples critiques. Dans (Slutsker et al., 1996), l'algorithme fait tout d'abord la décomposition du réseau en ilots observables où les branches moins télémétrées sont d'abord écartées. Elles sont réintroduites après que le reste des paramètres soient estimés. Seulement des figures de la fonction objectif sont disponibles pour évaluer la solution de (Debs, 1974), ce qui donne peu d'informations sur la précision des résultats.

Tableau 2.3 Résumé des résultats de l'augmentation du vecteur d'état avec filtre de Kalman.

Réf	Réseau	T	Bruit	$\frac{m}{n}$	T.P.	#(%)	|e%|	Est.
1	2046 barres/ 2632 branches	1	N/A	1.89	r, x	6(0.001%)	5-100%	1-19.36%
2	IEEE 30	1	Gauss. $\sigma_v = .005$ $\sigma_{P,Q} =$ 1MW /1MVar	N/A	a	3 (75%)	2%	0.01-0.03%
3	100 barres/ 185 branches	100	N/A	2.4	g,b,bsh	111(20%)	1.1-100%	0.01-1.7%
4	24 barres	30	N/A	2.69	g, b, bsh, σ	14(20%)	5-10%	N/A
						11(16%)	3%	

2.3.4 Phasor Measurement Unit (PMU)

Les PMU ont été introduits au début des années 80 suite à des avancées dans les domaines de traitement des signaux et des télécommunications. La prise des mesures est synchronisée (avec une précision d'1 μs) (Singh et al., 2011). Ils sont ainsi capables de calculer le décalage angulaire. C'est un grand avantage par rapport au RTU classique où les mesures échantillonnées sont prises à différents moments dans un intervalle t, même si la donnée de temps est également disponible. Cependant, les mesures de courant amènent certaines complications dans le calcul de la solution de l'EE (Monticelli, 1999). C'est pour cette raison que ces mesures ne sont pas incluses dans l'algorithme classique. Un placement optimal de PMU peut permettre de maintenir le système observable pendant des pannes, de transformer certaines mesures critiques en mesures redondantes ou d'identifier des erreurs de mesures (Abbasy and Ismail, 2009; Chen and Abur, 2006).

L'article (Zhu and Abur, 2010) montre qu'il peut exister des k-tuples de paramètres critiques dont les erreurs ne sont pas identifiées à cause d'une faible redondance ou encore de la topologie locale des branches erronées. Des lignes représentant les mesures du PMU sont ajoutées à la fin de la matrice jacobienne H. De plus, la matrice est formée sans utiliser de barre de référence, cependant elle inclut une colonne supplémentaire qui correspond à cette omission (Zhu and Abur). La méthode du Lagrangien est utilisée pour identifier les paramètres erronés Les tests sur le réseau IEEE 30 barres comparent l'identification des paramètres suspects sans les mesures de phaseurs (Test A) et avec (Test B). Les paramètres

du k-tuple critique sont tous suspects et ré-estimés dans le test A alors que seul le paramètre 18-19 est erroné. Le tableau 2.4 montre les paramètres obtenus dans les deux cas.

Tableau 2.4 Résultats de l'estimation des paramètres sans (test A) et avec (test B) PMU.

	Test A				Test B
Paramètres suspects	x_{15-18}	x_{18-19}	x_{19-20}	x_{20-10}	x_{18-19}
Vrai valeur	0.2185	0.1292	0.068	0.209	0.1290
Estimation	0.15621	0.21474	0.09198	0.17602	0.12927

Il existe une riche littérature sur l'inclusion des PMU pour estimer les paramètres des lignes. Cependant, la majorité de cette littérature s'appuie sur le principe que des PMU se trouvent à chaque bout de la ligne. Cette hypothèse n'est pas valide dans les réseaux aujourd'hui. L'article (Mousavi-Seyedi et al., 2015) propose un nouvel algorithme qui unit l'utilisation des PMU et du SCADA grâce à une décomposition de la ligne en sous-parties. La technique permet également d'estimer les longueurs des lignes. Les performances pour l'estimation des lignes sont bonnes (0.02-2.19% d'erreur).

Cependant, ces techniques sont basées sur l'implantation de matériel supplémentaire coûteux sur le réseau. Les PMU doivent être présents sur les lignes que l'on désire estimer. Cette technologie peut être très utile dans des réseaux peu observés comme les réseaux Moyenne Tension (MT). Hors, (Lefebvre et al., 2008) prévient que l'utilisation de ces équipements sur des réseaux très redondants comme le réseau de transport HT de TransÉnergie n'amènent pas d'amélioration significative de la solution. De plus, les problèmes sont principalement liés à des erreurs de modèles et de validation de topologie qui ne peuvent être résolus par les PMU. Ils ne seront donc pas pris en compte dans le reste du mémoire.

2.3.5 Identification active

Une nouvelle méthode pour l'estimation des paramètres ainsi que la détection d'erreurs de topologie est basée sur l'identification active. Le but de celle-ci est de minimiser les connaissances a priori du modèle de l'estimateur d'état et d'obtenir des informations en ligne. Les méthodes déforment les tensions des générateurs décentralisés en injectant des signaux à larges bandes, mesurent les modèles de courants à plusieurs endroits dans le réseau et déduisent des informations selon la corrélation entre stimulation et réponse. Les méthodes varient selon le signal généré, les émetteurs, les receveurs et le choix des fréquences (Neshvad et al., 2016; Garcia-Lagos et al., 2003; Papadopoulos et al., 2015).

La méthode est intéressante dans le contexte le réseau intelligent et de la multiplication de générateurs décentralisés. Elle peut servir d'outil d'assistance pour les opérateurs du réseau

ainsi qu'aider les ingénieurs à régler les paramètres de l'estimateur d'état.

2.4 Discussion et conclusions importantes

Les méthodes pour l'identification et l'estimation des paramètres sont variées et les articles ne s'entendent pas toujours sur certains aspects du problème. Cette section permet un retour sur les observations de la revue de littérature. Elles seront importantes pour la justification de la nouvelle formulation.

— Pour que l'EE donne de bons résultats, le modèle du réseau doit être bien connu. La figure 2.2 montre l'impact d'erreur des paramètres sur la fonction objectif, mais aussi de celle de poids associés aux mesures. Une erreur sur ces poids peut rendre la solution de l'estimateur d'état peu fiable.

— Bien que la théorie de l'EE soit développée depuis les années 70, l'implémentation sur les réseaux électriques reste délicate et encourt plusieurs problèmes pratiques (Assadian et al., 1994; Lefebvre et al., 2008).

— L'hypothèse d'indépendance entre les mesures et leurs erreurs est fausse, puisque P, Q et V à une même barre sont tous dérivés d'une même mesure (Lefebvre et al., 2008).

— Toutes les méthodes auront une mauvaise estimation des paramètres en présence de grandes erreurs persistantes dans leur entourage (Abur and G. Exposito, 2004).

— De petits sous-réseaux peuvent être utilisés pour l'estimation des paramètres puisque la propagation de ces erreurs est restreinte aux branches adjacentes.

— L'utilisation de plusieurs échantillons de mesures dans le temps plutôt qu'un seul est préférable pour les raisons suivantes :

- •L'estimation est plus précise.
- •Les mesures sont plus redondantes et assurent l'observabilité des paramètres.
- •Cela permet la dilution d'erreurs de mesures ponctuelles.

— Plusieurs méthodes considèrent que les mesures ont été traitées a priori pour trouver les mauvaises données et que les échantillons sont donc sans erreur.

— La présence de mesures de flux de puissance sur les branches erronées est primordiale pour obtenir un bon estimé des paramètres en série (Abur and G. Exposito, 2004).

— Les PMU permettent d'obtenir des mesures intéressantes dans les réseaux moins redondants ou pour briser les k-tuples. Cependant, dans les réseaux de transport déjà très redondant, l'ajout de ces appareils n'est pas bénéfique pour la précision de la solution.

— Les méthodes basées sur l'analyse de sensibilité des résidus (à cause de leur approximation linéaire) ont été surpassées par celles où le vecteur d'état est augmenté.

— Les techniques en ligne (basées sur le filtre de Kalman) permettent une adaptation rapide des paramètres qui sont susceptibles de changer comme les ratios de transformateurs. Elles doivent être rapides et robustes pour ne pas nuire à l'implémentation avec l'estimation d'état.

— Les techniques hors ligne (basées sur les équations normales) assument les paramètres constants et permettent d'intégrer plusieurs échantillons de temps pour une meilleure estimation. Les temps et efforts de calcul peuvent être supérieurs puisque la méthode est en parallèle de l'estimation d'état.

— Il n'est pas clair si les paramètres (excepté les ratios) doivent être considérés comme constants ou encore variables à travers le temps. La littérature est très partagée sur les effets de la température et d'autres phénomènes météorologiques sur les lignes.

•Certains affirment que le paramètre de susceptance est moins affecté par ceux-ci et les variations peuvent être négligées (Abur and G. Exposito, 2004).

•D'autres affirment tout le contraire et incluent les données météorologiques dans l'estimation d'état (Chan, 1993; Bockarjova and Andersson, 2007).

•Dans certains cas particuliers (comme l'effet couronne (Dawood and Narejo, 2015; Yahaya et al., 2013)), l'EE ne parvient pas à converger. Ces phénomènes météorologiques sont prévisibles et une analyse historique des données pourrait permettre de pré-évaluer les paramètres dans ces cas bien précis.

— Dans la même optique, il n'est pas clair si l'estimation de tous les paramètres est préférable à la création d'ensembles suspects.

CHAPITRE 3 NOUVELLE FORMULATION ET MÉTHODE DE RÉSOLUTION

3.1 Nouvelle formulation du problème

Dans cette section, la nouvelle formulation suggérée pour l'estimation des paramètres est décrite. La première section présente les hypothèses et choix posés. La seconde montre le modèle complet.

3.1.1 Considérations et hypothèses

Les principales caractéristiques de la formulation sont :

— la fonction objectif est modifiée d'une fonction quadratique pondérée pour une fonction quadratique seulement ;
— plusieurs échantillons de temps avec différents points d'opération du système sont utilisés ;
— l'étape d'identification des paramètres est remplacée par des variables binaires dans la formulation.

Le but de cette nouvelle approche est de rendre l'estimation des paramètres moins dépendante des coefficients de pondération σ. En effet, ces quantités ont un effet important sur la fonction objectif (Slutsker et al., 1996) en présence d'erreurs. Comme il a été mentionné dans l'introduction, l'erreur en z suit une fonction de densité de probabilité gaussienne. La mesure bruitée devrait théoriquement se trouver entre -3σ et 3σ de sa valeur réelle. Afin de représenter cette propriété, une nouvelle variable ϕ, bornée par cet intervalle, est additionnée aux mesures brutes z. Cette déviation n'est pas pénalisée dans la fonction objectif afin d'encourager z à se placer dans l'intervalle $[-3\sigma, 3\sigma]$ pour que son résidu soit nul.

Puisque le cas d'application est le réseau HT de TransÉnergie, seuls les susceptances et les ratios de transformateurs sont évalués.

Des choix ont dû être posés par rapport aux incertitudes soulevées dans la revue de littérature. Après consultation avec les chercheurs de l'IREQ, les paramètres sont identifiés hors ligne et considérés constants. En effet, la température n'a qu'un effet minime sur les susceptances (Janeček et al., 2011; Abur and G. Exposito, 2004). Elles peuvent varier avec les saisons (avec l'accumulation de neige par exemple), mais puisque les échantillons de données ne s'étalent pas sur plusieurs mois, cet effet est négligé. Pour ce qui est des conditions météorologiques

plus intenses comme l'effet couronne ou encore les orages électromagnétiques, des outils basés sur la détection de ces phénomènes sont développés en parallèle à ce projet. Ils peuvent donc être écartés ici.

De plus, pour éviter une phase séparée d'identification d'un ensemble de paramètres suspects, des variables binaires sont introduites pour les paramètres du réseau. Ceci permet d'évaluer tous les paramètres sans en écarter de prime abord.

D'autres hypothèses sont émises :

- les erreurs de mesure ont été en grande partie éliminées dans les échantillons ;
- la topologie du réseau peut changer dans l'intervalle de temps évalué ;
- les échantillons de temps sont pris à différents points d'opération du système pour s'assurer que les flux de puissance sont suffisants pour que toutes les branches soient observables.

3.1.2 Modèle

Le modèle utilise les **ensembles** suivants :

- $t \in T$: temps ;
- $y \in Y$: type de mesure ;
- $k, m \in B$: barres ;
- $(k, m) \in L$: branches ;
- $(k, m) \in A$: transformateurs ;
- $m \in L_k$: sous-ensemble des branches k,m reliées à la barre k ;
- $(k, m) \in C_b$: sous-ensemble des susceptances correctes ;
- $(k, m) \in C_a$: sous-ensemble des ratios corrects ;
- $k, m \in B_t$: topologie des barres au temps t ;
- $(k, m) \in L_t$: topologie des branches au temps t ;
- $i = (k, y) \in GB_t$: groupe barre/type formant la mesure i au temps t ;
- $i = (k, m, y) \in GL_t$: groupe branche/type formant la mesure i au temps t ;
- $k \in TB$: Barre haute tension dans les transformateurs.

Les groupes (k, y) et (k, m, y) forment des les pairs et trios qui définissent la mesure i. L'ajout d'un indice supplémentaire est nécessaire si la donnée est double (soit recueillie deux fois ou sous la forme d'une pseudo-mesure). Les types de mesures sont les suivants :

- $y = 1$: flux de puissance réelle dans une branche ;
- $y = 2$: flux de puissance réactive dans une branche ;
- $y = 3$: injection de puissance réelle à une barre ;
- $y = 4$: injection de puissance réactive à une barre ;

— $y = 5$: amplitude de tension à une barre.

La topologie est décrite par les branches B_t et les lignes L_t qui forment le réseau au temps t.

Le modèle utilise les **paramètres** suivants :

— $z^b_{t,k,y}$ et $z^l_{t,k,m,y}$: mesures ;
— $\sigma_{k,y}$ et $\sigma_{k,m,y}$: écart-type des mesures ;
— $g_{k,m}$: conductance ;
— $G_{t,k,m}$: matrice de conductance des branches en fonction du temps t ;
— $G_{t,k}$: matrice de conductance des barres en fonction du temps t ;
— $b_{k,m}$: susceptance initiale ;
— $b^{sh}_{k,m}$: susceptance shunt ;
— $a_{k,m}$: ratio initial ;
— α : nombre de paramètres erronés ;
— $L^a_{k,m}, L^b_{k,m}$: limite inférieure de variation du paramètre ;
— $U^a_{k,m}, U^b_{k,m}$: limite supérieure de variation du paramètre ;

La matrice de conductance G, puisqu'elle n'est pas une fonction des variables, est directement écrite dans le fichier de données. La matrice B doit faire partie des contraintes puisqu'elle est fonction des susceptances b qui varient. Pour les tests, trois valeurs de σ seront considérées. Elles sont décrites à l'annexe A.

Les **variables** du modèle sont les suivantes :

— $V_{k,t}$: amplitude de la tension ;
— $\theta_{k,m,t}$: différence d'angle entre la barre k et m ;
— $\beta^a_{k,m}, \beta^b_{k,m}$: variables binaires associées aux paramètres ;
— Δa_{km} : variation de ratio ;
— Δb_{km} : variation de susceptance ;
— $\phi_{t,k,y}$ et $\phi_{t,k,m,y}$: déviation de la mesure ;
— $r_{t,k,y}$ et $r_{t,k,m,y}$: résidu de la mesure ;
— $B_{t,k,m}$: matrice de susceptance des branches en fonction du temps t ;
— $B_{t,k}$: matrice de susceptance des barres en fonction du temps t ;

Le modèle s'écrit comme suit :

$$\underset{V,\theta,\beta,\phi,\Delta}{\text{minimiser}} \qquad \sum_{t\in T}\sum_{i\in M} r_{it}^2 \tag{3.1}$$

sous contraintes

$$B_{t,k,m} = -(a_{k,m} + \Delta a_{k,m})(a_{m,k} + \Delta a_{m,k})(b_{k,m} + \Delta b_{k,m}) \qquad \forall t \in T, (k,m) \in L_t \cap A \tag{3.2}$$

$$B_{t,k,m} = -(b_{k,m} + \Delta b_{k,m}) \qquad \forall t \in T, (k,m) \in L_t \backslash A \tag{3.3}$$

$$B_{t,k} = \sum_{(k,m)\in L_t} (b_{k,m} + \Delta b_{k,m} + b_{k,m}^{sh}) \qquad \forall t \in T, k \in B_t \backslash TB \tag{3.4}$$

$$\begin{aligned} B_{t,k} = &\sum_{(k,m)\in L_t\backslash A} (b_{k,m} + \Delta b_{k,m} + b_{k,m}^{sh}) \\ &+ \sum_{(k,m)\in L_t\cap A} ((b_{k,m} + \Delta b_{k,m})(a_{k,m} + \Delta a_{k,m}^2 + b_{k,m}^{sh}) \quad \forall t \in T, k \in B_t \cap TB \end{aligned} \tag{3.5}$$

$$\begin{aligned} r_{k,m,1,t} = &(z_{k,m,1,t} + \phi_{k,m,1}) - [(a_{k,m} + \Delta a_{k,m})^2 V_{k,t}^2 g_{k,m} \\ &- (a_{k,m} + \Delta a_{k,m}) V_{k,t}(a_{m,k} + \Delta a_{m,k} V_{m,t} g_{km} \cos(\theta_{kmt}) \\ &- (a_{k,m} + \Delta a_{k,m}) V_{k,t}(a_{m,k} + \Delta a_{m,k} V_{m,t}(b_{k,m} + \Delta b_{k,m}) \sin(\theta_{k,m,t})] \\ &\qquad \forall (k,m) \in A, (k,m,1) \in GL_t, t \in T \end{aligned} \tag{3.6}$$

$$\begin{aligned} r_{k,m,1,t} = &(z_{k,m,1,t} + \phi_{k,m,1}) - [V_{k,t}^2 g_{k,m} - V_{k,t} V_{m,t} g_{k,m} \cos(\theta_{k,m,t}) \\ &- V_{k,t}(b_{k,m} + \Delta b_{k,m}) \sin(\theta_{k,m,t})] \qquad \forall (k,m) \in L, (k,m,1) \in GL_t, t \in T \end{aligned} \tag{3.7}$$

$$\begin{aligned} r_{k,m,2,t} = &(z_{k,m,2,t} + \phi_{k,m,2}) - [-(a_{k,m} + \Delta a_{k,m})^2 V_{k,t}^2 (b_{k,m} + \Delta b_{k,m} + b_{k,m}^{sh}) \\ &- (a_{k,m} + \Delta a_{k,m}) V_{k,t}(a_{m,k} + \Delta a_{m,k} V_{m,t} g_{k,m} \sin(\theta_{k,m,t}) \\ &- (a_{k,m} + \Delta a_{k,m}) V_{k,t}(a_{m,k} + \Delta a_{m,k} V_{m,t}(b_{k,m} + \Delta b_{k,m}) \cos(\theta_{k,m,t})] \\ &\qquad \forall (k,m) \in A, (k,m,2) \in GL_t, t \in T \end{aligned} \tag{3.8}$$

$$\begin{aligned} r_{k,m,2,t} = &(z_{k,m,2,t} + \phi_{k,m,2}) - [-V_{k,t}^2 (b_{k,m} + \Delta b_{k,m} + b_{k,m}^{sh}) - V_{k,t} V_{m,t} g_{k,m} \sin(\theta_{k,m,t}) \\ &- V_{k,t} V_{m,t}(b_{k,m} + \Delta b_{k,m}) \cos(\theta_{k,m,t})] \qquad \forall (k,m) \in L, (k,m,2) \in GL_t, t \in T \end{aligned} \tag{3.9}$$

$$\begin{aligned} r_{k,3,t} = &(z_{k,3,t} + \phi_{k,3}) - [V_{k,t} \sum_{m\in L_k} V_{m,t}(G_{k,m} \cos(\theta_{k,m,t}) \\ &+ B_{k,m} \sin(\theta_{k,m,t}))] \qquad \forall (k,3) \in GB_t, t \in T \end{aligned} \tag{3.10}$$

$$\begin{aligned} r_{k,4,t} = &(z_{k,4,t} + \phi_{k,4}) - [V_{k,t} \sum_{m\in L_k} V_{m,t}(G_{k,m} \sin(\theta_{k,m,t}) \\ &- B_{k,m} \cos(\theta_{k,m,t}))] \qquad \forall (k,4) \in GB_t, t \in T \end{aligned} \tag{3.11}$$

$$r_{k,5,t} = (z_{k,5,t} + \phi_{k,5}) - V_{k,t} \qquad \forall (k,5) \in GB_t, t \in T \tag{3.12}$$

$$-3\sigma_{k,y} \le \phi_{k,y} \le 3\sigma_{k,y} \qquad \forall k, y \in GB_t, t \in T \tag{3.13}$$

$$-3\sigma_{k,m,y} \le \phi_{k,m,y} \le 3\sigma_{k,m,y} \qquad \forall k, m, y \in GL_t, t \in T \tag{3.14}$$

$$\beta^a_{k,m} L^a_{k,m} \leq \Delta a_{k,m} \leq \beta^a_{k,m} U^a_{k,m} \qquad \forall (k,m) \in L \qquad (3.15)$$

$$\beta^b_{k,m} L^b_{k,m} \leq \Delta b_{k,m} \leq \beta^b_{k,m} U^b_{k,m} \qquad \forall (k,m) \in L \qquad (3.16)$$

$$\sum_{km \in L} \beta^a_{k,m} + \sum_{km \in A} \beta^b_{k,m} = \alpha \qquad (3.17)$$

$$\beta^a_{k,m} = 0 \qquad \forall (k,m) \in C_a \qquad (3.18)$$

$$\beta^b_{k,m} = 0 \qquad \forall (k,m) \in C_b \qquad (3.19)$$

$$\Delta b_{k,m} = \Delta b_{m,k} \qquad \forall (k,m) \in L \qquad (3.20)$$

Les équations (3.2) à (3.5) représentent la formation de la matrice de susceptance B. L'équation dépend de la présence ou non d'un transformateur sur la branche. Les équations d'écoulement de puissance sont décrites par (3.6) à (3.12). La variable ϕ est additionnée à chaque mesure et bornée par l'écart-type σ dans (3.13)- (3.14). Dans les équations (3.15) et (3.16), les variables binaires multiplient les bornes pour chaque Δ. De cette manière, si $\beta^a_{km} = 0$ou$\beta^b_{km} = 0$, l'erreur de paramètre estimé est forcé également à zéro. L'équation (3.17) limite la somme des variables binaires et donc de paramètres erronés. Dans (3.20), les Δb doivent être forcés égaux puisqu'il y a une seule susceptance de ligne et non deux dépendamment de la direction. Finalement, β^a_{km}ouβ^b_{km} est forcé à zéro par (3.18)-(3.19) pour certaines lignes que l'on juge correctes.

3.2 Méthode de résolution

Le problème d'optimisation formulé ci-dessus est non-linéaire avec des variables mixtes (réelles et binaires). Ceux-ci sont généralement très difficiles à résoudre. Knitro est un solveur d'optimisation non-linéaire qui est reconnu pour son efficacité à résoudre les problèmes d'écoulement de puissance optimal en courant alternatif (ACOPF). Il sera également utilisé ici puisque ces équations sont les mêmes dans notre formulation.

La résolution se fait au moyen du serveur NEOS (Czyzyk et al., 1998; Dolan, 2001; Gropp and Moré, 1997). Dès le début des tests, il a été évident que l'utilisation d'une heuristique était nécessaire pour diminuer les temps de calcul. Pour une seule erreur de paramètre introduite, Knitro prend 10 minutes à estimer les variables. En comparaison, un algorithme d'énumération (où tous les β sont tour à tour mis à 1) prend seulement 20 secondes. Dans les deux cas, la même solution est obtenue. Pour le test avec 20% de contamination du réseau, le maximum de 8h est excédé.

Puisque les erreurs causent une dégradation significative dans la fonction objectif, un algorithme glouton est utilisé. Il est représenté à l'Algorithme 1. De nouveaux ensembles, paramètres et variable sont nécessaires pour décrire cet algorithme.

Les **ensembles** sont :

- $j \in$ AllParam : indice d'itération allant de 0 au nombre de paramètres sur le réseau ;
- SuspectB : lignes dont les susceptances sont erronées ;
- SuspectA : lignes dont les ratios de transformateur sont erronés ;
- $\mathrm{CandidatA_j}$: candidat de ratio de transformateur suspect à l'itération j ;
- $\mathrm{CandidatB_j}$: candidat de susceptance suspect à l'itération j ;
- CorrectB : lignes dont les susceptances sont correctes ;
- CorrectA : lignes dont les ratios de transformateur sont corrects.

Les **paramètres** sont :

- $\mathrm{FctObjMin_j}$: plus petite fonction objectif à l'itération j ;
- ϵ_1 : critère d'arrêt de l'algorithme ;
- ϵ_2 : critère pour qu'un paramètre soit inclus dans l'ensemble CorrectA ou CorrectB ;
- p : nombre de paramètres sur le réseau.

La **variable** est :

- DiffQuad : fonction objectif obtenue lors de la résolution du problème d'optimisation.

Tout d'abord, toutes les variables binaires sont fixées à zéro. Le problème d'optimisation non-linéaire est alors résolu et la fonction objectif obtenue (nommée DiffQuad) est utilisée pour définir la valeur du paramètre FctObjMin[0]. Les variables binaires étant fixes, le temps de calcul est de quelques secondes pour résoudre le problème. Cette première étape représente le problème d'optimisation où α(le nombre de paramètres erronés) est égal à zéro.

La valeur de α est augmentée à 1. Pour choisir le paramètre erroné, les variables binaires des paramètres sont tour à tour posées à 1. Le problème d'optimisation est résolu et si la valeur de sa fonction objectif (DiffQuad) est plus petite que la valeur minimale obtenue précédemment (FctObjMin[1]), le paramètre devient le candidat suspect. Après avoir vérifié tous les paramètres, celui avec la plus petite fonction objectif est inclus dans l'ensemble des paramètres erronés SuspectA ou SuspectB (selon le type). La variable binaire associée à ce paramètre est fixée à 1 et ne varie plus pour le reste de l'algorithme.

Également, si la fonction objectif (DiffQuad) d'une des variables binaires associées à un paramètre de ligne est plus grande ou égale à la fonction objectif de départ (FctObjMin[0]) moins une tolérance ϵ_2, alors le paramètre de la branche est inclus dans l'ensemble CorrectA ou CorrectB. Il ne sera plus évalué lors des itérations suivantes. Cela permet de réduire les temps de calcul.

Par la suite, la valeur de α (soit le nombre de variables binaires fixées à 1) augmente à chaque itération. Les variables binaires sont tour à tour posées à 1, celle avec la plus petite fonction objectif (FctObjMin[i]) est fixée à 1, etc. L'algorithme prend fin avec la commande «Break», lorsque la différence de fonction objectif entre 2 itérations (FctObjMin[i-1]- FctObjMin[i]) est plus petite qu'une valeur seuil ϵ_1.

Il est important de noter que seule la variable binaire $\beta^a_{k,m}$ ou $\beta^b_{k,m}$ est fixée lors des itérations et non la valeur de l'erreur de paramètre soit $\Delta b_{k,m}$ ou $\Delta a_{k,m}$. En effet, des tests dans (Zhu and Abur, 2006) concluent qu'une estimation séquentielle des erreurs de paramètres est beaucoup moins précise. Puisque des erreurs sur des branches adjacentes s'influencent, il est logique que l'estimation de tous les $\Delta a_{k,m}$ ou $\Delta b_{k,m}$ suspects se fasse simultanément.

```
AllParam := 0···p;
SuspectA,SuspectB :=∅;
CorrectA,CorrectB := ∅;
∀j ∈ AllParam   CandidatA_j, CandidatB_j := ∅;
∀j ∈ AllParam   FctObjMin[j] := 1 000 000;
β^a_{k,m}, β^b_{k,m} = 0;
résolution du problème d'optimisation;
FctObjMin[0] := DiffQuad;
for (k,m) ∈ L do
    β^b_{k,m} = β^b_{m,k} = 1;
    résolution du problème d'optimisation;
    if DiffQuad < FctObjMin[1] then
        CandidatB[1] = (k,m);
        FctObjMin[1] = DiffQuad;
    end
    if DiffQuad ≥ FctObjMin[0]- ε_2 then
        CorrectB := CorrectB ∪ (k,m);
    end
    β^b_{k,m} = β^b_{m,k} = 0;
end
for (k,m) ∈ A do
    β^a_{k,m} = β^a_{m,k} = 1;
    résolution du problème d'optimisation;
    if DiffQuad < FctObjMin[1] then
        CandidatB[1] = ∅;
        CandidatA[1] = (k,m);
        FctObjMin[1] = DiffQuad;
    end
    if DiffQuad ≥ FctObjMin[0]- ε_2 then
        CorrectA := CorrectA ∪ (k,m);
    end
    β^b_{k,m} = β^b_{m,k} = 0;
end
SuspectB := SuspectB ∪ CandidatB[1];
SuspectA := SuspectA ∪ CandidatA[1];
```

Suite à la page suivante...

```
for i=2..p do
    ∀s1 ∈ SuspectA   β^a_{k,m} = β^a_{m,k} = 1;
    ∀s2 ∈ SuspectB   β^b_{k,m} = β^b_{m,k} = 1;
    for (k,m) ∈ L \ CorrectB do
        β^b_{k,m} = β^b_{m,k} = 1;
        résolution du problème d'optimisation;
        if DiffQuad < FctObjMin[i] then
            CandidatB[i] = (k,m);
            FctObjMin[i] = DiffQuad;
        end
        β^b_{k,m} = β^b_{m,k} = 0;
    end
    for (k,m) ∈ A \ CorrectA do
        β^a_{k,m} = β^a_{m,k} = 1;
        résolution du problème d'optimisation;
        if DiffQuad < FctObjMin[i] then
            CandidatB[i] = ∅;
            CandidatA[i] = (k,m);
            FctObjMin[i] = DiffQuad;
        end
        β^a_{k,m} = β^a_{m,k} = 0;
    end
    if FctObjMin[i-1] - FctObjMin[i] ≥ ε_1 then
        break;
    end
    SuspectA := SuspectA ∪ CandidatA[i];
    SuspectB := SuspectB ∪ CandidatB[i];
end
```

Algorithm 1: Heuristique gloutonne pour identifier les paramètres erronés.

CHAPITRE 4 RÉSULTATS ET ANALYSE

4.1 Méthodologie de tests

Le modèle est écrit en AMPL. Il s'agit d'un langage de modélisation pour les problèmes d'optimisation (Fourer et al., 1989). Les données du réseau utilisées, la génération du fichier .dat et les cas testés sont expliqués dans les sous-sections suivantes.

4.1.1 Cas test : IEEE 30 barres

Le réseau IEEE 30 barres a été choisi pour les tests. Selon les informations données par Lefebvre et al. (2008), la redondance des réseaux de TransÉnergie est de 4.1 pour le 735 kV et 3.7 pour le 325 kV. Afin de représenter une situation semblable, certaines mesures sur les branches et les barres ont été enlevées. La figure 4.1 illustre le réseau avec les données considérées. Au final, la redondance du système représenté est de 3.65.

4.1.2 Génération des données

Les données sont générées par l'outil MATPOWER (Zimmerman et al., 2011) qui permet de résoudre des problèmes d'écoulement de puissance sur des réseaux électriques. L'ensemble des fichiers comprend également certains systèmes IEEE avec des cas de charges. Les cas de charges (ou points d'opération) sont représentés par les puissances réelles et réactives nécessaires à chaque barre du réseau. Certaines barres liées à un générateur génèrent de la puissance. D'autres barres sont connectées à des sous-réseaux et nécessitent une certaine charge de puissance sortante. Les flux de puissance dans les branches s'ajustent selon la génération et la demande entre les barres.

Deux points d'opération sont déjà dans la base de données de MATPOWER pour le réseau 30 barres. Deux autres points ont été ajoutés pour simuler des échantillons. Ils ont été créés pour augmenter les flux de puissances réactives dans les branches moins chargées des deux autres cas. De cette façon, toutes les branches sont observables. Les 4 cas de charge sont décrits dans l'annexe B avec également les statistiques du flux de puissance dans les différentes branches et barres.

Trois fonctions MATLAB ont été programmées afin de simplifier la génération et l'écriture des données :

`Createcases.m` multiplie les 4 cas (soit toutes les puissances de charge et générées) par

un facteur de 1 à 1.4 avec des incrémentations de 0.1. De cette façon, 20 «échantillons de temps» sont générés.

`getdata.m` extrait les résultats nécessaires du fichier *results* créé par MATPOWER et ajoute un bruit gaussien selon l'écart-type $\sigma = \frac{1}{3}3\%|z|$.

`createdata.m` écrit les données dans un fichier .txt sous la forme nécessaire pour AMPL.

Les valeurs des variables d'état V et θ sont également écrites dans un fichier pour être comparée avec la solution de l'estimation.

4.1.3 Cas testés

Dans les sections suivantes, des erreurs sont introduites dans le fichier MATPOWER du réseau. Les cas testés sont :

1. une seule erreur avec une amplitude variant de 1 à 100% de la valeur initiale du paramètre est introduite ;
2. une erreur de susceptance et de conductance est introduite sans que la conductance soit estimée ;
3. plusieurs erreurs de susceptances et de ratios sont introduites en même temps ;
4. la conductance et susceptance shunt sont ajoutés aux variables à estimer. Plusieurs paramètres sont erronés ;
5. du bruit important est ajouté au domaine Q-V pour représenter le réseau TransÉnergie et l'analyse de sensibilité est reprise.

Les résultats présentés permettent de comparer avec les différentes méthodes ressorties lors de la revue de littérature. Les analyses permettent de mettre en lumière les forces et les faiblesses de la formulation proposée.

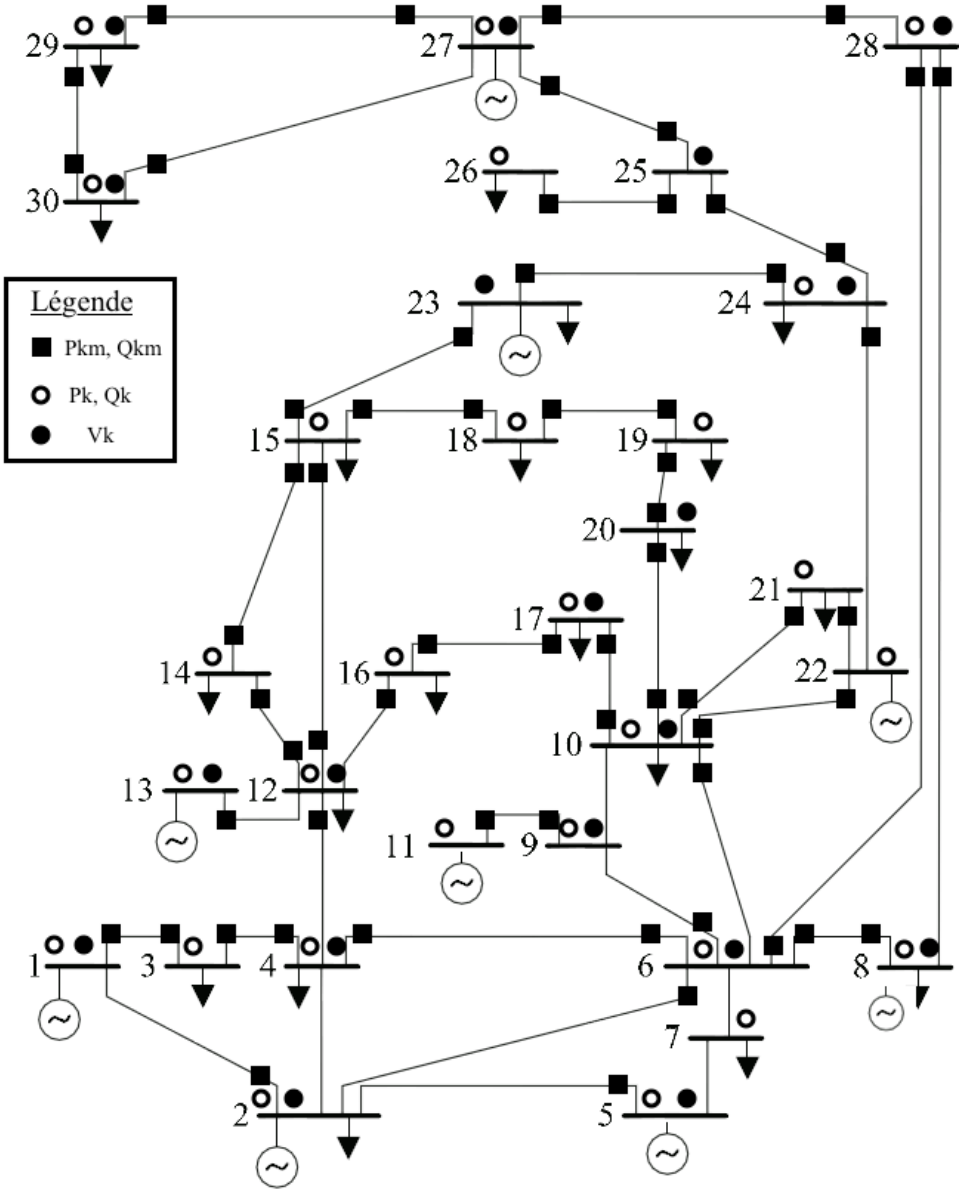

Figure 4.1 Réseau IEEE 30 barres avec mesures enlevées. Adaptée de «Single Line Diagram of the IEEE 30-bus test sytem» Gonzalez-Longatt (2008).

4.2 Analyse de sensibilité

Puisque la nouvelle formulation ne repose plus sur une fonction quadratique pondérée, il est important de voir si la linéarisation de σ détériore la précision des résultats. Pour ce faire, une seule erreur est introduite dans tout le réseau. Puisque le but de cette recherche est l'application sur le réseau de transport HT où $x \gg r$, seuls les susceptances et les ratios de transformateurs sont analysés comme paramètre du modèle. Les tests sont répétés en variant l'écart-type σ. Les 2 cas suivants sont considérés :

σ_{SE} : σ est basé sur les écarts-types d'une fonction d'EE de MATLAB. La fonction objectif de l'EE est basée sur la théorie des moindres carrés pondérés où les poids des mesures sont $\frac{1}{\sigma^2}$. Ces écarts-types sont donc utilisés ici.

$\sigma_{1\%}$: 3σ est 1% de la valeur moyenne du transit réel et réactif, 1% de la tension nominale.

Les tableaux complets de ces valeurs se retrouvent en annexe A. Ces écarts-types sont différents sur 2 points :

1. σ_{SE} est constant selon un type de mesure alors que $\sigma_{1\%}$ varie avec la moyenne de celle-ci ;
2. en général, σ_{SE} est de 3 à 10 fois plus petit que $\sigma_{1\%}$.

4.2.1 Susceptance

Dans cette première partie des tests, l'erreur de susceptance varie de 1% à 100% de sa valeur initiale. La mesure de flux de puissance réactive dans les branches est celle où la susceptance a le plus d'impact. La redondance de cette mesure ainsi que son amplitude varient selon les lignes. Quatre d'entre elles ont été sélectionnées pour voir si ces 2 facteurs peuvent avoir une influence sur la précision du résultat. Le tableau 4.1 énumère les caractéristiques des branches sélectionnées.

Tableau 4.1 Branches sélectionnées pour l'analyse de sensibilité.

Branche	Redondance	Flux min (MVar)	Flux max (MVar)	Flux moyen (MVar)
1-2	1/2	26	388	182
15-23	2/2	0.93	13.02	6.89
4-6	2/2	7.47	41.42	18.96
12-16	1/2	2.19	11.72	6.05

La figure 4.2 montre la susceptance b estimée par le modèle (avec σ_{SE} et $\sigma_{1\%}$) en fonction de l'erreur en pourcentage de la valeur initiale du paramètre.

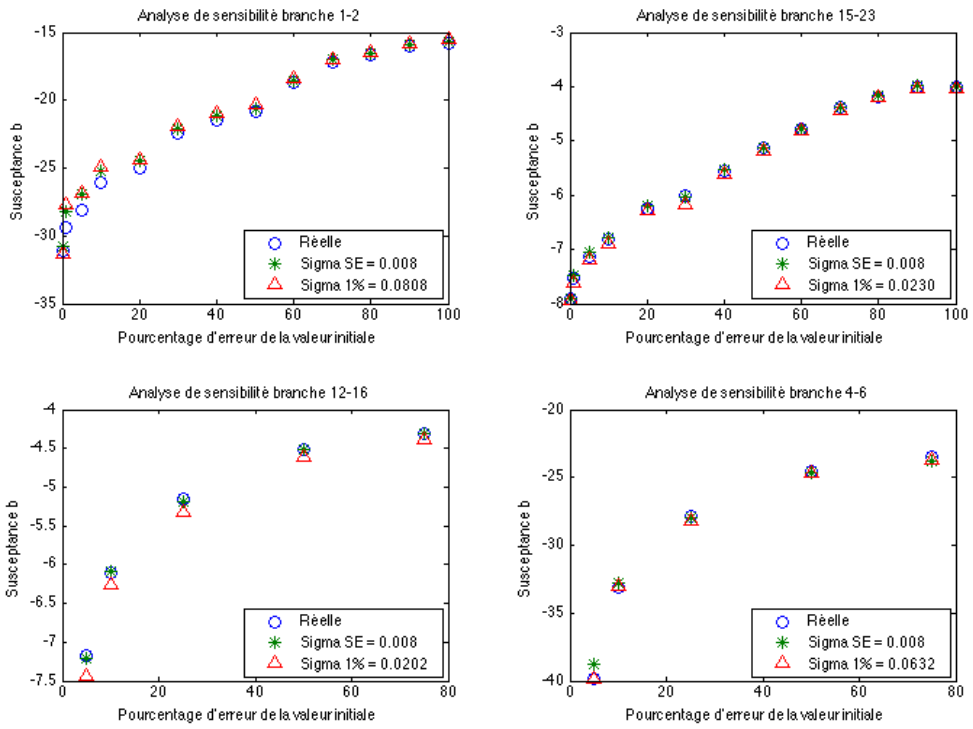

Figure 4.2 Analyses de sensibilités des 4 branches.

Pour toutes les branches, plus l'erreur est grande plus l'identification est évidente. Dans les branches (1-2) et (12-16), la précision de l'estimation semble s'améliorer plus l'erreur initiale est petite. De plus, la qualité de la solution ne semble pas être affectée par l'amplitude initiale de la susceptance comme c'est le cas dans (Liu and Lim, 1995). En effet, la précision est similaire dans la branche (4-6) dont la susceptance atteint $-40p.u.$ et celle de la branche (12-13) où $b = -4p.u.$. Il est également intéressant de noter que même malgré l'écart entre σ_{SE} et $\sigma_{1\%}$, l'estimation reste très près des valeurs réelles. Les tableaux 4.2 et 4.3 montrent les pourcentages d'erreur d'estimation des solutions. Des astérisques ** sont ajoutés à côté des erreurs où une autre branche du réseau est identifiée comme erronée.

Une légère amélioration globale de la précision est observée lorsque $\sigma_{SE} = 0.008$. L'écart-type étant plus serré, les petites erreurs sont davantage pénalisées dans la fonction objectif et l'estimation de Δb semble en bénéficier.

Lorsque l'erreur atteint 10% et moins, la branche (1-3) est détectée comme erronée plutôt que la branche (1-2). La problématique explicitée dans la section 2.1.2 sur la contamination des branches adjacentes explique cette fausse détection. De plus, puisque la branche (1-3) a une redondance supérieure ainsi qu'une très grande amplitude de flux de puissance réactive,

Tableau 4.2 Pourcentage d'erreur d'estimation selon l'erreur introduite : branches (1-2) et (15-23).

Pourcentage	Branche 1-2		Branche 15-23	
	Erreur σ_{SE} = 0.008 (%)	Erreur $\sigma_{1\%}$ = 0.0808(%)	Erreur σ_{SE} = 0.008 (%)	Erreur $\sigma_{1\%}$ = 0.0230(%)
100	-1.2536	-0.5423	0.1587	-0.1655
90	-4.0337	5.7327	0.4778	-1.1934
80	-4.0782	4.3666	1.0201	-0.8674
70	-3.0068	4.2411	0.7344	-1.1393
60	-2.0720	2.7560	0.6132	-0.6588
50	-1.7000	2.7714	-0.7217	-2.7460
40	-1.5428	2.2772	0.4319	-1.2342
30	-1.0928	2.3255	0.2403	-0.7608
20	-0.5163	1.5751	0.3226	-0.7078
10	**-0.8878	1.0552	-0.3639	-1.2027
5	**-0.6516	**1.5639	0.5445	-0.4511
1	**-0.3683	**1.3691	**0.5693	**-0.3930

elle exerce un poids supérieur sur la fonction objectif. Le même problème n'est pas observé sur l'autre ligne de redondance réduite (12-16). La précision de l'estimation est plus faible dans la branche (1-2) où l'erreur varie de 1.6-5.7%.

Pour les autres branches, les erreurs sont identifiées jusqu'à 5% de leur valeur initiale. En-dessous de ce seuil, l'impact de l'erreur sur la fonction objectif est trop petite pour pouvoir être détectée. Ceci peut être une conséquence de la non-pondération des résidus. Dans les résultats présentés lors de la revue de littérature, Slutsker et al. (1996) et Debs (1974) qui utilisent une méthode basée sur le filtre de Kalman permettent de détecter et d'estimer des erreurs jusqu'à 1.1-3% de leur valeur initiale.

Tableau 4.3 Pourcentage d'erreur d'estimation selon l'erreur introduite : branches (12-16) et (4-6).

Pourcentage	Branche 12-16		Branche 4-6	
	Erreur σ_{SE} = 0.008 (%)	Erreur $\sigma_{1\%}$ = 0.0202(%)	Erreur σ_{SE} = 0.008 (%)	Erreur $\sigma_{1\%}$ = 0.0632(%)
75	-0.4947	-3.6724	2.7188	0.1524
50	0.3460	-2.4404	0.9141	0.2626
25	-0.5254	-3.2030	-0.2698	-1.1042
10	-0.4075	-2.2030	-0.8168	-0.5404
5	-0.0609	-2.0394	-1.3383	-1.0892

4.2.2 Ratio de transformateur

Les ratios des transformateurs sont des valeurs discrètes bien qu'elles soient ici modélisées comme des variables continues. Ils varient de 0.9 à 1.1 p.u. avec au plus 33 états. Le plus petit changement d'état est de 0.00625 p.u.. Il faut s'assurer que cette variation soit correctement identifiée et que l'estimation soit assez précise pour ne pas être confondue avec une autre position. Le résultat étant le même pour tous les transformateurs, celui de la branche (6-9) est présenté. La figure 4.3 montre les estimations de Δa pour les pas -3 à 3.

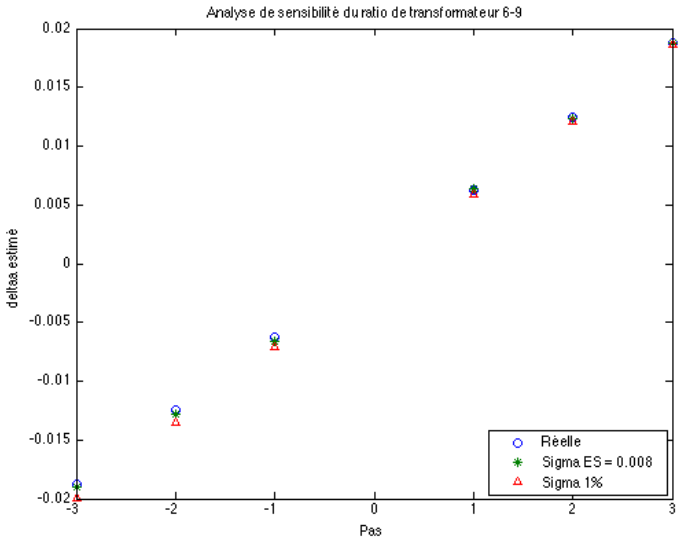

Figure 4.3 Δa estimé en fonction d'un pas de transformateur.

Les plus petits pas du transformateur peuvent être estimés correctement par la formulation et la valeur de la fonction objectif en est très affectée. L'identification du ratio fautif est évidente. L'ordre des erreurs d'estimation est de 0.05% pour les deux σ, le tableau 4.4 donne

les pourcentages d'erreur.

Tableau 4.4 Erreur d'estimation des pas du transformateur (6-9).

Pas	Erreur σ_{SE} (%)	Erreur $\sigma_{1\%}$(%)
3	-0.0034	0.0059
2	0.0108	0.0389
1	-0.0093	0.0348
-1	0.0272	0.1176
-2	0.0267	0.0986
-3	0.0300	0.0837

Cette précision vient du fait que la mesure de ratio est très redondante puisqu'elle touche également les branches adjacentes. La méthode est donc très efficace pour ce type d'erreur.

4.3 Erreur de réactance

Les paramètres en série des lignes sont les résistances r et les réactances x. Les conductances g et les susceptances b forment la matrice d'admittance Y et sont calculés comme suit :

$$g = \frac{r}{r^2 + x^2}, \tag{4.1}$$

$$b = \frac{-x}{r^2 + x^2}. \tag{4.2}$$

Comme mentionné plus tôt, dans les réseaux HT, $x \gg r$ et on peut faire l'approximation $b = x$. Les changements de x sont dans ce cas directement des variations de b. Cependant, cela ne s'applique pas sur les réseaux MT et Basse Tension (BT) où b et g sont affectés par les erreurs. La résistance et la réactance sont les paramètres qui sont susceptibles de varier dans le réseau (et non l'admittance) pour les diverses raisons énumérées en 2.1. Les réseaux tests IEEE ressemblent davantage au MT, car r n'est pas négligeable par rapport à x. Dans cette logique, les premières expériences de la formulation sur le réseau 30 barres ont été conduites en changeant la réactance x dans MATPOWER sans changer la conductance g en conséquence dans le fichier de données AMPL. Les résultats obtenus pour différentes branches sont résumés dans le tableau 4.5. Celui-ci présente la variation de Δb introduite, la valeur estimée et la branche identifiée comme erronée.

La figure 4.4 contient la valeur introduite versus estimée de l'erreur de susceptance.

Dans plus du tiers des cas, la mauvaise branche est identifiée ou l'estimation est peu précise.

Tableau 4.5 Une erreur de susceptance introduite sans changer la conductance.

Branche	Erreur introduite	Branche détectée	Erreur estimée
1-3	-5.43	1-3	-5.63
28-27	-1.10	28-27	-1.09
2-5	-1.35	2-5	-1.43
2-6	-0.97	2-6	-0.97
2-4	-2.27	2-4	-2.62
4-12	-2.50	4-12	-0.94
12-15	2.20	12-15	1.75
10-21	-2.53	10-21	-3.09
6-8	3.5	**8-28**	-3.09
22-24	0.73	**22-23**	0.39
21-22	-4.58	21-22	**-32.49**
5-7	-3.09	5-7	**-7.45**
3-4	-5.76	3-4	**-22.23**
9-11	2.36	**Aucune**	**-4.49**

Il peut en être conclut que la méthode est sensible aux autres erreurs de paramètres sur le réseau. La majorité de la littérature n'inclut que des erreurs de susceptances en considérant la conductance g comme parfaitement connue. Bien que cette hypothèse soit vraie sur les réseaux HT, certaines conditions météorologiques ou des erreurs de données peuvent affecter la véracité de cette affirmation. Cette caractéristique de la formulation peut venir affecter la robustesse de l'outil de diagnostic à développer.

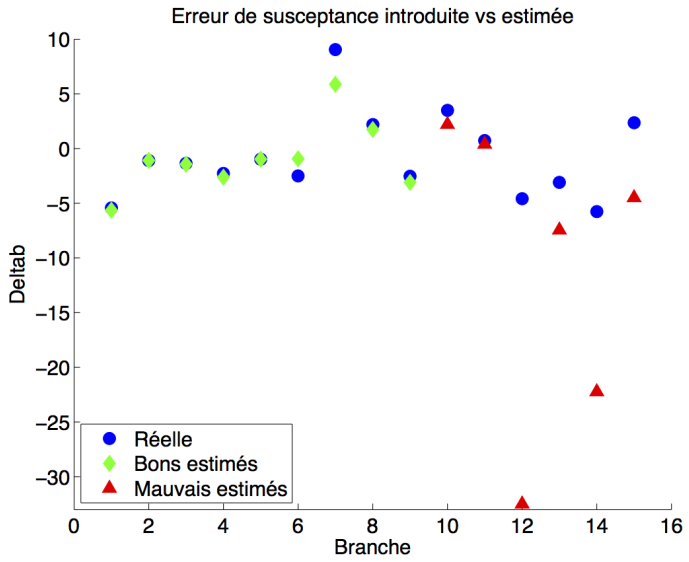

Figure 4.4 Une erreur de susceptance introduite sans changer la conductance g.

4.4 Erreurs de ratios et de susceptances combinées

Dans cette section, jusqu'à 7 susceptances et 2 ratios de transformateurs erronés sont introduits dans le réseau. Il est important de savoir si la formulation peut identifier et corriger ces erreurs selon différents cas. Les temps de calcul et les paramètres ϵ utilisés sont aussi discutés. Les 4 tests suivants varient dans leur complexité :

Section 4.3.1 1 ratio et 5 susceptances sans branche adjacente ;

Section 4.3.2 1 ratio et 5 susceptances avec une branche adjacente au transformateur ;

Section 4.3.3 2 ratios de 2 transformateurs sur la même barre et 3 erreurs de susceptances ;

Section 4.3.4 2 ratios de transformateur et 7 erreurs de susceptances.

4.4.1 1 ratio et 5 susceptances sans branche adjacente

Dans ce premier test, les valeurs de 5 susceptances et 1 ratio de transformateur sont changées. Il s'agit d'une contamination de 13% des paramètres du réseau. Aucune de ces branches n'est adjacente.

Le solveur prend de 2-3 minutes afin de trouver la solution. Pour les deux σ considérés, les variables $\epsilon_1 = 10$ et $\epsilon_2 = 10$ sont utilisées. Un petit rappel pour les paramètres ϵ :

ϵ_1 est le critère d'arrêt de l'algorithme. Il représente la différence de fonction objectif entre 2 itérations.

ϵ_2 permet définir des branches correctes dès le début de l'algorithme. À la première itération, si la fonction objectif d'une branche où $\beta = 1$ est plus grande ou égale à la fonction objectif initiale moins ϵ_2, elle est déclarée non suspecte et retirée de l'estimation.

Dans ce test, avec cette valeur d'ϵ_2, il est possible d'écarter 12 branches/36 de l'estimation ce qui diminue les temps de calcul.

La figure 4.5 présente les courbes des fonctions objectifs des deux σ en fonction des itérations. L'amélioration est significative pour le ratio (28-27) et la susceptance (1-2) pour σ_{SE} et (5-7) pour $\sigma_{1\%}$. L'impact des autres erreurs, bien que détectées, est beaucoup moins important. Ceci est attribuable :

au type d'erreur : les erreurs de ratios, étant plus redondantes, affectent nettement plus la fonction objectif ;

au flux moyen des branches : les branches (5-7) et (1-2) ayant un flux moyen plus élevé, leur impact est sur la fonction objectif est d'autant plus important.

Ces deux facteurs sont plus déterminants que le pourcentage d'erreur du paramètre.

Bien que ϵ_1 soit fixé à 10, les dernières erreurs correctement détectées entraînent des variations de 66.9 et 61.03 de la fonction objectif selon σ.

Les erreurs introduites et l'estimation sont décrites avec le tableau 4.6

Tableau 4.6 Résultats des tests avec 1 ratio et 5 susceptances sans branche adjacente.

Ligne	Paramètre	Paramètre				Erreur (%)		
		Introduit	Initial	$\sigma_{1\%}$	σ_{SE}	Introduite	$\sigma_{1\%}$	σ_{SE}
28-27	a	1.06	1.033	1.0598	1.0599	-2.61	0.02	0.01
1-2	b	-11.88	-15.64	-11.80	-11.77	24.07	0.65	0.87
6-8	b	-19.2	-22.01	-19.60	-19.45	12.78	-2.03	-1.29
15-23	b	-5.31	-3.98	-5.31	-5.35	-33.57	0.04	-0.73
10-20	b	-2.37	-3.98	-2.36	-2.35	40.57	0.46	0.66
5-7	b	-2.41	-7.45	-2.41	-2.39	67.53	0.51	1.28

La formulation avec les 2 σ différents permet une identification correcte de tous les paramètres erronés avec des estimations précises (0.01-2%).

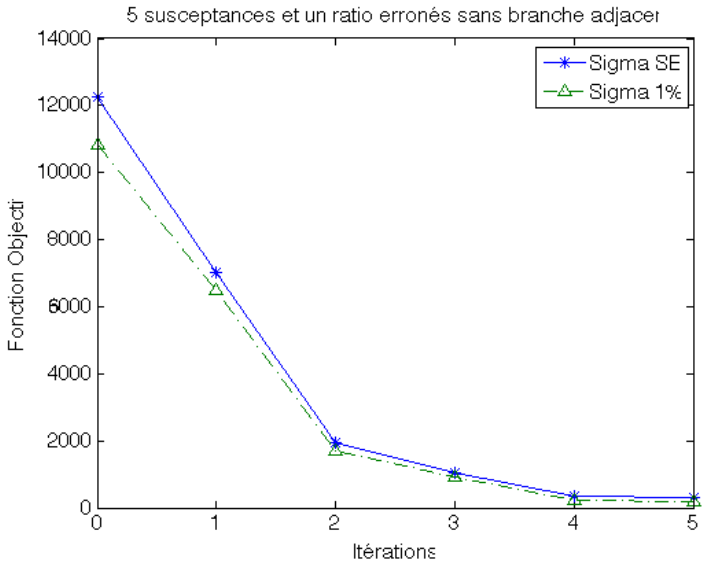

Figure 4.5 1 ratio et 5 susceptances erronées sans branche adjacente : fonction objectif selon les itérations de l'algorithme.

4.4.2 1 ratio et 5 susceptances avec branche adjacente

Le test se complexifie en incluant des erreurs dans deux paramètres adjacents soit le transformateur (4-12) et la branche (12-14). NEOS arrive à une solution en 3 minutes environ. Les mêmes valeurs d'ϵ sont utilisées que pour le test précédent.

Pour $\sigma_{1\%}$, la valeur d'ϵ_1 doit être légèrement diminuée pour que (24-25) soit correctement identifiée. L'impact de cette erreur sur la fonction objectif n'est que de 9.38. Cette branche possède une des plus faibles valeur moyenne de puissance réactive (2.09 MVar) de tout le réseau. Il est donc logique que malgré son erreur significative (-38.57%) elle soit difficile à détecter. Toutefois, une fois identifié, le paramètre est correctement estimé avec une erreur de moins d'1%.

Dans le cas de σ_{SE}, deux problèmes surviennent lors de l'identification.

1. Les branches (1-2), (1-3) et (4-3) sont identifiés comme erronées avant (24-25). L'erreur de détection vient du fait que le bruit est proportionnel aux flux moyens (nettement supérieur dans ces premières branches, près de la génération), mais les écarts-types sont les mêmes pour toutes les lignes. Les résidus liés au bruit dans ces branches prennent le dessus sur les erreurs de paramètres dans celles secondaires. Cette observation vient démontrer que ce serait une erreur de prendre σ selon le type de mesure et qu'il doit plutôt être sélectionné en fonction d'un pourcentage du flux moyen réactif sur la branche.

2. La branche (27-29) plutôt que (27-30) est identifiée. L'introduction d'une erreur de paramètre vient contaminer aussi les mesures adjacentes comme il a été vu dans la revue de littérature. Puisque les deux lignes ont les mêmes σ, mais que le flux moyen de (27-29) est légèrement plus élevé, c'est cette branche qui est détectée. Cette seconde fausse détection démontre également l'importance de choisir σ en fonction du flux moyen.

La figure 4.6 illustre l'amélioration de la fonction objectif selon les itérations. Le premier paramètre détecté est le ratio (4-12) et son amélioration de la fonction objectif est considérable comparativement aux autres erreurs. Il est intéressant de noter dans cette figure que les mauvaises détections de σ_{SE} aux itérations 5 à 7 ont environ le même impact sur la fonction objectif que les paramètres réellement erronés détectés avec $\sigma_{1\%}$.

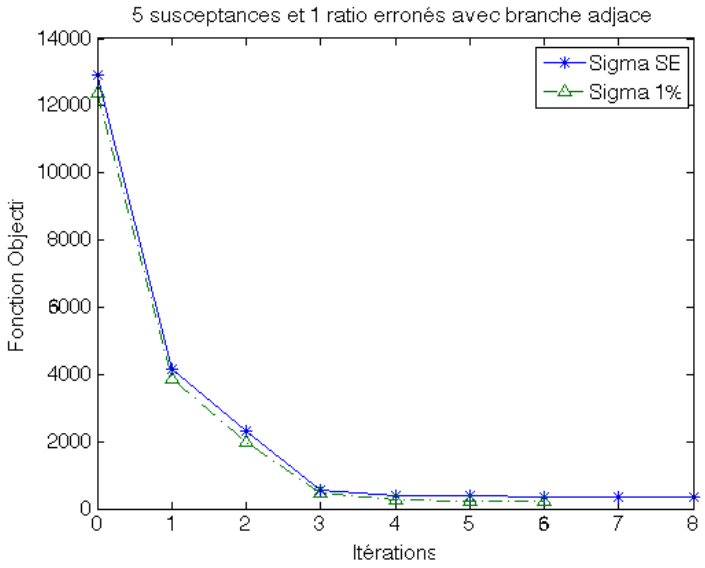

Figure 4.6 1 ratio et 5 susceptances erronées avec branche adjacente : fonction objectif selon les itérations de l'algorithme.

Les autres estimations obtenues sont présentées dans le tableau 4.7.

Dans les deux cas, la branche (12-14) et le ratio (4-12) parviennent à être identifiés correctement et la précision de l'estimation n'est pas être affecté par leur proximité.

Tableau 4.7 Résultats des tests avec 1 ratio et 5 susceptances sans branche adjacente.

Ligne	Paramètre	Paramètre				Erreur(%)		
		Introduit	Initial	$\sigma_{1\%}$	σ_{SE}	Introduite	$\sigma_{1\%}$	σ_{SE}
4-12	a	1.01	1.073	1.0097	1.0099	5.87	0.03	0.01
2-6	b	-5.904	-5.116	-5.908	-5.905	-15.40	-0.07	-0.02
12-14	b	-2.322	-3.173	-2.319	-2.317	26.82	0.09	0.18
10-21	b	-5.873	-10.981	-5.981	-6.025	46.52	-1.83	-2.60
24-25	b	-3.169	-2.287	-3.199	-3.208	-38.57	-0.92	-1.23
27-30	b	-1.146	-1.293	-1.158	-	11.41	1.98	-

4.4.3 2 ratios de transformateurs adjacents et 3 susceptances

Dans le cas présenté ici, des erreurs dans les ratios des transformateurs adjacents (6-9) et (6-10) sont introduites. Les mesures liées aux transformateurs étant nombreuses, la contamination entre ces deux erreurs peut être importante. Les valeurs des variables $\epsilon = 10$ sont utilisées. Après 2 minutes 30, l'algorithme arrive à identifier correctement les paramètres. Pour ce test, les deux courbes de fonctions objectif sont très similaires (figure 4.7). La dernière erreur de susceptance identifiée dans la branche (10-22) a un impact de 43-37 sur la fonction objectif selon σ malgré sa faible erreur (16.9%).

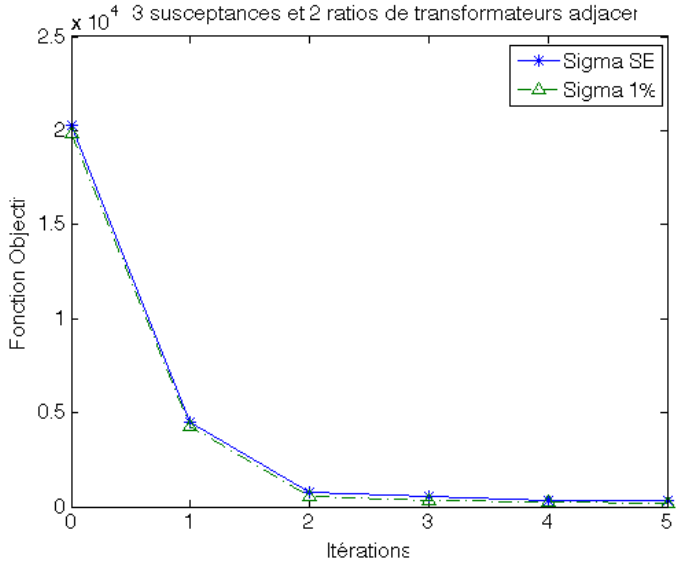

Figure 4.7 2 ratios et 3 susceptances erronées : fonction objectif selon les itérations de l'algorithme.

Le tableau 4.8 présente les estimations et les erreurs.

Les ratios sont estimés assez précisément pour que la position soit correctement identifiée, sauf

Tableau 4.8 Résultats des tests avec 2 ratios de transformateurs adjacents et 3 susceptances.

Ligne	Paramètre	Paramètre				Erreur(%)		
		Introduit	Initial	$\sigma_{1\%}$	σ_{SE}	Introduite	$\sigma_{1\%}$	σ_{SE}
6-9	a	0.96	1.022	0.9574	0.9579	6.11	0.2739	0.2200
6-10	a	1.087	1.032	1.0872	1.0777	-5.33	-0.0182	0.8555
12-13	b	-4.167	-7.143	-4.1894	-4.1393	41.67	-0.5453	0.6571
25-27	b	-1.752	-3.760	-1.6706	-1.7024	53.41	4.6292	2.8162
10-22	b	-4.487	-5.401	-4.4545	-4.4523	16.90	0.7413	0.7916

pour (6-10) avec σ_{SE}. L'estimation est très près de la valeur milieu entre les deux positions et serait difficile à évaluer. Également, la précision de la branche (25-27) de (4.6%) est plus élevée de celles obtenues pour les autres branches sauf pour la branche (1-2) dans l'analyse de sensibilité.

4.4.4 2 ratios de transformateur et 7 susceptances

Dans ce test, plusieurs erreurs adjacentes cumulant jusqu'à 20% de contamination des paramètres du réseau sont intégrées. Tout d'abord, les susceptances des branches (1-2) et (1-3) qui partagent la barre de génération 1 sont changées. L'erreur introduite dans b(1-2) a un faible écart (12.4%) par rapport à sa valeur initiale pour déterminer si l'algorithme détecte tout de même cette branche ou si la contamination amène l'identification de b(1-3) seulement. De plus, des erreurs sont introduites dans les transformateurs (6-10) et (28-27) ainsi que la branche (6-28) les reliant. Les paramètres ϵ sont fixés à 5. Le tableau 4.9 décrit les erreurs introduites et les estimations selon σ.

Tableau 4.9 Résultats des tests avec 2 ratios et 7 susceptances avec branches adjacentes.

Ligne	Paramètre	Paramètre				Erreur(%)		
		Introduit	Initial	$\sigma_{1\%}$	σ_{SE}	Introduite	$\sigma_{1\%}$	σ_{SE}
6-10	a	1.0195	1.0320	1.0191	1.0193	1.21	0.0392	0.0191
28-27	a	1.0643	1.0331	1.0642	1.0639	-3.02	0.0109	0.0364
1-2	b	-13.706	-15.647	-13.385	-13.361	12.404	2.338	2.515
1-3	b	-8.024	-5.632	-7.927	-7.921	-42.486	1.209	1.284
9-11	b	-7.813	-4.808	-9.139	-9.011	-62.500	-16.976	-15.337
12-13	b	-5.000	-7.143	-5.129	-4.945	30.000	-2.587	1.091
18-19	b	-7.279	-6.219	-	-	-17.046	-	-
23-24	b	-5.813	-2.989	-5.582	-5.665	-94.456	3.964	2.538
6-28	b	-11.980	-15.464	-12.136	-12.300	22.530	-1.304	-2.670

En général dans ce tableau, les estimations des susceptances sont légèrement moins précises

(1-4%) que dans les tests précédents (0.1-2%). Dans la branche (9-11), l'erreur atteint jusqu'à 17%. Pourtant, la valeur de flux réactif moyen (15.7 MVar) est assez élevée par rapport au reste du réseau. Après vérification des données de MATPOWER, dans 2 des 4 cas créés, le flux réactif sur cette branche est nul. La pauvreté de l'estimation peut être attribuée à deux facteurs. Premièrement, elle est évaluée sur 10 échantillons et non 20. Deuxièmement, dans les 10 échantillons où le flux est nul, σ ne l'est pas. La contamination des autres erreurs de paramètres peut faire varier $\Delta b_{(9-11)}$ et créer une perte de précision.

De plus, le paramètre (18-19) n'est pas identifié dès le départ. Son flux de puissance réactive moyen est parmi les plus faibles (1.53 MVar) de tout le réseau et les barres 18 et 19 n'ont pas beaucoup de branches connexes. D'autres itérations sont nécessaires afin de le détecter (ϵ_1 est diminué jusqu'à 0.3), elles sont présentées par le tableau 4.10.

Tableau 4.10 Paramètre identifié et fonction objectif selon les itérations.

Itération	Paramètre identifié	Différence de fonction objectif
1	b(1-3)	25 830
2	a(28-27)	840
3	b(1-2)	362
4	a(6-10)	190
5	b(6-28)	101
6	b(23-24)	64.9
7	b(9-11)	18.7
8	b(12-13)	9.14
9	**b(2-5)**	1.52
10	**b(6-7)**	6.07
11	**a(4-12)**	1.92
12	b(18-19)	0.46

Ce tableau permet de tirer différentes conclusions :

1. L'identification tardive de (18-19) montre que l'algorithme est dépendant de la puissance réactive moyenne sur les branches. Puisque les résidus ne sont pas pondérés par de grands poids, l'impact de ces petites erreurs est négligeable.
2. La différence de fonction objectif dépend grandement des caractéristiques de la branche (type de paramètre, flux de puissance réactive moyen). Le nombre de branches adjacentes peut également être déterminant. Effectivement, plus l'erreur de paramètre a contaminé les branches connexes, plus l'impact de son estimation sur la fonction objectif est important.
3. Dans les tests précédents, l'amélioration de la fonction objectif diminue continuelle-

ment à chaque itération. Or, malgré le fait que la branche (2-5) soit détectée avant (6-7), la différence de fonction objectif passe de 1.52 à 6.07. Dans ce cas-ci, l'algorithme est forcé à continuer d'évaluer des paramètres, cela peut être dû à une détérioration des estimations de a(6-10) et b(6,28) au profit de (6-7) qui leur est connexe. Toutefois, puisque le critère d'arrêt est directement lié à cette amélioration de la solution, il serait intéressant de voir si cette situation se reproduit dans d'autres conditions.

4.5 20% de contamination du réseau

Pour voir la flexibilité du modèle, les paramètres g et bsh sont ajoutés aux variables à estimer. Afin de comparer avec des résultats très contaminés comme (Slutsker et al., 1996), des erreurs de paramètres dans g, b et bsh de 8 branches sont introduites. Ceci équivaut à une contamination du réseau d'environ 20%. Le test est effectué à 2 reprises :

1. sans aucune branche adjacente ;
2. avec une branche adjacente.

4.5.1 Sans branche adjacente

Dans le réseau IEEE 30 barres, pour plusieurs branches, le paramètre shunt est nul et donc aucune erreur n'ont été introduite dans ce test. Le reste des paramètres contaminés ont une erreur de 5-100% de leur valeur initiale. Le nombre de variables ayant considérablement augmenté, le solveur prend 9-10 minutes pour résoudre le problème. Les variables ϵ sont fixés à 20 soit deux fois leur valeur dans les tests précédents puisque g est estimé également. Seulement 6 des 8 branches erronées sont détectées dans ce cas. La dernière amélioration significative de la fonction objectif détecte (23-24) avec une variation de 160. Le tableau 4.11 décrit les paramètres introduits puis les estimations obtenues avec σ_{SE} et $\sigma_{1\%}$. Les erreurs en pourcentage sont également présentées.

Si ϵ_1 est diminuée jusqu'à la valeur 5 pour obtenir plus d'itérations, les conductances et susceptances (1-2), (1-3) ainsi que la susceptance shunt (5-7) sont sélectionnés avant les branches (6-7) et (16-17) avec de très faibles variations de la fonction objectif (5 à 12). Ces deux lignes ont des flux moyens comparables à d'autres branches correctement identifiées dans les tests précédents. Elles ne sont pas parmi les plus faibles du réseau. Cependant, les erreurs introduites dans ces paramètres de lignes sont de 5%-15%. Il semble donc que lorsque les conductances g sont également estimées, la formulation a une perte de sensibilité dans certaines branches. Comme le démontre le test 4.2 où g n'est pas estimé, les erreurs ont davantage tendance à se répandre dans les branches adjacentes. Les lignes (1-2), (1-3) et

Tableau 4.11 Résultats des tests avec 20% de contamination et 2 branches adjacentes.

Ligne	Paramètre	Paramètre				Erreur(%)		
		Introduit	Initial	$\sigma_{1\%}$	σ_{SE}	Introduite	$\sigma_{1\%}$	σ_{SE}
2-5	b	-2.61	-4.77	-2.71	-2.71	-45.24	-3.59	-3.61
	g	0.50	1.14	0.47	0.46	-56.27	6.10	6.48
	bsh	0.0239	0.0209	0.02479	0.02832	12.55	-3.73	-18.51
3-4	b	-29.29	-23.53	-33.83	-33.77	24.46	-15.51	-15.32
	g	13.86	8.20	15.07	15.76	69.07	-8.75	-13.76
	bsh	0.0279	0.0042	-	-	20.75	-	-
12-15	b	-11.17	-6.10	-11.03	-11.14	83.17	1.20	0.25
	g	4.30	3.10	4.22	4.28	38.77	1.68	0.25
21-22	b	-3.37	-34.13	-3.36	-3.37	-90.12	0.29	0.10
	g	8.12	16.77	8.08	8.12	-51.57	0.51	0.06
23-24	b	-2.15	-2.99	-2.12	-2.15	-28.00	1.28	0.13
	g	0.61	1.46	0.56	0.57	-58.21	7.85	5.97
28-27	b	-3.38	-2.53	-3.37	-3.39	33.78	0.33	-0.41
6-7	b	-11.02	-9.37	-	-	-14.95	-	-
	g	3.74	3.59	-	-	4.19	-	-
	bsh	0.011	0.017	-	-	-54.54	-	-
16-17	b	-5.35	-4.84	-	-	10.53	-	-
	g	1.68	1.32	-	-	27.89	-	-

(5-7) ayant des charges largement supérieures, de petites variations les paramètres ces lignes pour réduire le bruit sont plus significatives que les erreurs de paramètres introduites sur des lignes avec une plus petite charge.

De plus, 2 des 3 b^{sh} ne sont pas identifiés malgré les fortes erreurs introduites (20.75 et -54.54%). Leur influence dans les équations d'écoulement de puissance est beaucoup moins importante que les susceptances. C'est pour cette raison que la détection et l'estimation sont plus difficiles.

4.5.2 Avec branche adjacente

Dans ce test, les branches (1-3) et (3-4) sont adjacentes, elles sont alors plus difficiles à identifier et estimer comme le démontre le test décrit dans la section 4.3.4. Les paramètres ϵ_1 et ϵ_2 sont tous les deux fixés à 5 dès le départ cette fois-ci. Le tableau 4.12 décrit les branches correctement détectées et leurs estimations selon $\sigma_{1\%}$ et σ_{SE}.

Sept des huit branches sont correctement identifiées. L'estimation de ces paramètres permettent de grandes améliorations de la fonction objectif ($\geq$50) jusqu'à la susceptance shunt (1-3) où l'impact est plus modeste (18.3). Afin de détecter la ligne (19-20), 5 autres itérations

Tableau 4.12 Résultats des tests avec 20% de contamination et 2 branches adjacentes.

Ligne	Paramètre	Paramètre				Erreur		
		Réelle	Introduite	$\sigma_{1\%}$	σ_{SE}	Introduite	$\sigma_{1\%}$	σ_{SE}
1-3	b	-8.55	-2.61	-8.07	-8.12	51.8	5.52	5.03
	g	2.84	1.54	2.72	2.82	84.87	4.32	0.73
	bsh	0.0108	0.0204	0.0086	0.0081	-88.9	20.23	24.9
3-4	b	-19.4	-23.53	-19.85	-20.05	-17.54	-2.33	-3.34
	g	5.35	8.19	4.73	4.81	-34.8	13.13	10
8-28	b	-5.52	-4.54	-5.49	-5.45	21.55	0.58	1.29
	g	1.42	1.44	1.4	1.39	-1.97	1.25	1.89
	bsh	0.0314	0.0214	0.0316	0.0321	31.84	-0.67	-2.32
14-15	b	-4.51	-2.25	-4.5	-4.49	100	0.19	0.25
	g	0.43	2.49	0.54	0.44	-82.7	-21.5	-2.66
22-24	b	-3.04	-3.96	-3.06	-3.05	-23.2	-0.62	-0.33
	g	0.97	2.54	0.99	0.97	-62.01	3.19	-0.81
6-9	b	-8	-4.81	-7.97	-7.99	66.4	0.29	0.08
29-30	b	-2.16	-1.72	-2.15	-2.18	25.4	0.32	-0.81
19-20	b	-10.39	-11.76	-	-	-11.64	-	-
	g	4.67	5.88	-	-	-20.47	-	-

sont nécessaires avec tout d'abord les paramètres $b(1-2)$, $b(2-5)$, $b^{sh}(2-5)$ et $b^{sh}(6-8)$ identifiés comme erronés. Alors que le flux de puissance réactive moyen de cette ligne est assez bon, celui réel est parmi les plus faibles. Cette branche est donc plus difficilement observable lorsque g est également estimé. Une attention particulière doit être portée aux flux réels et réactifs lorsque les échantillons sont sélectionnés.

De plus, le bruit de 3% des lignes plus chargées peuvent être équivalentes à une erreur de paramètre dans certaines branches qui le sont moins. Ce facteur doit être pris en compte lorsque les sous-réseaux sont sélectionnés. C'est l'avantage de certaines techniques comme (Slutsker et al., 1996) qui crée de petits ilots observables avant de comparer ces solutions avec l'ensemble du sous-réseau.

Dans ce cas également, les branches (1-3) et (3-4) sont identifiées correctement même si elles sont adjacentes. L'estimation en est légèrement affectée (les erreurs sont de 3-5%). Cependant, comme vu dans l'analyse de sensibilité, la précision est moindre sur les branches plus chargées.

4.6 Analyse de sensibilité avec bruit élevée

Dans cette section, les tests d'analyse de sensibilité sont effectués avec d'importantes erreurs dans le domaine $V-Q$. La précision de ces mesures est en effet très problématique sur

les réseaux de transport, malgré une forte redondance des données (Lefebvre et al., 2008). Pour modéliser cette incertitude, du bruit allant jusqu'à 20% des puissances réactives est ajouté à la mesure générée. Les écarts-types sont ajustés à $\sigma = \frac{1}{3}20\%|z|$. Le bruit sur les puissances réelles est de 2% et 1% pour la tension nominale. Les résultats des estimations sont présentés dans le tableau 4.13 et 4.14. Les colonnes sont respectivement le pourcentage d'erreur introduite, la branche identifiée, l'estimation du paramètre et l'erreur par rapport à la valeur réelle.

Tableau 4.13 Pourcentage d'erreur d'estimation selon l'erreur introduite : branches (1-2) et (15-23).

Pourcentage	Branche 1-2			Branche 15-23		
	B. I.	Δb	Erreur (%)	B. I.	Δb	Erreur (%)
100	1-2	-23.44	24.70	15-23*	-7.87	0.71
90	1-2	-22.58	23.19	15-23*	-7.80	-2.44
80	1-2	-21.20	24.52	15-23*	-7.90	-9.96
70	1-2	-19.33	25.75	15-23*	-7.89	-14.32
60	1-2	-20.33	18.76	15-23*	-7.52	-19.79
50	1-2	-19.62	12.68	12-15*	-7.53	-22.13
40	1-2	-18.57	13.47	15-23*	-7.39	-31.65
30	1-3	-18.01	13.44	12-15*	-6.36	-23.01
20	1-3	-17.00	8.89	12-16*	-5.91	-22.73
10	1-3	-15.50	9.77	12-15*	-5.59	-26.38
5	1-3	-15.59	6.55	12-15*	-5.19	-23.43

Tableau 4.14 Pourcentage d'erreur d'estimation selon l'erreur introduite : branches (12-16) et (4-6).

Pourcentage	Branche 12-16			Branche 4-6		
	B. I.	Δb	Erreur (%)	B. I.	Δb	Erreur (%)
75	12-16*	-8.21	-14.50	4-6	-44.62	-11.92
50	12-16*	-7.96	-30.39	4-6	-37.35	-12.81
25	12-16*	-7.37	-42.99	4-6	-31.15	-11.85
10	12-16*	-5.93	-31.33	1-2	-27.55	-12.49
5	12-16*	-5.33	-23.81	1-2	-26.12	-11.35

Dans les colonnes B.I.(15-23) et (12-16), les branches avec un astérisque ne sont pas globalement celles avec la plus petite fonction objectif. Les lignes avec une grande charge réactive (celles connectées à la barre 1,2,3,4,5,6) sont détectées d'abord. Cependant, en analysant le reste du réseau, la branche correcte est identifiée soit (15-23) et (12-16). Cette observation permet de conclure qu'une attention particulière doit être portée au réseau choisi lors de

l'estimation des paramètres surtout dans ces conditions de bruit important. Les sous-réseaux doivent être composés de branches dont l'amplitude est similaire afin d'éviter de tels problèmes.

De prime abord, il était évident que la précision des solutions allait significativement diminuer avec un tel niveau de bruit. Cependant, l'estimation permet de corriger une grande partie de l'erreur et les paramètres sont correctement identifiés jusqu'à 30% de leur valeur initiale.

4.7 Analyse globale et recommandations

Dans l'ensemble, la méthode identifie correctement les branches erronées. Les tests sont particulièrement concluants lorsque seuls les susceptances et les ratios de transformateur sont à évaluer. D'autres ajustements doivent être apportés pour que les conductances et les shunts soient inclus dans l'estimation. Le tableau 4.15 compare la nouvelle formulation (NF) aux résultats ressortis des articles (Filho et al., 2008) pour l'analyse de résidus, (Castillo et al., 2011) pour les équations normales (NE) et (Slutsker et al., 1996) pour le filtre de Kalman. Ces articles sont les plus prometteurs en termes de contamination et de précision des estimations de leur catégorie de méthode. Les niveaux de bruit et les réseaux considérés sont également similaires à notre méthodologie. Trois aspects sont évalués soit :

1. l'erreur d'estimation en pourcentage ;
2. la contamination maximale du réseau correctement identifiée ;
3. la sensibilité aux petites erreurs.

Tableau 4.15 Comparaison de la nouvelle formulation avec les méthodes classiques.

	Résidus	NE	Kalman	NF
Erreur (%)	1.32-4.82	0.29-1.05	0.01-1.7	0.01-5.5*
Contamination	15%	10%	20%	13%
Sensibilité	5%	5%	1.1%	5%

Le pourcentage d'erreur d'estimation de la nouvelle formulation varie selon les lignes évaluées. Bien qu'elle atteigne 3-5% pour les branches (1-2), (12-16) et (25-27) et même 17% dans (9-11), le reste des erreurs se situent davantage autour de 0.01-1.9%. Les deux autres points sont assez similaires à la revue de littérature. L'avantage principal du filtre de Kalman semble sa capacité à détecter de très petites erreurs (1.1%). L'impact sur la fonction objectif n'est pas assez significatif pour être détecté avec la nouvelle formulation. Il peut s'agir d'un des désavantages de la non-pondération des résidus. Cependant, puisque cette nouvelle formulation a été développée les réseaux de transport où le bruit est important, cette détection

des petites erreurs n'est pas un objectif visé. La nouvelle formulation est donc compétitive avec les autres méthodes de la revue de littérature en plus d'être indépendante des poids de la base de données. D'autres observations et potentielles améliorations ont été ressorties des différents tests effectués :

1. Les écarts-types doivent suivre la valeur de $|z|$ afin d'identifier correctement les paramètres erronés. Cependant, une diminution de σ permet une légère amélioration des estimations. Un compromis entre ces deux observations peut-elle mener à la valeur optimale de σ ?
2. Les puissances réactives sur les branches à évaluer doivent être de grandeurs similaires pour éviter une fausse détection. Un code similaire à (Slutsker et al., 1996) pourrait être implémenter pour définir ces ilots observables. Autrement, une attention particulière doit être portée aux définitions des sous-réseaux et aux choix des échantillons de temps.
3. Une erreur dans un autre paramètre de ligne non estimé (comme g) peut mener à une fausse identification des paramètres de susceptances b.
4. Le modèle peut être modifié pour inclure les paramètres g et b^{sh}. Les erreurs de conductances semblent être plus difficiles à évaluer que les susceptances. Une borne plus serrée semble être avantageuse pour l'estimation de g. Une analyse de sensibilité serait nécessaire. Les shunt étant de petites valeurs, leur estimation est plus difficile avec cette formulation. Ce paramètre pourrait être plutôt introduit dans la fonction de détection d'erreurs de topologie comme suggéré dans (Liu and Lim, 1995).
5. Avec 20% de bruit sur la puissance réactive Q, les erreurs de paramètres sont détectées jusqu'à 30% de leur valeur initiale. De plus, la précision de l'estimation est de l'ordre de 10-20%. Davantage de tests avec des points d'opération et sous-réseaux réels doivent être effectués pour mieux analyser les performances de la formulation.

CHAPITRE 5 CONCLUSION

5.1 Synthèse des travaux

Dans ce mémoire, une nouvelle formulation de la fonction d'estimation des paramètres pour un réseau électrique a été présentée. Celle-ci est moins dépendante des écarts-types σ de la base de données. De plus, la phase complémentaire d'identification des paramètres suspects est remplacée par l'intégration de variables binaires représentant les erreurs détectées. Le modèle qui en découle est un problème d'optimisation combinatoire et un algorithme glouton a été proposé pour réduire les temps de calcul. La formulation a été testée sur le réseau IEEE 30 barres avec un bruit gaussien de 3% des mesures et une redondance de 3.65. Le tableau 5.1 présente les cas expérimentés et les conclusions qui peuvent en être tirées.

Tableau 5.1 Résumé des tests et des conclusions tirées.

Test	Conclusions
Analyse de sensibilité	La formulation arrive à détecter des erreurs jusqu'à 5% de la valeur initiale. Il n'y a pas de dégradation de la solution si l'erreur est grande comme avec la méthode des résidus. σ_{SE} semble légèrement plus précis que $\sigma_{1\%}$ puisque les erreurs sont plus sévèrement pénalisées dans la fonction objectif.
Erreur d'admittance sans que la conductance soit évaluée	Dans ce test, il a été démontré qu'une erreur sur un paramètre de l'admittance influence de manière significative l'identification et l'estimation de la susceptance. La formulation a tendance à vouloir propager l'erreur des paramètres aux branches adjacentes ou de surévaluer l'erreur de susceptance.
1 ratio et 5 susceptances erronées sans branche adjacente	La formulation est capable d'identifier correctement les différentes erreurs sur le réseau. Les estimations de susceptances et ratios sont très précises (0.02%-2% d'erreur).
1 ratio et 5 susceptances erronées dont une adjacente au transformateur	Les paramètres erronés sont identifiés correctement par $\sigma_{1\%}$, mais pas par σ_{SE}. Ce test montre que les écarts-types doivent être en fonction d'un certain pourcentage de la mesure. Sans cela, il risque d'y avoir des fausses détections dans les branches plus chargées puisqu'elles ont plus d'impact sur la fonction objectif si σ est trop petit.
2 ratios de transformateurs adjacents et 3 susceptances erronées	Malgré la proximité des transformateurs (6-9) et (6-10), l'identification et l'estimations des paramètres erronés sont précises.
2 ratios de transformateurs et 7 susceptances erronées	Des erreurs sont introduites dans 2 lignes adjacentes ainsi que dans 2 transformateurs et la branche qui les relient. Les paramètres erronés sont correctement identifiés à l'exception d'une susceptance. Celle-ci a un des flux de puissance réactive parmi les plus faibles. Ce test montre que l'identification dépend de cette caractéristique.
20% de contamination du réseau	Les tests incluent les estimations de g et b^{sh}. Ces paramètres semblent être plus difficiles à évaluer, la variation de charge réelle étant encore plus importante que celle réactive. Ceci montre que le choix des échantillons de temps et du sous-réseau à évaluer est très important.
Bruit important de 20% sur les mesures réactives	Le bruit est modélisé comme sur le réseau de transport de TransÉnergie. L'analyse de sensibilité révèle que les erreurs de paramètres sont détectées jusqu'à 30% de leur valeur initiale. L'erreur est corrigée avec une précision de 10-20% de la valeur réelle. Le test montre également l'importance accrue d'avoir des puissances réactives similaires entre les branches.

5.2 Limitations de la solution proposée

La méthode fonctionne bien pour de petits réseaux où les paramètres entrés sont contrôlés. Comme les articles (Assadian et al., 1994; Lefebvre et al., 2008) en témoignent, l'implémentation en pratique est bien différente de la théorie. Les tests montrent que la formulation peut mener à une fausse détection en présence de larges erreurs non estimées. Des tests supplémentaires sont nécessaires sur une partie du réseau TransÉnergie afin de bien cerner les problèmes d'identification. Une découpe particulière du réseau en sous-réseaux en fonction des amplitudes des puissances est également primordiale pour que la formulation fonctionne.

5.3 Améliorations futures

La nouvelle formulation doit être testée sur une partie du réseau de TransÉnergie. Les données générées devraient être basées sur les courbes de charge typiques d'une journée. À partir de celles-ci, une analyse plus poussée permettrait de choisir les échantillons de temps pour l'estimation. Comme il a été démontré dans ce mémoire, les flux de puissances doivent être d'amplitude similaire pour que la formulation identifie correctement les paramètres erronés. Cette sélection des données est donc importante pour la précision des résultats.

Il serait également intéressant de comparer la nouvelle formulation avec $\sigma_{1\%}$ et la formulation initiale avec les carrés pondérés et les σ de la base de données d'Hydro-Québec.

Des sous-réseaux de plus grandes tailles pourraient être envisagés puisque la taille du réseau à estimer est imposante. En effet, l'EE global chez TransÉnergie compte environ 830 barres, 1072 lignes avec 4700 mesures (Lefebvre et al., 2008). Vu le nombre de paramètres à estimer, même si l'estimation est hors-lignes, une amélioration de l'algorithme glouton est préférable afin de diminuer les temps de calcul. D'autres critères peuvent être ajoutés afin de raccourcir la liste de paramètres suspects. Il serait possible par exemple d'exclure par un pré-test les lignes où le flux moyen est trop petit pour être estimé. L'algorithme glouton pourrait également venir écarter certains paramètres pendant les itérations plutôt que seulement au début.

Les ratios de transformateurs varient continuellement avec le temps, cependant ils sont ici modélisés comme des paramètres constants. Certains transformateurs changent de positions automatiquement avec les variations de charge ou de tension dans le réseau. Une modification de l'approche où a est en fonction de t pourrait être bénéfique pour l'implémentation sur le réseau. Les ratios de transformateur ont un poids supérieur aux autres erreurs de paramètres vu leur redondance dans les mesures. Elles pourraient donc potentiellement être identifiées pour chaque pas de temps. Il faudrait voir l'apport réel de l'intégration de ces variables puisqu'elles alourdiraient considérablement le système. Un hybride avec des pas de temps

pourrait être employé.

De manière plus générale, l'estimation d'état au niveau de la distribution est également très importante dans le contexte du réseau intelligent (Rousseaux et al., 2015; Lefebvre et al., 2014, 2013). La fonction est difficilement applicable à cause de la faible redondance des mesures disponibles. Les PMU, les compteurs intelligents et les données des nouvelles technologies de génération ont le potentiel de venir changer cette réalité. Il serait intéressant de voir si la formulation de l'estimation d'état actuel risque également d'être affectée et d'essayer d'intégrer la nouvelle formulation détaillée dans ce mémoire.

Une analyse plus approfondie est nécessaire lorsque le Δb d'une ligne atteint sa borne. Si l'estimation du paramètre converge vers 0 ou l'infini, la formulation pourrait permettre de détecter également des erreurs de topologie.

RÉFÉRENCES

N. H. Abbasy et H. M. Ismail, “A Unified Approach for the Optimal PMU Location for Power System State Estimation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 806–813, Mai 2009. DOI : 10.1109/TPWRS.2009.2016596

F. Aboytes et B. Cory, “Identification of measurement, parameter and configuration errors in static state estimation”, dans *PICA Conference Proceedings*, Juin 1975, pp. 298–302.

A. Abur et A. G. Exposito, *Power System State Estimation : Theory and Implementation*, série Power Engineering (Willis). CRC Press, Mars 2004.

M. Allam et M. Laughton, “A General Algorithm for Estimating Power System Variables and Network Parameters”, dans *IEEE PES*, série Paper C74 331-5, Anaheim, CA, 1974.

——, “Static and Dynamic Algorithms for Power System Variable and Parameter Estimation”, dans *Proceedings of the 5th*, série Paper 2.3/11, Cambridge, United Kingdom, Sep. 1975.

O. Alsac, N. Vempati, B. Stott, et A. Monticelli, “Generalized state estimation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 3, pp. 1069–1075, Août 1998. DOI : 10.1109/59.709101

S. A. Arafeh et R. Schinzinger, “Estimation Algorithms for Large-Scale Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 1968–1977, Nov. 1979. DOI : 10.1109/TPAS.1979.319376

L. Asiminoaei, R. Teodorescu, F. Blaabjerg, et U. Borup, “Implementation and Test of an Online Embedded Grid Impedance Estimation Technique for PV Inverters”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 52, no. 4, pp. 1136–1144, Août 2005. DOI : 10.1109/TIE.2005.851604

M. Assadian, R. J. Goddard, H. W. Hong, et D. French, “Field operational experiences with on line state estimator”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 50–58, Fév. 1994. DOI : 10.1109/59.317558

T. Bil, J. Chen, J. Wu, et Q. Yang, “Synchronized phasor based on-line parameter identification of overhead transmission line”, dans *2008 Third International Conference on Electric*

Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Avr. 2008, pp. 1657–1662. DOI : 10.1109/DRPT.2008.4523671

M. Bockarjova et G. Andersson, “Transmission Line Conductor Temperature Impact on State Estimation Accuracy”, dans *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, Juil. 2007, pp. 701–706. DOI : 10.1109/PCT.2007.4538401

N. G. Bretas, L. F. C. Alberto, J. B. A. London, N. G. Bretas, L. F. C. Alberto, et J. B. A. London, “Analysis of measurement-set qualitative characteristics for state-estimation purposes”, *Transmission Distribution IET Generation*, vol. 1, no. 1, pp. 39–45, Jan. 2007. DOI : 10.1049/iet-gtd:20050171

M. R. M. Castillo, J. B. A. London, et N. G. Bretas, “Network branch parameter validation based on a decoupled State/Parameter Estimator and historical data”, dans *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, Juin 2009, pp. 1–7. DOI : 10.1109/PTC.2009.5282190

M. R. M. Castillo, J. B. A. London, N. G. Bretas, S. Lefebvre, J. Prevost, et B. Lambert, “Offline Detection, Identification, and Correction of Branch Parameter Errors Based on Several Measurement Snapshots”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 870–877, Mai 2011. DOI : 10.1109/TPWRS.2010.2061876

S. M. Chan, “Computing overhead line parameters”, *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 6, no. 1, pp. 43–45, Jan. 1993. DOI : 10.1109/67.180436

J. Chen et A. Abur, “Placement of PMUs to Enable Bad Data Detection in State Estimation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1608–1615, Nov. 2006. DOI : 10.1109/TPWRS.2006.881149

K. Clements et R. Ringlee, “Treatment of Parameter Uncertainty in Power System State Estimation”, série Paper C74 311-7, Anaheim, CA, Juil. 1974.

K. A. Clements et R. Ringlee, “The Effects of Measurement Non-Simultaneity Bias and Parameter Uncertainty on Power System State Estimation”, dans *PICA Conference Proceedings*, Juin 1973, pp. 327–331.

T. V. Cutsem et V. H. Quintana, “Network parameter estimation using online data with application to transformer tap position estimation”, *Transmission and Distribution IEE Proceedings C - Generation*, vol. 135, no. 1, pp. 31–40, Jan. 1988. DOI : 10.1049/ip-c.1988.0004

J. Czyzyk, M. P. Mesnier, et J. J. Moré, “The NEOS server”, *IEEE Journal on Computational Science and Engineering*, vol. 5, no. 3, pp. 68 —— 75, 1998.

M. A. Dawood et G. B. Narejo, “Modeling of Corona Effect in AC Transmission Systems”, *International Journal of Scientific & Engineering Research*, vol. 6, p. 2016, 2015.

A. Debs et W. Litzenberger, “The BPA State Estimator Project : Tuning of Network Model”, série A75 448-1, Juil. 1975.

A. S. Debs, “Estimation of Steady-State Power System Model Parameters”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 5, pp. 1260–1268, Sep. 1974. DOI : `10.1109/TPAS.1974.293849`

L. Ding, T. Bi, et D. Zhang, “Transmission line parameters identification based on moving-window TLS and PMU data”, dans *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, vol. 3, Oct. 2011, pp. 2187–2191. DOI : `10.1109/APAP.2011.6180790`

A. S. Dobakhshari et A. M. Ranjbar, “A Wide-Area Scheme for Power System Fault Location Incorporating Bad Data Detection”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 800–808, Avr. 2015. DOI : `10.1109/TPWRD.2014.2352336`

E. D. Dolan, “The NEOS server 4.0 administrative guide”, Mathematics and Computer Science Division, Argonne National Laboratory, Technical Memorandum ANL/MCS-TM-250, 2001.

Y. Du et Y. Liao, “On-line estimation of transmission line parameters, temperature and sag using PMU measurements”, *Electric Power Systems Research*, vol. 93, pp. 39–45, Déc. 2012. DOI : `10.1016/j.epsr.2012.07.007`

M. B. D. C. Filho, J. C. S. d. Souza, et E. B. M. Meza, “Off-line validation of power network branch parameters”, *Transmission Distribution IET Generation*, vol. 2, no. 6, pp. 892–905, Nov. 2008. DOI : `10.1049/iet-gtd:20080143`

D. L. Fletcher et W. O. Stadlin, “Transformer Tap Position Estimation”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 11, pp. 3680–3686, Nov. 1983. DOI : `10.1109/TPAS.1983.317732`

R. Fourer, D. M. Gay, et B. Kernighan, “Algorithms and model formulations in mathematical programming”, S. W. Wallace, éd. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag,

1989, ch. AMPL : A Mathematical Programming Language, pp. 150–151. En ligne : http://dl.acm.org/citation.cfm?id=107479.107491

F. Garcia-Lagos, G. Joya, F. J. Marin, et F. Sandoval, “Modular power system topology assessment using Gaussian potential functions”, *Transmission and Distribution IEE Proceedings - Generation*, vol. 150, no. 5, pp. 635–640, Sep. 2003. DOI : 10.1049/ip-gtd:20030738

F. M. Gonzalez-Longatt, “IEEE 30 Bus Test System :Dr. Francisco M. Gonzalez-Longatt”, 2008. En ligne : https://fglongatt.org/OLD/Test_Case_IEEE_30.html

B. Gou et A. Abur, “A direct numerical method for observability analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 2, pp. 625–630, Mai 2000. DOI : 10.1109/59.867151

W. Gropp et J. J. Moré, “Optimization environments and the NEOS server”, dans *Approximation Theory and Optimization*, M. D. Buhman et A. Iserles, éds. Cambridge University Press, 1997, pp. 167 – 182.

E. Handschin et E. Kliokys, “Transformer tap position estimation and bad data detection using dynamic signal modelling”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 810–817, Mai 1995. DOI : 10.1109/59.387921

Y. Hassaine, B. Delourme, P. Panciatici, et E. Waltery, “Identication of the topology of power system networks based on past history and mixed integer inequalities”, dans *Power Tech, 2005 IEEE Russia*. IEEE, 2005, pp. 1–6.

Y. Hassaïne, B. Delourme, P. Panciatici, et E. Walter, “M-Arctan estimator based on the trust-region method”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, no. 9, pp. 590–598, 2006.

C. Indulkar et K. Ramalingam, “Estimation of transmission line parameters from measurements”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 337–342, Juin 2008. DOI : 10.1016/j.ijepes.2007.08.003

E. Janeček, P. Hering, P. Janeček, et A. Popelka, “Transmission line identification using PMUs”, dans *2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, Mai 2011, pp. 1–4. DOI : 10.1109/EEEIC.2011.5874682

Jhguch, *Boxplot vs PDF*, Mar 2009. En ligne : https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Boxplot_vs_PDF.svg

Z. Khan, R. B. Razali, H. Daud, N. Mohd Nor, M. Fotuhi-Firuzabad, et K. Lane Krebs, “Bad data detection in power system state estimation based on generalized likelihood ratio test”, *International Journal of Energy and Statistics*, vol. 4, no. 4, p. 1650016, Déc. 2016. DOI : 10.1142/S2335680416500162

H. Langkowski, T. D. Thanh, K. D. Dettmann, et D. Schulz, “Grid impedance determination relevancy for grid integration of renewable energy systems”, dans *2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, Nov. 2009, pp. 516–521. DOI : 10.1109/IECON.2009.5414975

S. Lefebvre, J. Prevost, J. C. Rizzi, P. Ye, B. Lambert, et H. Horisberger, “Operational experience with state estimation at Hydro-Quebec”, dans *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Juil. 2008, pp. 1–8. DOI : 10.1109/PES.2008.4596318

S. Lefebvre, J. Prevost, L. Lenoir, J. C. Rizzi, H. Delmas, et A. Ajaja, “Distribution state estimation for smart grids”, dans *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*. IEEE, 2013, pp. 1–5.

S. Lefebvre, J. Prevost, et L. Lenoir, “Distribution state estimation : A necessary requirement for the smart grid”, dans *PES General Meeting| Conference & Exposition, 2014 IEEE*. IEEE, 2014, pp. 1–5.

Y. Liao, “Power transmission line parameter estimation and optimal meter placement”, dans *Proceedings of the IEEE SoutheastCon 2010 (SoutheastCon)*, Mars 2010, pp. 250–254. DOI : 10.1109/SECON.2010.5453876

Y. Liao et M. Kezunovic, “Online Optimal Transmission Line Parameter Estimation for Relaying Applications”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 1, pp. 96–102, Jan. 2009. DOI : 10.1109/TPWRD.2008.2002875

——, “Optimal Estimate of Transmission Line Fault Location Considering Measurement Errors”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1335–1341, Juil. 2007. DOI : 10.1109/TPWRD.2007.899554

W. H. E. Liu, “Real-Time Network Estimation and Analysis for Power System Operation”, Ph.D. Dissertation, University of California, Berkeley, 1987.

W. H. E. Liu et S.-L. Lim, “Parameter error identification and estimation in power system state estimation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 1, pp. 200–209, Fév.

1995. DOI : 10.1109/59.373943

W. H. E. Liu, F. F. Wu, et S. M. Lun, “Estimation of parameter errors from measurement residuals in state estimation [power systems]”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 81–89, Fév. 1992. DOI : 10.1109/59.141690

R. Madani, J. Lavaei, R. Baldick, et A. Atamtürk, “Power system state estimation and bad data detection by means of conic relaxation”, dans *Proceedings of the 50th Hawaii International Conference on System Sciences*, 2017.

A. Monticelli, *State Estimation in Electric Power System : A Generalized Approach*, m.a. pai éd., série Power Electronics and Power Systems. Springer US, 1999.

A. Monticelli et F. F. Wu, “Network Observability : Identification of Observable Islands and Measurement Placement”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 5, pp. 1035–1041, Mai 1985. DOI : 10.1109/TPAS.1985.323453

H. Mori et S. Saito, “A Power System State Estimation Technique in Consideration of Network Topology”, dans *2006 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, vol. 3, Oct. 2006, pp. 1837–1842. DOI : 10.1109/ICSMC.2006.384997

S. S. Mousavi-Seyedi, F. Aminifar, et S. Afsharnia, “Parameter Estimation of Multiterminal Transmission Lines Using Joint PMU and SCADA Data”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 3, pp. 1077–1085, Juin 2015. DOI : 10.1109/TPWRD.2014.2369500

B. K. Mukherjee, S. O. Hanson, G. R. Fuerst, et C. A. Monroe, “Transformer Tap Position Estimatiion - Field Experience”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 6, pp. 1454–1458, Juin 1984. DOI : 10.1109/TPAS.1984.318483

S. Neshvad, H. Margossian, et J. Sachau, “Topology and parameter estimation in power systems through inverter-based broadband stimulations”, *Transmission Distribution IET Generation*, vol. 10, no. 7, pp. 1710–1719, 2016. DOI : 10.1049/iet-gtd.2015.1163

P. N. Papadopoulos, T. A. Papadopoulos, P. Crolla, A. J. Roscoe, G. K. Papagiannis, et G. M. Burt, “Measurement-based analysis of the dynamic performance of microgrids using system identification techniques”, *Transmission Distribution IET Generation*, vol. 9, no. 1, pp. 90–103, 2015. DOI : 10.1049/iet-gtd.2014.0555

V. H. Quintana et T. V. Cutsem, “Real-time processing of transformer tap positions”, *Canadian Electrical Engineering Journal*, vol. 12, no. 4, pp. 171–180, Oct. 1987. DOI : 10.1109/CEEJ.1987.6591094

V. H. Quintana et T. Van Cutsem, “Power System network parameter estimation”, *Optimal Control Applications and Methods*, vol. 9, no. 3, pp. 303–323, 1988. DOI : 10.1002/oca.4660090307

A. Reig et C. Alvarez, “Influence of network parameter errors in state estimation results”, dans *Proceedings IASTED Power High Tech ’89*, Valencia, Spain, 1989, pp. 199–204.

——, “Off-Line Parameter Estimation Techniques for Network Model Data Tuning”, dans *Proceedings IASTED*, Valencia, Spain, 1989, pp. 205–210.

P. Rousseaux, J. F. Toubeau, Z. D. Grève, F. Vallée, M. Glavic, et T. V. Cutsem, “A new formulation of state estimation in distribution systems including demand and generation states”, dans *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Juin 2015, pp. 1–6. DOI : 10.1109/PTC.2015.7232471

D. Shi, D. J. Tylavsky, N. Logic, et K. M. Koellner, “Identification of short transmission-line parameters from synchrophasor measurements”, dans *2008 40th North American Power Symposium*, Sep. 2008, pp. 1–8. DOI : 10.1109/NAPS.2008.5307354

B. Singh, N. K. Sharma, A. N. Tiwari, K. S. Verma, et S. N. Singh, “Applications of phasor measurement units (PMUs) in electric power system networks incorporated with FACTS controllers”, *International Journal of Engineering, Science and Technology*, vol. 3, no. 3, Jan. 2011. En ligne : https://www.ajol.info/index.php/ijest/article/view/68423

I. W. Slutsker et S. Mokhtari, “Comprehensive Estimation in Power System : State, Topology and Parameter Estimation”, série Paper 170, Chicago, Illinois, Avr. 1995.

I. W. Slutsker, S. Mokhtari, et K. Clements, “On-line Parameter Estimation in Energy Management Systems”, série Paper 169, Chicago, Illinois, Avr. 1995.

I. W. Slutsker, S. Mokhtari, et K. A. Clements, “Real time recursive parameter estimation in energy management systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 3, pp. 1393–1399, Août 1996. DOI : 10.1109/59.535680

R. A. Smith, “Transformer Tap Estimation at Florida Power Corporation”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 12, pp. 3442–3445, Déc. 1985. DOI : 10.1109/TPAS.1985.318893

T. A. Stuart et C. J. Herczet, “A Sensitivity Analysis of Weighted Least Squares State Estimation for Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-92, no. 5, pp. 1696–1701, Sep. 1973. DOI : 10.1109/TPAS.1973.293718

P. A. Teixeira, S. R. Brammer, W. L. Rutz, W. C. Merritt, et J. L. Salmonsen, “State estimation of voltage and phase-shift transformer tap settings”, dans *[Proceedings] Conference Papers 1991 Power Industry Computer Application Conference*, Mai 1991, pp. 416–422. DOI : 10.1109/PICA.1991.160611

F. F. Wu et A. Monticelli, “Network Observability : Theory”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 5, pp. 1042–1048, Mai 1985. DOI : 10.1109/TPAS.1985.323454

E. A. Yahaya, T. Jacob, M. Nwohu, et A. Abubakar, “Power loss due to Corona on high voltage transmission lines”, *IOSR J. Elect. Electron. Eng*, vol. 8, no. 3, pp. 14–19, 2013.

J. Yang, W. Li, T. Chen, W. Xu, et M. Wu, “Online estimation and application of power grid impedance matrices based on synchronised phasor measurements”, *Transmission Distribution IET Generation*, vol. 4, no. 9, pp. 1052–1059, Sep. 2010. DOI : 10.1049/iet-gtd.2010.0021

P. Zarco, “Network Parameter Estimation Using Recorded Measurement Data”, Ph.D. Dissertation, University of Sevilla, 1997.

P. Zarco et A. G. Exposito, “Power system parameter estimation : a survey”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 216–222, Fév. 2000. DOI : 10.1109/59.852124

P. Zarco et A. Gomez, “Off-Line Determination of Network Parameters in State Estimation”, dans *Proceedings 12th.*, Dresden, Germany, Août 1996, pp. 1207–1213.

L. Zhang et A. Abur, “Identifying Parameter Errors via Multiple Measurement Scans”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 3916–3923, Nov. 2013. DOI : 10.1109/TPWRS.2013.2254504

J. Zhu et A. Abur, “Effect of Phasor Measurements on the Choice of Reference Bus for State Estimation”, dans *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. DOI : 10.1109/PES.2007.386175

——, “Improvements in Network Parameter Error Identification via Synchronized Phasors”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 44–50, Fév. 2010. DOI : 10.1109/TPWRS.2009.2030274

——, “Identification of network parameter errors”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 586–592, Mai 2006. DOI : 10.1109/TPWRS.2006.873419

R. Zimmerman, C. Murillo-Sanchez, et R. Thomas, “MATPOWER Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, Fév. 2011. DOI : 10.1109/TPWRS.2010.2051168

ANNEXE A VALEURS DE σ

Trois valeurs de σ différentes sont utilisés à travers ce mémoire. Elles sont toutes énumérées dans cette annexe.

σ_{SE} est basé sur les valeurs utilisées dans une fonction MATLAB d'estimation d'état. Elles sont constantes pour chaque type de mesure soit :

$$\begin{aligned}
\sigma_{SE}(k,m,1) &= 0.08 \quad \forall (k,m) \in L \\
\sigma_{SE}(k,m,2) &= 0.008 \quad \forall (k,m) \in L \\
\sigma_{SE}(k,3) &= 0.01 \quad \forall k \in B \\
\sigma_{SE}(k,4) &= 0.01 \quad \forall k \in B \\
\sigma_{SE}(k,5) &= 0.01 \quad \forall k \in B
\end{aligned}$$

$\sigma_{1\%}$ est basé sur la valeur du flux ou de l'injection de puissance réelle et réactive moyen sur chaque branche et barre.

$\sigma_{20\%}$ est basé sur les informations fournies par les chercheurs de l'IREQ comme valeur d'écart-type. Les mesures réactives sont très bruitées. Les tableaux suivants le montre.

Tableau A.1 $\sigma_{1\%}$ pour les flux de puissances réelles et réactives

De la barre k	À la barre m	$\sigma_{1\%}(k,m,1)$	$\sigma_{1\%}(k,m,2)$
1	2	0.3789	0.0808
1	3	0.2184	0.0356
2	4	0.1297	0.0437
2	5	0.1944	0.0368
2	6	0.1737	0.0372
4	3	0.203	0.0348
4	6	0.1915	0.0632
4	12	0.1093	0.0539
5	7	0.0357	0.0464
6	7	0.085	0.0168
6	8	0.1109	0.1146
6	9	0.0768	0.0085
6	10	0.0435	0.0128
6	28	0.0455	0.0088
8	28	0.0127	0.0256
9	10	0.0768	0.0499
9	11	0.01	0.0524
10	20	0.0376	0.0224
10	17	0.0168	0.0183
10	21	0.0393	0.0456
10	22	0.026	0.03
12	13	0.074	0.0667
12	14	0.0326	0.016
12	15	0.0672	0.0352
12	16	0.0346	0.0202
16	17	0.0193	0.013
15	14	0.0055	0.0043
15	18	0.0348	0.0153
15	23	0.0301	0.023
19	18	0.0167	0.0051
20	20	0.0214	0.0137
21	22	0.0436	0.0513
24	22	0.0185	0.0267
24	23	0.0172	0.0092
24	25	0.009	0.007
25	26	0.0183	0.0146
27	27	0.0278	0.0141
27	28	0.0574	0.0301
27	29	0.0285	0.0166
27	30	0.0298	0.0151
29	30	0.0134	0.005

Tableau A.2 $\sigma_{1\%}$ pour les injections de puissances réelles et réactives

Barre k	$\sigma_{1\%}(k,3)$	$\sigma_{1\%}(k,4)$	$\sigma_{1\%}(k,5)$
1	0.6086	0.0424	0.0033
2	0.1348	0.2006	0.0033
3	0.0096	0.0106	0.0033
4	0.0304	0.0114	0.0033
5	0.1834	0.0645	0.0033
6	0.01	0.01	0.0033
7	0.0912	0.0526	0.0033
8	0.12	0.1402	0.0033
9	0.01	0.01	0.0033
10	0.0232	0.011	0.0033
11	0.01	0.054	0.0033
12	0.0448	0.033	0.0033
13	0.074	0.0702	0.0033
14	0.0298	0.0134	0.0033
15	0.0378	0.017	0.0033
16	0.015	0.0102	0.0033
17	0.036	0.0272	0.0033
18	0.0178	0.0096	0.0033
19	0.038	0.0186	0.0033
20	0.0158	0.0078	0.0033
21	0.07	0.0478	0.0033
22	0.0469	0.0886	0.0033
23	0.0434	0.0202	0.0033
24	0.0348	0.0288	0.0033
25	0.001	0.005	0.0033
26	0.018	0.0142	0.0033
27	0.0538	0.0364	0.0033
28	0.01	0.01	0.0033
29	0.0146	0.0106	0.0033
30	0.0424	0.0186	0.0033

Tableau A.3 $\sigma_{20\%}$ pour les flux de puissances réelles et réactives

De la barre k	À la barre m	$\sigma_{1\%}(k,m,1)$	$\sigma_{1\%}(k,m,2)$
1	2	0.7578	1.6164
1	3	0.4368	0.7125
2	4	0.2594	0.8737
2	5	0.3887	0.7358
2	6	0.3473	0.7438
4	3	0.406	0.6965
4	6	0.3831	1.2641
4	12	0.2186	1.0775
5	7	0.0714	0.9282
6	7	0.1701	0.3356
6	8	0.2218	2.2927
6	9	0.1536	0.1701
6	10	0.087	0.2558
6	28	0.091	0.1721
8	28	0.0254	0.5111
9	10	0.1536	0.9976
9	11	0.02	1.0473
10	20	0.0753	0.4477
10	17	0.0335	0.3656
10	21	0.0786	0.9127
10	22	0.052	0.6004
12	13	0.148	1.3331
12	14	0.0652	0.319
12	15	0.1343	0.7032
12	16	0.0693	0.4034
16	17	0.0387	0.2602
15	14	0.0109	0.0869
15	18	0.0695	0.3068
15	23	0.0603	0.4594
19	18	0.0333	0.1022
20	20	0.0428	0.2731
21	22	0.0873	1.0267
24	22	0.0371	0.5331
24	23	0.0344	0.1849
24	25	0.018	0.1394
25	26	0.0366	0.2926
27	27	0.0556	0.2826
27	28	0.1147	0.6028
27	29	0.0571	0.3325
27	30	0.0596	0.3017
29	30	0.0267	0.0991

Tableau A.4 $\sigma_{20\%}$ pour les injections de puissances réelles et réactive

Barre k	$\sigma_{1\%}(k,3)$	$\sigma_{1\%}(k,4)$	$\sigma_{1\%}(k,5)$
1	1.217	0.8486	0.0033
2	0.2697	4.0123	0.0033
3	0.0192	0.212	0.0033
4	0.0608	0.228	0.0033
5	0.3668	1.2906	0.0033
6	0.01	0.01	0.0033
7	0.1824	1.052	0.0033
8	0.24	2.8049	0.0033
9	0.01	0.01	0.0033
10	0.0464	0.22	0.0033
11	0.01	1.0798	0.0033
12	0.0896	0.66	0.0033
13	0.148	1.405	0.0033
14	0.0596	0.268	0.0033
15	0.0756	0.34	0.0033
16	0.03	0.204	0.0033
17	0.072	0.544	0.0033
18	0.0356	0.192	0.0033
19	0.076	0.372	0.0033
20	0.0316	0.156	0.0033
21	0.14	0.956	0.0033
22	0.0938	1.771	0.0033
23	0.0868	0.4049	0.0033
24	0.0696	0.576	0.0033
25	0.01	0.1	0.0033
26	0.036	0.284	0.0033
27	0.1076	0.728	0.0033
28	0.01	0.01	0.0033
29	0.0292	0.212	0.0033
30	0.0848	0.372	0.0033

ANNEXE B POINTS D'OPÉRATION ET STATISTIQUES DES PUISSANCES

Les points d'opérations dépendent des charges imposées à chaque barre ainsi que de la génération. Les figures B.1, B.2, B.3 et B.4 montrent des extraits de MATPOWER qui décrit ces valeurs, ainsi que les résultats des variables d'état.

Figure B.1 Charges et générations du cas 1

Bus #	Voltage Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	Generation P (MW)	Generation Q (MVAr)	Load P (MW)	Load Q (MVAr)
1	1.000	0.000*	26.07	2.56	-	-
2	1.000	-0.366	60.97	41.88	21.70	12.70
3	0.976	-1.278	-	-	2.40	1.20
4	0.969	-1.499	-	-	7.60	1.60
5	0.979	-1.771	-	-	-	-
6	0.964	-1.994	-	-	-	-
7	0.961	-2.466	-	-	22.80	10.90
8	0.950	-2.463	-	-	30.00	30.00
9	0.987	-2.651	-	-	-	-
10	0.989	-2.998	-	-	5.80	2.00
11	0.987	-2.651	-	-	-	-
12	1.000	-1.381	-	-	11.20	7.50
13	1.000	1.588	37.00	0.99	-	-
14	0.988	-2.085	-	-	6.20	1.60
15	0.989	-1.994	-	-	8.20	2.50
16	0.986	-2.365	-	-	3.50	1.80
17	0.983	-3.041	-	-	9.00	5.80
18	0.976	-3.113	-	-	3.20	0.90
19	0.972	-3.571	-	-	9.50	3.40
20	0.975	-3.492	-	-	2.20	0.70
21	0.994	-3.031	-	-	17.50	11.20
22	1.000	-2.881	21.59	30.76	-	-
23	1.000	-1.044	19.20	3.32	3.20	1.60
24	0.989	-2.145	-	-	8.70	6.70
25	0.990	-1.290	-	-	-	-
26	0.972	-1.733	-	-	3.50	2.30
27	1.000	-0.485	26.91	5.66	-	-
28	0.963	-1.952	-	-	-	-
29	0.980	-1.774	-	-	2.40	0.90
30	0.968	-2.700	-	-	10.60	1.90
		Total:	191.74	85.17	189.20	107.20

Figure B.2 Charges et générations du cas 2

Bus #	Voltage Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	Generation P (MW)	Generation Q (MVAr)	Load P (MW)	Load Q (MVAr)
1	1.000	0.000*	42.91	2.78	-	-
2	1.000	-0.820	60.97	73.62	21.70	17.70
3	0.967	-1.607	-	-	2.40	4.20
4	0.960	-1.927	-	-	7.60	6.60
5	0.952	-2.924	-	-	15.00	15.00
6	0.953	-2.564	-	-	-	-
7	0.942	-3.269	-	-	22.80	14.90
8	0.940	-3.050	-	-	30.00	30.00
9	0.978	-3.246	-	-	-	-
10	0.980	-3.605	-	-	5.80	5.00
11	0.978	-3.246	-	-	-	-
12	0.989	-1.848	-	-	11.20	10.50
13	1.000	1.155	37.00	8.99	-	-
14	0.972	-2.404	-	-	6.20	4.60
15	0.976	-2.433	-	-	8.20	6.50
16	0.972	-2.802	-	-	3.50	4.80
17	0.971	-3.569	-	-	9.00	7.80
18	0.956	-3.399	-	-	3.20	2.90
19	0.950	-3.840	-	-	9.50	7.40
20	0.955	-3.823	-	-	2.20	2.70
21	0.991	-3.803	-	-	17.50	14.20
22	1.000	-3.726	21.59	54.87	0.00	5.00
23	1.000	-1.855	19.20	14.76	3.20	4.60
24	0.984	-2.815	-	-	8.70	8.70
25	0.978	-1.674	-	-	0.00	5.00
26	0.947	-1.663	-	-	3.50	5.30
27	1.000	-1.214	26.91	27.78	-	-
28	0.954	-2.560	-	-	-	-
29	0.949	-1.626	-	-	2.40	5.90
30	0.927	-2.324	-	-	10.60	9.90
		Total:	208.58	182.80	204.20	199.20

Figure B.3 Charges et générations du cas 3

Bus #	Voltage Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	Generation P (MW)	Generation Q (MVAr)	Load P (MW)	Load Q (MVAr)
1	1.060	0.000*	261.21	-19.12	-	-
2	1.045	-5.386	40.00	59.30	21.70	12.70
3	1.019	-7.513	-	-	2.40	1.20
4	1.010	-9.263	-	-	7.60	1.60
5	1.010	-14.171	0.00	37.10	94.20	19.00
6	1.008	-11.023	-	-	-	-
7	1.001	-12.844	-	-	22.80	10.90
8	1.010	-11.815	0.00	44.40	30.00	30.00
9	1.038	-14.023	-	-	-	-
10	1.020	-15.626	-	-	5.80	2.00
11	1.082	-14.023	0.00	22.81	-	-
12	1.049	-15.120	-	-	11.20	7.50
13	1.071	-15.120	0.00	16.72	-	-
14	1.032	-16.010	-	-	6.20	1.60
15	1.025	-16.033	-	-	8.20	2.50
16	1.029	-15.568	-	-	3.50	1.80
17	1.018	-15.845	-	-	9.00	5.80
18	1.011	-16.608	-	-	3.20	0.90
19	1.006	-16.753	-	-	9.50	3.40
20	1.009	-16.529	-	-	2.20	0.70
21	1.008	-16.075	-	-	17.50	11.20
22	1.008	-16.055	-	-	-	-
23	1.009	-16.333	-	-	3.20	1.60
24	0.997	-16.378	-	-	8.70	6.70
25	1.000	-16.096	-	-	-	-
26	0.982	-16.530	-	-	3.50	2.30
27	1.011	-15.646	-	-	-	-
28	1.004	-11.650	-	-	-	-
29	0.991	-16.906	-	-	2.40	0.90
30	0.980	-17.811	-	-	10.60	1.90
		Total:	301.21	161.20	283.40	126.20

Figure B.4 Charges et générations du cas 4

Bus #	Voltage Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	Generation P (MW)	Generation Q (MVAr)	Load P (MW)	Load Q (MVAr)
1	1.060	0.000*	265.84	-13.32	-	-
2	1.045	-5.276	40.00	53.29	2.00	1.50
3	1.009	-8.182	-	-	2.40	4.00
4	0.999	-10.127	-	-	7.60	1.60
5	1.010	-13.435	0.00	35.68	74.20	19.00
6	0.999	-11.972	-	-	-	-
7	0.993	-13.056	-	-	22.80	15.90
8	1.010	-12.960	0.00	71.27	30.00	30.00
9	1.022	-16.338	-	-	-	-
10	0.992	-18.714	-	-	5.80	2.00
11	1.082	-16.338	0.00	31.35	-	-
12	1.028	-18.423	-	-	11.20	7.50
13	1.071	-18.423	0.00	32.52	-	-
14	0.993	-19.829	-	-	11.20	5.60
15	0.985	-19.853	-	-	13.20	5.50
16	1.004	-18.825	-	-	4.50	1.80
17	0.989	-18.979	-	-	9.00	7.80
18	0.959	-20.722	-	-	8.20	4.90
19	0.956	-20.783	-	-	9.50	4.40
20	0.961	-20.505	-	-	9.20	3.70
21	0.975	-19.323	-	-	17.50	11.20
22	0.974	-19.342	-	-	3.70	3.80
23	0.961	-20.325	-	-	8.20	4.60
24	0.954	-19.980	-	-	8.70	6.70
25	0.950	-19.765	-	-	-	-
26	0.911	-20.928	-	-	7.50	4.30
27	0.967	-18.949	-	-	-	-
28	0.992	-12.804	-	-	-	-
29	0.925	-20.943	-	-	7.40	2.90
30	0.913	-21.443	-	-	10.60	4.90
		Total:	305.84	210.79	284.40	153.60

Ces 4 points d'opération sont par la suite multipliés par 5 facteurs de 1 à 1.4 pour obtenir les 20 échantillons de temps. Les différences entre les cas entrainent différents flux dans les branches et les barres. Un résumé des caractéristiques statistiques est donné dans les tableaux B.1, B.2, B.3 et B.4.

Tableau B.1 Caractéristiques des puissances injectées réelles

Barre k	Min (MW)	Max(MW)	Moyenne (MW)
1	26.06589344	388.621278	182.5708883
2	18.3	54.978	40.452
3	-3.36	3.36	2.88
4	-10.64	10.64	9.12
5	-131.88	0	55.02
6	0	0	0
7	-31.92	31.92	27.36
8	-42	42	36
9	0	0	0
10	-8.12	8.12	6.96
11	0	0	0
12	-15.68	15.68	13.44
13	0	51.8	22.2
14	-15.68	8.68	8.94
15	-18.48	11.48	11.34
16	-6.3	4.9	4.5
17	-12.6	12.6	10.8
18	-11.48	4.48	5.34
19	-13.3	13.3	11.4
20	-12.88	3.08	4.74
21	-24.5	24.5	21
22	-5.18	30.226	14.064
23	-11.48	22.4	13.02
24	-12.18	12.18	10.44
25	0	0	0
26	-10.5	4.9	5.4
27	0	37.674	16.146
28	0	0	0
29	-10.36	3.36	4.38
30	-14.84	14.84	12.72

Tableau B.2 Caractéristiques des puissances injectées réactives

Barre k	Min (MVar)	Max(MVar)	Moyenne (MVar)
1	-31.94	4.33	12.72
2	29.17	95.05	60.18
3	-5.88	1.68	3.18
4	-9.24	2.24	3.42
5	-21	43.29	19.35
6	0	0	0
7	-22.26	15.26	15.78
8	-42	92.81	42.0
9	0	0	0
10	-7	2.8	3.3
11	0	45.42	16.19
12	-14.7	10.5	9.9
13	0.98	56.01	21.07
14	-7.84	2.24	4.02
15	-9.1	3.5	5.1
16	-6.72	2.52	3.06
17	-10.92	8.12	8.16
18	-6.86	1.26	2.88
19	-10.36	4.76	5.58
20	-5.18	0.98	2.34
21	-19.88	15.68	14.34
22	-5.32	75.29	26.57
23	-6.44	17.0	6.07
24	-12.18	9.38	8.64
25	-7	0	1.5
26	-7.42	3.22	4.26
27	0	43.00	10.91
28	0	0	0
29	-8.26	1.26	3.18
30	-13.86	2.66	5.58

Tableau B.3 Caractéristiques des flux puissances réelles

Barre k	Barre m	Min (MW)	Max(MW)	Moyenne (MW)
1	2	10.00	246.77	113.66
1	3	15.97	133.97	65.53
2	4	15.09	76.91	38.90
3	4	13.47	125.60	60.89
2	5	13.79	115.33	58.31
2	6	20.03	100.33	52.12
4	6	21.63	100.20	57.46
5	7	0.05	19.80	10.71
6	7	9.22	52.32	25.51
6	8	24.58	44.82	33.28
6	9	5.37	54.55	23.04
6	10	3.10	30.53	13.05
9	11	0.00	0.00	0.00
9	10	5.37	54.55	23.04
4	12	0.55	88.14	32.79
12	13	0.00	51.80	22.20
12	14	5.44	19.04	9.79
12	15	9.68	41.21	20.15
12	16	7.53	13.66	10.39
14	15	0.61	3.03	1.64
16	17	3.22	8.63	5.80
15	18	6.42	13.71	10.43
18	19	1.52	8.34	5.00
19	20	3.45	11.28	6.43
10	20	5.68	24.59	11.29
10	17	2.81	8.19	5.03
10	21	1.83	28.52	11.80
10	22	4.04	14.89	7.79
21	22	2.20	27.29	13.09
15	23	5.28	12.06	9.04
22	24	2.07	13.19	5.56
23	24	0.63	10.19	5.16
24	25	0.06	5.11	2.70
25	26	3.52	10.78	5.49
25	27	5.15	11.10	8.34
28	27	5.84	37.90	17.21
27	29	6.15	13.95	8.56
27	30	7.01	12.02	8.94
29	30	2.28	5.18	4.01
8	28	0.42	7.66	3.82
6	28	0.02	35.88	13.64

Tableau B.4 Caractéristiques des flux puissances réactives

Barre k	Barre m	Min (MVar)	Max(MVar)	Moyenne (MVar)
1	2	3.34	54.99	24.25
1	3	3.49	18.65	10.69
2	4	6.65	22.65	13.11
3	4	3.34	13.88	10.45
2	5	3.18	26.56	11.04
2	6	1.64	24.90	11.16
4	6	7.47	41.42	18.96
5	7	5.47	25.78	13.92
6	7	0.63	13.19	5.03
6	8	13.57	75.56	34.39
6	9	0.99	5.29	2.55
6	10	0.06	11.83	3.84
9	11	0.00	43.59	15.71
9	10	1.04	41.19	14.96
4	12	14.22	20.72	16.16
12	13	0.96	54.10	20.00
12	14	1.79	10.86	4.79
12	15	2.45	27.08	10.55
12	16	2.20	11.72	6.05
14	15	0.05	2.35	1.30
16	17	0.07	8.83	3.90
15	18	1.41	8.96	4.60
18	19	0.28	2.91	1.53
19	20	1.00	8.81	4.10
10	20	1.80	12.91	6.72
10	17	0.89	13.90	5.48
10	21	5.90	21.95	13.69
10	22	4.55	17.59	9.01
21	22	1.43	42.32	15.40
15	23	0.93	13.02	6.89
22	24	3.02	14.62	8.00
23	24	0.64	4.49	2.77
24	25	0.15	5.49	2.09
25	26	2.33	7.60	4.39
25	27	0.92	9.60	4.24
28	27	1.24	23.53	9.04
27	29	1.59	12.45	4.99
27	30	1.51	11.17	4.53
29	30	0.58	3.56	1.49
8	28	3.23	17.84	7.67
6	28	0.59	8.07	2.58