



HAL
open science

**MODELISATION DES GRANDS SYSTEMES
ELECTRIQUES INTERCONNECTES : APPLICATION
A L'ANALYSE DE SECURITE DANS UN
ENVIRONNEMENT COMPETITIF**

Khaled Alcheikh-Hamoud

► **To cite this version:**

Khaled Alcheikh-Hamoud. MODELISATION DES GRANDS SYSTEMES ELECTRIQUES INTERCONNECTES : APPLICATION A L'ANALYSE DE SECURITE DANS UN ENVIRONNEMENT COMPETITIF. Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2010. Français. NNT: . tel-00477583

HAL Id: tel-00477583

<https://theses.hal.science/tel-00477583>

Submitted on 29 Apr 2010

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

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

**UNIVERSITE DE GRENOBLE
INSTITUT POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE**

N° attribué par la bibliothèque

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

THESE

Pour obtenir le grade de

**DOCTEUR DE L'Université de Grenoble
délivré par l'Institut polytechnique de Grenoble**

Spécialité : « Génie électrique »

Préparée au : Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble (G2Elab)

Dans le cadre de l'**Ecole Doctorale** :

Électronique, Électrotechnique, Automatique, Traitement du Signal (EEATS)

présentée et soutenue publiquement

par

Khaled ALCHEIKH HAMOUD

Le 6 avril 2010

TITRE :

MODELISATION DES GRANDS SYSTEMES ELECTRIQUES INTERCONNECTES :
APPLICATION A L'ANALYSE DE SECURITE DANS UN ENVIRONNEMENT COMPETITIF

DIRECTEUR DE THESE : Nouredine HADJSAID

CO-DIRECTEUR : Yvon BESANGER

JURY

M. Jean-pascal CAMBRONNE	Professeur de l'université Paul Sabatier de Toulouse	Président et rapporteur
M. Xavier GUILLAUD	Professeur de l'école centrale de Lille	Rapporteur
M. Jean-pierre ROGNON	Professeur de l'école centrale de Lyon	Examineur
M. Pascal TOURNEBISE	Ingénieur de recherche de RTE	Examineur
M. Nouredine HADJSAID	Professeur de l'institut polytechnique de Grenoble	Directeur de thèse
M. Yvon BESANGER	Professeur de l'institut polytechnique de Grenoble	Co-directeur de thèse

**UNIVERSITE DE GRENOBLE
INSTITUT POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE**

N° attribué par la bibliothèque

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

THESE

Pour obtenir le grade de

**DOCTEUR DE L'Université de Grenoble
délivré par l'Institut polytechnique de Grenoble**

Spécialité : « Génie électrique »

Préparée au : Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble (G2Elab)

Dans le cadre de l'**Ecole Doctorale :**

Électronique, Électrotechnique, Automatique, Traitement du Signal (EEATS)

présentée et soutenue publiquement

par

Khaled ALCHEIKH HAMOUD

Le 6 avril 2010

TITRE :

MODELISATION DES GRANDS SYSTEMES ELECTRIQUES INTERCONNECTES :
APPLICATION A L'ANALYSE DE SECURITE DANS UN ENVIRONNEMENT COMPETITIF

DIRECTEUR DE THESE : Nouredine HADJSAID

CO-DIRECTEUR : Yvon BESANGER

JURY

M. Jean-pascal CAMBRONNE	Professeur de l'université Paul Sabatier de Toulouse	Président et rapporteur
M. Xavier GUILLAUD	Professeur de l'école centrale de Lille	Rapporteur
M. Jean-pierre ROGNON	Professeur de l'école centrale de Lyon	Examineur
M. Pascal TOURNEBISE	Ingénieur de recherche de RTE	Examineur
M. Nouredine HADJSAID	Professeur de l'institut polytechnique de Grenoble	Directeur de thèse
M. Yvon BESANGER	Professeur de l'institut polytechnique de Grenoble	Co-directeur de thèse

Remerciements

Le travail présenté dans ce mémoire a été réalisé au sein de l'équipe SYREL (Systèmes et Réseaux ELectriques) du laboratoire de génie électrique de Grenoble G2Elab, sous la direction de Messieurs Nouredine HADJSAID et Yvon BESANGER.

Tout d'abord, Je tiens à adresser mes plus vifs remerciements à Monsieur Nouredine HADJSAID, Professeur de l'Institut Polytechnique de Grenoble (IPG) et directeur du Groupement d'Intérêt Economique – Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir (GIE-IDEA), pour avoir dirigé ma thèse avec beaucoup d'efforts et de patience, son soutien moral, sa compréhension et ses encouragements constants. Ses idées et son dynamisme furent indispensables à l'aboutissement de ce travail.

Mes sincères remerciements vont également à Monsieur Yvon BESANGER, Professeur de l'Institut Polytechnique de Grenoble (IPG), pour avoir dirigé ma thèse. Je tiens à lui exprimer ma plus profonde reconnaissance pour son soutien moral, ses encouragements et sa disponibilité constante. Son expérience et son esprit de synthèse furent indispensables à l'aboutissement de mes travaux.

je tiens également à remercier très vivement les membres du jury autres que ceux précédemment cités :

Monsieur Jean-pascal CAMBRONNE, Professeur de l'université Paul Sabatier de Toulouse, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury et d'avoir accepté de juger ce mémoire et d'en être rapporteur.

Monsieur Xavier GUILLAUD, Professeur de l'école centrale de Lille, de l'honneur qu'il me fait en acceptant lui aussi d'être rapporteur de mes travaux.

Monsieur Jean-pierre ROGNON, Professeur de l'école centrale de Lyon, pour m'avoir fait l'honneur d'examiner ma thèse malgré son emploi du temps chargé et pour ses conseils judicieux.

Monsieur Pascal TOURNEBISE, Ingénieur de recherche de RTE (Réseau de Transport d'Electricité), pour l'intérêt qu'il a bien voulu porter à ce travail, en acceptant de l'examiner ainsi que pour ses remarques pertinentes et constructives.

J'exprime ma profonde gratitude à Monsieur Seddik BACHA, Professeur de l'Institut Polytechnique de Grenoble (IPG) et le chef de l'équipe SYREL, pour m'avoir soutenu tout le long de ma thèse, et plus particulièrement pendant les moments difficiles.

Je veux aussi remercier tout le personnel Ingénieurs, Techniciens et Administratifs et les doctorants du G2Elab dont la disponibilité et la gentillesse ne font jamais défaut.

Je remercie vivement du fond de mon cœur ma propre famille et tout particulièrement ma mère et mon épouse pour leurs sacrifices et leurs encouragements ainsi que mes amis Gaïth WARAKOZAK, Mariam ALAHMADE, Carolina TRANCHITA, Sadek AISSANOUE, Ismaël SAMAOUI et Ali ALJAZARE.

Table des matières

INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
CHAPITRE I : LA SÉCURITÉ DE FONCTIONNEMENT DES GRANDS SYSTÈMES ÉLECTRIQUES INTERCONNECTÉS DANS LE NOUVEL ENVIRONNEMENT COMPÉTITIF	9
I.1. Introduction	9
I.2. Structure physique des systèmes électriques	11
I.2.1. Les centrales électriques	11
I.2.2. Les réseaux électriques	14
I.2.3. Les consommateurs de l'énergie électrique « charges électriques »	16
I.3. La fiabilité du système production–transport	17
I.3.1. Définition de la fiabilité	17
I.3.2. Les différentes composantes de la fiabilité d'un système production– transport	17
<i>A. L'adéquation du système production – transport</i>	<i>17</i>
<i>B. La sécurité du système production – transport</i>	<i>18</i>
I.4. Les différents mécanismes de défaillance du système production– transport	19
I.4.1. Mécanisme de défaillance lié à l'insécurité statique « Surcharges en cascade »	19
I.4.2. Mécanismes de défaillance liés aux différents types de l'insécurité dynamique	20
<i>A. Stabilité des angles rotoriques</i>	<i>21</i>
<i>B. Stabilité de fréquence</i>	<i>22</i>
<i>C. Stabilité de tension</i>	<i>22</i>
I.5. Classement des états de conduite pour l'aide à la décision contre les mécanismes de défaillance	24
I.6. Les nouveaux facteurs influençant la fiabilité des systèmes électriques européens	26
I.6.1. Changement de structure organisationnelle des compagnies d'électricité en Europe	26
<i>A. Structure intégrée des compagnies d'électricité</i>	<i>26</i>
<i>B. Structure dérégulée des compagnies d'électricité</i>	<i>28</i>
<i>C. Les acteurs du marché et du système électrique post ouverture du marché de l'électricité</i>	<i>30</i>
<i>D. L'impact négatif de la libéralisation du marché d'électricité sur la fiabilité des systèmes électriques</i>	<i>32</i>
I.6.2. Extension de la zone synchrone UCTE	33
<i>A. Les différents projets d'extension du système UCTE</i>	<i>34</i>
<i>B. Les avantages économiques et techniques de l'extension de la zone synchrone</i>	<i>35</i>
<i>C. Les impacts négatifs de l'extension de la zone synchrone sur la fiabilité des systèmes interconnectés</i>	<i>36</i>
I.7. De l'analyse hors ligne à l'analyse en ligne de la sécurité dans le nouvel environnement compétitif	37
I.7.1. L'évaluation hors ligne de la sécurité des systèmes électriques	37

I.7.2. L'évaluation en ligne de la sécurité des systèmes électriques.....	38
I.7.3. Les différents modules de l'outil de l'analyse en ligne de la sécurité.....	39
I.8. Conclusion.....	42
CHAPITRE II : LES MODÈLES STATIQUES RÉDUITS - APPLICATION À L'ANALYSE DE LA SÉCURITÉ STATIQUE DES GRANDS RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTERCONNECTÉS	43
II.1. Introduction.....	43
II.2. Les caractéristiques requises des modèles statiques réduits des réseaux électriques	45
II.3. Les différentes applications des modèles statiques réduits des réseaux électriques	46
II.3.1. Application hors ligne dans le domaine de planification des grands systèmes électriques interconnectés	46
II.3.2. Application en ligne dans le domaine de conduite des grands systèmes électriques interconnectés	46
II.4. Les modèles de calcul de répartition de charge utilisés dans les différentes applications des modèles statiques réduits	47
II.5. Construction du modèle du système électrique interconnecté en présence des modèles statiques réduits.....	47
II.6. Les équations matricielles courant–tension d'un grand système électrique interconnecté	48
II.7. Les Equivalents statiques des systèmes électriques	51
II.7.1. Méthode d'équivalent de type WARD.....	51
A. Méthode WARD des admittances	51
A.I. Application au réseau test IEEE-39 nœuds divisé en deux zones de réglage A et B.....	52
B. Méthode WARD des injections	57
B.I. Modèle de type Ward	57
B.II. Application au réseau test IEEE-39 nœuds divisé en deux zones de réglage A et B.....	58
B.III. Modèle de type PV–Ward.....	63
B.IV. Modèle de type X–Ward.....	64
B.V. Application au réseau test IEEE-39 nœuds divisé en deux zones de réglage A et B.....	67
II.7.2. Méthode d'équivalent de type REI	72
A. REI à un nœud fictif.....	72
B. REI à deux nœuds fictifs	76
B.I. Application au réseau test IEEE-39 nœuds divisé en deux zones de réglage A et B.....	78
II.8. Comparaison entre les performances de différents modèles réduits de la zone B (introduction de la notion de l'erreur moyenne absolue)	82
II.9. Conclusion	86

CHAPITRE III : DÉVELOPPEMENT D'UNE NOUVELLE MÉTHODE POUR L'ANALYSE DÉCENTRALISÉE DE LA SÉCURITÉ DES SYSTÈMES INTERCONNECTÉS	87
III.1. Introduction	87
III.2. Mise en œuvre de l'analyse décentralisée de la sécurité sur la base de la coopération entre les GRTs.....	89
III.2.1. Estimation d'état décentralisée au niveau de chaque GRT.....	89
A. Données d'entrée nécessaires pour l'estimation d'état	89
B. Principales composantes de l'estimation d'état.....	89
III.2.2. Mise à jour des modèles statiques réduits.....	91
A. Importance de l'actualisation des modèles statiques réduits.....	91
B. Choix du modèle réduit pour l'application en ligne	92
C. Actualisation du modèle statique réduit de type X-Ward.....	93
C.I. Rappel sur le classement et le calcul de paramètres du modèle X-Ward.....	93
C.II. Mise à jour des paramètres passifs des modèles X-Ward par l'échange de données topologiques entre les GRTs.....	95
C.III. Mise à jour des paramètres actifs des modèles X-Ward à l'aide de l'estimateur d'état.....	96
III.2.3. Evaluation en ligne des contingences sur la base de la coopération entre les GRTs	98
A. Analyse en ligne de la sécurité statique à l'égard des contingences internes.....	98
B. Analyse en ligne de la sécurité statique à l'égard des contingences externes	99
III.3. Exemple illustratif sur l'analyse décentralisée de la sécurité sur la base de la coopération entre les GRTs.....	100
III.4. Développement d'un outil informatique pour la simulation de l'analyse décentralisée en ligne de la sécurité statique	108
III.4.1. Description des fichiers d'entrée de l'outil développé	109
A. Fichiers d'entrée de l'outil construits sous MATLAB TM (*m).....	109
B. Fichiers d'entrée de l'outil construits sous EUROSTAG TM (*ech).....	110
III.4.2. Description des fonctions élémentaires constituant l'outil développé.....	111
III.5. Description des scénarios simulés	116
III.6. Conclusion.....	125
CHAPITRE IV : FILTRAGE RAPIDE DES CONTINGENCES EXTERNES D'UNE ZONE DE RÉGLAGE POUR L'ANALYSE DISTRIBUÉE EN LIGNE DE LA SÉCURITÉ STATIQUE DES GRANDS SYSTÈMES ÉLECTRIQUES INTERCONNECTÉS	127
IV.1. Introduction	127
IV.2. Cadre général de l'application des techniques d'apprentissage automatique aux différents problèmes des systèmes électriques	129
IV.2.1. Génération aléatoire de base de données	131
A. Les éléments constitutifs du scénario de sécurité utilisés dans la procédure de l'échantillonnage aléatoire.....	131
B. Les spécifications nécessaires pour la génération aléatoire de bases de données	135
B.I. Les spécifications liées au type d'étude	135

<i>B.II. Les spécifications liées à la base de données</i>	136
<i>C. Modules de Génération automatique de base de données</i>	137
<i>C.I. Module de l'échantillonnage aléatoire (génération de nouveaux scénarios)</i>	137
<i>C.II. Module de simulation numérique</i>	139
IV.2.2. <i>Extraction de connaissances à partir des données (ECD)</i>	140
<i>A. Arbre de classification</i>	142
<i>A.I. Construction non – incrémentale d'arbres de classification (batch)</i>	142
<i>A.II. Exemple d'un algorithme de construction non-incrémentale d'arbres de classification « algorithme CART »</i>	148
<i>A.III. Construction incrémentale d'arbres de classification</i>	150
<i>A.IV. Validation d'arbres de classification</i>	150
<i>A.V. Mesures de qualité d'un arbre de décision</i>	152
<i>B. Arbres de régression</i>	154
<i>B.I. Principe</i>	154
<i>B.II. Construction d'arbre de régression</i>	155
<i>B.III. Elagage d'arbre de régression</i>	155
IV.2.3. <i>Exploitation des informations synthétiques extraites par les techniques d'apprentissage automatique</i>	155
IV.3. Application de l'arbre de classification au filtrage en ligne des contingences externes d'une zone de réglage	156
IV.3.1. <i>Importance du filtrage des contingences externes d'une zone de réglage</i>	156
IV.3.2. <i>La possibilité d'échanger les données du marché J-1 et de modélisation entre les GRTs dans le nouvel environnement compétitif</i>	159
IV.3.3. <i>La procédure de conception des filtres basée sur l'arbre de décision</i>	160
<i>A. Construction des cas de base nécessaires pour l'algorithme de conception de filtres</i>	160
<i>B. Algorithme de génération de la base de données nécessaire pour la conception des filtres</i>	161
<i>B.I. Fonction d'échantillonnage aléatoire des courbes de charge des modèles horaires</i>	162
<i>B.II. Fonction de réajustement des puissances des unités de production de chaque zone de réglage</i>	163
<i>B.III. fonction d'analyse de sécurité et de construction de la base de données</i>	164
IV.4. Application au cas d'étude	167
IV.5. Conclusion	175
CONCLUSION ET PERSPECTIVES	177
ANNEXE I	180
ANNEXE II	186
ANNEXE III	195

Introduction générale

L'électricité est un vecteur énergétique d'une importance stratégique essentielle pour l'organisation et le fonctionnement des sociétés industrialisées, au sein desquelles nous vivons. Ces sociétés présentent actuellement, et pour très longtemps encore, une fragilité de plus en plus prononcée vis-à-vis de ce vecteur énergétique, omniprésent au quotidien dans tous les secteurs d'activité. L'interruption de l'alimentation en énergie électrique perturbe considérablement la société avec des répercussions humaines, sociales et économiques.

La sûreté et la disponibilité permanente du système électrique, ensemble qui est tributaire de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique, doit assurément être une préoccupation majeure de tout pays industrialisé et en particulier des parties prenantes et décideurs de ce secteur. Maintenir cette sûreté exige d'être en mesure d'assurer le fonctionnement normal, mais aussi de limiter le nombre d'incidents en évitant particulièrement ceux de grande ampleur et de réduire les conséquences de ces derniers, lorsqu'ils surviennent malgré tout. Cela implique la mise en oeuvre coordonnée de dispositions préventifs ou curatifs, tant dans le domaine matériel que dans le domaine organisationnel, par tous les acteurs aux niveaux de la production, du transport et de la distribution.

Durant les deux dernières décennies, la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques a été remise en question par le grand nombre de pannes généralisées (blackouts) qui ont affecté de nombreux pays, non seulement sur le continent européen (Suède, Danemark, Suisse, Grèce, Italie, etc), mais aussi sur les autres continents (USA, la Colombie, Inde, etc). Les pannes généralisées ont toujours existé depuis l'apparition des systèmes électriques, mais pas à ce rythme élevé d'occurrence que l'on constate dans ces deux dernières décennies.

En effet, les chercheurs lient directement ou indirectement ces pannes généralisées aux nouveaux facteurs dégradant significativement la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques depuis une vingtaine d'années et jusqu'à présent [PAVE, 2004]. Ces facteurs qui caractérisent les systèmes électriques modernes sont les suivants :

La restructuration du secteur de l'énergie électrique :

Les réseaux électriques français et européen connaissent depuis quelques années de profondes mutations dues à des bouleversements à l'échelle internationale des politiques énergétiques. La dérégulation du marché de l'électricité, qui a commencé en Europe avec la Grande-Bretagne au début des années 1990, a gagné le reste de l'Europe en 1996 avec l'édition par la Commission Européenne de la directive 96/92/CEE fixant les règles de l'ouverture du marché de l'énergie électrique à la concurrence.

Les conséquences immédiates de cette directive sont une privatisation progressive des secteurs de la production et de la distribution du produit électricité et donc la désintégration verticale du système électrique.

En effet, l'ouverture du marché de l'énergie électrique à la concurrence n'est pas sans impact sur la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques, essentiellement du fait qu'elle pousse les compagnies de production de l'énergie électrique ainsi que les gestionnaires de réseaux de transport (GRTs) à exploiter leurs systèmes avec des marges de sécurité réduites. Les premiers afin de rester concurrentiel avec les autres fournisseurs de l'électricité. Les seconds afin de permettre à cette concurrence de se réaliser dans une vaste région.

Les contraintes environnementales :

La 3ème Conférence des Parties de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques qui s'est tenue à Kyoto en décembre 1997 a mis en place un protocole visant à réduire les émissions globales de gaz à effet de serre pour les ramener d'ici à 2012 à leur niveau de 1990. Clairement, ce protocole freine les pays qui l'ont signé, entre autres les pays européens, à construire de nouvelles centrales émettant du CO2 afin qu'ils remplissent leurs engagements à l'égard de ce protocole.

En effet, pour d'autres contraintes environnementales et notamment pour celles qui sont liées à la déformation des paysages naturels, la construction de nouvelles lignes de transport de l'électricité à très haute tension devient également de plus en plus difficile. Ainsi, cette restriction à construire de nouvelles centrales électriques et de nouvelles lignes de transport de l'énergie électrique imposée par des contraintes environnementales de différentes natures n'est pas sans conséquences sur la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques car les opérateurs sont dans l'obligation d'exploiter les centrales et

les lignes électriques existantes au plus près de leurs limites physiques pour pouvoir répondre à une demande croissante en énergie électrique.

 **Développement des interconnexions entre les systèmes électriques nationaux
« extension des zones synchrones » :**

En Europe, les interconnexions entre les systèmes électriques nationaux comme on les connaît à l'heure actuelle ont commencé à se développer dès que les conditions politiques et techniques ont été réunies. En 1995, l'ancienne Allemagne de l'Est et les pays d'Europe centrale (République Tchèque, Slovaquie, Hongrie, Pologne), dont les réseaux étaient conçus selon des choix techniques proches de ceux de l'Europe de l'Ouest, se sont raccordés à son réseau à 400 kV.

En 1997, les progrès des câbles sous-marins à courant alternatif ont permis l'interconnexion entre l'Afrique du Nord (Maroc, régions côtières de l'Algérie et de la Tunisie) et le réseau européen via le détroit de Gibraltar. Le bloc synchrone ainsi constitué est, en taille, le premier du monde devant l'interconnexion de l'Est et du centre des Etats-Unis avec une consommation de pointe de plus de 300 000 MW.

Malgré les avantages techniques et économiques incontestables réalisés grâce au développement des interconnexions entre les systèmes électriques nationaux, ce développement met la sûreté de fonctionnement de chaque système électrique national à la merci des aléas (contingences) originaires des autres systèmes électriques nationaux auxquels il est interconnecté.

En effet, l'ensemble de ces trois facteurs forme actuellement un défi sans précédent pour la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques.

A l'heure actuelle, face à un tel défi, les gestionnaires des réseaux de transport utilisent l'analyse en ligne de sécurité [BALU, 1992] pour pouvoir faire fonctionner leurs systèmes électriques au plus près de leurs limites physiques tout en garantissant un niveau élevé de sûreté de fonctionnement de ces derniers. Il s'agit d'une nouvelle fonction dans les centres de contrôle modernes exécutée automatiquement et périodiquement tous les 10 à 15 minutes et qui s'est substitué à l'analyse hors ligne de sécurité effectuée par les planificateurs d'exploitation des réseaux électriques pour déterminer des règles d'exploitation aux opérateurs des réseaux généralement 24 heures avant le jour d'exploitation de ces réseaux [AMAN, 2004].

En effet, dans un centre de contrôle moderne d'un système électrique qui fait partie d'un grand système électrique interconnecté, une fonction capitale qui précède la fonction de l'analyse en ligne de sécurité de ce système et sans laquelle cette dernière ne peut pas être exécutée est la fonction de la modélisation en ligne du système électrique. Cette fonction consiste à construire à partir des mesures prises en temps réel de ce système par le biais de son système SCADA, un modèle complet qui reflète les conditions d'opération actuelles de ce système (une fonction exécutée périodiquement et automatiquement tous les 3 à 5 minutes par l'estimateur d'état [MONT, 2000]). Or, le modèle ainsi construit ne permet qu'une analyse de sécurité partielle en ligne du système, c'est à dire une analyse de sécurité du système vis-à-vis de ses contingences internes mais pas vis-à-vis de ses contingences externes. Ainsi, la vulnérabilité du système vis-à-vis de ses contingences externes, comme les contingences originaires des systèmes électriques voisins, n'est pas évaluée.

Pour une analyse de sécurité en ligne compréhensive du système considéré c'est-à-dire une analyse en ligne qui prend en compte non seulement les contingences internes du système, mais aussi les contingences externes originaires des autres systèmes voisins. Le modèle construit en ligne dans le centre de contrôle de ce système doit donc comprendre non seulement le modèle du système considéré, mais aussi les modèles de tous les autres systèmes interconnectés à ce dernier [PODM, 2000].

Cela nécessite soit que chaque GRT échange en ligne la totalité de ses données avec ses voisins, soit que les GRTs se mettent d'accord pour créer un coordinateur central de sécurité (centre de contrôle supranational) qui reçoit en ligne de chaque GRT la totalité de ses données.

Les deux solutions sont économiquement coûteuses (la nécessité de mettre en place des infrastructures de télécommunication à haut débit comme des réseaux de télécommunication par fibre optique) et techniquement, elles sont également difficile à mettre en œuvre (nécessité de la standardisation des formats des données échangées entre les GRTs, synchronisation de l'envoi des données, taille du problème traité, etc).

Il convient donc de rechercher une solution innovante qui permet aux GRTs de surmonter les problèmes économiques et techniques liés aux deux solutions précédentes. Les travaux présentés dans ce mémoire proposent une telle solution. Cette solution se

base premièrement sur l'utilisation de modèles statiques réduits pour modéliser les systèmes externes voisins interconnectés au système considéré (qui est lui-même modélisé par son modèle complet), deuxièmement sur la coopération entre les GRTs en échangeant entre eux hors ligne et en ligne un minimum de données afin de permettre à chaque GRT d'évaluer rapidement en ligne l'impact des contingences externes sur son système.

Cette thèse est organisée en quatre chapitres de la façon suivante :

Le premier chapitre de cette thèse présente une vue globale de la structure physique des systèmes électriques et de la notion de la fiabilité de fonctionnement de ceux-ci, ainsi que de leurs différents mécanismes de défaillance.

Ensuite, nous développerons les nouveaux facteurs contraignants influençant la fiabilité d'exploitation des systèmes électriques modernes.

Enfin, nous aborderons la philosophie de l'évaluation de la sécurité hors ligne des systèmes électriques adoptée par les compagnies d'électricité avant la restructuration du secteur de l'énergie électrique, ainsi que celle de l'évaluation de la sécurité en ligne des systèmes électriques adoptée par la majorité des compagnies d'électricité après la restructuration du secteur de l'énergie électrique [AMAN, 2004].

Lorsque le planificateur de réseau de transport (PRT) ou le gestionnaire de réseau de transport (GRT) effectue respectivement l'analyse hors ligne et l'analyse en ligne de la sécurité statique de sa zone de réglage qui fait partie d'un grand système électrique interconnecté, il est essentiel qu'il considère la réaction des zones de réglage voisines (les zones de réglage interconnectées directement à sa zone de réglage via les lignes d'interconnexion) à cette analyse s'il veut obtenir des résultats précis.

Or, dans la majorité des cas, le PRT et surtout le GRT ne possèdent pas les données détaillées de ces zones leur permettant de construire les modèles complets de celles-ci pour simuler leurs réactions à l'analyse de sécurité statique de leur zone de réglage. En général, le GRT ne reçoit en temps réel que des mesures de son propre système SCADA.

Dans ce contexte, les modèles statiques réduits (équivalents statiques) présentent une solution à ce problème car la construction/la mise à jour de ces modèles est bien moins complexe de celle des modèles complets. Pourtant ils peuvent remplacer les modèles

complets des zones de réglage voisines sans influence significative sur les résultats de l'analyse de sécurité. Ainsi, le deuxième chapitre de cette thèse présente en détail les différents types de modèles statiques réduits. On y détaille surtout le fondement théorique de chaque modèle réduit ainsi que ses avantages et ses inconvénients.

Dans ce chapitre, on utilise le réseau test IEEE-39 nœuds divisé en deux zones de réglage comme un cas d'étude pour illustrer l'impact du remplacement du modèle complet de l'une des deux zones de réglage à chaque fois par un type différent de modèle statique réduit sur les résultats de l'analyse de sécurité statique de l'autre zone de réglage de ce réseau test.

Enfin, on introduit la notion de l'erreur moyenne absolue de tension, de l'erreur moyenne absolue de puissance active et de celle de puissance réactive comme des indicateurs clés de performance afin de comparer les performances des différents types d'équivalents statiques.

Dans le troisième chapitre, nous proposons un nouveau cadre pour la coordination et la coopération en ligne entre les GRTs « gestionnaires des réseaux de transport » qui forment une équipe exploitant un système électrique interconnecté et cela dans le but d'effectuer une analyse distribuée en ligne de la sécurité statique de ce système.

Le cadre proposé se base sur la simple idée que les GRTs du système interconnecté ne doivent échanger entre eux en ligne que les données nécessaires pour que chaque GRT puisse évaluer non seulement l'impact de ses contingences internes, mais aussi celui des contingences externes sur sa propre zone de réglage.

En effet, il s'agit de l'échange de deux types des données qui sont :

- ✚ Chaque GRT transmet en ligne à ses voisins les données concernant le(s) changement(s) topologique(s) survenu(s) sur le réseau électrique de sa zone de réglage.
- ✚ Chaque GRT transmet en ligne à chaque GRT voisin les données concernant les effets externes de ses contingences internes sur la zone de réglage de ce voisin.

L'échange de ces deux types de données entre les GRTs ne demande pas de mettre en place des réseaux de télécommunication à haut débit entre ces derniers, ce qui fait de notre nouveau cadre une alternative avantageuse du point de vue économique et

technique par rapport aux deux autres alternatives que sont [ZHAO, 2008], [PATE, 2007], [GIRG, 2007] :

✚ La mise en place d'un centre de contrôle supranational qui a la charge d'effectuer une analyse de sécurité statique centralisée en ligne de toutes les zones de réglage (réseaux électriques nationaux) constituant le système électrique interconnecté. Cette solution nécessite d'acheminer en temps réel par le biais de lignes de télécommunication à haute débit des données volumineuses qui peuvent être de deux types comme suit :

- Les mesures brutes des systèmes SCADA des différentes zones de réglage lorsque l'estimation d'état de l'ensemble de système interconnecté s'effectue en une seule étape par l'estimateur d'état de centre de contrôle supranational.

- Les variables d'état des nœuds frontières internes et externes de chaque zone de réglage obtenues à la sortie de l'estimateur d'état locale de cette zone de réglage, les mesures prises aux frontières de chaque zone de réglage (soit les flux des puissances dans les lignes d'interconnexion de cette zone et les injections des puissances aux nœuds frontières de cette zone). Parfois, on ajoute des mesures prises des points sélectionnés de réseau interconnecté pour améliorer la précision de l'estimation d'état globale (ces mesures sont fournies par des unités de phase synchronisé localisées dans ces points de réseau) lorsque l'estimation d'état de l'ensemble de système interconnecté s'effectue en deux stades indépendants :

1. Dans le premier stade, une estimation d'état locale est effectuée au niveau de chaque zone de réglage.

2. Dans le deuxième stade, afin de parvenir à une estimation non biaisée de l'état du système interconnecté, l'estimateur d'état du centre de contrôle supranational va effectuer une estimation d'état globale entre les centres de contrôle nationaux et le centre de contrôle supranational.

Dans les deux cas, les résultats de l'analyse de sécurité obtenus pour chaque zone de réglage (réseau national) seront envoyés en ligne au centre de contrôle national de cette zone en utilisant la ligne de télécommunication à haut débit liant les deux centres national et supranational.

- ✚ L'échange par le biais des lignes de télécommunication à haut débit de l'un des deux types de données volumineuses mentionnées ci-dessus entre les centres de contrôle nationaux constituant le système interconnecté sans présence d'un centre de contrôle supranational. Selon le type de données échangées, l'estimation d'état se fera en une seule étape ou bien en deux étapes au niveau de chaque centre de contrôle national pour construire en ligne un modèle complet représentatif des conditions de fonctionnement actuelles de l'ensemble du système interconnecté. Ainsi, chaque GRT utilise le modèle complet pour analyser la sécurité de sa zone de réglage à l'égard de ses contingences internes et externes.

Finalement, dans le quatrième et dernier chapitre, nous complétons l'échange des données effectué en ligne entre les GRTs proposé dans le troisième chapitre par un échange supplémentaire de données effectué hors ligne.

Cet échange hors ligne comprend essentiellement deux groupes de données qui sont :

- ✚ Les caractéristiques des installations du réseau de transport et les données de modélisation nécessaires pour procéder à l'analyse de la sécurité.
- ✚ Chaque jour pour le lendemain, les GRT s'échangent la totalité des données sur les consommations et les productions. En effet, après l'ouverture du marché de l'électricité, ces données correspondent aux données du marché J-1 (les programmes finaux de la génération et de la consommation du marché J-1).

En effet, l'échange hors ligne de ces deux groupes de données entre les GRTs va être d'une grande importance pour les GRTs car cet échange permet à chaque GRT d'engendrer par le biais de l'échantillonnage aléatoire la base de données nécessaire pour concevoir et tester des filtres basés sur l'arbre de décision que le GRT utilise en ligne pour le filtrage rapide de ses contingences externes.

En effet, pour une application efficace de l'analyse de la sécurité statique distribuée en ligne du système interconnecté développée au troisième chapitre, il est primordial que chaque GRT se dote de tels filtres.

Chapitre I : La sécurité de fonctionnement des grands systèmes électriques interconnectés dans le nouvel environnement compétitif

I.1. Introduction

Peu de systèmes mis au point par l'homme cumulent à la fois la taille, la complexité et l'exposition aux perturbations que l'on rencontre dans un système de production, transport et distribution de l'énergie électrique. Il est d'usage d'apprécier la taille d'un réseau électrique en se référant au nombre de nœuds du circuit utilisé pour le représenter dans les calculs. A titre d'exemple, le réseau de transport et de répartition de la France comporte de l'ordre de quelque milliers de nœuds. Bien évidemment, ceci n'inclut pas les réseaux de distribution, qui en contiennent des dizaines de milliers voire des millions si l'on considère les réseaux à basse tension. On imagine assez aisément les valeurs atteintes dans les pays de plus grande étendue, et davantage encore pour une interconnexion à l'échelle continentale. Comme on pouvait s'y attendre, dans une infrastructure caractérisée par une si grande dimension, les investissements sont généralement très lourds et leur rentabilité n'est jamais immédiate.

Aux grandes dimensions des systèmes électriques s'ajoute une complexité fonctionnelle caractérisée notamment par :

- La multiplicité des échelles de temps impliquées : de quelques microsecondes pour les phénomènes de propagation à quelques dizaines de minutes pour les processus thermiques dans les centrales de production de l'énergie électrique.
- Le caractère fondamentalement oscillant, parfois faiblement amorti, voire instable, des phénomènes électromécaniques des systèmes.
- Le caractère non linéaire des lois auxquelles ils obéissent, limitant sa stabilité lors de perturbations importantes et/ou de modifications inhabituelles du point de fonctionnement.

Par ailleurs, les systèmes d'énergie électrique sont également soumis à diverses perturbations : Variations incessantes de la demande, changements de topologie pour des raisons d'exploitation, agressions climatiques (foudre, glace, etc.), facteur humain, incertitudes liées au caractère aléatoire des énergies intermittentes (éolienne, PV), etc. A ces causes externes, il convient d'ajouter des perturbations internes : incidents touchant les

composants de puissance, défaillance cachées des systèmes de protection chargés d'éliminer les défauts, révélées seulement lors de perturbations, etc.

En dépit de ces multiples sollicitations, les systèmes électriques modernes ont pu fonctionner avec une fiabilité remarquable pour les réseaux maillés à haute tension. Cela s'explique par le fait que les planificateurs et les opérateurs des réseaux électriques ont toujours veillé à assurer, même pour les aléas les plus critiques et les conditions d'exploitation les plus contraignantes, la fiabilité de leurs systèmes en faisant fonctionner ces derniers avec de grandes marges de sécurité.

Néanmoins, pendant les dernières décennies, les systèmes électriques européens, comme d'ailleurs la majorité des autres systèmes électriques mondiaux, ont été confrontés à une forte croissance de la consommation de l'énergie électrique alors que le développement du réseau correspondant est confronté à une opposition croissante à l'implantation de nouvelles lignes et de nouvelles centrales électriques. Ceci non seulement en raison des contraintes environnementales mais aussi à cause des problèmes liés au manque d'investissement dans les différents secteurs de production et de transport de l'énergie électrique surtout après l'ouverture du marché de l'électricité [VANC, 2002], [BORN, 2009], [MORI, 2004], [DELA, 2005]. Ceci a amené les gestionnaires des réseaux électriques à exploiter leurs systèmes électriques avec des marges de sécurité et de stabilité réduites.

En effet, sur cette situation déjà préoccupante, sont venues se greffer de nouvelles contraintes influençant également d'une manière négative la fiabilité des systèmes électriques. Quelques-unes d'entre elles sont liées aux politiques de libéralisation du marché de l'énergie électrique et de développement durable [DUNN, 1995], [VITT, 2000]. En effet, La libéralisation du marché de l'énergie électrique (Directives européennes CE96/92 et CE2003/54) visant à créer un grand marché électrique européen a véritablement placé le secteur électrique face à un nouveau paradigme, dans la mesure où elle a radicalement modifié les règles d'organisation et d'exploitation en donnant la primauté au marché et aux principes de libre concurrence contenus dès l'origine dans le Traité de Rome tandis que les autres contraintes sont liées à l'extension des zones synchrones.

Il en résulte que le système électrique risque d'être davantage exposé aux incidents qu'il ne l'a été dans le passé. Il importera donc de mettre en place de nouveaux outils plus performants permettant aux opérateurs « dispatchers » d'exploiter leurs systèmes avec des marges de sécurité réduites sans que la fiabilité de la fourniture d'électricité n'en soit affectée. Dans ce contexte, les outils existants d'évaluation de la sécurité des réseaux doivent être revus, voire

mettre en place de nouveaux outils, pour une meilleure prise en compte aussi bien de la situation actuelle que sa tendance.

I.2. Structure physique des systèmes électriques

Comme le montre la figure (I.1), un système électrique est constitué de l'ensemble des sous-systèmes destinés à la production de l'énergie électrique (centrales), au transport et à la distribution de l'énergie électrique (réseaux) et à l'utilisation de l'électricité (charges).

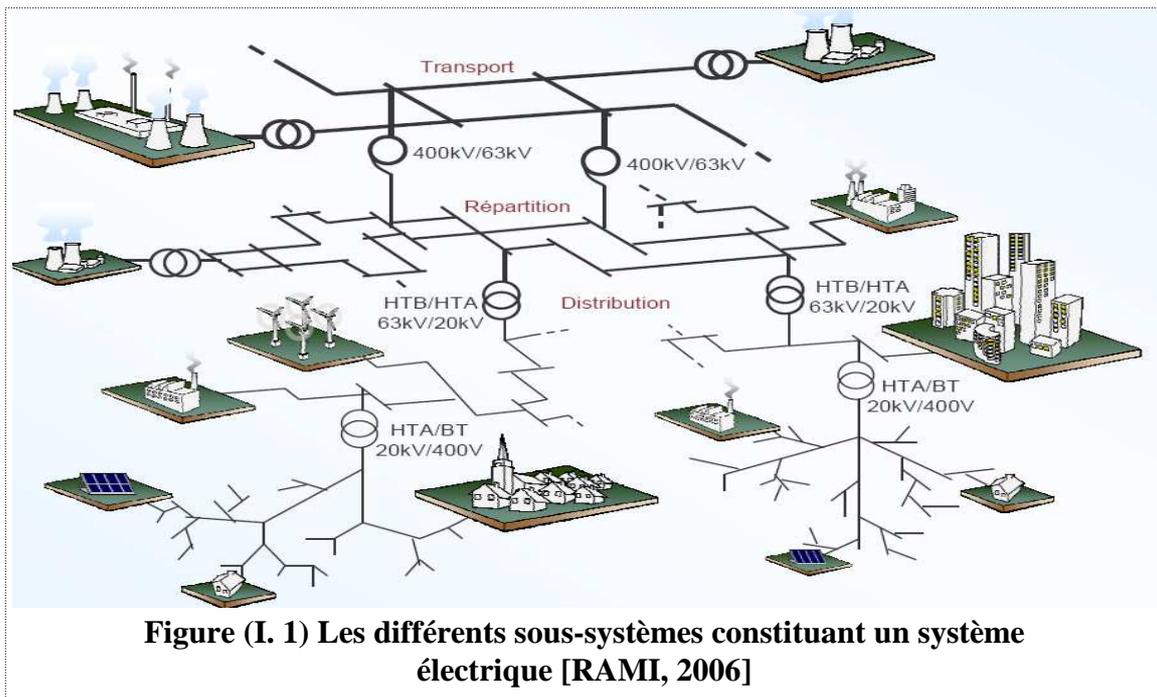


Figure (I. 1) Les différents sous-systèmes constituant un système électrique [RAMI, 2006]

On présente dans ce qui suit une brève explication de chacun de ces sous-systèmes.

I.2.1. Les centrales électriques

Il existe cinq principaux types de centrales électriques :

- Les centrales à combustible fossile (charbon, pétrole et gaz naturel) dites centrales thermiques classiques [MAZE, 2007], [WHIT, 2007].
- Les centrales nucléaires qui sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermique [MAZE, 2007], [WHIT, 2007].
- Les centrales hydroélectriques [MAZE, 2007], [WHIT, 2007].
- Les centrales solaires ou photovoltaïques.
- Les centrales éoliennes.

Pour toutes ces centrales, sauf pour les centrales photovoltaïques qui produisent l'électricité directement de la lumière, les éléments indispensables à la production de courant électrique sont les suivants :

- Une turbine en mouvement.
- Un alternateur c'est-à-dire un aimant ou électri-aimant entraîné par la turbine et entouré d'une bobine qui produit le courant électrique.

Le principe de fonctionnement de chaque type de ces centrales électriques est présenté ci-dessous :

✚ Les centrales thermiques

Les centrales thermiques produisent l'électricité à partir de la chaleur qui se dégage de la combustion du charbon, du mazout ou du gaz naturel. On les trouve souvent près d'une rivière ou d'un lac, car d'énormes quantités d'eau sont requises pour refroidir et condenser la vapeur sortant des turbines. La combustion dégage une grande quantité de chaleur utilisée pour chauffer de l'eau dans la chaudière (ou générateur de vapeur). On dispose alors de vapeur d'eau sous pression. Cette vapeur sous pression fait tourner à grande vitesse une turbine qui entraîne elle-même un alternateur qui produit une tension alternative sinusoïdale. A la sortie de la turbine la vapeur est refroidie pour se transformer en eau, puis renvoyée dans la chaudière.

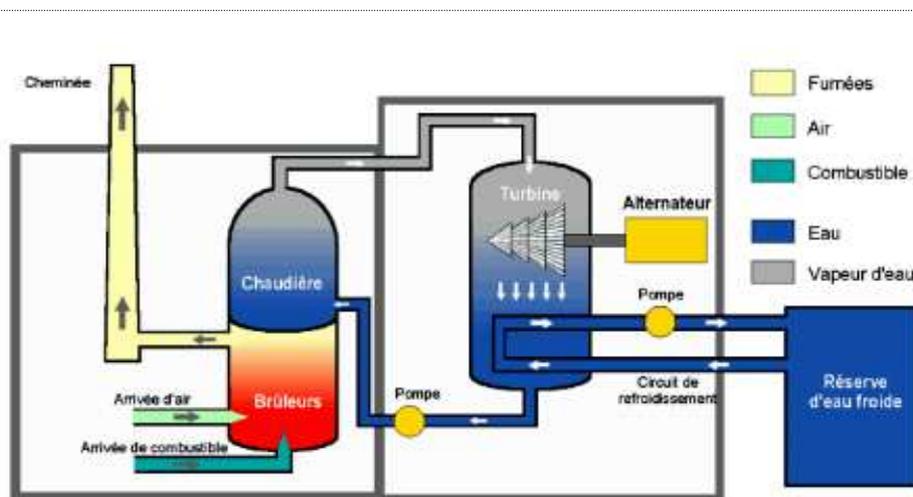
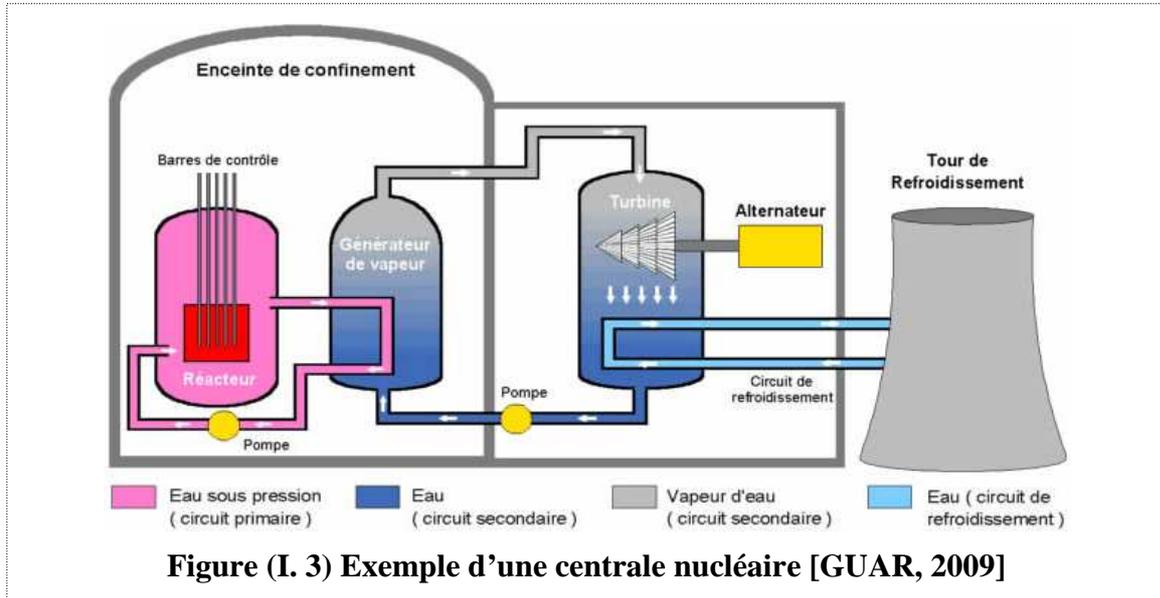


Figure (I. 2) Exemple d'une centrale thermique [BROL, INT]

✚ Les centrales nucléaires

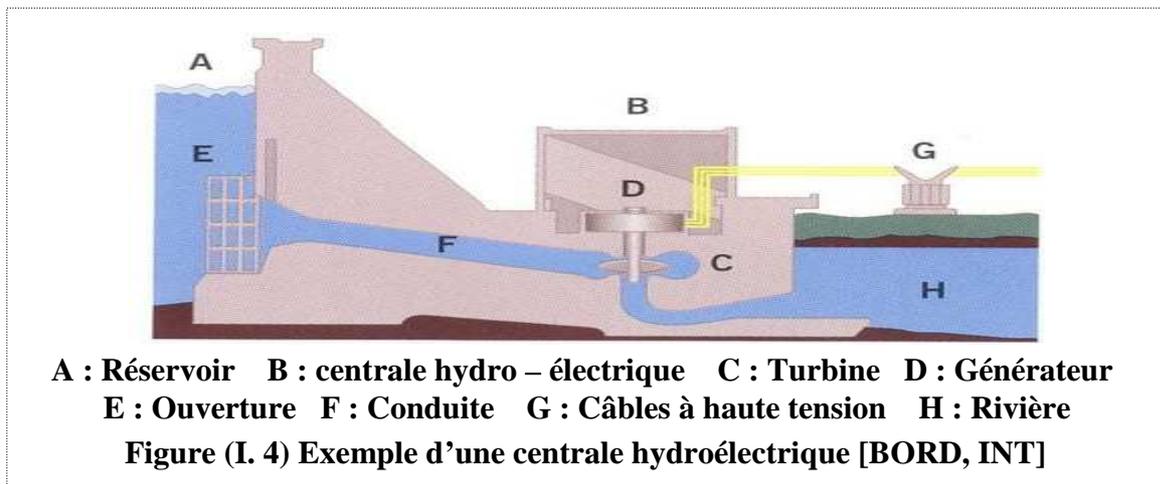
Ces centrales utilisent également des cycles de conversion thermodynamique, néanmoins leur chaudière est un réacteur nucléaire. L'énergie nucléaire obtenue à la suite de réactions de fission de l'uranium et du plutonium est la source de chaleur utilisée. Elles produisent environ

15% de l'électricité mondiale. Les centrales nucléaires produisent des déchets radioactifs et présentent un risque d'accident. Une centrale nucléaire est identique à une centrale thermique, sauf que la chaudière brûlant le combustible fossile est remplacée par un réacteur contenant le combustible nucléaire en fission.



✚ Les centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques convertissent l'énergie de l'eau en mouvement en énergie électrique. L'énergie provenant de la chute d'une masse d'eau est tout d'abord transformée dans une turbine hydraulique en énergie mécanique. Cette turbine entraîne un alternateur dans lequel l'énergie mécanique est transformée en énergie électrique.



✚ Les centrales solaires ou photovoltaïques

Cet autre moyen de fabriquer de l'électricité avec l'énergie solaire utilise les rayonnements lumineux du soleil, qui sont directement transformés en un courant électrique par des cellules à base de silicium ou autre matériau ayant des propriétés de conversion lumière/électricité.

Chaque cellule délivrant une faible tension, les cellules sont assemblées en panneaux comme le montre la figure (AI.5) dans l'annexe (I).

Les centrales éoliennes

L'énergie du vent est produite sous forme d'électricité par une turbine éolienne. Des éoliennes formées d'un mat surmonté d'un générateur électrique entraîné par une turbine comprenant des pales, sont positionnées idéalement sur les plans d'eau ou les collines ventées. La figure (AI.6) dans l'annexe (I) illustre un exemple d'une centrale éolienne.

I.2.2. Les réseaux électriques

Dans les systèmes électriques actuels on distingue, selon le niveau de tension, la fonction et la topologie trois types de réseaux électriques [HADJ, 2008], [MESL, ARCH], [BORN, 2009] :

Le réseau de transport et d'interconnexion (RDT)

Le réseau de transport est né de la réalité que les ressources énergétiques à partir desquelles l'énergie électrique est obtenue sont en général loin des zones de consommation de cette énergie. Ainsi, pour franchir la distance correspondante avec un minimum de pertes à effet joule, la technique du transport par courant alternatif à très haute tension s'est rapidement imposée.

En Europe, les réseaux de transport à 400 kV à 50 HZ ont été adoptés après la deuxième guerre mondiale comme le meilleur compromis entre le coût d'investissement, le coût d'exploitation (notamment la réduction des pertes joule) et le service rendu. En réalité, les réseaux de transport jouent un rôle incontournable dans les systèmes électriques car ils permettent non seulement le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation (villes, usines, etc), mais ils assurent également les interconnexions entre régions au niveau national et les échanges d'énergie électrique au niveau international (une description complète des fonctionnements de ce type de réseaux est présentée au paragraphe (I.6.2)).

En effet, ces réseaux ont une architecture maillée (voir la figure (AI.1) dans l'annexe (I)), ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles. Cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale puisqu'elle assure la continuité du service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une production, etc. En effet, lors de l'ouverture d'une ligne, le fait d'avoir cette structure maillée permet au flux de puissance de trouver un nouveau chemin selon les lois de Kirshoff pour contourner cette ligne en défaut et donc garantir la continuité de

l'alimentation en aval du problème. Les réseaux de transport sont pour la plupart aériens et souterrains dans les villes ou à leur approche.

Quand à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou "dispatching" à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence. En France, l'opérateur en charge du bon fonctionnement de ces réseaux est le gestionnaire du réseau de transport, RTE (Réseau de Transport d'Electricité). Cette entité exploite et entretient le réseau public de transport français.

Le réseau de répartition (RDR)

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation qui sont soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution HTA, soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MVA) livrés directement en HTB. En effet, il s'agit essentiellement d'industriels tels la sidérurgie, cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire, etc.

Outre leur fonction principale de réseau régional de transport d'énergie, les RDR permettent d'évacuer la puissance produite par de petites centrales, en général de l'ordre de 250 MW et moins. En France ce rôle est très important dans des régions comme le massif central où une production hydroélectrique abondante provient de nombreuses petites usines réparties le long des vallées.

En France, les réseaux de répartition sont caractérisés par deux niveaux de tension, 90 kV et 63 kV, plus quelques ouvrages à 150 kV. Par contre, en Europe, on trouve une grande variété de choix : 150 kV en Belgique, Italie, Portugal, 132 kV en Espagne, 110 kV en Allemagne et Finlande, etc.

En effet, les réseaux de répartition ont fréquemment une structure bouclée et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée (le réseau est dit bouclé), soit en boucle ouverte (le réseau est alors dit débouclé). Certaines alimentations se font aussi en antenne, ou encore en piquage en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes. Toutes ces structures sont illustrées dans la figure (A1.2) de l'annexe (I). De même que pour les réseaux de transport, la structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains).

Quand à leur exploitation, elle est assurée au niveau régional par un centre de conduite régional. En France, il y en a sept centres de contrôle régionaux assurant l'exploitation des réseaux de répartition.

Le réseau de distribution (RDD)

Les utilisateurs finaux de l'énergie électrique peuvent être groupés d'une façon très dense comme dans les villes ou bien séparés les uns des autres par des distances plus ou moins grandes comme dans les campagnes. Ils sont desservis par un réseau de distribution alimenté par un poste de répartition qui reçoit l'énergie, provenant de centrales éloignées, par l'intermédiaire du réseau de transport. Des lignes de distribution à moyenne tension HTA (en France, le niveau de tension adopté pour les réseaux de distribution HTA est de 20 kV) partent des postes de répartition et alimentent des postes de transformation répartis en différents endroits de la zone à desservir ; ces postes de transformation abaissent la tension à une valeur convenable (400 V) pour alimenter le réseau de distribution publique basse tension BT auquel les abonnés sont raccordés.

Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. A la différence d'une structure maillée, une structure radiale est une structure arborescente (voir les figures (AI.3), (AI.4) dans l'annexe (I)). Ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible pour transiter du poste de transformation vers le point de consommation considéré. En effet, ce flux de puissance unidirectionnel caractérisant les réseaux de distribution s'est transformé en flux de puissance bidirectionnel avec l'apparition de GEDs (Génération d'Énergie Dispersées qui ont une puissance inférieure à 12 MVA) raccordées aux réseaux de distribution HTA.

Aujourd'hui en France, l'exploitation du réseau de distribution est assurée par une entité indépendante de celle du réseau de transport dite le Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD).

I.2.3. Les consommateurs de l'énergie électrique « charges électriques »

Dans les systèmes électriques actuels, les consommateurs de l'énergie électrique peuvent être classés selon leur niveau de puissance apparente dans une des trois catégories suivantes:

Consommateurs ayant une puissance apparente supérieure à 10 MVA

Pour les plus gros sites industriels, en raison de la consommation très importante, le client est directement raccordé en HTB (63 ou 90 kV) voire THT (225 kV). Dans ce cas, le client possède un réseau interne comprenant un poste de transformation HTB/HTA un réseau HTA, des postes HTA/BT et différents réseaux BT.

Consommateurs ayant une puissance apparente entre 0.5 et 10 MVA

Dans les installations de taille moyenne, le client est directement raccordé au réseau HTA. C'est le cas par exemple pour un hôpital ou un fabricant de matériel électronique. Ici, la

structure du réseau électrique comprend une station HTA/BT et différents réseaux BT. Ce type d'installation intègre de plus en plus des sources d'alimentation autonomes.

Consommateurs ayant une puissance apparente inférieure à 0.5 MVA

Cette catégorie comprend tous les consommateurs tels que les consommateurs domestiques, les petits sites industriels, etc. Dans ce cas, les consommateurs sont directement raccordés au réseau BT (230 V, 400 V).

I.3. La fiabilité du système production–transport

I.3.1. Définition de la fiabilité

La fiabilité d'un système électrique est caractérisée par la probabilité de fonctionner correctement sur une longue période de temps. Elle caractérise donc la capacité du système électrique à fournir une énergie électrique répondant aux standards de qualité avec peu d'interruptions par unité de temps. Elle peut être quantifiée par la fréquence, la durée et l'amplitude des interruptions de service.

I.3.2. Les différentes composantes de la fiabilité d'un système production–transport

La figure (I.5) illustre les deux composantes fondamentales (l'adéquation du système, la sécurité du système) de la fiabilité et leurs sous-composantes qu'on définit ci-dessous [SAVA, 1988], [ENDR, 1982], [CIGRE, 1987], [CIGRE, 1993] :

A. L'adéquation du système production – transport

L'adéquation concerne la capacité du système production – transport à fournir et à transporter la puissance et l'énergie totale demandée à long terme par l'ensemble des consommateurs, compte tenu des indisponibilités programmées ou inattendues de composants du système électrique (ligne, générateur, etc). A son tour, l'adéquation qui est la première composante de la fiabilité, a deux sous-composantes qui sont :

L'adéquation du système de production

C'est-à-dire la capacité de la puissance de génération installée à couvrir la charge de pointe attendue dans les années à venir (normalement dans le dix à quinze ans à venir) , en tenant compte de certains facteurs parmi ceux-ci on cite :

- L'indisponibilité programmée ou non programmée d'une partie de la puissance installée. Dans le premier cas, on parle de la mise hors service volontaire d'une

unité de production ou plusieurs unités pour la (les) maintenir (plans de maintenance). Dans le second cas, on parle de la mise hors service forcée d'une unité de production ou plusieurs unités suite à une ou plusieurs contingence(s).

- L'incertitude liée à la production et surtout la production à partir des énergies renouvelables.
- La possibilité de l'échange de l'énergie électrique avec les systèmes électriques voisins.

L'adéquation du système de transport

La capacité du système de transport à effectuer le transport de l'énergie totale demandée à long terme par les consommateurs en tenant compte des aléas de ce système et de la flexibilité offerte par l'interconnexion et des flux d'importation et d'exportation. En effet, l'adéquation des systèmes de production et de transport est évaluée pendant la phase de planification de ces systèmes (voir la figure (I.5)).

B. La sécurité du système production – transport

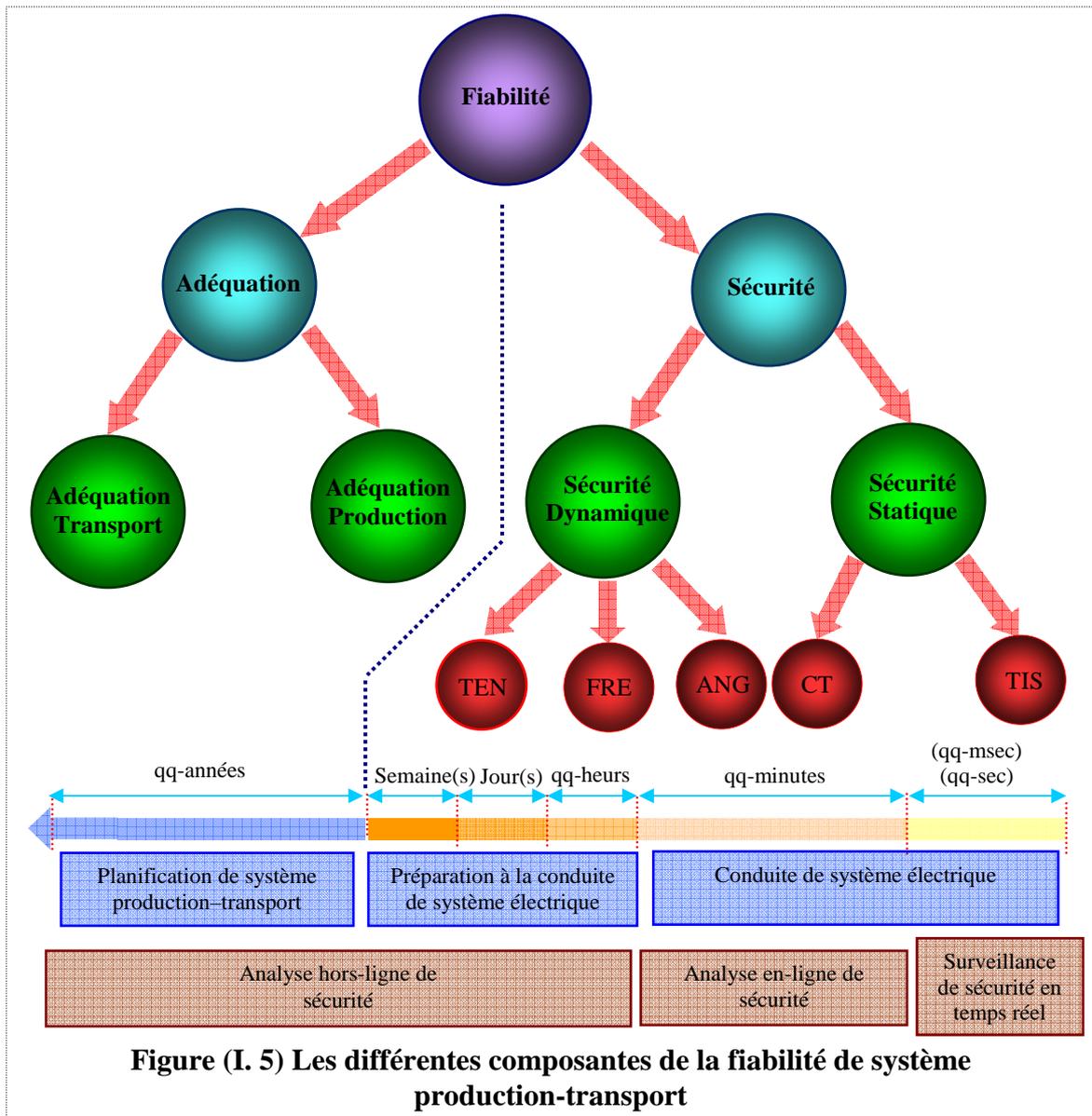
La sécurité concerne la capacité de résister à un ensemble de perturbations crédibles et soudaines (tels que des courts-circuits ou la perte inattendue de certains composants) sans interrompre la fourniture d'énergie. On distingue deux types de sécurité qui sont :

La sécurité statique

La sécurité statique s'intéresse à la qualité du point de fonctionnement atteint dans la configuration post-incident. On vérifie typiquement que les capacités thermiques (CT) des équipements ne sont pas dépassées et que les tensions restent dans des intervalles spécifiés (TIS).

La sécurité dynamique

La sécurité dynamique s'intéresse à la transition du système vers un nouveau point de fonctionnement, en particulier sa capacité à répondre de manière stable. En effet, pour ce type de sécurité, les trois paramètres électriques évalués sont la tension (TEN), la fréquence (FRE) et l'angle rotorique des générateurs (ANG). Comme le montre la figure (I.5), les deux sous-composantes de la sécurité sont surveillées et évaluées à plusieurs échelles de temps pendant les deux phases de la conduite et de la préparation à la conduite et cela dans le but d'éviter tous les problèmes d'instabilité liés à cette composante de fiabilité.

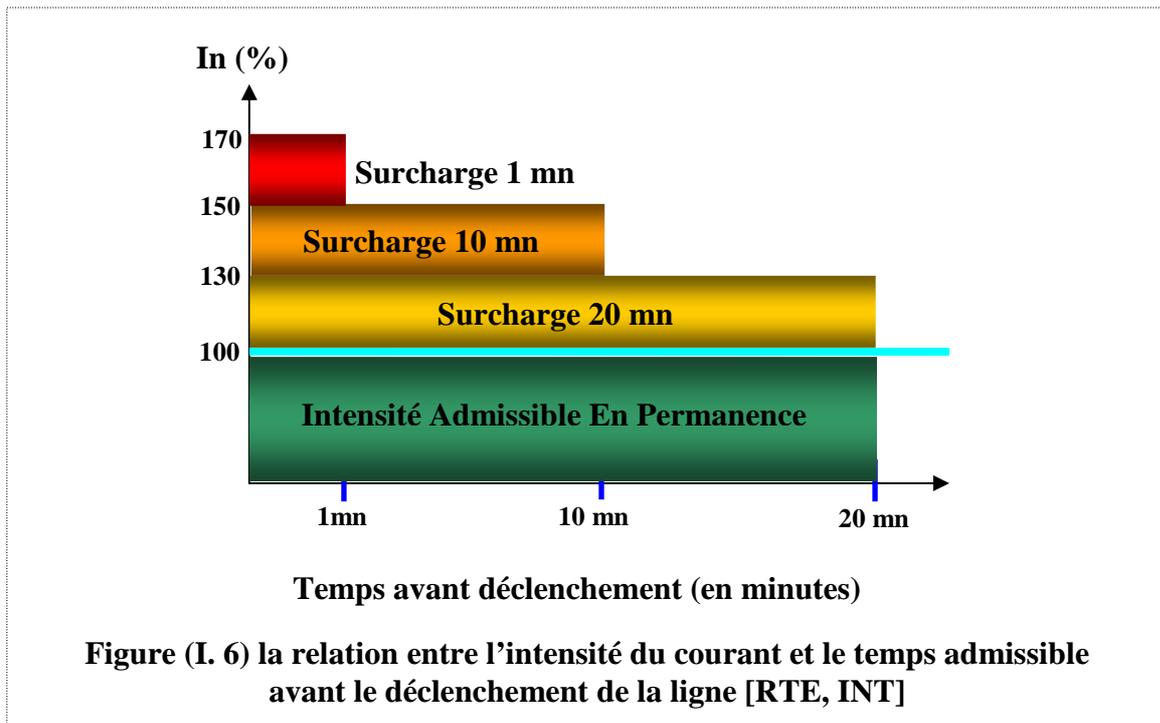


I.4. Les différents mécanismes de défaillance du système production–transport

I.4.1. Mécanisme de défaillance lié à l’insécurité statique « Surcharges en cascade »

Le courant qui parcourt chaque phase d’une ligne aérienne doit rester en dessous d’une limite sous peine de dégradation du matériau mais aussi et surtout parce que la dilatation des conducteurs augmente la flèche ce qui diminue les distances d’isolation par rapport au sol. Une ligne chargée au-delà de sa limite thermique peut être déclenchée par une protection de surcharge, par l’opérateur, ou tout simplement parce qu’un arc électrique jaillit entre elle et un

objet trop proche mis à la terre (par exemple un arbre, ce qui crée un court-circuit). Des surcharges temporaires sont néanmoins admissibles étant donnée l'inertie thermique du matériau. La figure (I.6) montre bien qu'au-delà de l'intensité nominale qui est admissible en permanence, le temps admissible de surcharge (le temps avant le déclenchement de la ligne) est inversement proportionnel à la gravité de la surcharge. Ainsi, plus la surcharge est élevée moins il y a du temps admissible avant le déclenchement de la ligne.

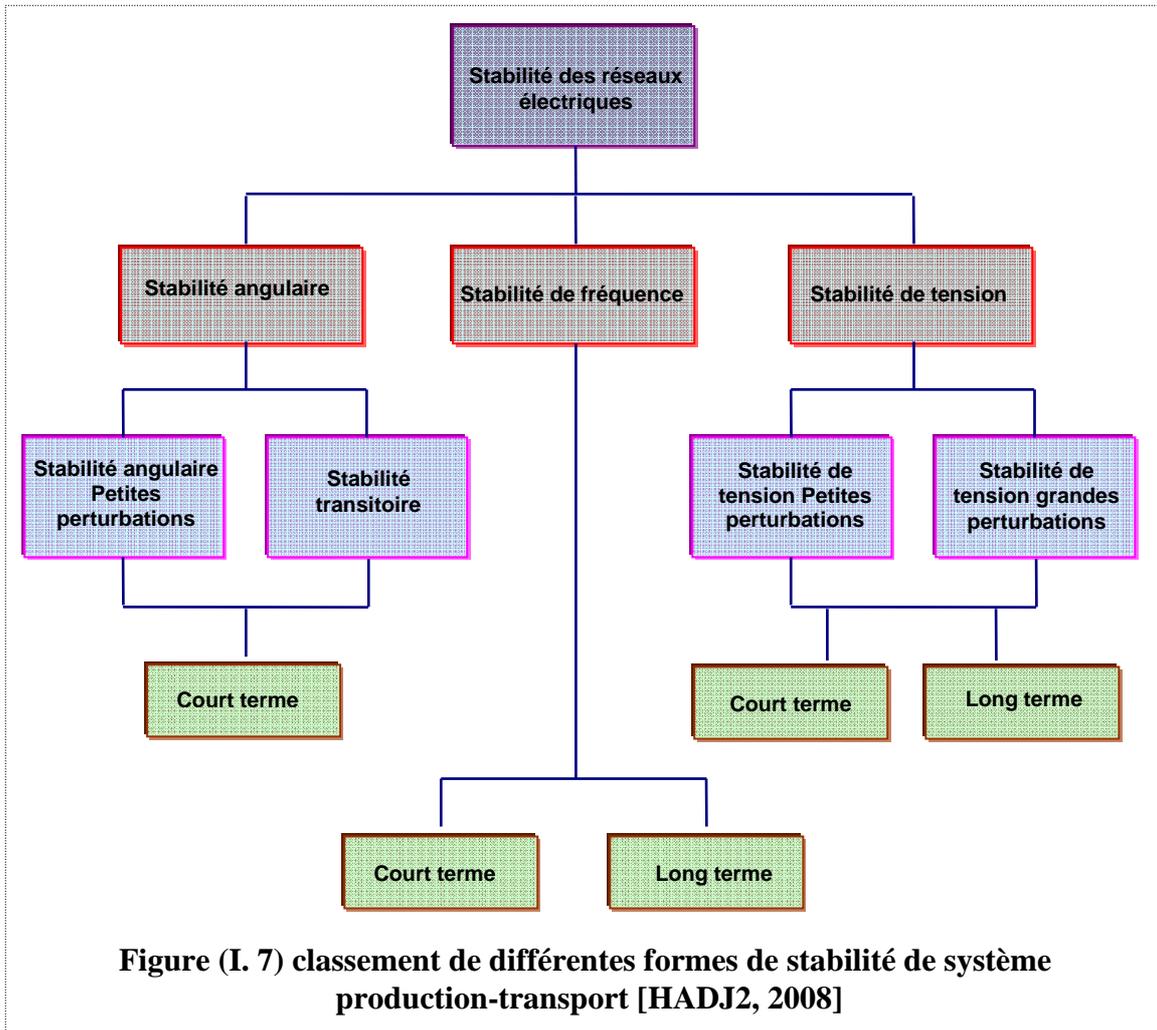


Le déclenchement en cascade par surcharge thermique est le scénario de défaillance le plus simple et sans doute le plus connu. Suite à la perte d'un ou de plusieurs équipements de transport ou de production, les flux de puissance se reportent dans les équipements restants selon les lois de Kirschhoff [BORN, 2009]. Si l'un de ceux-ci est chargé au-delà de sa limite et vient à déclencher, le report de puissance s'accroît et peut conduire au déclenchement d'autres éléments. Suivant les réseaux et les situations, cette dégradation en cascade peut conduire à un morcellement du réseau et/ou à une instabilité du système.

I.4.2. Mécanismes de défaillance liés aux différents types de l'insécurité dynamique

Les réseaux électriques sont des systèmes non linéaires. La stabilité de leur fonctionnement est assurée au voisinage d'un point d'équilibre. Des perturbations suffisamment importantes peuvent leur faire perdre la stabilité selon différents mécanismes (disparition du point d'équilibre, manque d'attraction du point d'équilibre post-incident, bifurcation, etc.).

La figure (I.7) montre une classification des différentes formes de stabilité sous l'angle des phénomènes, de l'amplitude de la perturbation et des échelles de temps.



Dans ce qui suit on explique brièvement les différents types d'instabilité rencontrés dans les systèmes électriques [TAYL, 2004], [KUND, 1994], [VANC, 2007].

A. Stabilité des angles rotoriques

Pour un système électrique donné, cette stabilité est définie comme la capacité de ce système à maintenir le synchronisme entre ses générateurs. Autrement dit elle correspond à la capacité de système à garder l'équilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique au niveau du rotor de chacun de ses générateurs. En effet, selon la nature de la perturbation provoquant cette instabilité, on distingue deux types de stabilité des angles rotoriques que l'on explique ci-après :

🚩 Stabilité angulaire aux petites perturbations

Dans les réseaux modernes, l'instabilité angulaire aux petites perturbations prend la forme d'oscillations rotoriques faiblement amorties voire instables. En effet, ces oscillations du rotor

qui s'ajoutent au mouvement uniforme correspondant à un fonctionnement normal, ont des fréquences qui se situent entre 0.1 et 2 HZ suivant le mode d'oscillation.

L'extension d'une interconnexion et l'incorporation à celle-ci de systèmes moins robustes peut faire apparaître de telles oscillations.

Les modes d'oscillation les plus difficiles à amortir sont les modes interrégionaux dans lesquels les machines d'une région oscillent en opposition de phase avec celles d'une autre région.

Stabilité angulaire transitoire

L'instabilité angulaire aux grandes perturbations concerne la perte de synchronisme des générateurs sous l'effet d'un court-circuit éliminé trop tardivement (raté de protection) ou de la perte de plusieurs équipements de transport. La perte de synchronisme se solde par le déclenchement des unités concernées.

B. Stabilité de fréquence

Dans un grand système interconnecté comme celui de l'UCTE, la fréquence subit des variations relativement faibles, même lors d'incidents sévères. L'instabilité de fréquence concerne essentiellement les situations où la perte de plusieurs lignes de transport conduit à un morcellement du système. Si un bloc se détache du reste du système, il évolue vers une fréquence propre et le contrôle de celle-ci peut être difficile en cas de déséquilibre important entre production et consommation au sein de ce bloc. En cas de déficit de production, la chute de la fréquence peut être arrêtée par un délestage de charge (en sous-fréquence). Par contre, en cas de surplus de production, la hausse de la fréquence du système est arrêtée par une déconnexion rapide de certaines unités de productions de sorte que l'équilibre production – consommation soit rétablie.

C. Stabilité de tension

On peut définir la stabilité de tension comme la capacité d'un système d'énergie électrique à maintenir des tensions stables à tous ses nœuds après avoir été soumis à une perturbation à partir d'une condition initiale de fonctionnement de ce système. Dans un certain nombre de réseaux, l'instabilité de tension est considérée comme une importante contrainte d'exploitation. Dans ce qui suit, on explique les différents types d'instabilité de tension.

Stabilité de tension aux grandes perturbations

Cette stabilité se réfère à la capacité du système à maintenir des tensions stables à la suite de grandes perturbations telles que la perte d'un générateur, la perte d'une ligne, etc. En effet,

cette capacité est déterminée par le système et les caractéristiques de charge, par les interactions de deux types de contrôles continus et discrets ainsi que par les protections.

La détermination de la stabilité de tension aux grandes perturbations exige l'examen de la réponse non-linéaire du système électrique sur une période suffisante pour saisir la performance et les interactions de dispositifs comme les moteurs électriques, les transformateurs avec régulateurs en charge, etc. Normalement, la durée de l'étude de ce type de stabilité peut se prolonger de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes.

Stabilité de tension aux petites perturbations

La stabilité de tension aux petites perturbations se réfère à la capacité du système à maintenir des tensions stables lorsqu'il est soumis à des petites perturbations telles que des changements incrémentaux dans la consommation. Cette forme de stabilité est influencée par les caractéristiques des charges, les contrôles continus, et les contrôles discrets à un instant donné du temps. Ce principe est utile pour déterminer, à tout instant, la façon avec laquelle les tensions nodales du système répondront aux petites évolutions du système. En effet, pour ce type de stabilité, les équations mathématiques du système qui décrivent sa dynamique peuvent être linéarisées autour de son point de fonctionnement, ce qui permet de calculer les sensibilités utiles pour identifier les facteurs qui influent sur la stabilité.

Stabilité de tension à court terme

L'instabilité de tension à court terme concerne principalement le décrochage des moteurs asynchrones suite à des creux de tension trop marqués. Les liaisons à courant continu interviennent également sur cette échelle de temps.

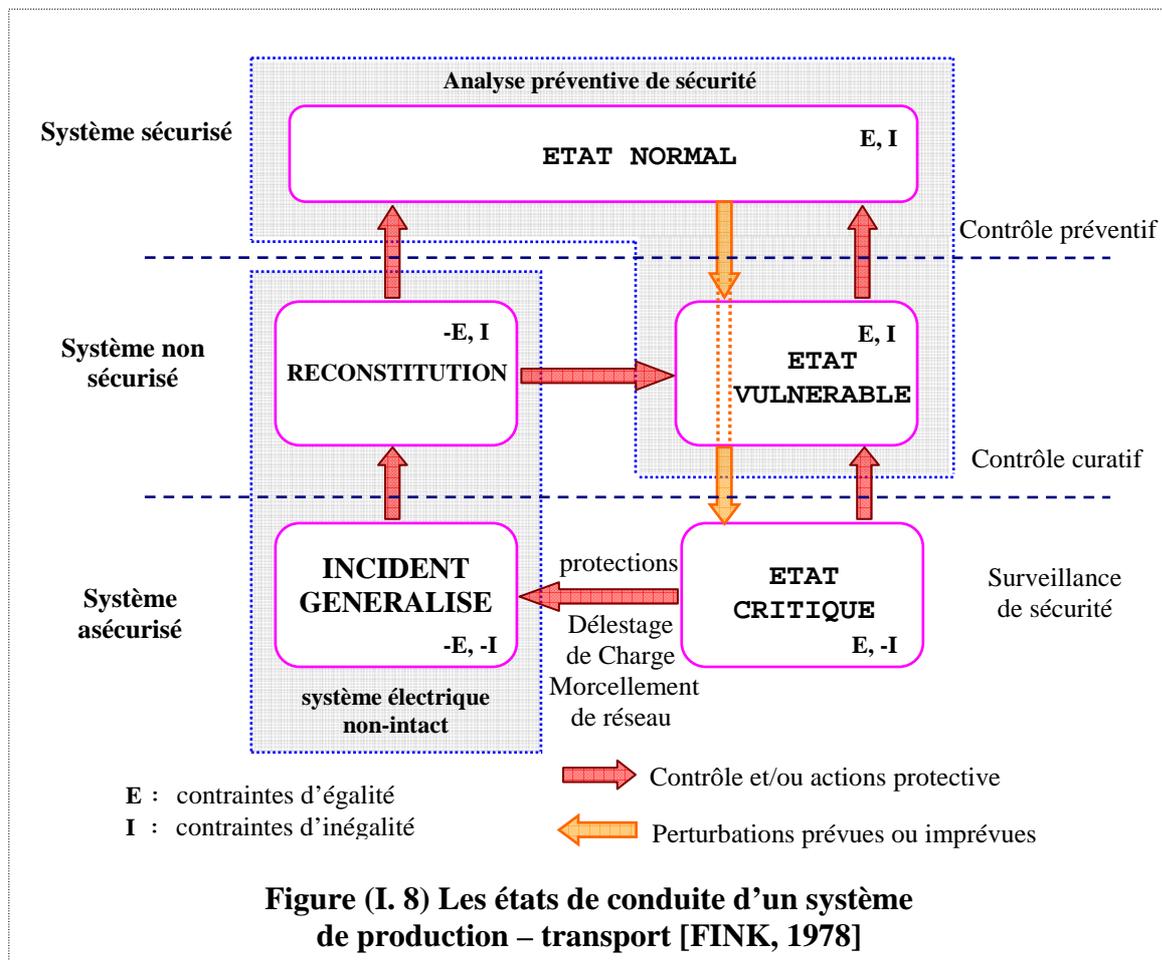
Stabilité de tension à long terme

L'instabilité de tension à long terme est associée au passage en limite de générateurs et à la dynamique plus lente de la charge, principalement sous l'effet des régulateurs en charge, voire sous celui des thermostats contrôlant le chauffage électrique. A titre indicatif, le tableau (AI.1) de l'annexe (I) décrit quelques défaillances d'envergure survenues récemment en Amérique et en Europe.

Remarque : En pratique, une forme d'instabilité peut entraîner une autre. Par exemple, un déclenchement de lignes en cascade ou une instabilité de tension à long terme peut induire une perte de synchronisme. Par ailleurs, le fonctionnement en régime dégradé peut activer certaines protections mettant hors service des équipements de production ou de transport, ce qui aggrave évidemment la situation initiale.

I.5. Classement des états de conduite pour l'aide à la décision contre les mécanismes de défaillance

La figure (I.8) illustre les cinq principaux états de conduite d'un système production-transport et les types de transitions les plus probables entre eux [DYLI, 1968], [FINK, 1978], [CIGRE, 1997]. Les cinq états de conduite sont expliqués ci-après :



- Dans l'état « normal », tous les paramètres du système (fréquence, tensions aux différents nœuds du réseau, courant dans les ouvrages de transport) sont dans la plage autorisée et toutes les règles de sécurité, telles que la règle N-1 (perte d'un élément de production ou de transmission) ou la règle N-k (perte de k éléments de production et/ou de transmission), sont respectées.
- Dans l'état « vulnérable », même si les paramètres du système sont encore dans la plage admissible, il existe au moins un cas de non-respect d'une règle de sécurité. Si l'incident correspondant venait à se produire, la sécurité du système serait donc menacée.
- Dans l'état « critique », non seulement les règles de sécurité ne sont pas toutes respectées, mais certains paramètres du système sont hors de leur plage autorisée (par exemple, un poste à

400 kV est à une tension inférieure au seuil critique). La sécurité du système doit immédiatement être restaurée par des actions dites curatives (par exemple le délestage de charge) pour éviter l'effondrement de système électrique.

- Dans l'état dit « incident généralisé », une large partie des charges est hors tension, le réseau peut être morcelé et une partie du parc de production est hors service.
- Dans le dernier état dit « état de reconstitution du réseau », l'opérateur cherche à minimiser la quantité d'énergie électrique non-délivrée par la resynchronisation dès que possible des unités de génération perdues et par la reconnexion des charges déconnectées dans l'ordre de priorité.

En effet, les opérateurs dans les salles de conduite vont « conduire » leurs systèmes en temps réel en se basant sur cette philosophie de classement des états de système et cela dans le but de faire fonctionner leurs systèmes électriques non seulement de la manière la plus sécurisée possible (afin de faire éviter au système les mécanismes de défaillance expliqués au paragraphe (I.4)), mais aussi de la manière la plus économique comme suit [BERT, 1989], [BALU, 1992] :

- Une analyse préventive de sécurité de l'état normal actuel du système détermine si cet état est capable de résister à tous les aléas crédibles sans violation des contraintes de sécurité du système. Dans le cas affirmatif, l'état normal actuel du système est classé comme sécurisé sinon l'état normal est classé comme vulnérable. Dans ce cas, une analyse supplémentaire est effectuée pour déterminer le contrôle préventif nécessaire pour faire déplacer cet état du système dans une zone de fonctionnement sécurisée (une explication détaillée de l'analyse préventive de sécurité est présentée au paragraphe (I.7.3)). En effet, pendant cette phase de conduite l'enjeu principal pour le dispatcher est de trouver le meilleur compromis possible entre la sécurité et l'économie de fonctionnement du système électrique.
- Détection en temps réel de l'état critique du système (surveillance de sécurité de système en temps réel). En effet, cette procédure vise à évaluer si le système est en train de perdre son intégrité à la suite d'une perturbation. Dans le cas affirmatif, un contrôle curatif approprié s'applique rapidement sur le système afin d'éviter une interruption partielle ou complète de service (incident généralisé). Etant donné que le temps de réponse du contrôle curatif est essentiel pour sauver le système, les aspects économiques de fonctionnement du système deviennent temporairement secondaires. Le tableau (AI.2) dans l'annexe (I) énumère les contrôles curatifs les plus utilisés. Certains de ces contrôles peuvent être engagés par

l'opérateur d'un centre de conduite tandis que d'autres requièrent la rapidité de réponse d'un automate « protection système ».

I.6. Les nouveaux facteurs influençant la fiabilité des systèmes électriques européens

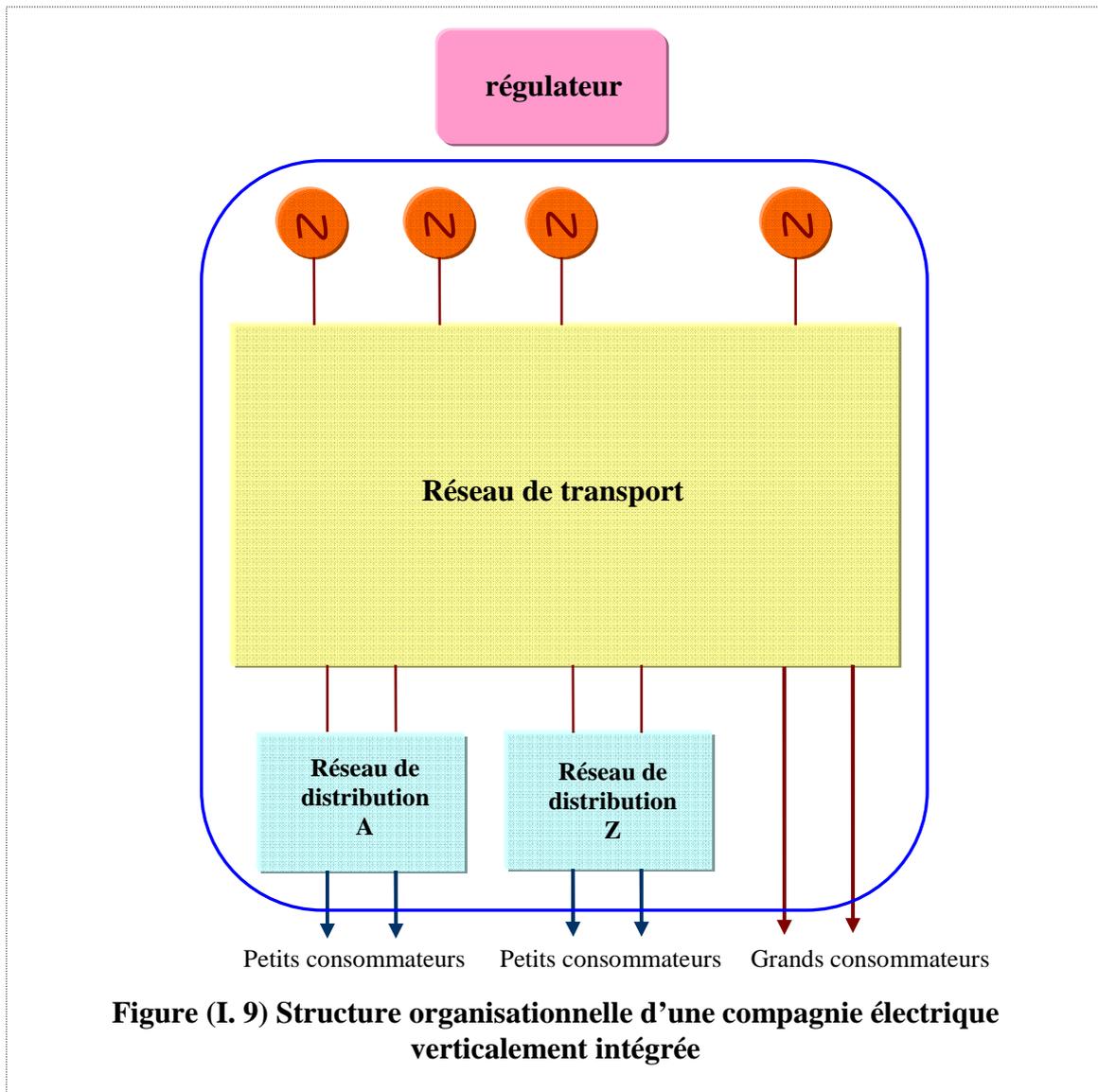
I.6.1. Changement de structure organisationnelle des compagnies d'électricité en Europe

A. Structure intégrée des compagnies d'électricité

Historiquement, la gestion des systèmes électriques a été fondée sur la notion de monopoles réglementées. Soit, comme par exemple dans les cas Français et Californien, des monopoles intégraient dans une seule entreprise toute la chaîne des activités depuis la production jusqu'à la commercialisation de l'électricité, en passant par les réseaux de transport et de distribution, et parfois jusqu'aux sources d'énergie fossile. Soit, comme par exemple dans les cas Anglais, Allemand ou Norvégien, des monopoles successifs intervenaient sur les différents maillons de l'industrie (production – transport – distribution) avec des relations exclusives entre eux comme le montre la figure (I.9) [LAI, 2002].

Ces monopoles (compagnies) eux-mêmes assument la responsabilité de garantir un fonctionnement fiable et sécurisé de leurs systèmes électriques. En même temps elles déterminent les prix finaux de la vente de l'électricité sur la base de coûts système (coûts de production, coûts de transmission et de distribution, services système et profits) aux différentes segments des consommateurs (domestiques, tertiaires, industriels). Mais ces prix doivent être approuvés par le régulateur ou les pouvoirs publics .

Dans cette structure, l'autorité régulatrice, qui dépend du gouvernement, joue des rôles très importants. Outre le rôle de contrôle des prix de vente de l'électricité, elle est activement impliquée dans le processus de détermination des futurs investissements du système électrique (construction des nouvelles centrales, des lignes de transport, etc).



Remarque : Les raisons justifiant le passage d'une structure intégrée à une structure dérégulée des compagnies d'électricité en Europe ainsi que la directive européenne 96/92/CE organisant l'ouverture du marché de l'électricité en Europe sont détaillées dans l'annexe I

B. Structure dérégulée des compagnies d'électricité

La libéralisation des marchés de l'énergie électrique implique l'introduction de la concurrence (production et commercialisation) et le libre choix du consommateur dans le choix de son fournisseur d'énergie. Cependant, compte tenu du caractère historique du système électrique et de son infrastructure hautement capitalistique, il n'est pas envisagé de recréer des « systèmes électriques intégrés » différents permettant à la concurrence de s'établir. En effet, on imagine mal une duplication physique des réseaux électriques qui seraient en situation de concurrence. Ce serait un non sens économique, écologique et même technique. La solution, pour pouvoir appliquer les pratiques concurrentielles jusqu'au cœur des industries électriques monopolisées, est donc de réaliser des importantes restructurations sur la structure intégrée par la désintégration verticale (DV) et horizontale (DH) de cette structure.

La désintégration verticale des utilités verticalement intégrées (DV)

➤ **La désintégration production/transport**

Cela implique une séparation entre une activité en position de monopole naturel (transport) et celle qui peut être mise en concurrence (production).

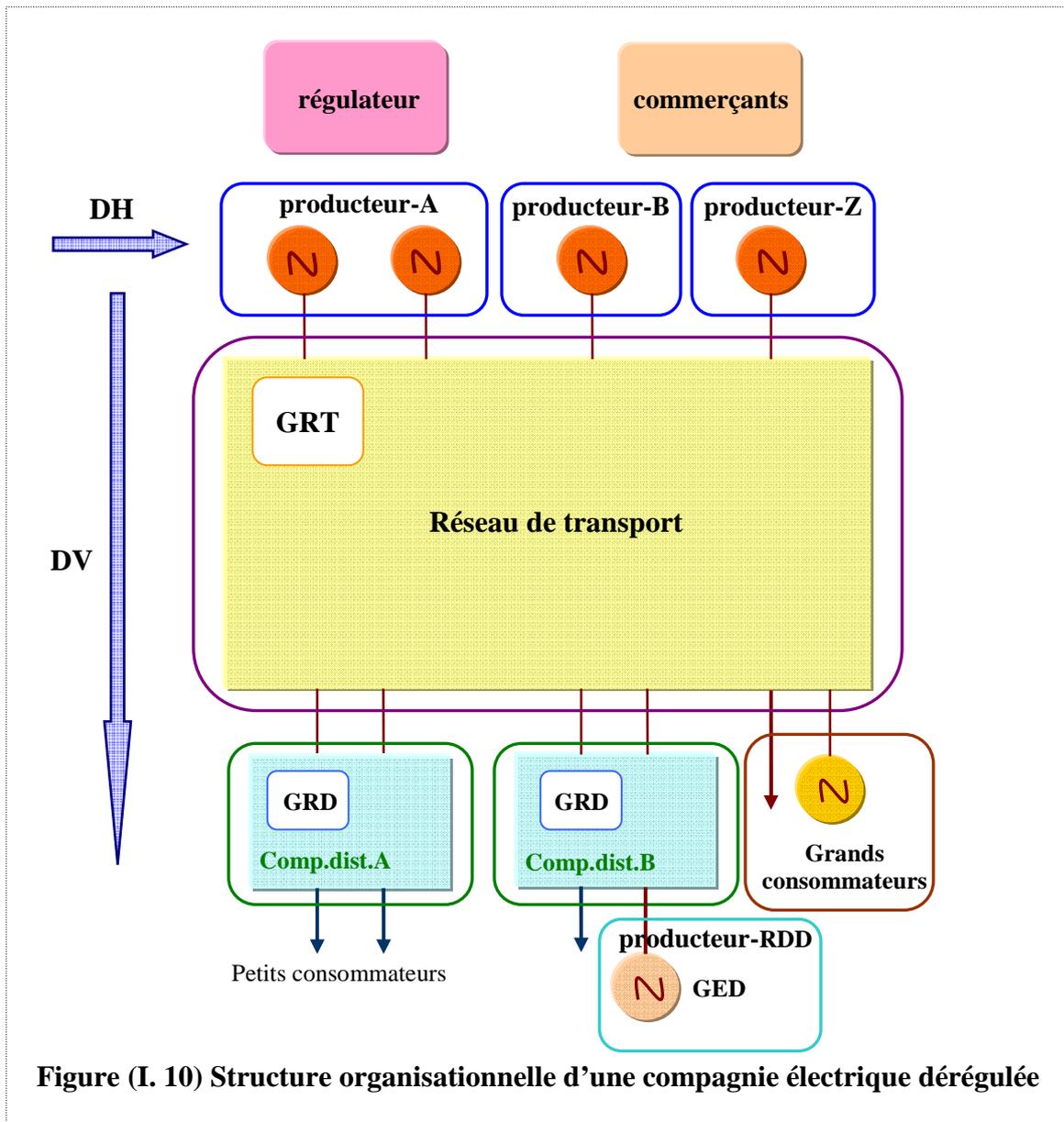
➤ **La désintégration infrastructure/service d'exploitation**

Du fait que le secteur du transport présente deux aspects différents car le réseau n'est pas seulement une infrastructure physique permettant le transport de l'énergie, mais il est aussi un mécanisme de médiation ou d'assignation des ressources entre des producteurs concurrents. D'où l'importance de la séparation entre la gestion du réseau (opérateur de réseau/gestionnaire du réseau) et la production afin d'éliminer les pratiques discriminatoires que pourrait adopter celui qui administre l'infrastructure de transport s'il doit permettre l'accès des tiers au réseau puisqu'ils sont ses concurrents en production.

➤ **La désintégration transport/distribution**

La séparation entre le transport et la distribution suppose un choix entre deux façons d'organiser deux activités en situation de monopole naturel, soit les deux segments (transport, distribution) sont intégrés verticalement au sein d'une même entreprise, soit ils sont séparés chacun dans une entreprise. Le facteur clef qui favorise l'une ou l'autre partie de cette alternative est de déterminer si l'exploitation conjointe des réseaux de transport et de distribution produit des complémentarités suffisantes pour justifier leur intégration. En effet,

ce problème reste irrésolu, ce qui explique la coexistence de différents modèles dans les différentes réformes des systèmes électriques européens.



➤ **La désintégration distribution/fourniture**

Cela nécessite l'introduction de concurrence dans les échanges de détail entre les consommateurs et les fournisseurs d'électricité. La distribution comme le transport est un monopole naturel, mais la commercialisation peut être considérée comme une situation où les consommateurs finaux choisissent leur fournisseur en fonction de certaines offres commerciales et sur la qualité des services offerts.

➤ **La désintégration horizontale des utilités verticalement intégrées (DH)**

L'objectif de la désintégration horizontale représenté par la flèche horizontale dans la figure (I.10) est d'assurer un nombre suffisant d'acteurs pour créer l'environnement

concurrentiel qui est un facteur important pour la réussite de la structure désintégrée. Cette réforme se réalise par le démembrement de l'opérateur historique en plusieurs acteurs sur les segments concurrentiels et par l'entrée de nouveaux producteurs sur le marché.

Remarque : Le rôle du régulateur dans le système désintégré est bien différent de celui du système intégré, car dans cette structure le régulateur ne détermine pas le prix final de l'électricité. Cette fois le prix est déterminé par le marché, mais la nouvelle mission du régulateur est de créer une concurrence juste et durable. Ceci est fait à travers son action sur les politiques de tarification adoptées pour l'accès au réseau de transport et sa surveillance à long terme du marché, de sorte que les pratiques de manipulation et l'utilisation abusive du marché par les participants ne se manifestent pas.

C. Les acteurs du marché et du système électrique post ouverture du marché de l'électricité

L'une des caractéristiques de la libéralisation du marché de l'électricité est l'augmentation considérable du nombre d'acteurs qui interviennent au sein du système ou marché de l'énergie électrique. On est en effet passé d'un acteur unique sous le régime monopolistique à un nombre élevé d'intervenants. Bien entendu, l'organisation, la gestion et l'exploitation du système ne peuvent pas se faire de la même manière, bien que les lois de la physique restent inchangées. On explique ci-après les trois principaux acteurs du marché et du système électrique pour les réseaux de transport post – restructuration

Producteurs d'électricité (PE)

Les producteurs d'électricité sont de tailles très hétérogènes : à côté de grandes compagnies exploitant des parcs de production diversifiés (EDF en France, Endesa en Espagne, etc), on trouve des producteurs indépendants, de petites compagnies de production parfois issues de l'éclatement des anciens monopoles comme en Italie. En effet, selon leur taille et la nature de leur parc de centrales, les producteurs vont gérer directement un portefeuille de clients, et optimiser leur offre de production pour le système électrique en conséquence, ou offrir leur production sur des bourses d'électricité ou à des intermédiaires.

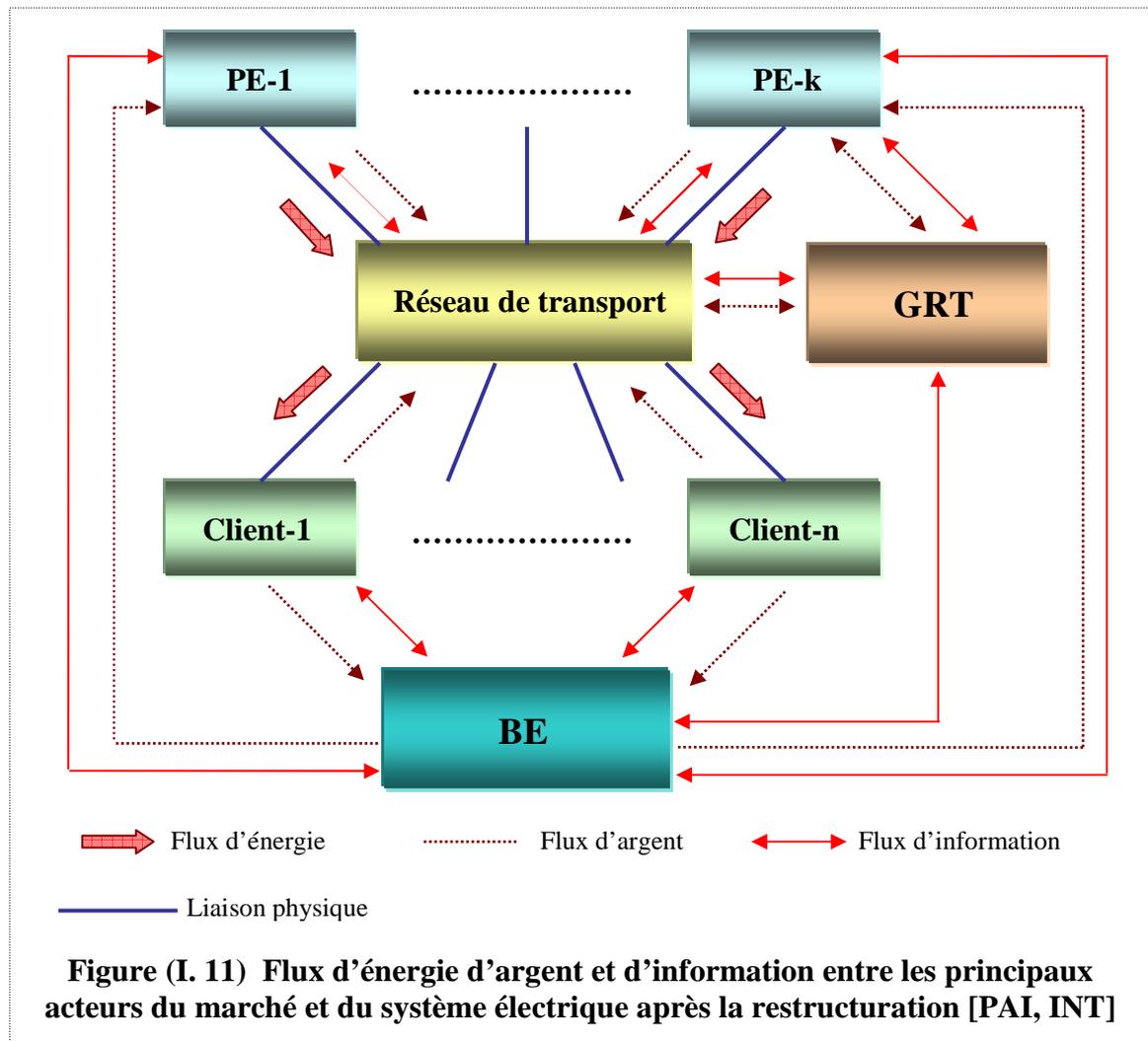
Bourse d'énergie (BE)

La bourse d'énergie est une place du marché dédiée aux activités commerciales en énergie. C'est un forum destiné à mettre en commun l'offre (production d'énergie) et la demande en énergie (utilisateurs/consommateurs), ce qui permet de fixer le prix du marché. Ainsi, les prix de l'énergie fluctuent selon la loi de l'offre et de la demande. L'horizon du marché peut

s'étaler de plusieurs mois jusqu'à une heure avant l'exploitation réelle du système ou H-1. Cependant, le marché de la veille au lendemain appelé J-1 représente le marché le plus répandu.

✚ Le gestionnaire du réseau de transport (GRT)

Les gestionnaires des réseaux de transport sont des acteurs importants dans le cadre de la libéralisation des marchés de l'énergie. Les gestionnaires des réseaux de transport ont d'abord été mis en place pour permettre une ouverture progressive, tout en assurant la sécurité du système électrique et en garantissant un accès non discriminatoire. D'autre part, les marchés de gros, y compris entre pays, s'opèrent via les réseaux de transport. La figure (I.11) illustre les flux d'énergie, d'argent et d'information entre les principaux acteurs du marché et du système électrique de post – restructuration.



Remarque : Les autres acteurs du marché et du système électrique sont les propriétaires des réseaux de transport et ceux des réseaux de distribution les négociants, les responsables d'équilibre, le gestionnaire de réseau de distribution (GRD), les fournisseurs, les fournisseurs

de services système, les producteurs d'énergie décentralisée. Les références [BORN, 2009], [HADJ, 2008] présentent des informations complètes sur chacun de ces acteurs.

D. L'impact négatif de la libéralisation du marché d'électricité sur la fiabilité des systèmes électriques

Pression sur les coûts réduisant les marges de sécurité

L'attention portée au secteur et les attentes générées par la libéralisation créent une énorme pression sur les coûts, qu'elle soit exercée par la compétition pour les acteurs en concurrence ou par les régulateurs pour les aspects régulés. Cela induit chez tous les acteurs une volonté d'exploiter les installations et le système le plus près possible des limites physiques [UN, 2006], [WEHE, 2006]. Néanmoins, l'exploitation d'un système électrique est une activité complexe où beaucoup d'aspects doivent être examinés : notamment la sécurité du système en envisageant toute une série d'incidents plausibles. En effet, la dynamique d'effondrement d'un système électrique est telle qu'il faut avoir prévu les actions à entreprendre lors de l'apparition d'un incident pour avoir quelque chance de succès d'éviter le pire. Toute la difficulté réside justement dans l'exhaustivité de l'inventaire, fait à l'avance, de tous les incidents contraignants et d'avoir imaginé les mesures à prendre pour en éviter l'extension. Une fois le système exploité au plus proche de ses limites, le danger est plus grand de ne pas détecter des incidents dangereux vu que leur nombre augmente fortement et que les types de problèmes rencontrés sont multiples.

Il y a certainement une forte demande d'ouvrir plus le système électrique et de permettre plus de transactions, de réduire les coûts pour les acteurs, mais il est très difficile de déterminer quelle est la fiabilité voulue par le marché. L'adéquation entre le coût payé et la fiabilité garantie n'est aujourd'hui pas définie. Intuitivement, tout le monde voudrait garder la fiabilité actuelle du système électrique, quitte à même l'augmenter, tout en baissant les coûts. C'est peu envisageable, compte-tenu que des sociétés d'état monopolistiques comme EDF ont été créées à l'origine pour vendre le kWh aux consommateurs à prix coûtant. On voit mal comment des sociétés privées devant réaliser des bénéfices pour satisfaire leurs actionnaires pourraient arriver au même résultat en terme de coût final, même en admettant qu'elles soient plus efficaces et performantes, ce qui reste à prouver.

Augmentation des transactions internationales

L'idée d'un grand marché européen de l'électricité induit normalement une volonté d'agrandir les marchés et de ne pas les confiner aux limites d'un pays [BORN, 2009]. Les

acteurs européens entendent bien pouvoir profiter pleinement des possibilités d'arbitrage entre différents marchés. Ils engendrent dès lors au travers du réseau européen des flux physiques de plus grandes amplitudes que celles pour lesquelles ce réseau a été conçu au départ. Pour pouvoir bien gérer ces flux, il faut une coopération plus grande entre gestionnaires de réseau pour échanger les données nécessaires permettant à chacun de bien comprendre la situation. Ainsi, chaque gestionnaire pourra prendre les décisions en bonne connaissance de cause et veiller à la sécurité du système de la manière la plus économique et la plus adéquate.

Vu le caractère fortement maillé du réseau européen, une transaction commerciale entre deux pays peut induire des effets non négligeables dans des pays tiers sous forme de flux électriques non identifiés [LAFF, 2009]. Même des transactions au sein d'un pays donné peuvent se réaliser par des flux au travers des pays voisins. Ainsi une transaction entre le Nord et le Sud de l'Allemagne peut très bien provoquer des flux importants au travers du Benelux, de la France et de la Suisse.

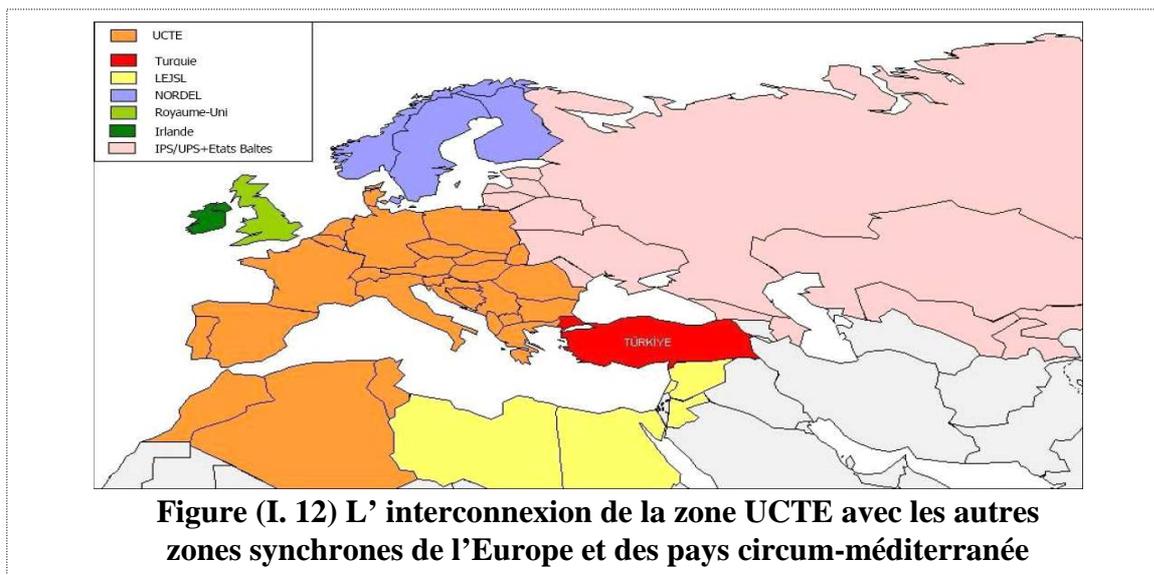
I.6.2. Extension de la zone synchrone UCTE

Le développement de l'interconnexion en Europe a connu un grand dynamisme dans les années 1970 pour permettre à l'énergie nucléaire de se développer rapidement avec des tailles d'unités de production importantes (ordre de grandeur de 1 GW), tout en maintenant les réserves instantanées de production à un niveau optimal. Les capacités des interconnexions étaient essentiellement définies pour cette fonction de secours mutuel.

La libéralisation des marchés a remis l'accent sur ces capacités d'interconnexion dont des limitations pouvaient protéger les anciens monopoles de production sur leur territoire historique.

De plus, la chute du rideau de fer a débouché sur la généralisation du modèle économique libéral et sur la création de marchés locaux de l'électricité. Une intégration progressive de ces marchés dans le marché européen est politiquement souhaitée, ce qui pousse à une extension très rapide du système interconnecté européen vers l'Est et vers les pays circum-méditerranéens [BORN, 2009]. La figure (I.13) montre l'interconnexion de la zone synchrone UCTE avec les autres zones synchrones en Europe soit Nordel, Royaume-Uni, Irlande, Turquie, IPS/UPS-Etats Baltes et avec la zone synchrone des pays circum-méditerranée soit LEISL.

Dans ce qui suit, on cite brièvement les grands projets d'interconnexion réalisés ou en train d'être réalisés pour construire l'immense zone synchrone montrée dans la figure (I.12).



A. Les différents projets d'extension du système UCTE

Une première vague d'extension de l'UCTE s'est produite en 1995, avec la connexion du système CENTREL (Pologne, Tchéquie, Slovaquie, Hongrie). L'amélioration exigée des réglages primaires de ces pays les a conduits d'emblée à un niveau de performance aussi élevé que celui des pays de l'UCTE. Après un essai de quelques mois, la synchronisation permanente n'a pas apporté de problèmes majeurs, même si quelques cas d'oscillations à basse fréquence ont été rapportés.

La synchronisation de la Bulgarie, Roumanie, Bosnie, Serbie, Macédoine, Albanie et Grèce avec l'UCTE a été réalisée fin 2004.

Finalement, la Turquie a officiellement demandé en 2000 de se raccorder à l'UCTE. Une intense activité d'alignement du système turc aux standards de l'UCTE a été entreprise depuis ; ceci devrait se terminer mi-2009, date à laquelle un test de raccordement synchrone sera réalisé. A l'issue de ces tests, une décision sera prise : raccordement synchrone, ou raccordement asynchrone.

Projet « Medring »

L'idée de créer une grande boucle 400/500 kV autour de la mer Méditerranée a déjà été étudiée de manière approfondie et plusieurs projets orientés vers cet objectif ont été réalisés ou sont décidés :

- Interconnexion en courant alternatif du Maroc, de l'Algérie et de la Tunisie avec l'Espagne à travers un câble sous-marin à 400 kV mis en service en 1997.
- **Projet ELTAM** : renforcement de l'interconnexion Egypte – Libye – Tunisie – Algérie – Maroc.

- Méditerranée de l'Est : l'ensemble Libye, Egypte, Jordanie, Syrie, est déjà synchronisé ; la création de la boucle méditerranéenne passe donc par la fermeture de l'interconnexion Tunisie – Libye (220 kV) et de la Turquie côté européen (d'abord) et syrien (ultérieurement).

Projet d'interconnexion est-ouest (UCTE-UPS)

La plus grande interconnexion synchrone de l'histoire est à portée de main. Un accord politique entre la CE et la Russie a été signé en 2002. L'étude approfondie de la faisabilité technique de cette interconnexion a démarré en avril 2005 et elle devrait définir de façon précise les conditions de synchronisation. Il serait ainsi créé le plus grand système électrique synchrone du monde (UCTE : 600 GW + UPS : 330 GW) allant de la Tunisie à la Sibérie.

B. Les avantages économiques et techniques de l'extension de la zone synchrone

Les avantages économiques de l'extension de la zone synchrone

L'interconnexion de deux systèmes électriques apporte une série d'avantages économiques qu'il y a moyen de quantifier de manière précise et préalable pour chaque cas envisagé. Les aspects suivants doivent être pris en compte [UN, 2006], [BREU, 2004], [LAFF, 2009], [LAFF, 2009] :

- Amélioration de la courbe de charge globale due à la non-simultanéité des pointes, aux différences climatiques, au décalage horaire, etc.
- Meilleure utilisation des unités de production les plus économiques ou, en termes de marché, amélioration de l'offre et attente de réduction du prix de l'électricité.
- Réduction des capacités totales par mise en commun des réserves. Cet avantage concerne surtout les petits systèmes s'interconnectant à un grand système.
- Capacité d'accueil des énergies renouvelables plus grande, celles-ci ayant souvent un caractère intermittent.
- Accès plus large aux capacités de stockage hydraulique des sites montagneux.

Remarque :

Si les éléments cités ci-dessus sont de nature à réduire les coûts d'exploitation, la création d'un marché internationale de l'énergie électrique, rendu possible par l'interconnexion, peut poser des problèmes aigus d'harmonisation des contextes nationaux dans de nombreux domaines : règles de concurrence, subsidiations, respect de l'environnement, sécurité juridique des investissements, etc. L'ouverture des marchés implique, en effet, la liberté de

commercer et d'investir sans risques politiques et de façon non discriminatoire, dans les pays concernés.

Les avantages techniques apportés par l'extension de la zone synchrone

Au niveau du fonctionnement des systèmes, on notera les avantages techniques suivants :

- Une réduction des écarts de fréquence.
- La possibilité d'améliorer la sécurité globale du système par secours mutuel en situation d'urgence.
- Une amélioration du réglage de la tension aux interfaces.

Remarque : Ces avantages sont surtout sensibles pour les systèmes de petite taille, qui bénéficient alors des effets inertiels et des capacités importantes d'un grand système.

C. Les impacts négatifs de l'extension de la zone synchrone sur la fiabilité des systèmes interconnectés

L'extension de la zone synchrone n'a pas que des avantages économiques et techniques, car normalement cette extension est accompagnée par des inconvénients techniques importants influençant négativement à la fois la sécurité statique et dynamique de systèmes individuels constituant la zone synchrone et par conséquent, la sécurité statique et dynamique globale de la zone synchrone. Les désavantages techniques les plus importants de l'extension de la zone synchrone sont :

- Des incidents risquent de se propager au-delà de l'interface. Les déséquilibres production–consommation qui étaient résolus par des délestages fréquentométriques faciles à implanter peuvent se traduire après interconnexion en écroulements de tension.
- Des courts – circuits et/ou des déclenchements de lignes peuvent entraîner la perte de synchronisme d'unités de production dans les deux systèmes interconnectés (problème de sécurité dynamique lié à l'instabilité angulaire transitoire).
- Des flux de puissance imprévus et qui peuvent être importants, résultats de modifications topologiques (celles-ci sont causées par la perte forcée d'une ligne de réseau suite à un court – circuit sur cette ligne ou par la mise hors service volontaire d'une ligne pour l'entretenir) ou de modifications de puissance injectée (celles-ci sont causées par la perte forcée d'une unité de génération de réseau suite à court-circuit sur cette unité ou par la mise hors service volontaire d'une unité de génération pour

l'entretenir, etc) dans le réseau, sont induits chez les réseaux voisins (problème de sécurité statique lié à la surcharge).

- Des puissances de court-circuit, augmentées à l'interface, peuvent mettre le matériel en péril.
- Des oscillations électromécaniques interzones lentes (0.1–0.5 HZ) et non amorties risquent de perturber l'ensemble des systèmes interconnectés (problème de sécurité dynamique lié à l'instabilité angulaire aux petites perturbations).

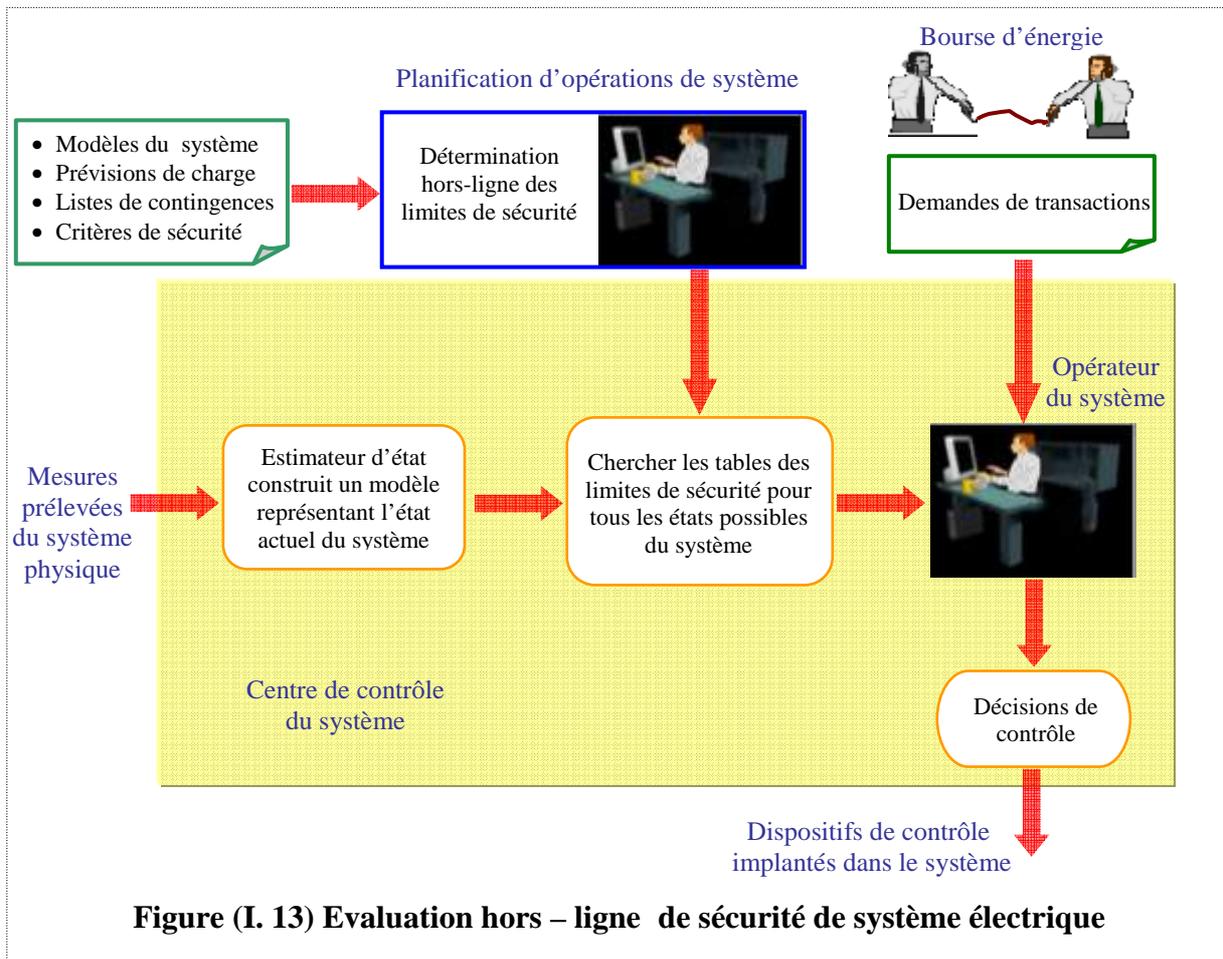
I.7. De l'analyse hors ligne à l'analyse en ligne de la sécurité dans le nouvel environnement compétitif

I.7.1. L'évaluation hors ligne de la sécurité des systèmes électriques

L'analyse de sécurité se réfère à l'analyse nécessaire pour déterminer si oui ou non un système électrique peut satisfaire aux critères de fiabilité et de sécurité pour les deux phases statique et transitoire de post-contingence, et cela pour toutes les contingences crédibles. Dans l'environnement d'exploitation, un système est donc considéré comme sécurisé si les critères d'exploitation (les limites de stabilité statique/dynamique) sont respectés pour les conditions de pré- et de post-contingence. Cela implique que de nombreuses analyses doivent être effectuées afin d'évaluer tous les aspects de la sécurité, y compris la surcharge thermique des éléments du système, les variations de tension et celles de fréquence, cela pour les deux types de variations, c'est-à-dire les petites variations et celles transitoires et toutes les autres formes de la stabilité. En effet, les calculs nécessaires pour évaluer correctement la sécurité d'une seule condition de fonctionnement prédéfinie du système électrique sont techniquement rigoureux et exigent des efforts considérables.

En conséquence, l'évaluation de la sécurité a toujours été menée hors ligne via la procédure de planification d'opération des systèmes électriques montrée dans la figure (I.13). En effet, cette procédure détermine de façon exhaustive, en utilisant des outils tels que le calcul de répartition de charge, la simulation dynamique (temporelle), etc, les performances statiques et dynamiques des conditions de fonctionnement prévisibles à court terme du système électrique. Ainsi, en raison d'énormes efforts de calcul nécessaires pour effectuer l'évaluation de la stabilité du système, il était toujours nécessaire de calculer les limites de fonctionnement du système bien avant le moment où leur occurrence était prévue [HUAN, 2002]. Dans cette approche, toutes les conditions prévues de fonctionnement du système

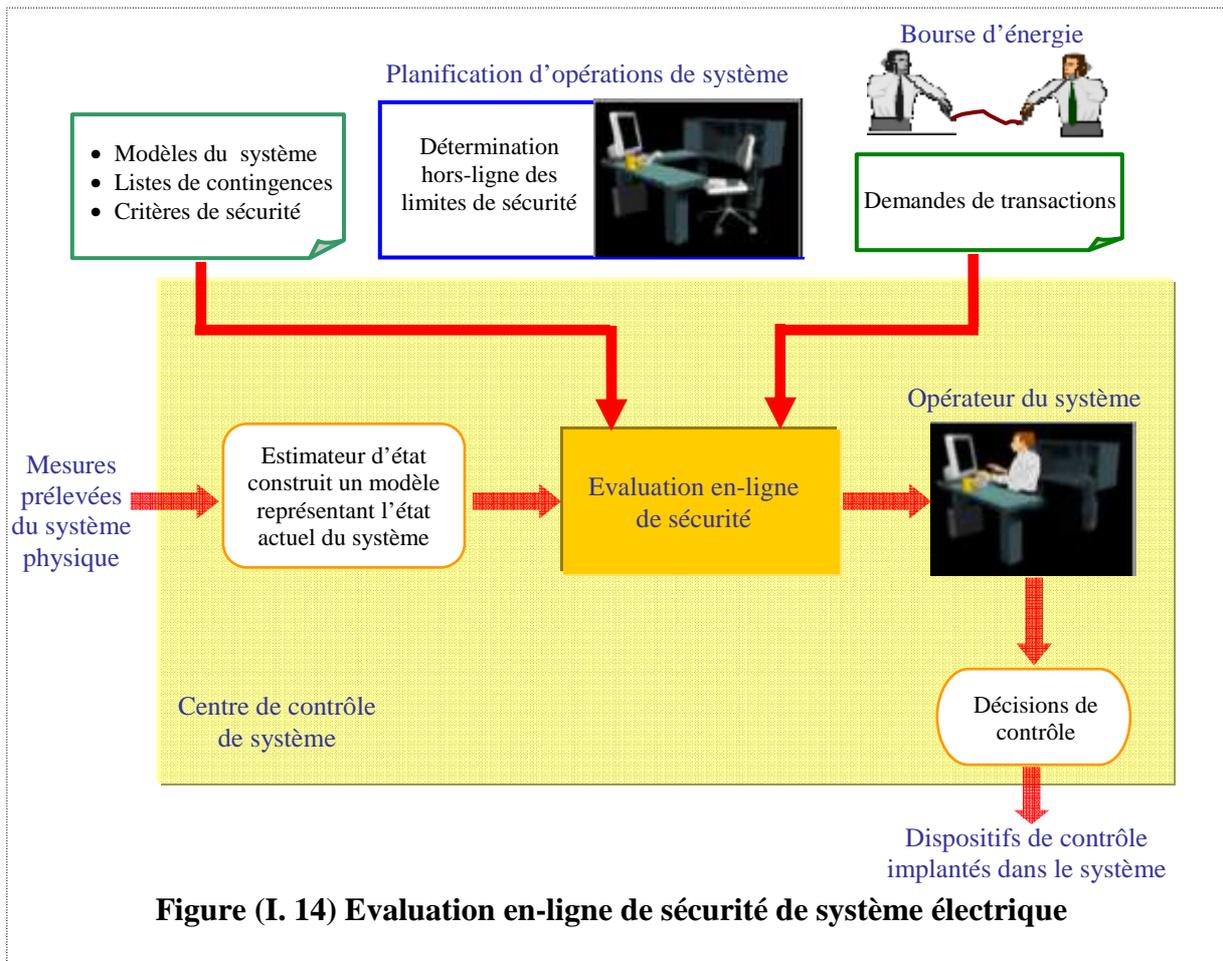
doivent être examinées vis-à-vis de toutes les contingences crédibles, même si la plupart ne se produisent pas.



I.7.2. L'évaluation en ligne de la sécurité des systèmes électriques

Dans le nouveau environnement concurrentiel, l'incertitude liée à la prédiction de conditions de fonctionnement futuristes des réseaux électriques a créé un besoin pour une nouvelle approche de l'évaluation de la sécurité des systèmes électriques : l'évaluation en-ligne [VIK, 2006]. Cette approche est bien différente de l'évaluation hors ligne utilisée avant la restructuration du secteur de l'énergie électrique. En effet, dans cette nouvelle approche illustrée dans la figure (I.14), l'analyse de sécurité pour le point de fonctionnement actuel du système électrique est presque effectuée au moment où il se produit, et avec une vitesse suffisante pour déclencher une action de contrôle automatique (action préventive), ou pour donner un temps suffisant aux opérateurs pour qu'ils réagissent s'il découle des résultats de l'analyse de sécurité qu'au moins une des contingences analysées a le potentiel de faire migrer leurs systèmes de l'état normal à l'état critique.

Puisque cette approche effectue les analyses de sécurité sur un « snapshot » représentant les conditions actuelles de fonctionnement du système, l'incertitude liée à l'analyse de sécurité effectuée hors ligne en utilisant les conditions prévisibles de fonctionnement du système électrique est largement éliminée. Cette approche fournit un mécanisme, semblable à celui du radar, qui balaie continuellement le système afin de détecter des problèmes potentiels qui peuvent survenir à la suite de l'occurrence d'une contingence [SAVU, 2006].



I.7.3. Les différents modules de l'outil de l'analyse en ligne de la sécurité

La figure (I.15) illustre les différents modules de cet outil de l'analyse en ligne, une brève explication de chacun de ces modules est présentée ci-après [MORI, 2004], [SAVU, 2006], [LIN, 2004] :

🔧 Module de mesure

Le système informatique de conduite, connu dans la littérature technique anglo-saxonne sous le nom de SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), est conçu pour assurer une très haute disponibilité des fonctions de supervision et de décision. En effet, les réseaux de télécommunication sécurisés de ce système acheminent, jusqu'au centre de conduite, les

informations captées via les concentrateurs distants (RTUs, Remote Terminal Units en anglais) localisés dans les postes et les centrales. Puis, au centre de conduite, ces informations sont filtrées et traitées pour être présentées en temps réel à l'opérateur et pour être utilisées par l'estimateur d'état dans le but de construire un modèle d'aide à la décision. Le deuxième principal rôle du SCADA consiste à réacheminer les ordres de contrôle vers les matériels télécommandés existants dans les postes et les centrales électriques en utilisant les mêmes réseaux de télécommunication sécurisés.

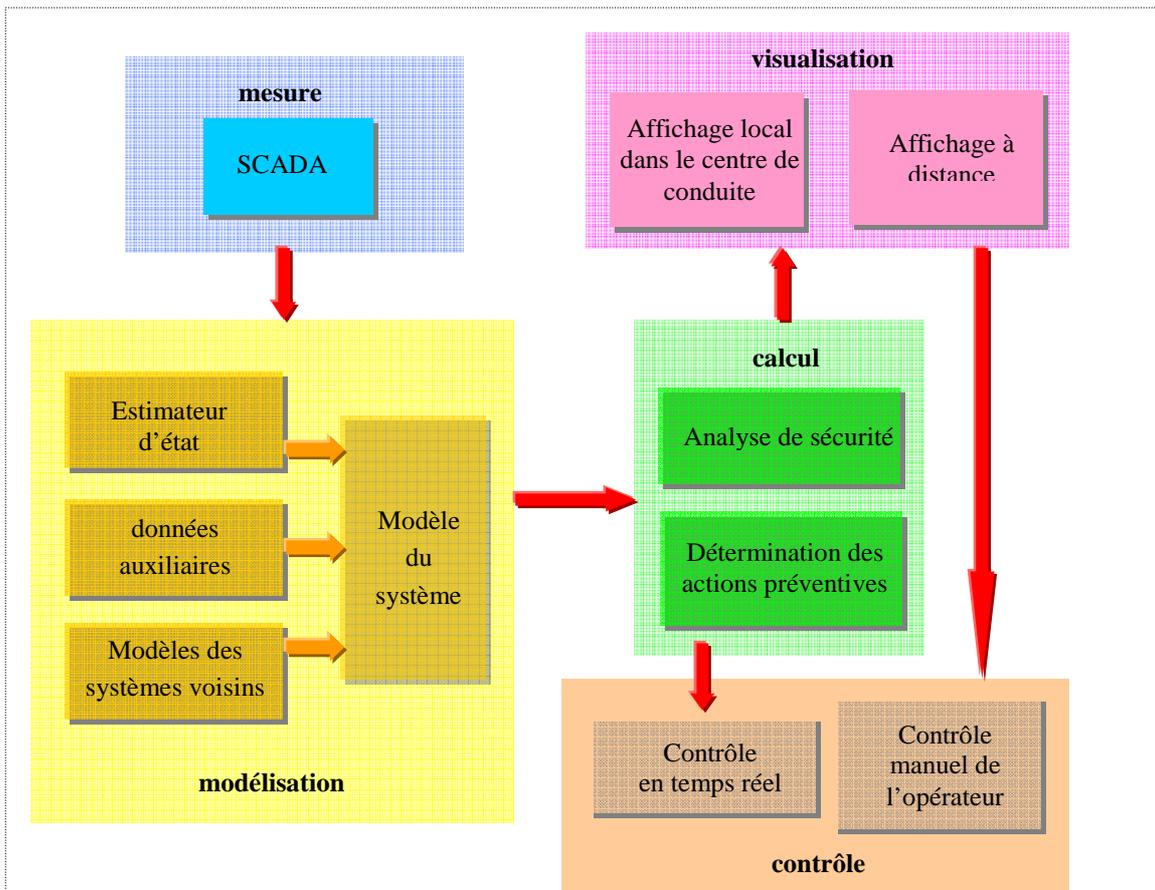


Figure (I. 15) Différents modules du système de l'évaluation en ligne de la sécurité statique/dynamique des systèmes électriques [SAVU, 2006]

Module de modélisation

Puisque la fonction d'analyse de la sécurité en ligne est effectuée d'une manière cyclique. Il faut donc disposer à intervalles réguliers de quelques minutes d'un modèle détaillé du réseau, obtenu à partir de mesures faites dans le réseau, sur lequel l'analyse de sécurité peut s'effectuer. Dans ce contexte, l'estimateur d'état joue un rôle essentiel, car il est parfaitement capable d'exploiter les télémesures et les télésignalisations acquises à un instant donné par le biais du système SCADA, et après en avoir vérifié l'observabilité, pour construire le modèle qui correspond le mieux avec les mesures prises à cet instant.

Selon le type d'analyse de sécurité effectuée (statique ou dynamique) le modèle obtenu de l'estimateur d'état doit être complété par :

- Les modèles statiques réduits des systèmes électriques voisins pour l'analyse statique de sécurité.
- Les données dynamiques concernant les générateurs, les charges, les dispositifs de contrôle, etc, et les modèles dynamiques réduits des systèmes électriques voisins pour l'analyse de sécurité dynamique.

Module de calcul

L'analyse de sécurité statique/dynamique se fait normalement d'une manière déterministe en utilisant les outils analytiques comme le calcul de répartition de charge la simulation dynamique, etc. En effet, ces outils utilisent un modèle détaillé du système électrique pour déterminer la réponse statique/dynamique de système à l'égard de chacune des contingences analysées. Ainsi, étant donné le temps de calcul considérable des outils analytiques, l'analyse de sécurité en ligne cherche à compléter ces outils analytiques par des outils synthétiques. Les outils synthétiques sont basés sur des techniques d'apprentissage automatique dont le but principal est d'accélérer la procédure d'analyse des contingences en déterminant uniquement les contingences dangereuses pour une analyse détaillée effectuée par les outils analytiques.

Module de contrôle

Si le module d'analyse de sécurité en ligne détermine que les marges de sécurité évaluées par rapport à des incidents plausibles ne sont pas suffisantes pour garantir que le système électrique continue de fonctionner en état normal si l'un ou l'autre de ces incidents plausibles a lieu alors des actions préventives doivent être prises pour augmenter ces marges de sorte que la vulnérabilité du système soit éliminée à l'égard de toutes les contingences plausibles. En effet, le contrôle préventif de la sécurité peut conduire un gestionnaire de réseau à ajuster les capacités de transfert « Available Transfer Capabilities » annoncées, à modifier un schéma de production, à imposer le maintien en service d'un groupe (afin, par exemple, de disposer de son contrôle de la tension et de sa réserve de puissance réactive) voire, dans des situations extrêmes, de délester préventivement de la charge. Toutes ces actions ont un coût. De plus, dans le contexte de l'ouverture du marché de l'électricité, ces décisions doivent être prises de manière plus transparente en s'appuyant sur des critères et des outils de calcul appropriés.

I.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une vue globale de la structure physique des systèmes électriques, de la fiabilité de l'exploitation des systèmes électriques et des différents mécanismes de défaillance de ces systèmes. Les nouveaux facteurs qui influencent la fiabilité de fonctionnement de ces systèmes ont été aussi abordés en détail. Dans ce contexte, le changement de philosophie de l'évaluation de la sécurité (soit le passage de l'évaluation hors ligne à l'évaluation en-ligne de la sécurité des systèmes électriques) est proposé comme une solution efficace pour faire face à la nouvelle contrainte de l'exploitation des systèmes électriques (soit l'exploitation des systèmes électriques au plus près de leurs limites de stabilité) apparue suite à la dérégulation des systèmes électriques. Or, le point faible du système actuel de l'évaluation en ligne de la sécurité statique/dynamique d'un système électrique, c'est que ce système n'analyse pas les contingences des autres systèmes électriques interconnectés. Ainsi, son système reste vulnérable à l'égard de ces contingences. Une solution à ce problème est proposée dans le troisième et le quatrième chapitre de cette thèse.

Chapitre II : Les modèles statiques réduits - application à l'analyse de la sécurité statique des grands réseaux électriques interconnectés

II.1. Introduction

L'étude des grands systèmes électriques interconnectés est devenue très difficile à cause de la croissance considérable de la taille et de la complexité des modèles mathématiques de ces systèmes, même dans les conditions de l'ascension spectaculaire de la puissance de calcul des outils informatiques utilisés. En effet, aujourd'hui certains systèmes électriques interconnectés couvrent un continent, voire de grandes parties de plusieurs continents. A titre d'exemple, la figure (II.1) montre seulement une partie de l'un de ces systèmes. Il s'agit du bloc synchrone de l'UCTE (Union for the Coordination and Transmission of Electricity) qui est l'ancienne association des GRTs de l'Europe de l'Ouest. En effet, à partir de Juillet 2009 les six associations européennes existantes des GRTs soit (l'UCTE, ATSOI, BALTSO, ETSO, NORDEL et UKTSOA) sont disparues comme des organisations indépendantes pour qu'elles forment une nouvelle organisation dite ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) [ENTSO-E, 2009].

Les analyses de sécurité statique et dynamique qui permettent de s'assurer d'un niveau convenable de la sécurité d'un système électrique nommé système interne ou étudié faisant partie d'un grand réseau interconnecté, sont effectuées systématiquement pendant les différentes phases de planification, de préparation à la conduite et de conduite de ce dernier. Dans la figure (II.1) nous désignons le système électrique de la France comme le système interne (étudié) du bloc synchrone de l'UCTE.

Heureusement, ces analyses ne nécessitent pas la prise en compte de l'ensemble du réseau interconnecté. En effet, il est possible de seulement considérer une partie du réseau interconnecté, à savoir les systèmes externes qui se situent dans le voisinage direct du système étudié. Dans notre cas, les systèmes externes de la France sont les systèmes électriques de l'Espagne, de l'Allemagne, de l'Italie, de la Belgique et de la Suisse. Ainsi, les systèmes électriques lointains, c'est-à-dire ceux qui ne peuvent pas avoir une interaction directe avec le système étudié sont négligés [BOSE, 1987]. Dans notre cas, les systèmes électriques lointains de la France sont les systèmes électriques du Portugal, de la Slovénie, de l'Autriche, des Pays Bas et du Luxembourg.

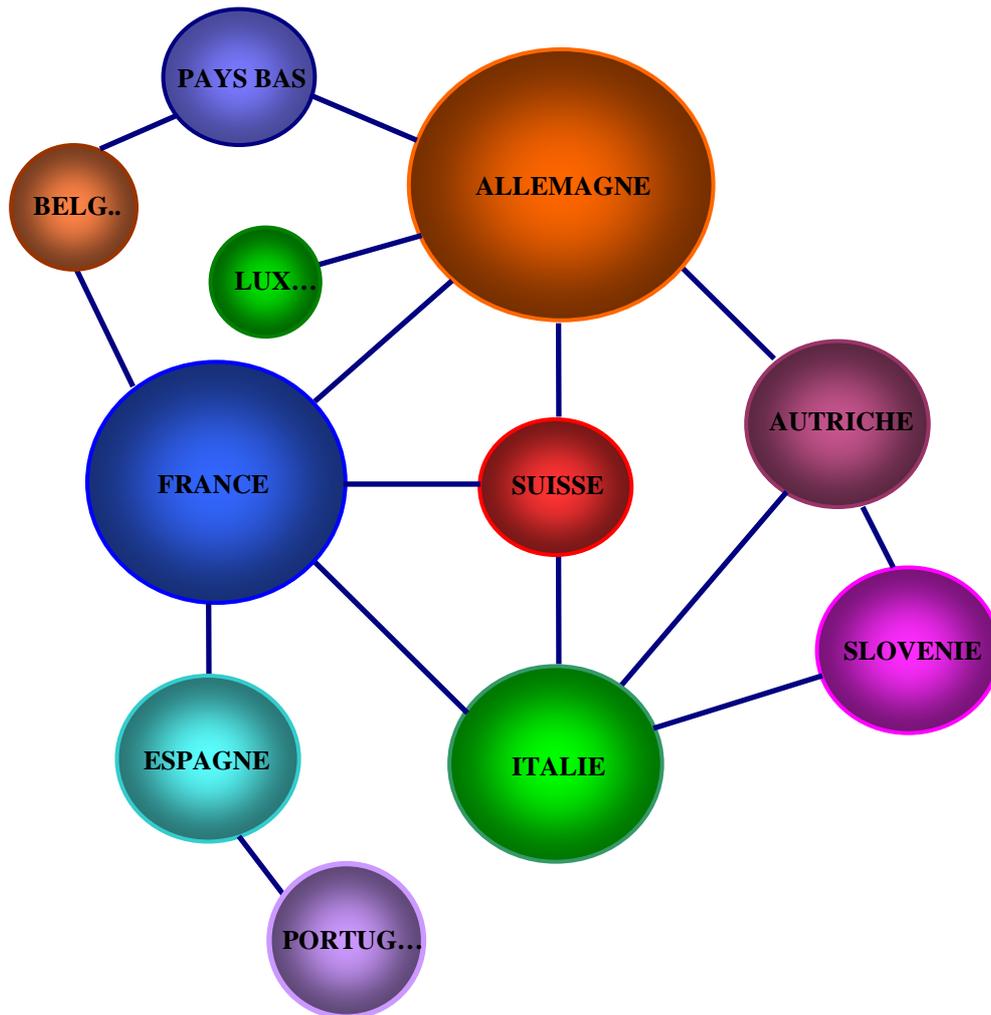


Figure (II.1) Les différents systèmes électriques de l'Europe de l'Ouest constituant l'UCTE

En effet, dans ce type d'étude, le système étudié est représenté par son modèle complet détaillé, tandis que les systèmes externes seront représentés par leurs modèles réduits, qu'on appellera aussi équivalents, et qui seront ajoutés au système étudié.

On distinguera, selon le type d'analyse effectuée sur le système étudié, des équivalents statiques (pour l'analyse de sécurité statique) et des équivalents dynamiques (pour l'analyse de stabilité transitoire).

Dans le cadre de cette thèse, on ne s'intéresse qu'aux équivalents statiques et à leurs différentes applications dans les analyses de sécurité statique du réseau. Dans ces analyses, on ne considère que l'image stationnaire (ou quasi stationnaire) du réseau. Le système est donc supposé avoir passé avec succès (sans violation des limites de la stabilité dynamique du système) la période transitoire de post-contingence, ou d'être dynamiquement stable. Par conséquent, les variables importantes sont le transit de puissance ou le courant sur les lignes et la tension aux nœuds.

En effet, toutes les tensions doivent évoluer dans une limite de sécurité (pour le réseau de transport : $-5\% \div +5\%$ de la tension nominale). Si la tension aux noeuds est au dessous d'un certain niveau, il y aura des risques de l'instabilité de tension du fait de l'augmentation des pertes dans le réseau. Par contre, si les tensions sont très élevées, il y aura des risques de destruction des équipements. Par ailleurs, la puissance transitée (courant) dans les lignes doit être inférieure à sa limite maximale qui est généralement la limite thermique de la ligne. C'est pourquoi le modèle équivalent statique, qui reflète la réponse quasi stationnaire du système externe, doit assurer une précision acceptable entre le calcul de répartition de charge ("load-flow" en anglais) du réseau interconnecté complet (système externe représenté par son modèle détaillé) et celui du réseau agrégé (système externe représenté par son équivalent).

II.2. Les caractéristiques requises des modèles statiques réduits des réseaux électriques

Un modèle statique réduit doit avoir les caractéristiques suivantes [PIZZ, 1980], [SAVU, 1981], [DYLI, 1978] :

- L'aptitude à modéliser d'une manière fiable et précise l'effet du système externe sur le système interne.
- L'efficacité mathématique afin d'éviter l'infaisabilité de solution, la perte de précision, ou l'inefficacité du calcul par un problème de convergence et/ou des problèmes de précision arithmétique.
- La simplicité de calcul et de l'application de l'équivalent est toujours souhaitable. En effet, il y a souvent d'autres facteurs affectant la conception des modèles statiques réduits :
 - Un équivalent représenté par un modèle compatible avec les programmes classiques du calcul de répartition de charge permet de résoudre le système étudié par ces programmes. Cette caractéristique peut être même obligatoire, notamment lorsque les centres de contrôle échangent entre eux les équivalents de leurs systèmes.
 - Dans certains cas, il peut être nécessaire que quelques nœuds du système externe soient explicitement conservés dans l'équivalent. Cela permettra par exemple de simuler directement une (des) contingence(s) dans le système externe, de surveiller des variables spécifiques du système externe ou de fournir

des éléments précis de données externes lorsque l'on utilise l'équivalent dans l'application en ligne, etc.

II.3. Les différentes applications des modèles statiques réduits des réseaux électriques

II.3.1. Application hors ligne dans le domaine de planification des grands systèmes électriques interconnectés

Dans les études de planification des réseaux électriques, les programmes d'analyse de sécurité sont souvent confrontés aux dimensions très grandes des réseaux interconnectés analysés. En effet, sans prendre aucune mesure pour réduire la taille de ces réseaux, la capacité de stockage nécessaire et le temps de calcul seront très importants. Dans ce contexte, une procédure habituellement utilisée par les planificateurs de réseaux consiste à réduire la dimension du réseau étudié en remplaçant certaines parties du réseau, représentant les zones de réglage externes, par leurs modèles statiques réduits (équivalents statiques) et en ne conservant que le modèle détaillé des parties du réseau représentant la zone de réglage interne où les résultats précis et détaillés de l'analyse de sécurité sont nécessaires. Cela signifie que les modèles statiques réduits sont utiles, même si les informations complètes sur l'ensemble du système interconnecté incluant toutes les zones de réglage sont disponibles [ASCH, 1979].

II.3.2. Application en ligne dans le domaine de conduite des grands systèmes électriques interconnectés

Dans l'exploitation et la conduite des grands systèmes électriques interconnectés, les informations détaillées disponibles sont normalement limitées à une zone de réglage qui forme seulement une partie du système interconnecté, dénommée le système interne ou bien le système étudié [DECK, 1980]. En effet, l'analyse de sécurité statique à l'égard du système interne doit prendre en compte l'influence et la réaction du système externe auquel le système interne est interconnecté via les lignes d'interconnexion [MACH, 1988]. En supposant que seulement un minimum d'informations sur le système externe est disponible, dans ce cas aussi les modèles statiques réduits apparaissent indispensables pour remplacer les modèles complets indisponibles des systèmes externes.

Remarque : Cette application sera abordée en détail dans le troisième chapitre.

II.4. Les modèles de calcul de répartition de charge utilisés dans les différentes applications des modèles statiques réduits

D'une manière générale on distingue trois formes pour le modèle de calcul de répartition de charge du système interconnecté que sont :

- ✚ **La première forme** : Le modèle résolu de calcul de répartition de charge de l'ensemble du système interconnecté est disponible. C'est le cas typique qu'on trouve dans les études de planification des réseaux électriques.
- ✚ **La deuxième forme** : Le modèle résolu de calcul de répartition de charge est uniquement disponible pour le système interne. C'est le cas typique rencontré dans l'application en ligne des modèles réduits. En effet, les données disponibles du système externe ne sont pas aussi précises que leurs homologues du système interne. L'enjeu est effectivement de construire à partir de ces données le meilleur modèle possible de système externe.
- ✚ **La troisième forme** : Le modèle non résolu de calcul de répartition de charge du système interne (étudié) est disponible. Avant le lancement du programme de calcul de répartition de charge, ce modèle sera connecté au modèle réduit du système externe. Cette forme peut être rencontrée dans les deux types d'applications en ligne et hors ligne.

II.5. Construction du modèle du système électrique interconnecté en présence des modèles statiques réduits

La connexion du modèle statique réduit des systèmes externes au modèle complet du système interne en vue de la construction d'un modèle compact, mais représentatif du système interconnecté pour l'étude du système interne, ne doit pas modifier l'état déjà connu du système interne. Cela veut dire que les puissances actives/réactives arrivant aux (ou sortant des) nœuds frontières des équivalents doivent correspondre exactement aux puissances circulant dans les lignes d'interconnexion.

Dans le cas où l'équivalent est déterminé (dérivé) à partir d'un état connu du système externe, certains modèles réduits peuvent être connectés directement aux nœuds frontières du système interne tout en préservant sans modification les puissances dans les lignes d'interconnexion. Autrement dit, lors de la connexion de certains types d'équivalents au système interne, la somme algébrique des puissances aux nœuds frontières est

intrinsèquement nulle. Pour d'autres types d'équivalents, la connexion au système interne nécessite une procédure d'ajustement qui implique simplement l'addition des injections des puissances fictives aux nœuds frontières afin de préserver les valeurs connues des puissances dans les lignes d'interconnexion.

II.6. Les équations matricielles courant–tension d'un grand système électrique interconnecté

Dans un grand système électrique interconnecté (constitué de plusieurs zones de réglage) l'ensemble des nœuds peuvent être partitionnés en trois groupes de nœuds :

- ✚ nœuds du réseau interne (I) formant l'ensemble des nœuds de la zone de réglage étudiée.
- ✚ nœuds frontières (F) entre le système interne et le reste du système interconnecté.
- ✚ nœuds externes (E) : tous les nœuds du système interconnecté sauf les nœuds du système interne et les nœuds frontières.

Avec cette subdivision (systèmes externe, frontière et interne), on veut écrire l'équation matricielle décrivant les relations courant–tension aux différents nœuds des trois sous–systèmes comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_E \\ I_F \\ I_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{EE} & Y_{EF} & 0 \\ Y_{FE} & Y_{FF}^{EF} + Y_{FF}^{FF} + Y_{FF}^{FI} & Y_{FI} \\ 0 & Y_{IF} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_E \\ U_F \\ U_I \end{bmatrix} \dots\dots\dots(II.1)$$

où :

Y_{EE} : matrice admittance des nœuds externes.

Y_{EF} : matrice admittance des nœuds externes–frontières.

Y_{II} : matrice admittance des nœuds internes.

Y_{IF} : matrice admittance des nœuds internes–frontières.

Y_{FF}^{EF} : première sous-matrice admittance des nœuds frontières qui ne contient que les admittances des lignes liant les nœuds frontières avec les nœuds externes.

Y_{FF}^{FF} : deuxième sous-matrice admittance des nœuds frontières qui ne contient que les admittances des lignes liant les nœuds frontières entre eux.

Y_{FF}^{FI} : troisième sous-matrice admittance des nœuds frontières qui ne contient que les admittances des lignes liant les nœuds frontières avec les nœuds internes.

U_F, U_E, U_I : représentent respectivement la matrice des tensions nodales aux nœuds frontières, aux nœuds externes et aux nœuds internes.

I_F, I_E, I_I : représentent respectivement la matrice des courants injectés aux nœuds frontières, aux nœuds externes et aux nœuds internes.

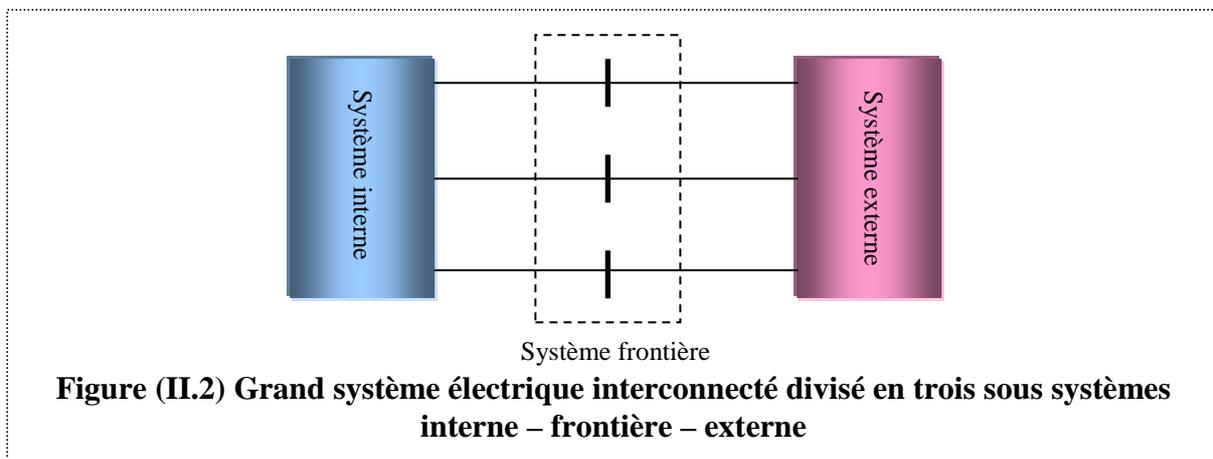
De l'équation (II.1) on peut écrire les équations matricielles suivantes:

$$I_E = [Y_{EE}] \cdot U_E + [Y_{EF}] \cdot U_F \dots\dots\dots(II.2)$$

$$I_F = [Y_{FE}] \cdot U_E + [Y_{FF}] \cdot U_F + [Y_{FI}] \cdot U_I \dots\dots\dots(II.3)$$

$$I_I = [Y_{IF}] \cdot U_F + [Y_{II}] \cdot U_I \dots\dots\dots(II.4)$$

La figure (II.2) illustre les trois sous-systèmes mentionnés ci-dessus :



La figure (II.3) montre un exemple illustratif d'un réseau électrique simple constitué des trois sous-systèmes :

- Système externe représenté par les nœuds (4, 5,6).
- Système interne représenté par les nœuds (1, 2,3).
- Système frontière représenté par les nœuds (7, 8,9).

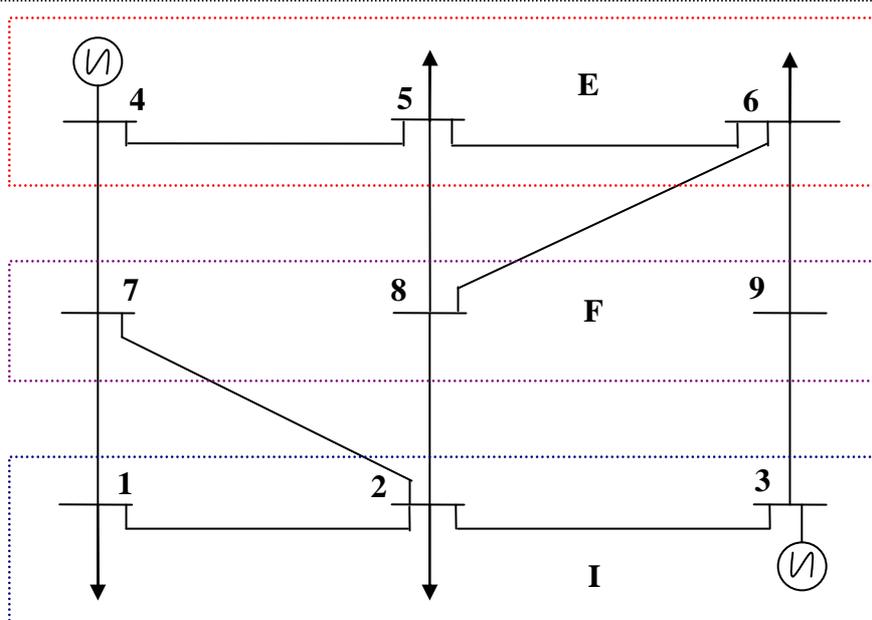


Figure (II.3) Réseau électrique simple divisé en trois sous-systèmes (externe, interne, frontière)

Pour cet exemple, on construit les sous matrices d'admittance de l'équation (II.1) comme suit :

$$[Y_{EE}] = \begin{bmatrix} Y_{(4-5)} + Y_{(4-7)} & -Y_{(4-5)} & 0 \\ -Y_{(5-4)} & Y_{(5-4)} + Y_{(5-6)} + Y_{(5-8)} & -Y_{(5-6)} \\ 0 & -Y_{(6-5)} & Y_{(6-5)} + Y_{(6-9)} + Y_{(6-8)} \end{bmatrix}$$

$$[Y_{EF}] = \begin{bmatrix} -Y_{(4-7)} & 0 & 0 \\ 0 & -Y_{(5-8)} & 0 \\ 0 & -Y_{(6-8)} & -Y_{(6-9)} \end{bmatrix}; [Y_{FE}] = \begin{bmatrix} -Y_{(7-4)} & 0 & 0 \\ 0 & -Y_{(8-5)} & -Y_{(8-6)} \\ 0 & 0 & -Y_{(9-6)} \end{bmatrix}$$

$$[Y_{FI}] = \begin{bmatrix} -Y_{(7-1)} & -Y_{(7-2)} & 0 \\ 0 & -Y_{(8-2)} & 0 \\ 0 & 0 & -Y_{(9-3)} \end{bmatrix}; [Y_{IF}] = \begin{bmatrix} -Y_{(1-7)} & 0 & 0 \\ -Y_{(2-7)} & -Y_{(2-8)} & 0 \\ 0 & 0 & -Y_{(3-9)} \end{bmatrix}$$

$$[Y_{II}] = \begin{bmatrix} Y_{(1-7)} + Y_{(1-2)} & -Y_{(1-2)} & 0 \\ -Y_{(2-1)} & Y_{(1-2)} + Y_{(2-3)} + Y_{(2-8)} + Y_{(2-7)} & -Y_{(2-3)} \\ 0 & -Y_{(3-2)} & Y_{(3-9)} + Y_{(3-2)} \end{bmatrix}$$

$$[Y_{FF}^{EF}] = \begin{bmatrix} Y_{(7-4)} & 0 & 0 \\ 0 & Y_{(8-5)} + Y_{(8-6)} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{(9-6)} \end{bmatrix}; [Y_{FF}^{FI}] = \begin{bmatrix} Y_{(7-1)} + Y_{(7-2)} & 0 & 0 \\ 0 & Y_{(8-2)} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{(9-3)} \end{bmatrix}$$

$$[Y_{FF}^{FF}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

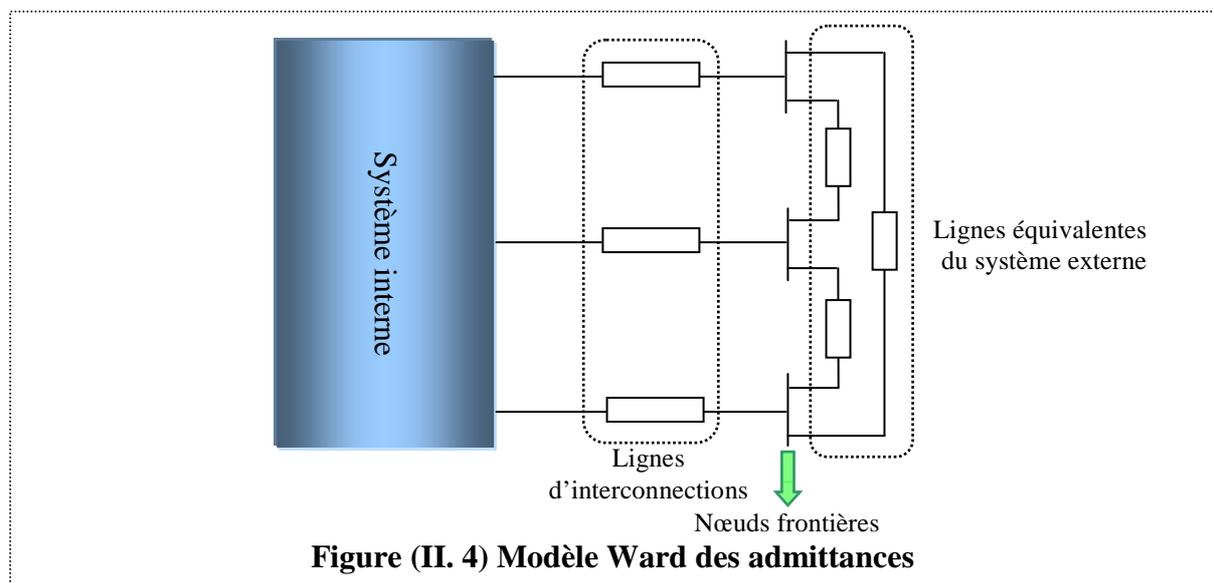
II.7. Les Equivalents statiques des systèmes électriques

II.7.1. Méthode d'équivalent de type WARD

Cette méthode d'équivalent extérieur a été développée par Ward en 1949 pour réduire le réseau extérieur, ce qui facilite les études effectuées sur les grands systèmes électriques interconnectés [WARD, 1949]. En effet, cette méthode reste jusqu'à présent très employée pour la représentation des réseaux voisins et la version initiale de cet équivalent a été améliorée avec plusieurs versions qu'on présente ci-après.

A. Méthode WARD des admittances

Cette méthode consiste à transformer les injections des puissances (active/réactive) dans les nœuds externes, nœuds de charge (P-Q) et nœuds de production (P-V), en admittances shunts selon les équations (II.5), (II.6). Cette transformation aboutit à une équation matricielle des admittances nodales passives pour les nœuds extérieurs (voir l'équation (II.7) [EREM, 2006], [ELEC, 1992]).



$$[Y_{EE}].U_E + [Y_{EF}].U_F = I_E = \frac{-S_E^*}{U_E} \dots\dots\dots(II.5)$$

Où : S_E est la matrice des puissances apparentes injectées aux nœuds du système externe.

On peut écrire différemment l'équation (II.5) comme suit :

$$\left[\left(\mathbf{Y}_{EE} + \frac{\mathbf{S}_E^*}{\mathbf{U}_E^2} \right) \right] \cdot \mathbf{U}_E + [\mathbf{Y}_{EF}] \cdot \mathbf{U}_F = 0 \quad \dots\dots\dots(\text{II.6})$$

Ainsi, l'équation matricielle courant-tension du système interconnecté (II.1) devient comme suit :

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \mathbf{I}_F \\ \mathbf{I}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}'_{EE} & \mathbf{Y}_{EF} & 0 \\ \mathbf{Y}_{FE} & \mathbf{Y}_{FF}^{EF} + \mathbf{Y}_{FF}^{FF} + \mathbf{Y}_{FF}^{FI} & \mathbf{Y}_{FI} \\ 0 & \mathbf{Y}_{IF} & \mathbf{Y}_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{U}_E \\ \mathbf{U}_F \\ \mathbf{U}_I \end{bmatrix} \quad \dots\dots\dots(\text{II.7})$$

avec :

$$[\mathbf{Y}'_{EE}] = \left[\left(\mathbf{Y}_{EE} + \frac{\mathbf{S}_E^*}{\mathbf{U}_E^2} \right) \right] \quad \dots\dots\dots(\text{II.8})$$

On peut donc éliminer les nœuds extérieurs avec injection nulle par la méthode Gaussienne pour obtenir l'équation (II.9).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_F \\ \mathbf{I}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{FF}^{eq} + \mathbf{Y}_{FF}^{FI} & \mathbf{Y}_{FI} \\ \mathbf{Y}_{IF} & \mathbf{Y}_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{U}_F \\ \mathbf{U}_I \end{bmatrix} \quad \dots\dots\dots(\text{II.9})$$

avec :

$$[\mathbf{Y}_{FF}^{eq}] = [\mathbf{Y}_{FF}^{EF} + \mathbf{Y}_{FF}^{FF}] - [\mathbf{Y}_{FE}] [\mathbf{Y}'_{EE}]^{-1} [\mathbf{Y}_{EF}] \quad \dots\dots\dots(\text{II.10})$$

Les éléments de la matrice $[\mathbf{Y}_{FF}^{eq}]$ représentent le réseau fictif équivalent du réseau extérieur connecté aux nœuds frontières, comme le montre la figure (II.4). On remarque que le réseau extérieur est représenté uniquement par des éléments passifs. En effet, il est aussi important d'indiquer que les paramètres de ces éléments sont dépendants du point de fonctionnement du réseau extérieur. Par conséquent, il est difficile d'utiliser ce modèle pour l'analyse de sécurité statique en ligne et il est essentiellement utilisé dans les études de planification. Le deuxième inconvénient majeur de ce modèle réside dans le fait qu'il n'est pas capable de modéliser la réaction en puissance réactive de post-contingence des générateurs supprimés, ce qui altère considérablement les résultats de l'analyse de sécurité. Le cas d'étude ci-après met en évidence cet inconvénient.

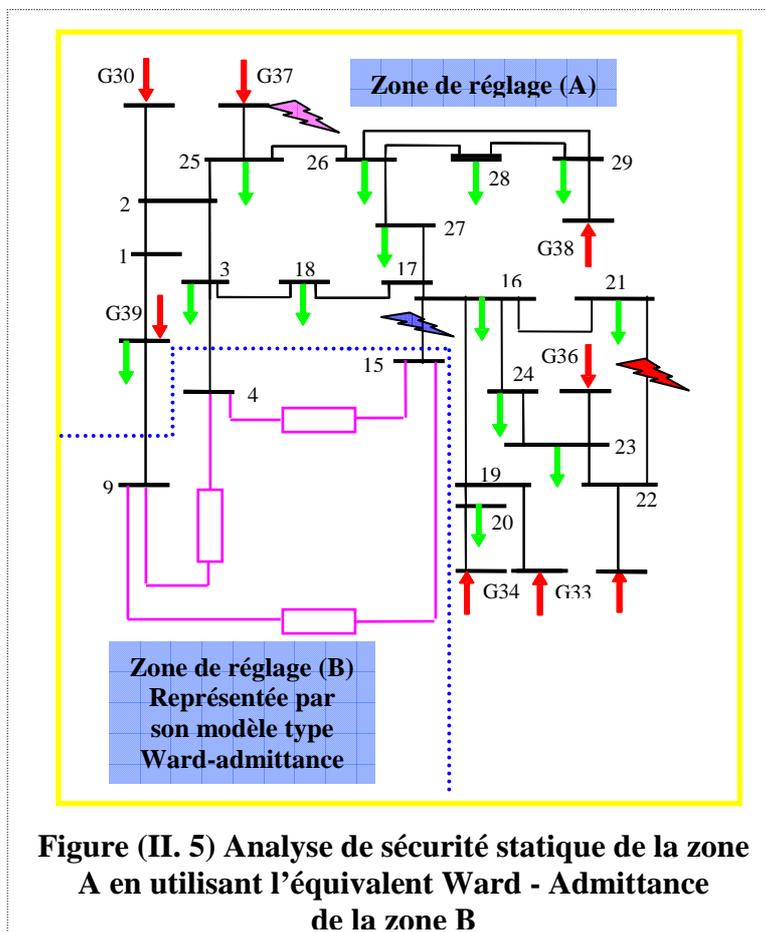
A.I. Application au réseau test IEEE-39 nœuds divisé en deux zones de réglage A et B

Une étude d'analyse de sécurité statique a été faite sur le réseau test IEEE-39 nœuds divisé en deux zones de réglage (A) et (B) comme le montre la figure (A.II) dans l'annexe II. Pour cette étude, on considère trois contingences de nature différente qui sont :

- La mise hors circuit de la ligne 21-22 (ligne interne de la zone A).

- La mise hors circuit de la ligne 15-16 (ligne d'interconnexion entre la zone A et la zone B).
- La mise hors circuit du générateur 37 (générateur interne de la zone A).

Puis, comme le montre la figure (II.5), le modèle complet de la zone de réglage B a été remplacé par son modèle réduit de type Ward–admittance connecté aux nœuds frontières (9, 4, 15) de la zone de réglage A. Ainsi, on constitue le modèle du système interconnecté indispensable pour analyser la sécurité statique de la zone A. Les valeurs des paramètres du modèle de Ward–admittance de la zone B qui sont uniquement passifs (soit les valeurs des résistances et des réactances des impédances connectées entre les nœuds frontières (9, 4, 15)) sont données dans le tableau (II.1) de l'annexe (II). En effet, ces paramètres ont été calculés à l'aide de la première fonction élémentaire du programme développé dans la même annexe.



En effet, en utilisant le nouveau modèle du système interconnecté, soit le modèle complet de la zone A complété par le modèle Ward–admittance de la zone B, la sécurité statique de la zone de réglage A a été évaluée vis-à-vis de chacune des trois contingences mentionnées ci-dessus et qui sont aussi montrées sur la figure (II.5). Les transits des puissances actives/réactives sur les lignes de la zone de réglage (A) pour chaque contingence sont données dans le tableau (II.7) de l'annexe (II).

En effet, il y a deux approches qui peuvent être utilisées afin de comparer, pour chaque contingence analysée, les transits des puissances actives/réactives sur les lignes de la zone A affichées dans le tableau (II.7) de l'annexe (II) (obtenues en utilisant le modèle Ward–admittance de la zone B) avec les transits réels sur les lignes de la zone A affichées dans le tableau (II.5) de l'annexe (II) (obtenues en utilisant le modèle complet de la zone B).

La première approche consiste à calculer les erreurs de différence des puissances actives et réactives données respectivement par les équations (II.11), (II.12).

$$\Delta P_{ki}^{(W-A)} = P_{ki}^{(W-A)} - P_{ki}^{(COM)} \dots\dots\dots(II.11)$$

$$\Delta Q_{ki}^{(W-A)} = Q_{ki}^{(W-A)} - Q_{ki}^{(COM)} \dots\dots\dots(II.12)$$

Par contre, la deuxième approche, adoptée dans ce chapitre, consiste à calculer les erreurs relatives normalisées des puissances actives et réactives en utilisant respectivement les équations (II.13), (II.14). Ces erreurs expriment les différences de MW et MVAR en pourcentage des puissances apparentes maximales (limites thermiques) des lignes de la zone A.

$$\Delta P_{ki}^{(W-A)}\% = \frac{P_{ki}^{(W-A)} - P_{ki}^{(COM)}}{S_{i(LIM)}} 100 \dots\dots\dots(II.13)$$

$$\Delta Q_{ki}^{(W-A)}\% = \frac{Q_{ki}^{(W-A)} - Q_{ki}^{(COM)}}{S_{i(LIM)}} 100 \dots\dots\dots(II.14)$$

où :

$i = 1, \dots, 22$

$\kappa = 1, 2, 3$

$P_{ki}^{(COM)}$, $Q_{ki}^{(COM)}$: représentent respectivement les transits de puissance active/réactive sur la $i^{\text{ième}}$ ligne de la zone A résultant de l'analyse de sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la $\kappa^{\text{ième}}$ contingence en représentant la zone B par son modèle complet.

$P_{ki}^{(W-A)}$, $Q_{ki}^{(W-A)}$: représentent respectivement les transits de puissance active/réactive sur la $i^{\text{ième}}$ ligne de la zone A résultant de l'analyse de sécurité statique de zone A vis-à-vis de la $\kappa^{\text{ième}}$ contingence en représentant la zone B par son modèle Ward–admittance.

$S_{i(LIM)}$: la puissance apparente maximale (limite thermique) correspondant aux caractéristiques de la $i^{\text{ième}}$ ligne de la zone A.

Les figures (II.6), (II.7) montrent respectivement les erreurs relatives $\Delta P_{ki}^{(W-A)}\%$, $\Delta Q_{ki}^{(W-A)}\%$ pour les trois contingences et pour chaque ligne de la zone A.

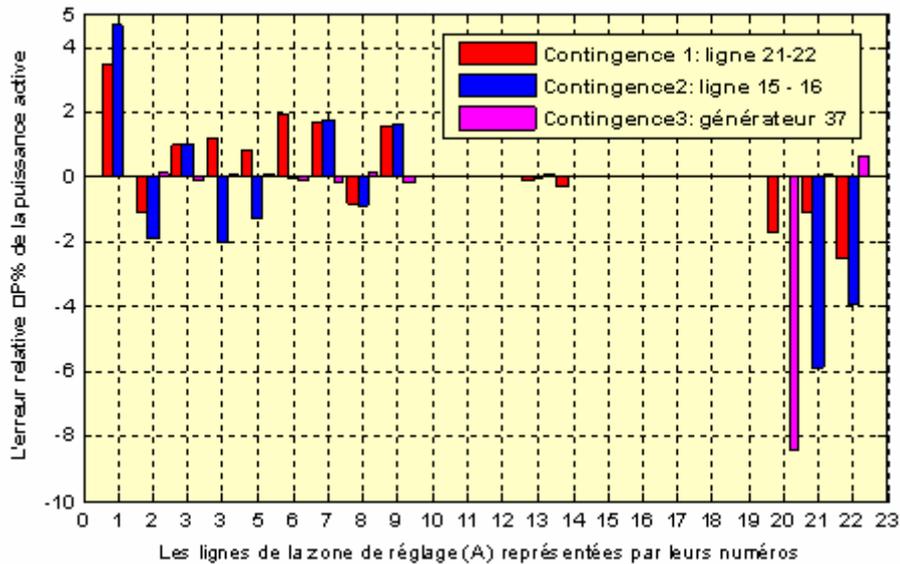


Figure (II. 6) Les valeurs de l’erreur relative de la puissance active des lignes de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l’équivalent Ward-Admittance de la zone B

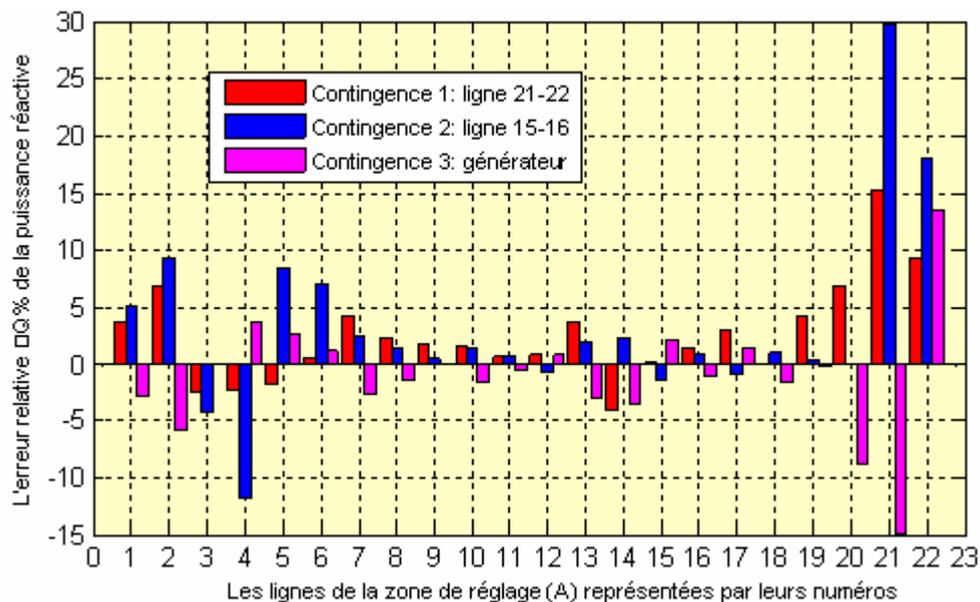


Figure (II. 7) Les valeurs de l’erreur relative de la puissance réactive des lignes de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l’équivalent Ward-Admittance de la zone B

L’autre paramètre important pour l’évaluation de la sécurité statique de la zone de réglage A est bien évidemment le module de tension des nœuds P-Q de la zone de réglage A. Le tableau (II.8) de l’annexe (II) donne les modules de tension des nœuds P-Q de la zone A pour les trois contingences analysées en représentant la zone B par son modèle Ward-admittance alors que le tableau (II.6) de l’annexe (II) donne les modules réels de tension des nœuds P-Q

de la zone A pour les trois contingences analysées en représentant la zone B par son modèle complet.

Afin de comparer les valeurs de tension des nœuds P-Q de la zone A obtenues par l'analyse de la sécurité statique de la zone A, vis-à-vis des trois contingences indiquées sur la figure (II.5) et en représentant la zone B par son modèle de type Ward-admittance, avec celles obtenues en représentant la zone B par son modèle complet, on calcule les erreurs relatives de tension par l'équation (II.15).

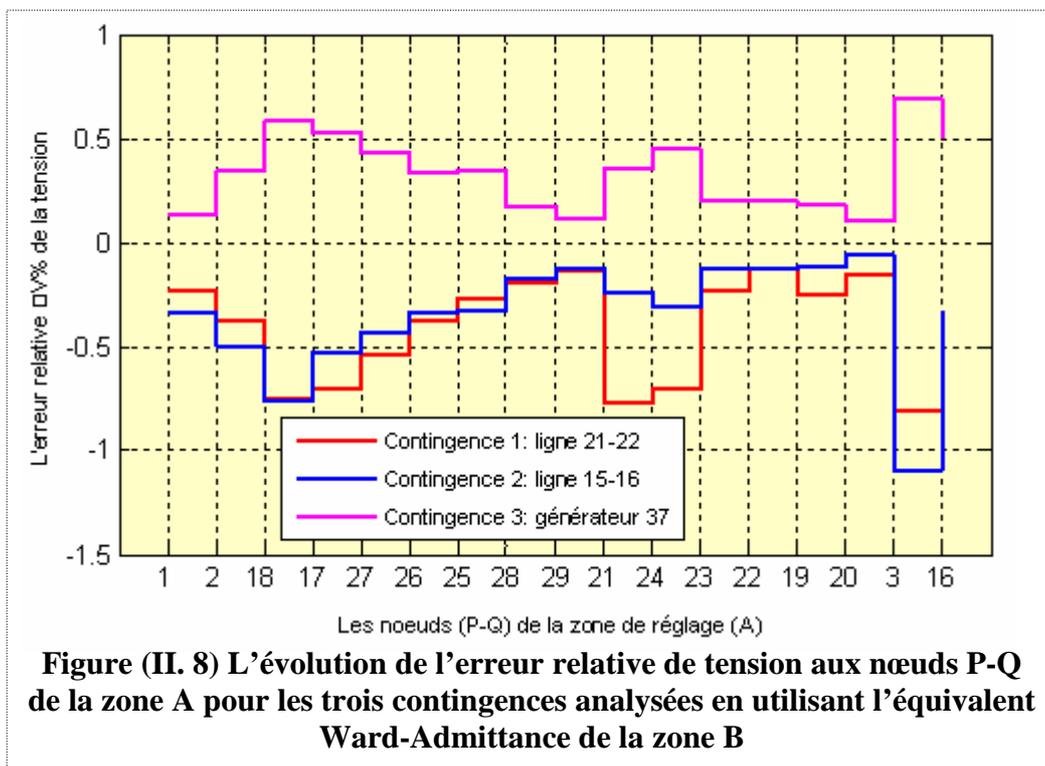
$$\Delta V_{kj}^{(W-A)} \% = \frac{V_{kj}^{(W-A)} - V_{kj}^{(COM)}}{V_{kj}^{(COM)}} \cdot 100 \dots\dots\dots(II.15)$$

où :

J = 1, ... , 17
K = 1, 2, 3

$V_{kj}^{(W-A)}$: module de tension en kV du j^{ième} nœud de la zone A résultant de l'analyse de sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la k^{ième} contingence en représentant la zone B par son modèle Ward-admittance.

$V_{kj}^{(COM)}$: module de tension en kV du j^{ième} nœud de la zone A résultant de l'analyse de sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la k^{ième} contingence en représentant la zone B par son modèle complet. La figure (II.8) illustre pour chaque contingence analysée l'évolution de l'erreur relative de tension des nœuds P-Q de zone A.



B. Méthode WARD des injections

La méthode Ward des injections comprend trois différents types de modèles comme suit [EREM, 2006], [ELEC, 1992] :

B.I. Modèle de type Ward

Ce modèle représente le système externe d'abord par un groupe de lignes équivalentes connectées aux nœuds frontières qui représentent la topologie du réseau extérieur (partie passive du modèle) et ensuite par des injections de puissance complexe aux noeuds frontières qui compensent les injections de puissance des nœuds externes supprimés (partie active du modèle). Ainsi, les deux étapes nécessaires pour construire ce modèle sont les suivantes :

1. Calcul des paramètres des lignes équivalentes du modèle connectées aux nœuds frontières (partie passive du modèle) :

On élimine tous les noeuds externes de l'équation (II.1) et on les remplace par un réseau équivalent connecté à la frontière représenté par la matrice d'admittance $[Y_{FF}^{Eq}]$ l'équation (II.1) devient :

$$\begin{bmatrix} \dots \\ I_F - \Delta I_F \\ I_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \ddots & \dots & \dots \\ 0 & Y_{FF}^{Eq} + Y_{FF}^{FI} & Y_{FI} \\ 0 & Y_{IF} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dots \\ U_F \\ U_I \end{bmatrix} \dots \dots \dots (II.16)$$

La matrice du réseau équivalent contenant seulement les noeuds frontières peut être obtenue par un calcul matriciel comme suit :

$$Y_{FF}^{Eq} = [Y_{FF}^{EF} + Y_{FF}^{FF}] - [Y_{FE}] [Y_{EE}]^{-1} [Y_{EF}] \dots \dots \dots (II.17)$$

2. Calcul des injections de puissance active/réactive aux noeuds frontières (partie active du modèle) :

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

$$[\Delta I_F] = [Y_{FE}] [Y_{EE}]^{-1} [I_E] \dots \dots \dots (II.18)$$

$$[\Delta S_F] = - [U_{F,d}] [\Delta I_F]^* = - [U_{F,d}] \{ [Y_{FE}] [Y_{EE}]^{-1} [I_E] \}^* \dots \dots \dots (II.19)$$

où :

$[U_{F,d}]$: matrice diagonale dont les éléments sont les composantes du vecteur $[U_F]$

$$\text{On peut aussi écrire: } [I_E]^* = [U_{E,d}]^{-1} [S_E] \dots \dots \dots (II.20)$$

avec $[U_{E,d}]$: matrice diagonale de $[U_E]$.

En remplaçant la valeur de $[I_E]^*$ de l'équation (II.20) dans l'équation (II.19) on obtient la relation finale (II.21) permettant de calculer les injections des puissances complexes aux nœuds frontières (partie active de modèle).

$$[\Delta S_F] = -[U_{F,d}][Y_{FE}]^*[Y_{EE}^*]^{-1}[U_{E,d}]^{-1}[S_E] \dots \dots \dots (II.21)$$

Le grand avantage de ce modèle réside dans la caractéristique de séparation entre la partie passive du modèle déterminée en utilisant uniquement les données topologiques du réseau extérieur et la partie active du modèle qui tient compte du point de fonctionnement du réseau extérieur par les injections aux nœuds frontière. En effet, cette caractéristique facilite considérablement la mise à jour de ce modèle pour son utilisation dans l'application en ligne (le modèle X-Ward développé au paragraphe (B.IV) possède aussi cet avantage). Or, de même que dans le cas du modèle Ward des admittances, ce modèle n'est pas capable de modéliser la réaction en puissance réactive de post-contingence des générateurs supprimés, les résultats du cas d'étude ci-après démontrent clairement cet inconvénient du modèle Ward. La figure (II.9) montre l'équivalent de type Ward.

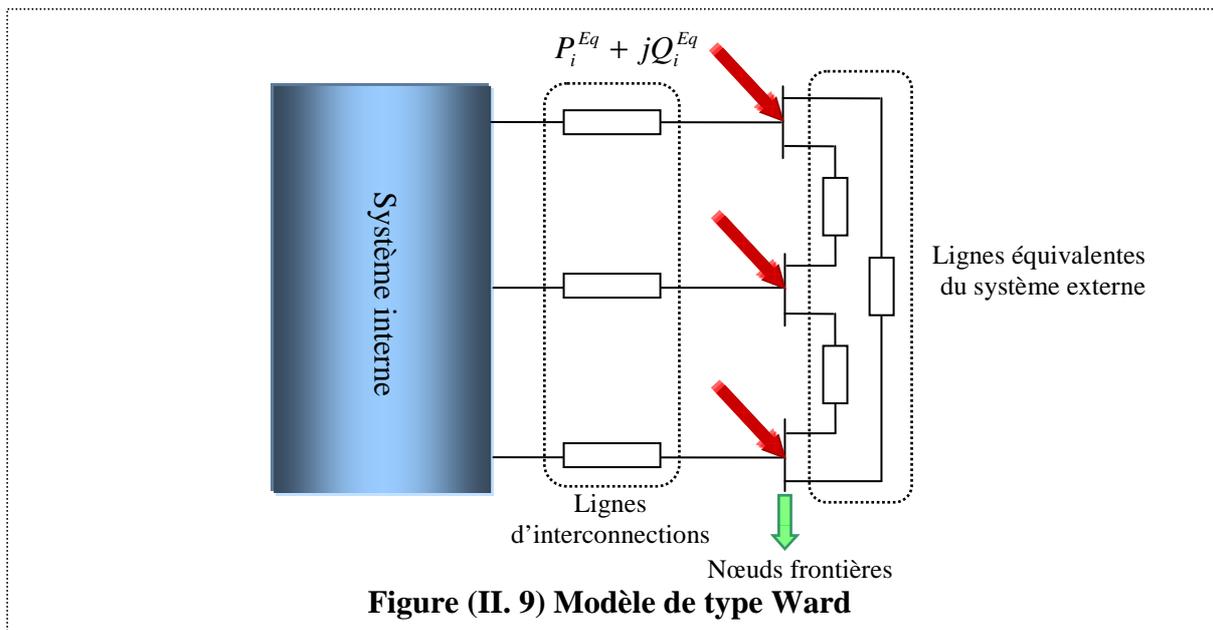


Figure (II. 9) Modèle de type Ward

B.II. Application au réseau test IEEE-39 nœuds divisé en deux zones de réglage A et B

Cette fois, le modèle complet du système interconnecté sera construit à partir du modèle Ward de la zone de réglage B interconnecté aux nœuds frontières de la zone de réglage A modélisée par son modèle détaillé figure (II.10). Les valeurs des paramètres passifs du modèle Ward de la zone B (soit les valeurs des résistances et des réactances des impédances

connectées entre les nœuds frontières (9, 4, 15)) sont données dans le tableau (II.1) de l'annexe (II). Alors que les paramètres actifs du modèle Ward de la zone B (soit les valeurs des injections des puissances actives/réactives aux nœuds frontières (9, 4, 15)) sont donnés dans le tableau (II.2) de l'annexe (II). En effet, les deux types des paramètres du modèle Ward de la zone B ont été calculés par le biais de la deuxième fonction élémentaire du programme développé dans l'annexe (II).

La partie des résultats de l'évaluation de la sécurité statique de la zone A, à l'égard des trois contingences montrées dans la figure (II.10), qui concerne les transits des puissances actives/réactives sur les lignes de la zone A est donnée dans le tableau (II.9) de l'annexe (II).

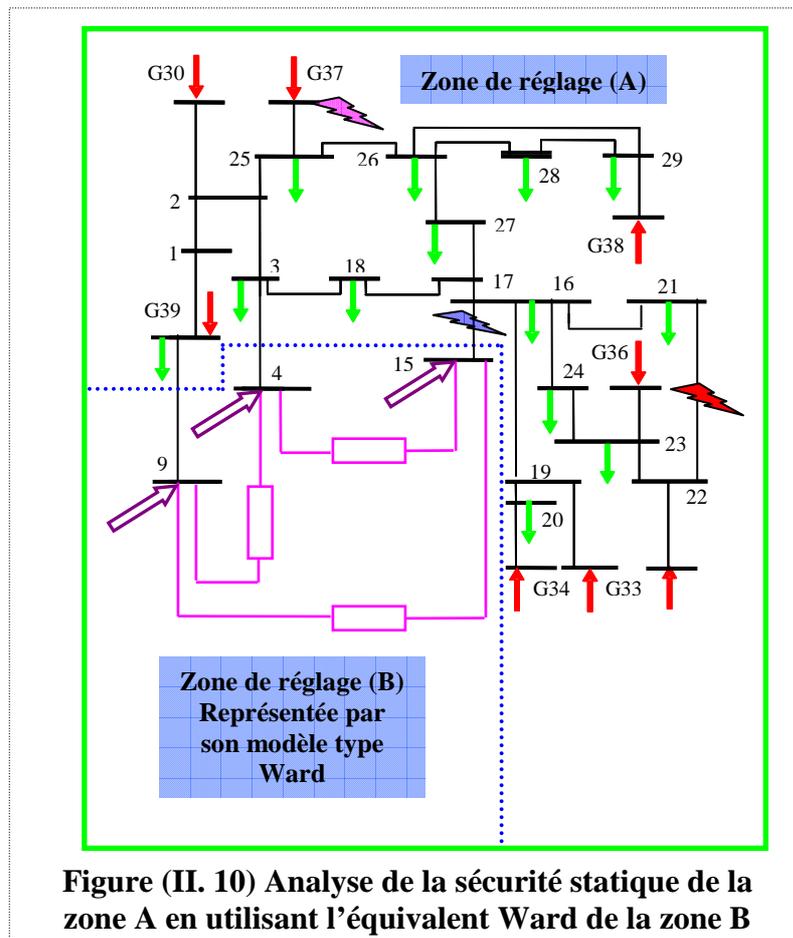


Figure (II. 10) Analyse de la sécurité statique de la zone A en utilisant l'équivalent Ward de la zone B

Le calcul des erreurs relatives des puissances actives/réactives ($\Delta P_{ki}^{(w)}\%$, $\Delta Q_{ki}^{(w)}\%$) respectivement par les équations (II.22) et (II.23), forme le premier critère qui nous permet de juger à quel degré le modèle Ward de la zone B est capable de remplacer le modèle complet de cette zone sans influencer d'une manière négative les résultats de l'analyse de sécurité statique de la zone A.

$$\Delta P_{ki}^{(w)}\% = \frac{P_{ki}^{(w)} - P_{ki}^{(COM)}}{S_{i(LIM)}} \cdot 100 \dots\dots\dots(II.22)$$

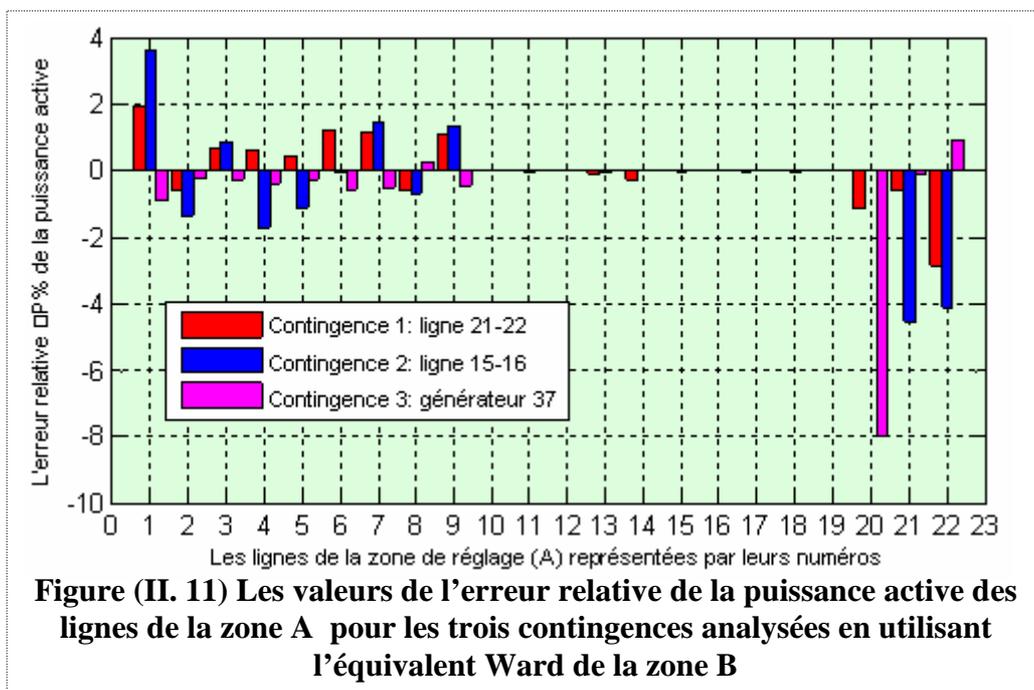
$$\Delta Q_{ki}^{(w)} \% = \frac{Q_{ki}^{(w)} - Q_{ki}^{(COM)}}{S_{i(LIM)}} 100 \dots\dots\dots (II.23)$$

où :

$P_{ki}^{(w)}$, $Q_{ki}^{(w)}$: représentent les transits de puissance active/réactive sur la $i^{ième}$ ligne de la zone A résultant de l'analyse de la sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la $k^{ième}$ contingence en représentant la zone B par son modèle Ward.

La figure (II.11) donne la représentation schématique des erreurs relatives de la puissance active de toutes les lignes de la zone A, et cela pour chacune des trois contingences analysées en utilisant le modèle Ward de la zone B.

De même, la figure (II.12) donne la représentation schématique des erreurs relatives de la puissance réactive de toutes les lignes de la zone A, et cela pour chacune des trois contingences analysées en utilisant le modèle Ward de la zone B.



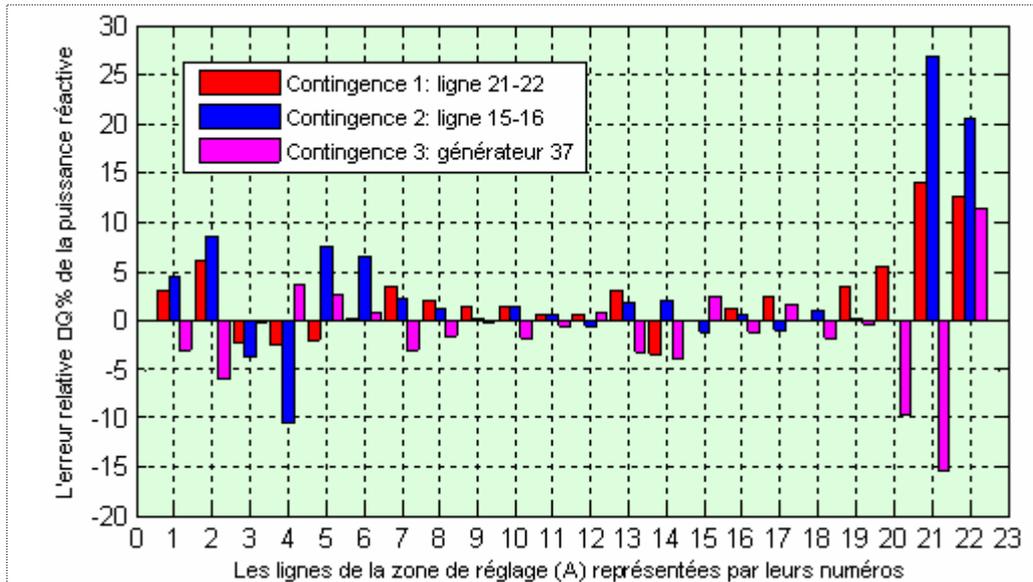


Figure (II. 12) Les valeurs de l'erreur relative de la puissance réactive des lignes de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l'équivalent Ward de la zone B

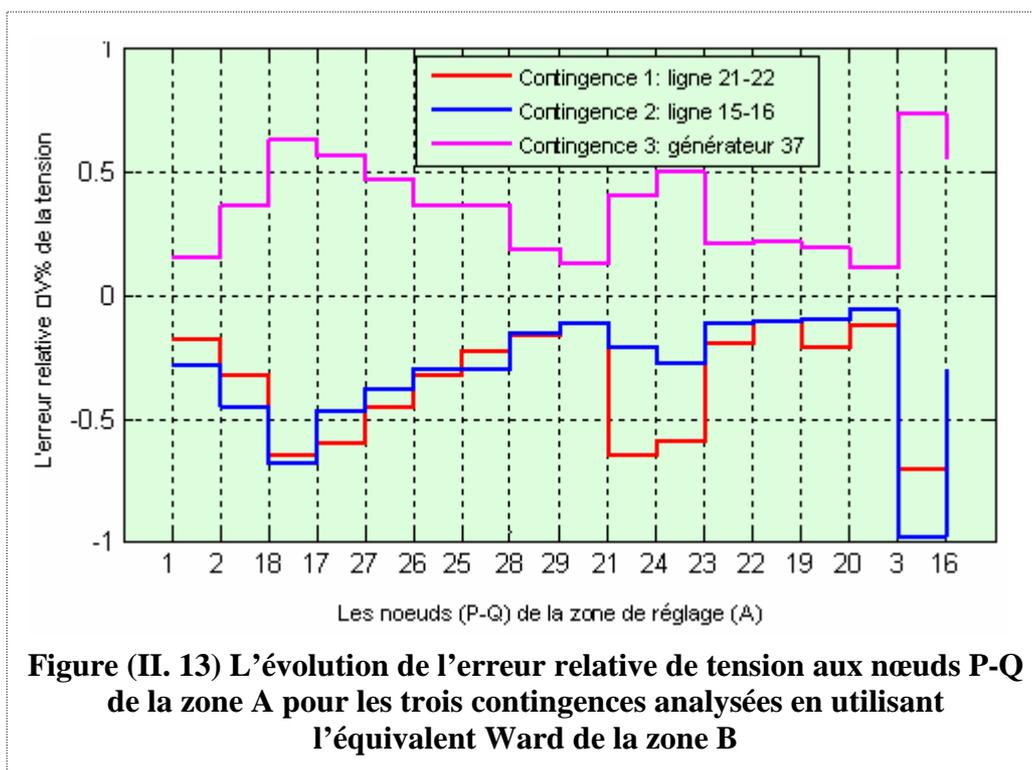
L'autre partie des résultats de l'évaluation de la sécurité statique de la zone A, à l'égard des trois contingences montrées dans la figure (II.10) et qui concerne les modules de tension des nœuds P-Q de la zone A, est donnée dans le tableau (II.10) de l'annexe (II).

On calcule également l'erreur relative de tension ($\Delta V_{ki}^{(W)} \%$) par l'équation (II.24). En effet, cette erreur forme le deuxième critère pour mesurer la capacité du modèle Ward à remplacer le modèle complet de la zone B pour l'analyse de la sécurité statique de la zone A.

$$\Delta V_{ki}^{(W)} \% = \frac{V_{kj}^{(W)} - V_{kj}^{(COM)}}{V_{kj}^{(COM)}} 100 \dots\dots\dots(II.24)$$

$V_{kj}^{(W)}$: module de tension en kV du $j^{ième}$ nœud de la zone A résultant de l'analyse de la sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la $k^{ième}$ contingence en représentant la zone B par son modèle Ward.

La figure (II.13) montre les valeurs de l'erreur relative de tension des nœuds P-Q de la zone A, et cela pour les trois contingences pour lesquelles la sécurité statique de cette zone a été évaluée.



Dans les figures (II.8) et (II.13), on remarque que les courbes violettes sont situées au-dessus de l'axe zéro. Autrement dit, les valeurs de l'erreur relative de tension aux nœuds P-Q de la zone A sont toutes positives.

En fait, cela s'explique par le fait que le modèle Ward-admittance et le modèle Ward de la zone B ne sont pas appropriés pour modéliser la réaction réelle de la zone B à cette contingence obtenue lorsqu'on utilise le modèle détaillé de cette zone. En effet, cette réaction se manifeste par une injection de puissance réactive à travers les nœuds frontières afin de compenser le manque de cette puissance dans la zone A à la suite de la déconnexion du générateur 37. Par conséquent, l'incapacité de ces équivalents à compenser le manque de la puissance réactive dans la zone A va se traduire par une augmentation du niveau de tension aux nœuds P-Q de la zone A par rapport à celui obtenu lorsqu'on utilise le modèle complet de B. D'ailleurs, c'est la raison pour laquelle on trouve dans les figures (II.7) et (II.12) que les erreurs relatives maximales des puissances réactives liées à la contingence du générateur 37 ont des valeurs négatives relativement élevées -14.95% (l'erreur relative de la puissance réactive de la ligne 3-4 figure (II.7)), et -15.4% (l'erreur relative de la puissance réactive de la ligne 3-4 figure (II.12)).

En revenant aux figures (II. 8) et (II.13), on constate aussi que les courbes rouges, et les courbes bleues sont toutes situées au-dessous de l'axe des abscisses.

En effet, on explique les valeurs négatives des erreurs relatives de tension de ces quatre courbes par le fait que le modèle Ward-admittance et le modèle Ward de la zone B ne sont pas

appropriés pour modéliser la réaction réelle de la zone B à ces contingences obtenues lorsqu'on utilise le modèle détaillé de cette zone. En effet, cette réaction se manifeste par une absorption de puissance réactive à travers les nœuds frontières afin de compenser le surplus de cette puissance dans la zone A à la suite de la déconnexion de la ligne 21-22 puis la déconnexion de la ligne 15-16. Par conséquent, l'incapacité de ces équivalents à absorber le surplus de la puissance réactive dans la zone A va se traduire par une diminution du niveau de tension aux nœuds P-Q de la zone A, par rapport à celui obtenu lorsqu'on utilise le modèle complet de zone B. Tout cela explique aussi pourquoi que les erreurs relatives maximales de puissance réactive ont des valeurs positives si élevées pour les deux contingences. Par exemple dans la figure (II.7), l'erreur relative maximale de la puissance réactive atteint la valeur de 15.3% pour la contingence de la ligne 21-22, et 29.7% pour la contingence de la ligne 15-16. Dans les deux cas, cette erreur maximale concerne la ligne 3-4. De plus, dans la figure (II.12), l'erreur relative maximale de la puissance réactive est de 14.1% pour la contingence de la ligne 21-22, et de 26.9% pour la contingence de la ligne 15-16. Dans ces deux cas également, l'erreur maximale se produit sur la ligne d'interconnexion 3-4.

B.III. Modèle de type PV-Ward

Ce modèle consiste à garder les nœuds P-V du système externe en vue d'avoir leur réaction en puissance réactive aux contingences analysées du système étudié.

Pour avoir ce modèle, on construit à partir de l'équation (II.1) une nouvelle équation courant-tension du système interconnecté qui sépare en fait les nœuds (P-V) des nœuds (P-Q) du système externe comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_Q \\ I_U \\ I_F \\ I_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{QQ} & Y_{QU} & Y_{QF} & 0 \\ Y_{UQ} & Y_{UU} & Y_{UF} & 0 \\ Y_{FQ} & Y_{FU} & Y_{FF}^{EF} + Y_{FF}^{FF} + Y_{FF}^{FI} & Y_{FI} \\ 0 & 0 & Y_{IF} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_Q \\ U_U \\ U_F \\ U_I \end{bmatrix} \dots\dots\dots(II.25)$$

où :

Y_{QQ} : matrice d'admittance des noeuds de type (P-Q) du système externe.

Y_{UU} : matrice d'admittance des nœuds de type (P-V) du système externe.

Puis, en éliminant les seuls nœuds (P-Q) du système externe, on obtient l'équation matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} \dots \\ I_U \\ I_F \\ I_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & Y'_{UU} & Y'_{UF} & 0 \\ 0 & Y'_{FU} & Y_{FF}^{Eq} + Y_{FF}^{FI} & Y_{FI} \\ 0 & 0 & Y_{IF} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dots \\ U_U \\ U_F \\ U_I \end{bmatrix} \dots\dots\dots(II.26)$$

où :

$Y'_{UU}, Y'_{UF}, Y'_{FU}, Y'^{Eq}_{FF}$: nouvelles sous-matrices obtenues après avoir éliminé uniquement les nœuds (P-Q) du système externe.

De cette manière, on maintient la réponse en puissance réactive des générateurs du système externe pendant l'analyse de sécurité statique du système interne. La figure (II.14) illustre ce modèle.

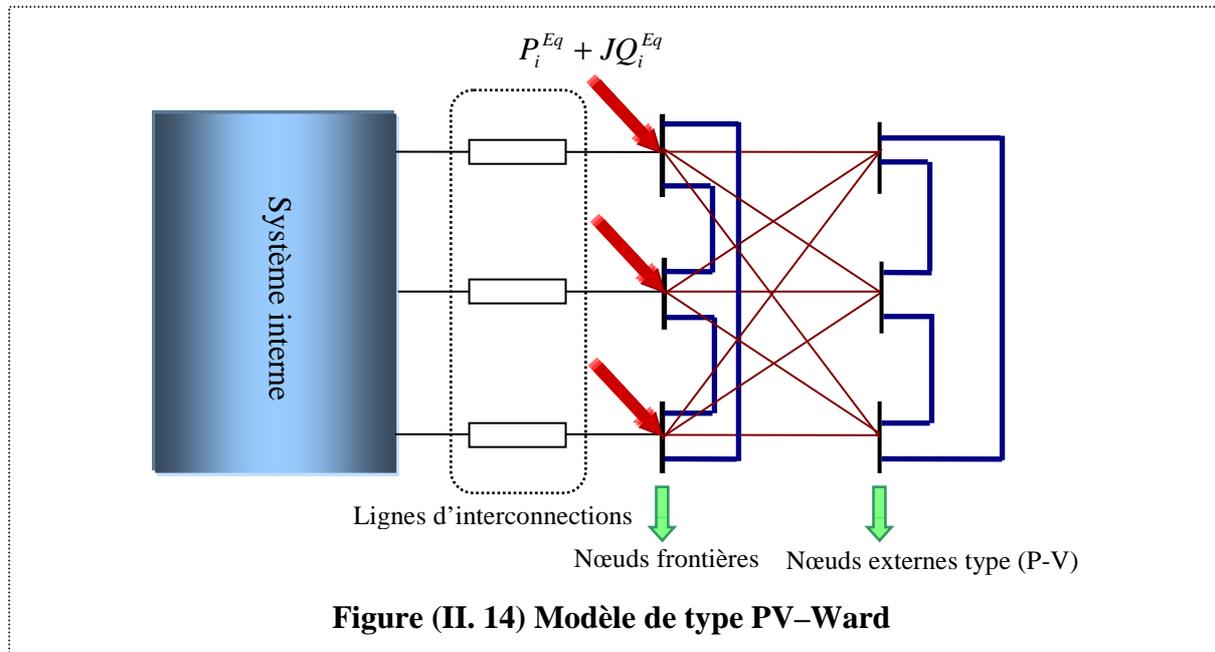


Figure (II. 14) Modèle de type PV-Ward

B.IV. Modèle de type X-Ward

L'inconvénient majeur du modèle de type Ward est l'absence de la puissance réactive fournie par les nœuds (P-V) du système externe pendant l'analyse de sécurité statique du système interne. De même, l'inconvénient majeur du modèle de type P-V Ward est sa complexité structurelle en raison du grand nombre de nœuds (P-V) préservés. Un nouveau modèle hybride, qui écarte les inconvénients de chacun des modèles précédents mais qui garde en même temps leurs avantages, est donc nécessaire.

Etant donné que la tension aux nœuds (P-V) est maintenue par le mécanisme de réglage installé au niveau des groupes de production soit $\Delta U_U = 0$, on peut donc écrire les équations du calcul de répartition de charge découplé en puissance réactive pour le système représenté par la matrice d'admittance (II.26) comme suit [LO, 1993], [LO, 1997], [CHUN, 2001] :

$$\begin{bmatrix} B'_{FF} + B_{FF}^{FI} & B_{FI} \\ B_{IF} & B_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta U_F \\ \Delta U_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta Q_F / U_F \\ \Delta Q_I / U_I \end{bmatrix} \dots \dots \dots (II.27)$$

où : $[U_F]$: matrice diagonale de tension des nœuds frontières.

B_{FF}^{Eq} : matrice de susceptance du modèle équivalent connecté aux nœuds frontières obtenue après avoir éliminé uniquement les nœuds (P-Q) du système externe.

De l'équation ci-dessus, la réponse en puissance réactive du système aux changements des tensions aux nœuds frontières ΔU_F devient :

$$[\Delta Q_F'] = [U_F] [B_{FF}^{Eq}] [\Delta U_F] \dots \dots \dots (II.28)$$

Après avoir déterminé la réponse en puissance réactive des nœuds P-V de l'équivalent de Ward de type P-V, les nœuds P-V peuvent être éliminés afin d'avoir un modèle le plus simple possible au niveau du nombre des nœuds maintenus surtout quand le système externe comprend un grand nombre des nœuds de type P-V.

La matrice d'admittance obtenue est la même que celle de Ward-équivalent soit :

$$[Y] = \begin{bmatrix} \ddots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & \ddots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & Y_{FF}^{Eq} + Y_{FF}^{FI} & Y_{FI} \\ 0 & 0 & Y_{IF} & Y_{II} \end{bmatrix} \dots \dots \dots (II.29)$$

De la même manière, on détermine la réponse en puissance réactive liée aux changements de tension des nœuds frontières (ΔU_F) de ce nouveau système en écrivant les équations du calcul de répartition de charge découplé en puissance réactive :

$$\begin{bmatrix} B_{FF}^{Eq} + B_{FF}^{FI} & B_{FI} \\ B_{IF} & B_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta U_F \\ \Delta U_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta Q_F / U_F \\ \Delta Q_I / U_I \end{bmatrix} \dots \dots \dots (II.30)$$

où : B_{FF}^{Eq} : matrice de susceptance du modèle équivalent connecté aux nœuds frontières obtenue après avoir éliminé tous les nœuds du système externe.

Ainsi, la réponse en puissance réactive de l'équivalent de Ward est :

$$[\Delta Q_F''] = [U_F] [B_{FF}^{Eq}] [\Delta U_F] \dots \dots \dots (II.31)$$

En comparant les deux équations (II.28) et (II.31) et comme on veut la même réponse en puissance réactive pour les deux modèles vis-à-vis de l'analyse de sécurité statique du système interne, on obtient les injections supplémentaires de puissance réactive qu'on doit ajouter aux nœuds frontières de l'équivalent de Ward, soit :

$$\Delta \hat{Q}_F^W = [U_F] (B_{FF}^{Eq} - B_{FF}^{Eq}) [\Delta U_F] \dots \dots \dots (II.32)$$

Malheureusement, la réponse en puissance réactive aux noeuds frontières donnée par l'équation (II.32) ne peut pas être directement incorporée dans le modèle de calcul de répartition de charge. Cela implique de trouver une approximation à l'équation (II.32) qui peut être directement applicable dans un programme de calcul de répartition de charge.

Selon l'équation (II.32), pour le nœud frontière (i) le support de puissance réactive ajouté est :

$$\Delta \hat{Q}_i = U_i \left[B_{ii}' \Delta U_i + \sum_{m \in [b]} B_{im}' \Delta U_m - B_{ii}'' \Delta U_i - \sum_{m \in [b]} B_{im}'' \Delta U_m \right] \dots \dots \dots (II.33)$$

où :

[b] : ensemble des nœuds frontières à l'exclusion du nœud i.

On peut simplifier la relation ci-dessus en considérant que les variations de tension aux nœuds frontières sont égales, soit $\Delta U_i = \Delta U_j = \dots = \Delta U_m$, on obtient alors :

$$\Delta \hat{Q}_i = U_i \left(B_{ii}' + \sum_{m \in [b]} B_{im}' - B_{ii}'' - \sum_{m \in [b]} B_{im}'' \right) \Delta U_i \dots \dots \dots (II.34)$$

De l'équation (II.26), B_{ii}' est égale à :

$$B_{ii}' = - \sum_{m \in [b]} B_{im}' - \sum_{k \in [v]} B_{ik}' \dots \dots \dots (II.35)$$

où :

[v] : ensemble des nœuds externes de type P-V.

De l'équation (II.29) B_{ii}'' est égale à :

$$B_{ii}'' = - \sum_{m \in [b]} B_{im}'' \dots \dots \dots (II.36)$$

En introduisant les deux équations (II.35) et (II.36) dans (II.34), on obtient :

$$\Delta \hat{Q}_i = -U_i \left(\sum_{k \in [v]} B_{ik}' \right) \Delta U_i = U_i \hat{B}_i \Delta U_i = U_i \hat{B}_i (U_i - U_i^0) \dots \dots \dots (II.37)$$

où :

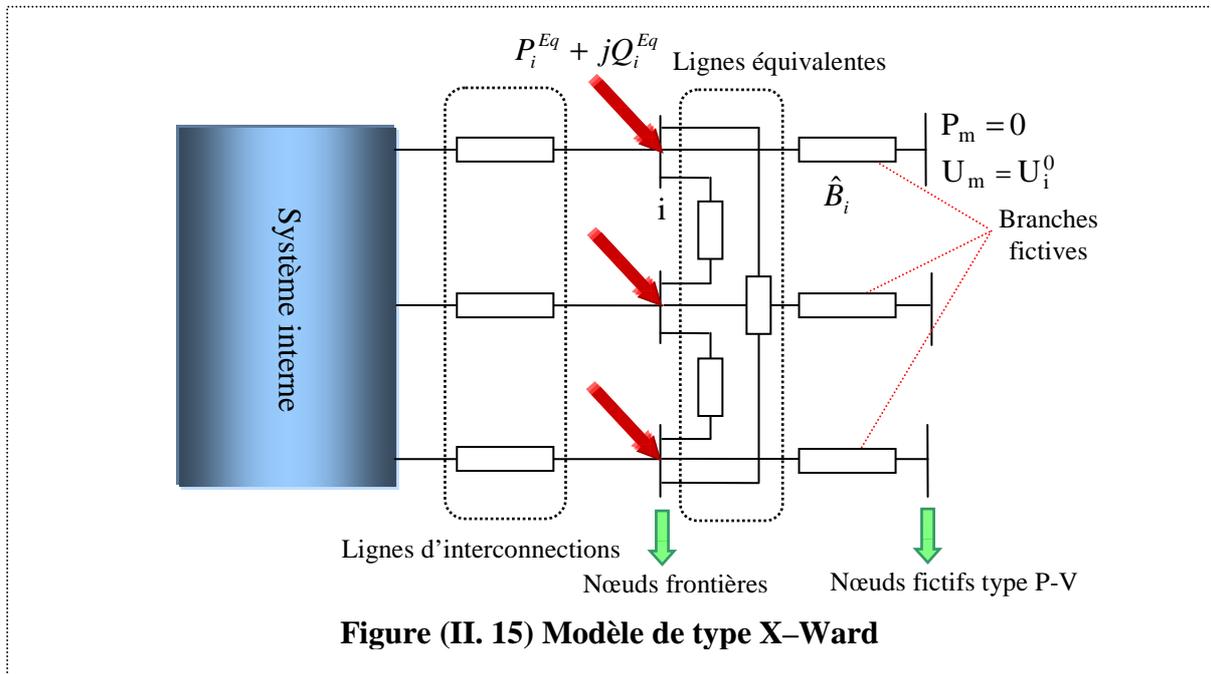
U_i^0 : module de tension au nœud frontière i avant l'occurrence du défaut.

U_i : module de tension au nœud frontière après le défaut.

\hat{B}_i : susceptance équivalente du $i^{i\text{ème}}$ nœud frontière.

Du point de vue de la théorie des circuits électriques, la réponse en puissance réactive de post-contingence du système externe supprimé peut être compensée en utilisant une branche

fictive et un nœud fictif de type (P-V) pour chaque nœud frontière, comme le montre la figure (II.6). Ce modèle, qui unit la simplicité de Ward équivalent et la précision de P-V Ward équivalent, est appelé « extended Ward equivalent », et il est illustré par la figure (II.15).



Remarques :

- Tous les nœuds fictifs de type (P-V) ajoutés au modèle ont des injections de puissance active égales à zéro.
- Les nœuds fictifs réagissent soit avec la fourniture de la puissance réactive si les modules de tension des nœuds frontières sont plus élevés que ceux de ces nœuds avant l'occurrence du défaut, soit avec l'absorption de la puissance réactive si les modules de tension des nœuds frontières sont moins élevés que ceux de ces nœuds avant l'occurrence du défaut. En effet, ce mécanisme constitue l'avantage principal de ce modèle par rapport aux deux modèles précédents (Ward-admittance et Ward).

Le cas d'étude ci-après illustre l'efficacité de ce mécanisme.

B.V. Application au réseau test IEEE-39 nœuds divisé en deux zones de réglage A et B

Comme nous l'avons constaté dans les sections précédentes, les résultats des analyses de la sécurité statique de la zone A obtenus en modélisant la zone B par son modèle de type Ward-admittance puis par son modèle de type Ward, ne sont pas suffisamment précis. En réalité, Les résultats sont imprécis surtout quand il s'agit des modules de tension des nœuds P-Q de la zone A et des transits des puissances réactives dans les lignes de la zone A. En effet,

en utilisant le modèle Ward–admittance de la zone B, l'analyse de la sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la déconnexion du générateur 37 donne une erreur positive maximale de tension de 0.688% pour le nœud 3, et une erreur négative maximale de la puissance réactive de -14.95% pour la ligne 3-4.

De plus, l'analyse de la sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la déconnexion de la ligne 15-16 donne une erreur négative maximale de tension de -1.0946% pour le nœud 3 et une erreur positive maximale de la puissance réactive de 29.7% pour la ligne 3-4. Encore une fois, en utilisant le modèle Ward de la zone B, l'analyse de sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la déconnexion du générateur 37 donne une erreur positive maximale de tension de 0.7273% pour le nœud 3 et une erreur négative maximale de la puissance réactive de -15.4% pour la ligne 3-4.

Enfin, l'analyse de la sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la déconnexion de la ligne 15-16 montre une erreur négative maximale de tension de -0.9821% pour le nœud 3 et une erreur positive maximale de la puissance réactive de 26.9% pour la ligne 3-4.

L'enjeu donc est d'essayer de réduire d'une manière significative ces erreurs en utilisant un nouveau modèle réduit dit "modèle X-Ward", au lieu du modèle Ward–admittance ou du modèle Ward pour remplacer le modèle complet de la zone B comme le montre la figure (II.16).

Les valeurs des paramètres passifs du modèle X-Ward (soit les valeurs des résistances et des réactances des impédances connectées entre les nœuds frontières et celles des réactances des branches fictives liant les nœuds frontières avec les nœuds fictifs de type P–V) sont données dans le tableau (II.1) de l'annexe (II), alors que les valeurs des paramètres actifs du modèle X-Ward (soit les valeurs des injections des puissances actives/réactives aux nœuds frontières) sont données dans le tableau (II.2) de l'annexe (II). En effet, les paramètres passifs et ceux actifs du modèle X-Ward de la zone B ont été calculés via la troisième fonction élémentaire du programme développé dans l'annexe (II).

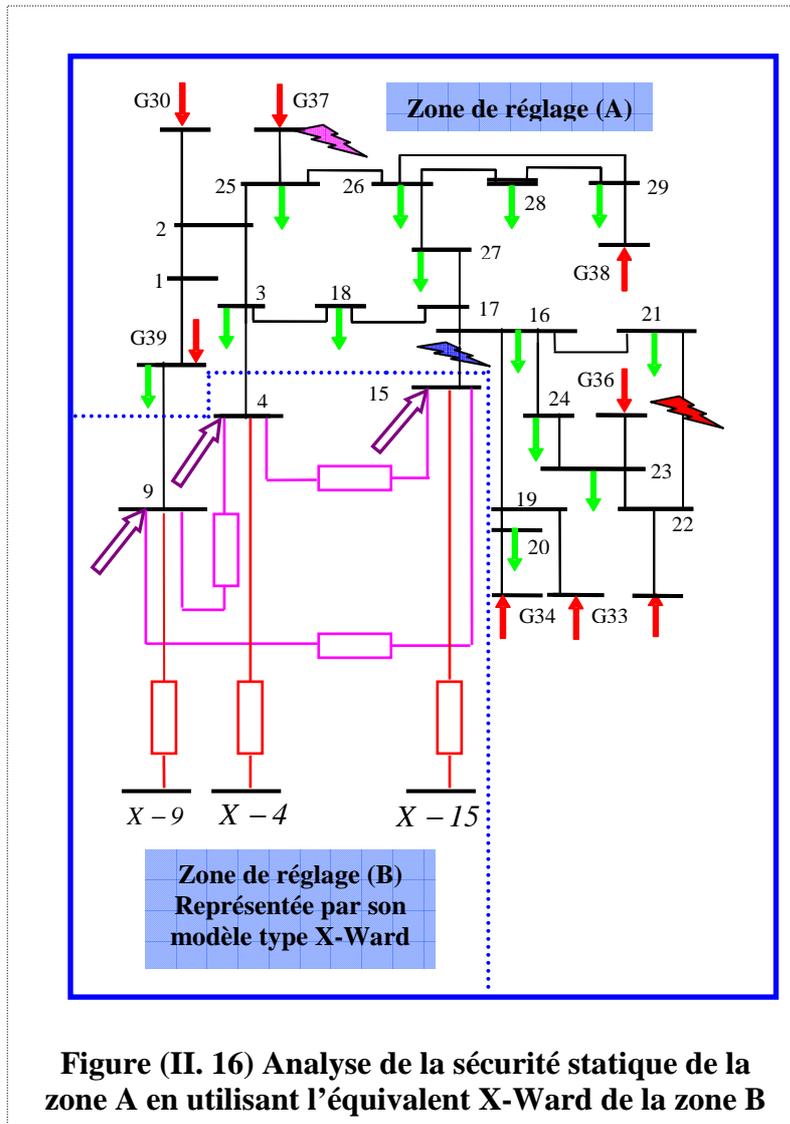


Figure (II. 16) Analyse de la sécurité statique de la zone A en utilisant l'équivalent X-Ward de la zone B

La performance du modèle X-Ward de la zone B a été testée en évaluant la sécurité statique de la zone A vis-à-vis des mêmes contingences déjà évaluées (déconnexion de la ligne 21-22, de la ligne 15-6 et du générateur 37) en utilisant les modèles Ward-admittance et Ward de la zone B.

Le tableau (II.11) de l'annexe (II) présente les résultats de l'analyse de la sécurité de la zone A pour les trois contingences, concernant les transits des puissances actives/réactives sur les lignes de la zone A.

Les équations (II.38) et (II.39) permettent de calculer respectivement les erreurs relatives de la puissance active et celles de la puissance réactive des lignes de la zone A pour chacune des trois contingences considérées.

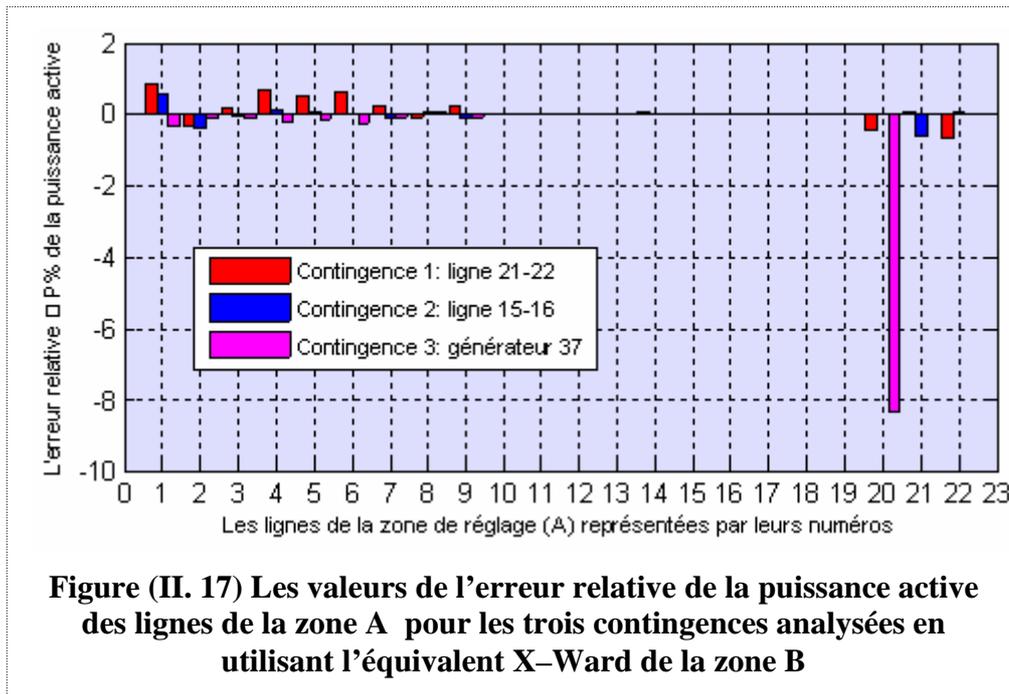
$$\Delta P_{ki}^{(X-w)} \% = \frac{P_{ki}^{(X-w)} - P_{ki}^{(COM)}}{S_{i(LIM)}} \cdot 100 \dots\dots\dots(II.38)$$

$$\Delta Q_{ki}^{(X-W)} \% = \frac{Q_{ki}^{(X-W)} - Q_{ki}^{(COM)}}{S_{i(LIM)}} 100 \dots\dots\dots(II.39)$$

où :

$P_{ki}^{(X-W)}$, $Q_{ki}^{(X-W)}$: représentent les transits de puissance active/réactive sur la $i^{ième}$ ligne de la zone A résultant de l'analyse de la sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la $k^{ième}$ contingence en représentant la zone B par son modèle X-Ward.

Les figures (II.17) et (II.18) montrent respectivement les erreurs relatives de la puissance active et celles de la puissance réactive des lignes de la zone A.



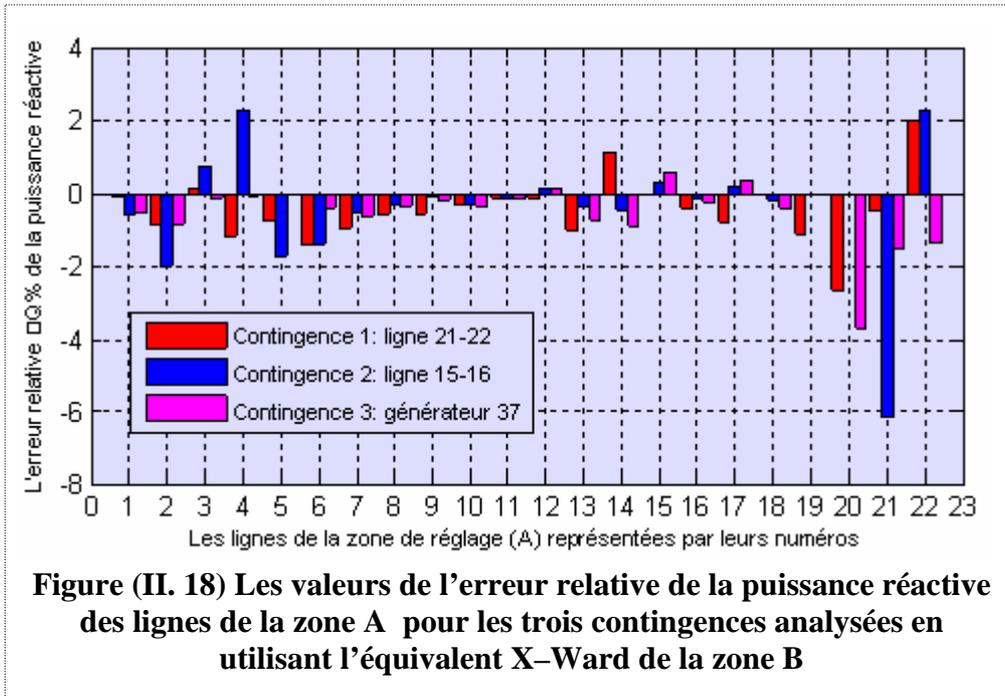


Figure (II. 18) Les valeurs de l'erreur relative de la puissance réactive des lignes de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l'équivalent X-Ward de la zone B

Les résultats de l'analyse de la sécurité statique de la zone A qui concernent les modules de tension des nœuds P-Q de la zone A sont fournis dans le tableau (II.12) de l'annexe (II).

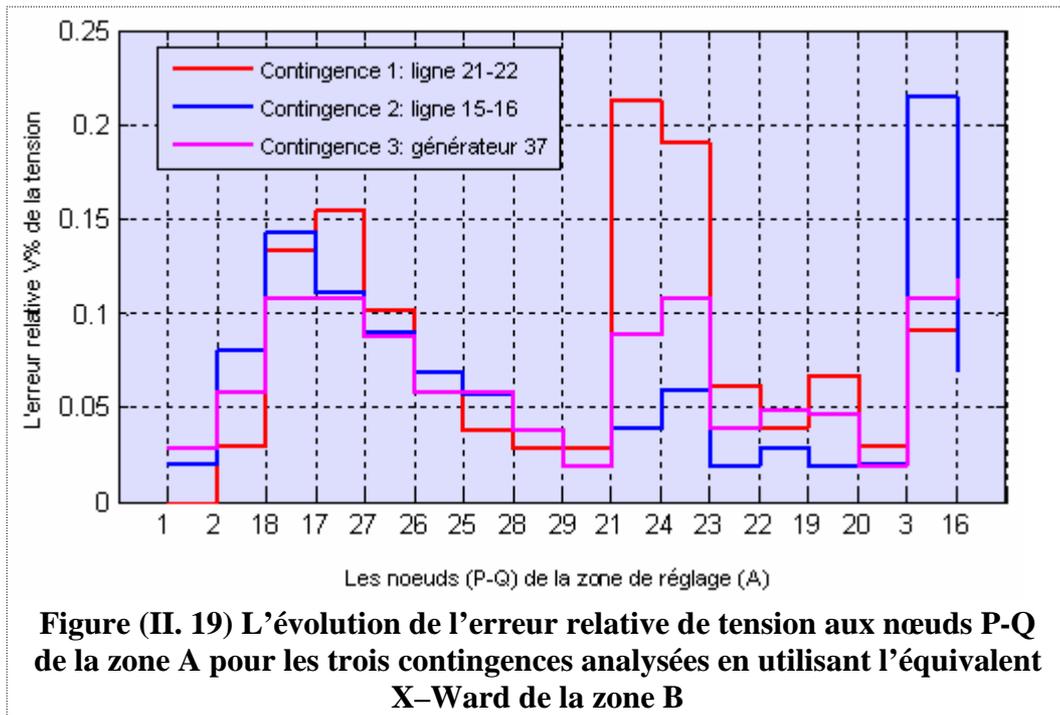
Les erreurs relatives de tension des nœuds P-Q de la zone A, résultant de l'analyse de la sécurité statique de la zone A en utilisant le modèle X-Ward de la zone B, peuvent être calculées par l'équation (II.40).

$$\Delta V_{kj}^{(X-w)} \% = \frac{V_{kj}^{(X-w)} - V_{kj}^{(COM)}}{V_{kj}^{(COM)}} \cdot 100 \dots\dots\dots(II.40)$$

où :

$V_{kj}^{(X-w)}$: Le module de tension en kV du $j^{ième}$ nœud de la zone A résultant de l'analyse de la sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la $k^{ième}$ contingence en représentant la zone B par son modèle X-Ward.

Les évolutions de l'erreur relative de tension des nœuds P-Q de la zone A pour les trois contingences sont montrées dans la figure (II.19).



II.7.2. Méthode d'équivalent de type REI

La méthode équivalente REI ("*Radial Equivalent Independant*" en anglais) a été développée par P_DIMO dans les années 1970 [DIMO, 1971]. Cette méthode a comme origine les concepts de l'analyse nodale des réseaux d'énergie. Elle est basée sur une réduction géométrique massive des grands systèmes modernes d'énergie, réduction par laquelle on obtient un changement de structure, tout en conservant la nature du système réel et ses éléments essentiels [DIMO, 1975], [DIMO, 1981]. Dans ce qui suit, on présente les deux modèles de base de cette méthode [TINN, 1977], [OATT, 1990].

A. REI à un nœud fictif

Cette méthode consiste à remplacer l'ensemble des nœuds du réseau externe par un réseau auxiliaire linéaire, dit "à bilan nul". La référence [DIMO, 1981] explique clairement l'origine et les concepts du réseau à bilan énergétique nul. Pour construire ce modèle, toutes les injections de puissance (active/réactive) sont retirées des nœuds extérieurs et regroupées sur un ou plusieurs nouveaux nœuds fictifs REI. Les nœuds extérieurs deviennent ensuite passifs et seront éliminés par la méthode d'élimination Gaussienne. Le réseau réduit ne contient que les nœuds du réseau à étudier et un nœud fictif. En théorie, la perte totale du réseau est égale à zéro.

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

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

$$S_f = \sum_{i \in E} S_i \dots\dots\dots(\text{II.41})$$

- On linéarise toutes les charges du réseau externe en les remplaçant par des admittances Y_{0K} ($k =$ nombre de noeuds du réseau externe E) entre les nœuds du réseau externe et un nœud supplémentaire à bilan nul (nommé « nœud 0 »).
- Finalement, on ajoute une admittance (nommé y_{0f}) entre le nœud 0 et le nœud f telle que les pertes dans celle-ci compensent exactement les pertes dans les branches entre le nœud 0 et les nœuds externes.

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

$$I_{f0} = \sum_{K \in E} I_{0K} \dots\dots\dots(\text{II.42})$$

$$S_f = \sum_{K \in E} S_K \dots\dots\dots(\text{II.43})$$

$$S_K = S_{Kg} - S_{Kc} \dots\dots\dots(\text{II.44})$$

I_{0K} : courant circulant entre le nœud 0 à bilan nul et le $k^{\text{ième}}$ nœud externe

I_{f0} : courant circulant entre le nœud 0 à bilan nul et le nœud fictif f

S_K : puissance apparente injectée au $k^{\text{ième}}$ nœud externe.

S_{Kg} : puissance apparente produite au $k^{\text{ième}}$ nœud externe.

S_{Kc} : puissance apparente consommée au $k^{\text{ième}}$ nœud externe.

Les charges du réseau extérieur sont linéarisées en utilisant les équations suivantes :

$$I_f = I_{f0} = \frac{S_f^*}{U_f^*} = y_{0f} (U_f - U_0) \dots\dots\dots(\text{II.45})$$

$$I_{0K} = \frac{S_K^*}{U_K^*} = y_{0K} (U_0 - U_K) \dots\dots\dots(\text{II.46})$$

$$U_f = \frac{S_f}{I_{f0}^*} \dots\dots\dots(\text{II.47})$$

$$y_{0f} = \frac{I_{f0}}{\left(\frac{S_f}{I_{f0}^* - U_0} \right)} \dots\dots\dots(\text{II.48})$$

$$y_{0K} = \frac{S_K^*}{(U_K^* (U_0 - U_K))} \dots\dots\dots(\text{II.49})$$

U_0 : tension du nœud à bilan nul 0 par rapport à la terre.

U_f : tension du nœud fictif f par rapport à la terre.

Les équations (II.48) et (II.49) peuvent être simplifiées en faisant $U_0=0$ soit :

$$y_{0f} = \frac{I_{f0}^2}{S_f} = \frac{I_{f0}^2}{\sum_{K \in E} S_K} \dots\dots\dots(II.50)$$

$$y_{0K} = - \frac{S_K^*}{U_K^2} \dots\dots\dots(II.51)$$

où : U_K : tension des nœuds du réseau externe. Ces tensions peuvent être déterminées avec l'estimation d'état (application en ligne) ou fixées à la valeur du point de fonctionnement.

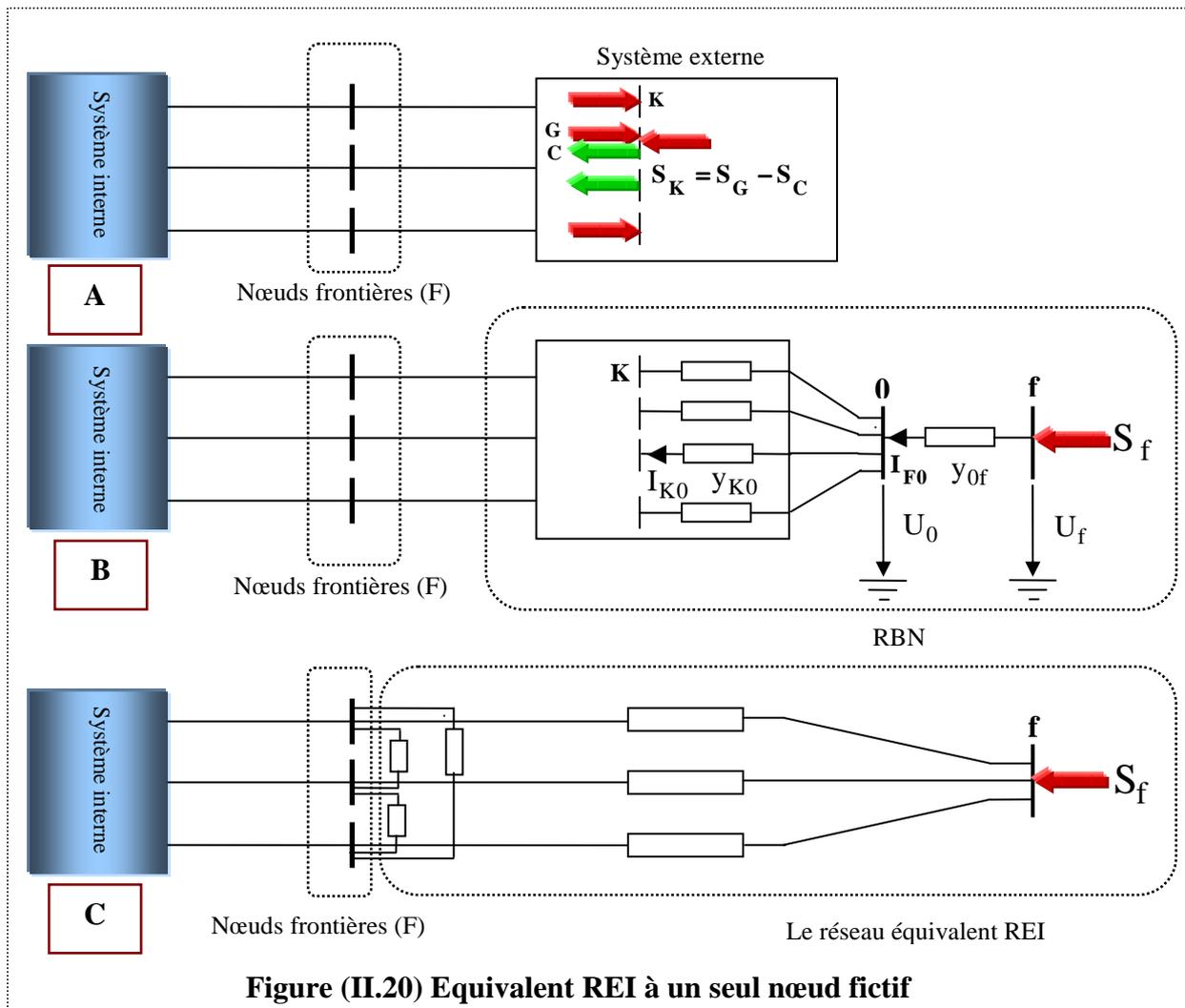


Figure (II.20) Equivalent REI à un seul nœud fictif

En ajoutant le réseau à bilan nul (RBN) au réseau externe comme le montre la figure (II.20 – B), on obtient l'équation matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} Y_{EE} & Y_{E0} & 0 & Y_{EF} \\ Y_{0E} & Y_{00} & -y_{0f} & 0 \\ Y_{fE} & -y_{0f} & Y_{ff} & 0 \\ Y_{fE} & 0 & 0 & Y_{FF} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_E \\ U_0 = 0 \\ U_f \\ U_F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ I_f \\ I_F \end{bmatrix} \dots\dots\dots(\text{II.52})$$

avec:

$$Y_{00} = y_{0f} + \sum_{K \in E} y_{K0} \dots\dots\dots(\text{II.53})$$

$$Y_{ff} = y_{0f} \dots\dots\dots(\text{II.54})$$

Y_{00} : admittance propre du nœud à bilan nul 0

Y_{ff} : admittance propre du nœud fictif f

Après l'introduction du réseau RBN, les nœuds externes deviennent tous des nœuds passifs (à injections nulles) et on peut donc tous les éliminer par une élimination de Gauss, ainsi que le nœud 0. On ne garde donc que le nœud f et les nœuds frontière (F). Alors, on obtient :

$$Y'_{ff} U_f + [Y'_{fF}] [U_F] = I_f \dots\dots\dots(\text{II.55})$$

$$[Y'_{FF}] U_f + [Y'_{FF}] [U_F] = [I_F] \dots\dots\dots(\text{II.56})$$

Y'_{ff} : matrice admittance des nœuds frontières – nœud fictif f obtenue après avoir éliminé tous les nœuds du système externe et le nœud à bilan nul 0

Y'_{FF} : matrice admittance des nœuds frontières obtenue après avoir éliminé tous les nœuds du système externe et le nœud à bilan nul 0

Y'_{ff} : admittance propre du nœud fictif f obtenue après avoir éliminé tous les nœuds du système externe et le nœud à bilan nul 0

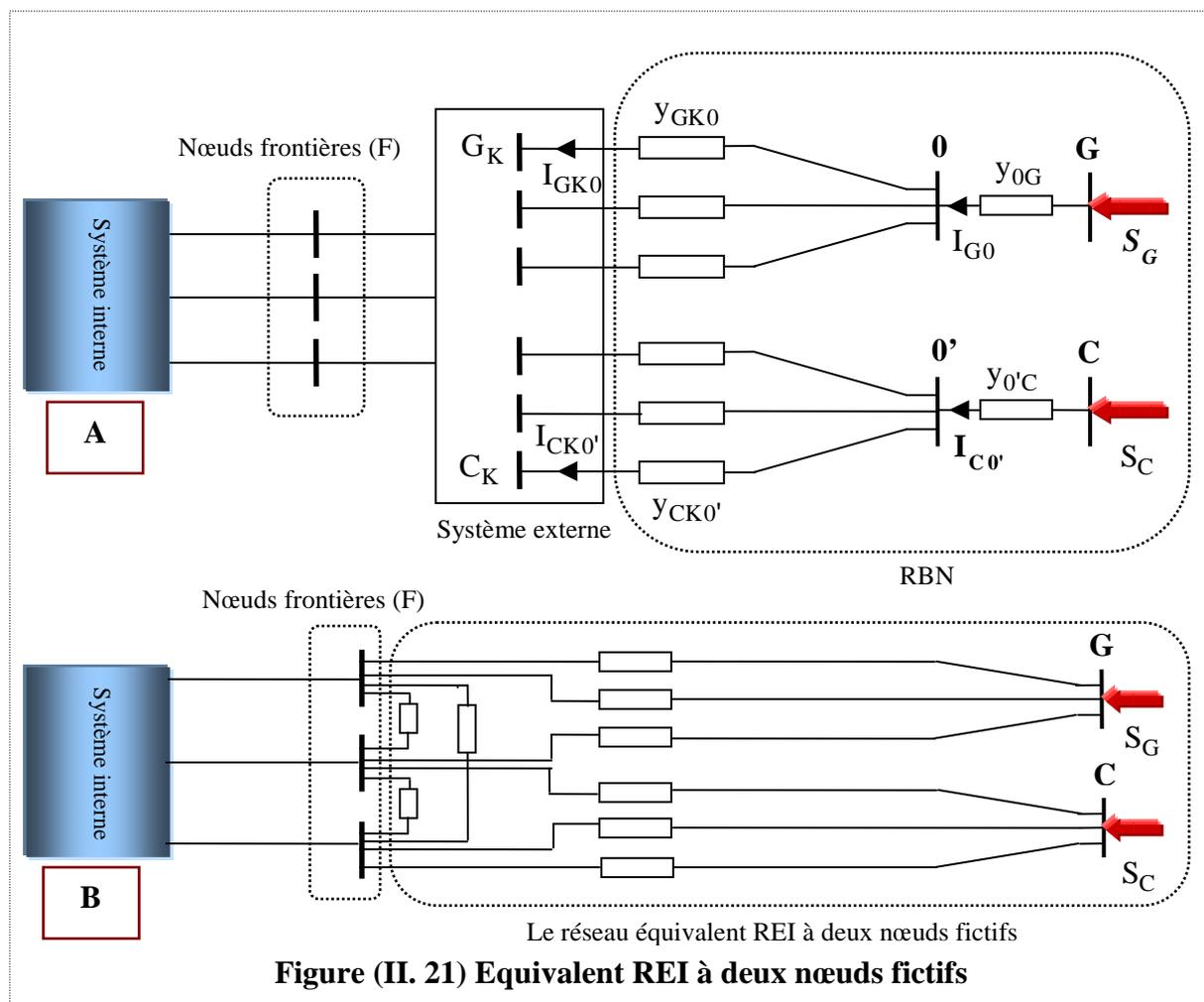
Le réseau réduit comprend les nœuds du réseau à étudier, les nœuds frontières et le nœud fictif f (voir la figure (II.20 – C)).

Remarque : En utilisant la quatrième fonction élémentaire du programme développé dans l'annexe (II), on calcule les paramètres du modèle REI à un nœud fictif de la zone B. Les valeurs de ces paramètres sont affichées dans les tableaux (II.3) et (II.4) de l'annexe (II). En effet, dans le tableau (II.3), on constate l'apparition de résistances avec des valeurs négatives pour le modèle REI à un nœud fictif de la zone B. La raison de ceci est expliquée dans la section suivante. Par conséquent, l'analyse de la sécurité statique de la zone A en représentant la zone B par son modèle de type REI à un nœud fictif n'est pas possible.

B. REI à deux nœuds fictifs

On trouvera aussi des équivalents REI à deux nœuds fictifs, l'un de type générateur (G), l'autre de type consommateur (C), figure (II.21). D'une manière générale, la procédure de construction de cet équivalent est similaire à celle de l'équivalent REI à un seul nœud fictif. Mais à la différence de l'équivalent REI à un seul nœud fictif, l'équivalent REI à deux nœuds fictifs regroupe tous les nœuds du système externe fournissant de la puissance dans le nœud générateur G, et tous les nœuds absorbant de la puissance sont rassemblés dans le nœud C.

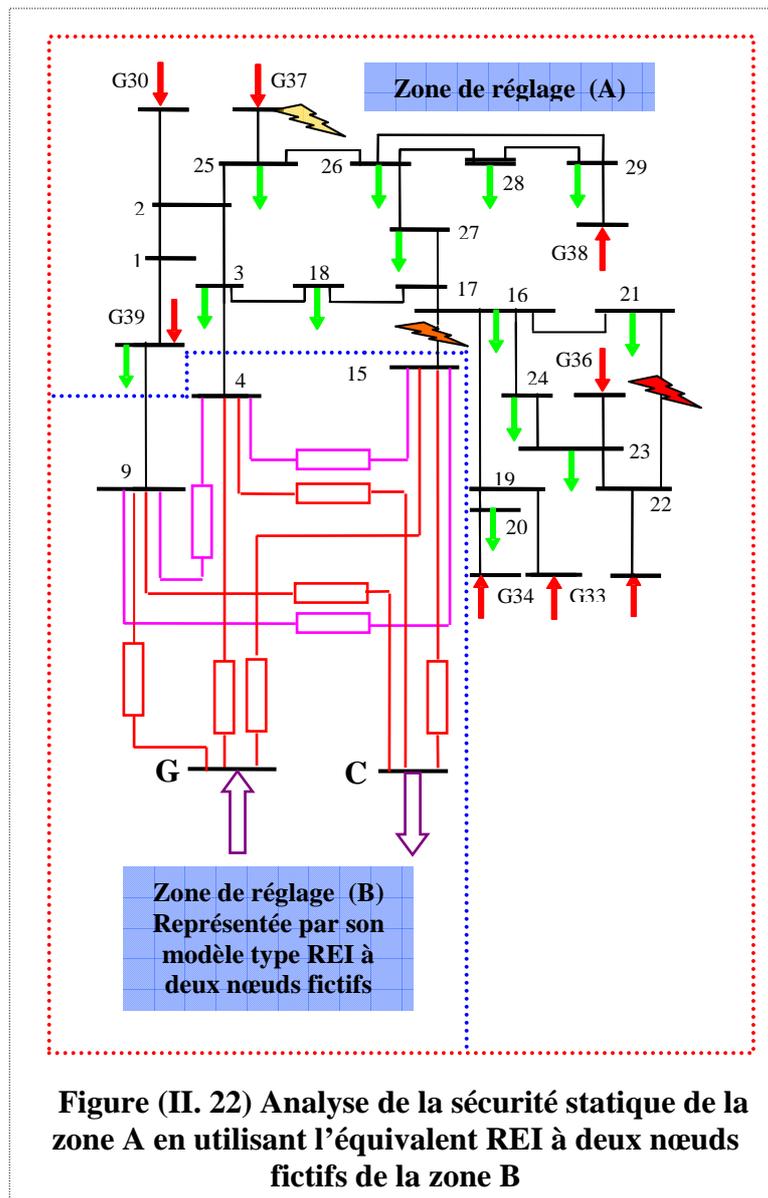
Dans les deux modèles de cette méthode, le point de fonctionnement est intégré dans les admittances des branches du réseau REI. Par conséquent, après la réduction, le modèle REI dépend non seulement des données topologiques du réseau externe, mais aussi du point de fonctionnement du réseau extérieur. Cela présente un inconvénient majeur des modèles de type REI, car cela complique la procédure de la mise à jour de ces modèles qui est nécessaire pour l'application en ligne.



A partir de l'équation (II.41), on déduit que la méthode REI (les deux modèles de cette méthode) conserve théoriquement les pertes dans le réseau externe. Cependant, puisque les admittances du réseau à bilan nul sont déterminées à partir des injections de puissance aux noeuds du réseau externe, le rapport R/X diffère de celui du réseau réel. Les admittances du réseau équivalent peuvent donc être négatives ou prendre une grande valeur, ce qui complique la convergence lors du calcul de répartition de charge. Cela constitue l'inconvénient principal des modèles de la famille REI par rapport aux modèles de la famille Ward. Par contre, la représentation du réseau extérieur par un nœud fictif permet de considérer l'effet du réglage de la puissance réactive et d'obtenir de meilleurs résultats pour l'analyse des contingences (le principal avantage des modèles de la famille REI). Cet avantage est prouvé par le cas d'étude ci-après.

B.I. Application au réseau test IEEE-39 nœuds divisé en deux zones de réglage A et B

Le dernier modèle que l'on a testé dans le cadre de cette thèse est celui correspondant au REI à deux nœuds fictifs de la zone B qui remplace à son tour le modèle détaillé de cette zone comme le montre la figure (II.22).



Les valeurs des paramètres passifs de ce modèle (soit les valeurs des résistances et des réactances des impédances liant les nœuds frontières entre eux et celles des résistances et des réactances des impédances liant les nœuds fictifs G, C avec les nœuds frontières) sont fournies dans le tableau (II.3) de l'annexe (II), alors que les valeurs des paramètres actifs de ce modèle (soit, les valeurs des injections des puissances actives/réactives aux nœuds fictifs G, C) sont

fournies dans le tableau (II.4) de l'annexe (II). En effet, les paramètres de ce modèle sont obtenus à la sortie de la cinquième fonction élémentaire du programme développé dans l'annexe (II).

Dans ce cas aussi, la sécurité statique de la zone A est évaluée vis-à-vis des mêmes contingences déjà évaluées en utilisant les autres modèles réduits (Ward–admittance, Ward, X-Ward) de la zone B. Les transits des puissances actives/réactives sur les lignes de la zone A, résultant de l'analyse de la sécurité statique de la zone A pour les trois contingences montrées dans la figure (II.22) en utilisant le modèle REI à deux nœuds fictifs de la zone B, sont données dans le tableau (II.13) de l'annexe (II).

En employant les équations (II.57) et (II.58), on obtient respectivement les erreurs relatives des puissances actives et celles des puissances réactives des lignes de la zone A dues à la modélisation de la zone B par son modèle statique réduit de type REI à deux nœuds fictifs lorsqu'on analyse la sécurité statique de la zone A.

$$\Delta P_{ki}^{(REI)} \% = \frac{P_{ki}^{(REI)} - P_{ki}^{(COM)}}{S_{i(LIM)}} 100 \dots\dots\dots(II.57)$$

$$\Delta Q_{ki}^{(REI)} \% = \frac{Q_{ki}^{(REI)} - Q_{ki}^{(COM)}}{S_{i(LIM)}} 100 \dots\dots\dots(II.58)$$

où :

$P_{ki}^{(REI)}$, $Q_{ki}^{(REI)}$: représentent les transits de puissance active/réactive sur la $i^{ième}$ ligne de la zone A résultant de l'analyse de sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la $k^{ième}$ contingence en représentant la zone B par son modèle REI à deux nœuds fictifs.

Schématiquement, les erreurs relatives des puissances actives des lignes de la zone A sont illustrées dans la figure (II.23), et les erreurs relatives des puissances réactives des lignes de la zone A sont illustrées dans la figure (II.24).

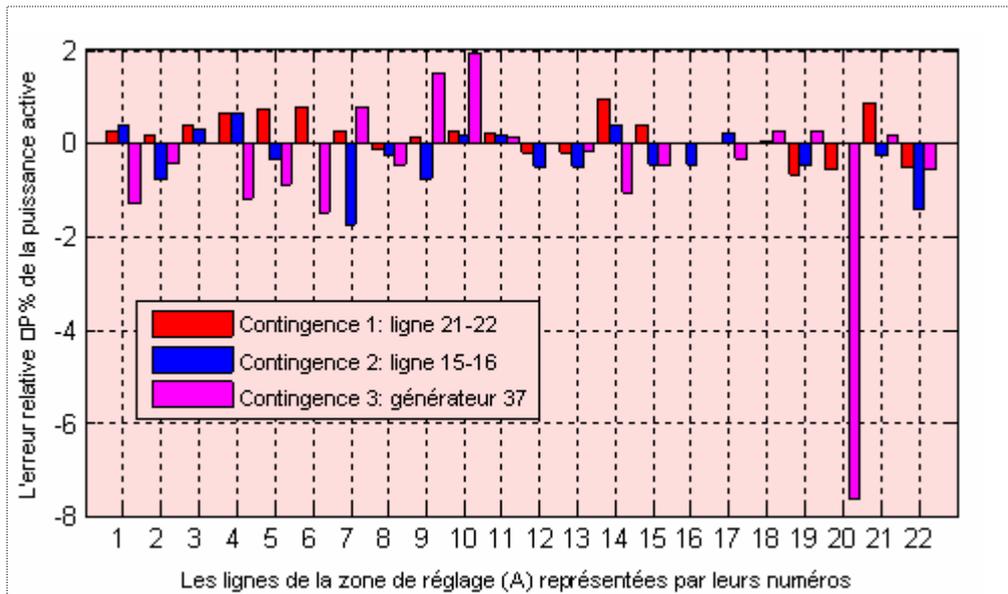


Figure (II. 23) Les valeurs de l'erreur relative de la puissance active des lignes de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l'équivalent REI à deux nœuds fictifs de la zone B

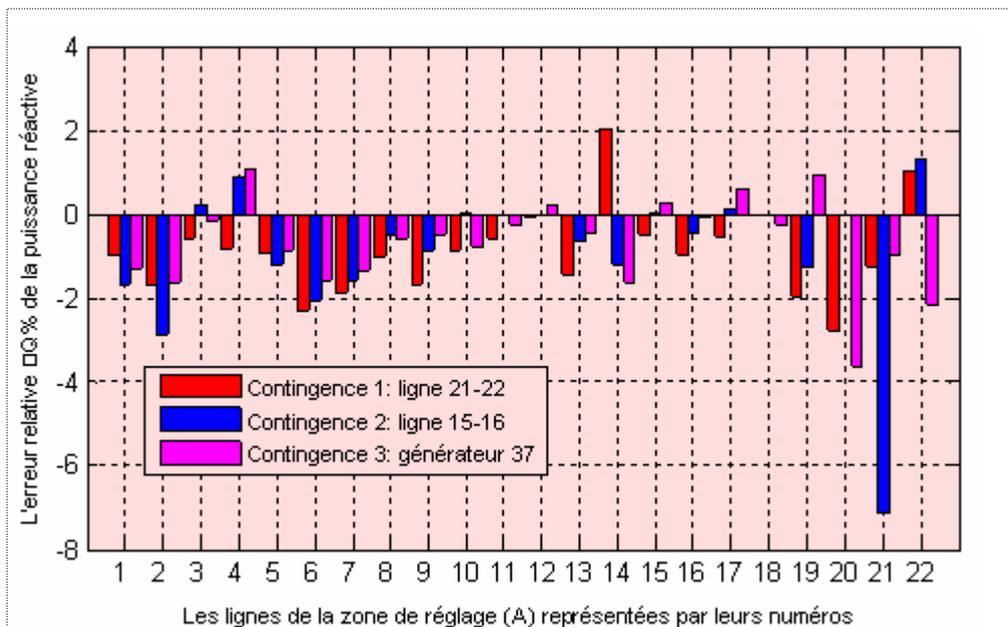


Figure (II. 24) Les valeurs de l'erreur relative de la puissance réactive des lignes de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l'équivalent REI à deux nœuds fictifs de la zone B

Le tableau (II.14) dans l'annexe fournit les modules de tension en kV des nœuds P-Q de la zone A résultant de l'analyse de la sécurité statique de la zone A pour les trois contingences montrées dans la figure (II.22) en utilisant le modèle REI à deux nœuds fictifs de la zone B.

L'équation (II.59) permet de calculer les erreurs relatives de tension des nœuds P-Q de la zone A dues à la modélisation de la zone B par son modèle statique réduit de type REI à deux nœuds fictifs lorsque l'on analyse la sécurité statique de la zone A.

$$\Delta V_{ki}^{(REI)} \% = \frac{V_{kj}^{(REI)} - V_{kj}^{(COM)}}{V_{kj}^{(COM)}} 100 \dots\dots\dots(II.59)$$

où :

$V_{kj}^{(REI)}$: module de tension en kV du j^{ième} nœud de la zone A résultant de l'analyse de sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la k^{ième} contingence en représentant la zone B par son modèle REI à deux nœuds fictifs.

Schématiquement, les erreurs relatives de tension des nœuds P-Q de la zone A sont représentées par la figure (II.25).

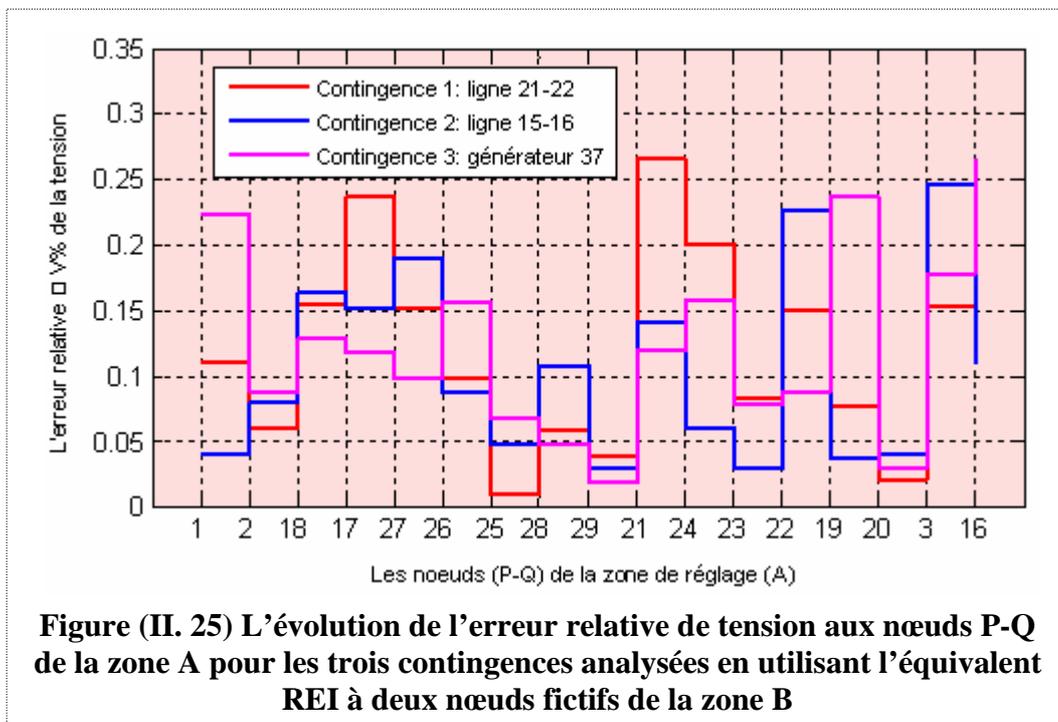


Figure (II. 25) L'évolution de l'erreur relative de tension aux nœuds P-Q de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l'équivalent REI à deux nœuds fictifs de la zone B

En regardant rapidement les différentes courbes dans les quatre figures (II.8), (II.13), (II.19) et (II.25), on constate que les courbes bleues et rouges dans les deux figures (II.19) et (II.25) se situent au-dessus de l'axe des abscisses (il n'y a plus de valeurs négatives pour les erreurs relatives de tension), contrairement aux courbes bleues et rouges dans les figures (II.8) et (II.13). On constate aussi que les valeurs absolues des erreurs relatives de tension dans les figures (II.8) et (II.13) sont bien supérieures à celles enregistrées dans les figures (II.19) et (II.25).

Si on observe aussi les quatre figures (II.7), (II.12), (II.18) et (II.24), concernant les erreurs relatives de la puissance réactive, on remarque que les valeurs absolues des erreurs relatives de la puissance réactive dans les figures (II.18) et (II.24) sont bien inférieures à celles observées dans les figures (II.7) et (II.12). Cela indique clairement que le modèle X-Ward et le modèle REI à deux nœuds fictifs de la zone B sont aptes à modéliser la réaction réelle en puissance réactive du modèle complet de la zone B lorsque l'on analyse la sécurité statique de la zone A.

II.8. Comparaison entre les performances de différents modèles réduits de la zone B (introduction de la notion de l'erreur moyenne absolue)

L'erreur relative de la puissance active (réactive) définie dans les sections précédentes pour les différents modèles réduits de la zone B ne permet pas de donner, pour une contingence donnée, une vision globale de l'erreur de l'ensemble des lignes de la zone A. Cela fait que la comparaison entre les performances des différents modèles reste partielle, car la comparaison entre les performances des différents modèles réduits de la zone B se fait séparément au niveau de l'erreur relative de la puissance active (réactive) de chaque ligne de la zone A. La même chose s'applique à l'erreur relative de tension qui à son tour ne permet pas de donner, pour une contingence donnée, une vision globale de l'erreur de l'ensemble des nœuds P-Q de la zone A. Pour cela, on introduit la notion d'erreur moyenne absolue pour la puissance active, la puissance réactive et la tension. En effet, pour un modèle réduit donné de la zone B et pour chaque contingence analysée de la zone A, l'erreur moyenne absolue de la puissance active (respectivement réactive) est calculée en faisant la somme algébrique des valeurs absolues de l'erreur relative de la puissance active (respectivement réactive) des lignes de la zone A divisée par le nombre de lignes dans cette zone, y compris les lignes d'interconnexion selon les équations (II.60) et (II.61).

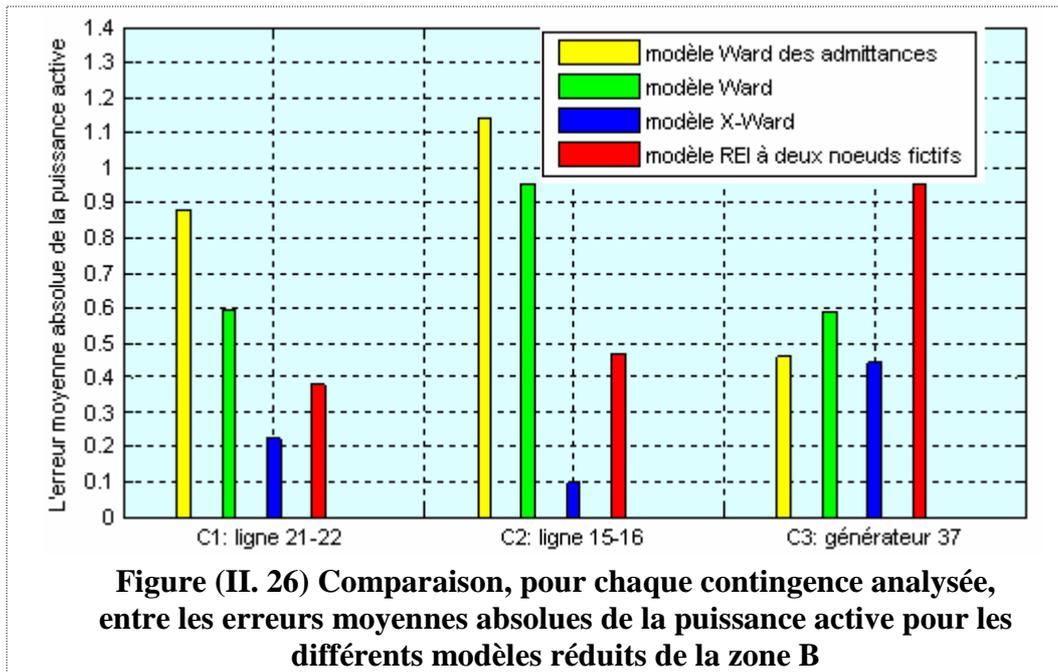
$$\Delta P_{(K)}^{(S)} \% = \frac{\sum_{i=1}^n \left| \Delta P_{(ki)}^{(S)} \% \right|}{n} \dots\dots\dots (II.60)$$

où :
 S= 1, 2, 3, 4
 K=1, 2, 3

n : nombre de lignes dans la zone A soit **n=22**

$\Delta P_{(ki)}^{(s)}\%$: erreur relative de la puissance active sur la $i^{\text{ième}}$ ligne de la zone A résultant de l'analyse de la sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la $k^{\text{ième}}$ contingence en représentant la zone B par son $s^{\text{ième}}$ modèle.

La figure (II.26) montre une comparaison entre les quatre erreurs moyennes absolues de la puissance active, pour chaque contingence analysée de la zone A, obtenues respectivement en modélisant la zone B par son modèle Ward–admittance, son modèle Ward, son modèle X-Ward, et son modèle REI à deux nœuds fictifs.



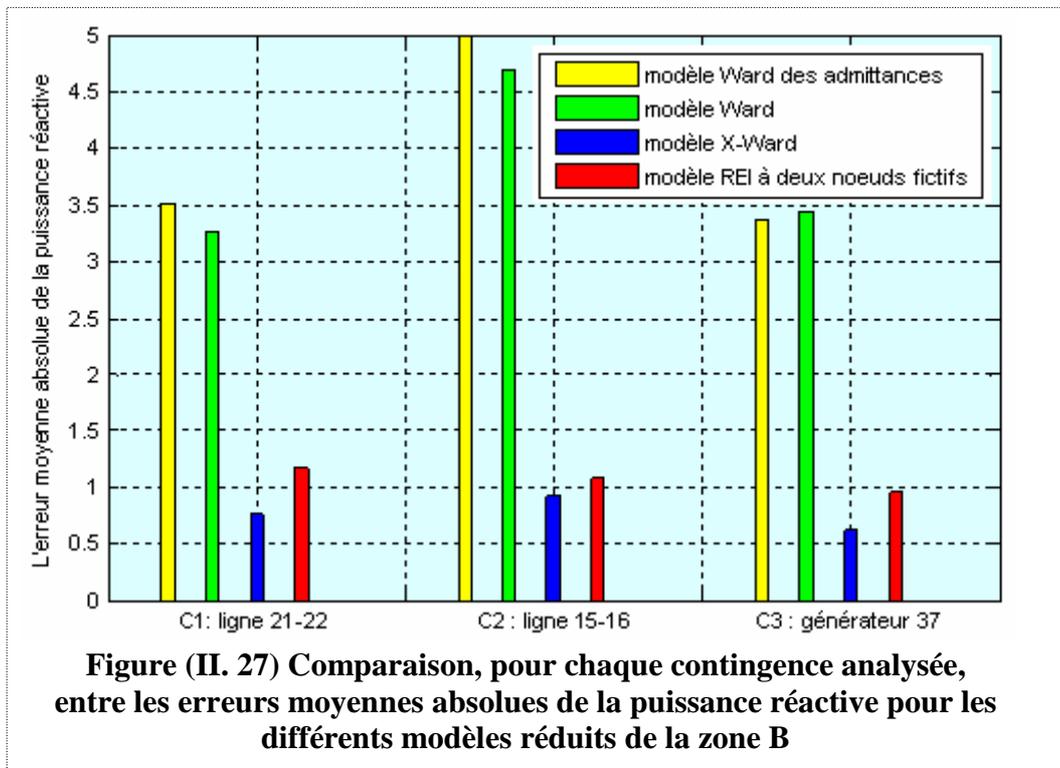
La figure montre que les erreurs moyennes absolues de la puissance active pour les trois contingences analysées de la zone A en utilisant le modèle X-Ward de la zone B sont surtout bien inférieures à celles enregistrées en utilisant le modèle Ward–admittance ou Ward de la zone B.

$$\Delta Q_{(k)}^{(s)}\% = \frac{\sum_{i=1}^n \left| \Delta Q_{(ki)}^{(s)}\% \right|}{n} \dots\dots\dots(\text{II.61})$$

$\Delta Q_{(ki)}^{(s)}\%$: erreur relative de la puissance réactive sur la $i^{\text{ième}}$ ligne de la zone A résultant de l'analyse de sécurité statique de zone A vis-à-vis de la $k^{\text{ième}}$ contingence en représentant la zone B par son $s^{\text{ième}}$ modèle.

La figure (II.27) montre une comparaison entre les quatre erreurs moyennes absolues de la puissance réactive, pour chaque contingence analysée de la zone A, obtenues respectivement

en modélisant la zone B par son modèle Ward–admittance, son modèle Ward, son modèle X-Ward, et son modèle REI à deux nœuds fictifs.



Dans la figure (II.27), on remarque que les erreurs moyennes absolues de la puissance réactive, pour les trois contingences analysées de la zone A, liées au modèle Ward–admittance et au modèle Ward, sont beaucoup plus élevées que celles liées au modèle X-Ward et au modèle REI à deux nœuds fictifs de la zone B.

De la même manière, pour un modèle réduit donné de la zone B et pour chaque contingence analysée de la zone A, on calcule l’erreur moyenne absolue de tension en faisant la somme algébrique des valeurs absolues de l’erreur relative de tension des nœuds P–Q de la zone A divisée par le nombre de nœuds P–Q dans cette zone, y compris les nœuds frontières selon l’équation (II.62).

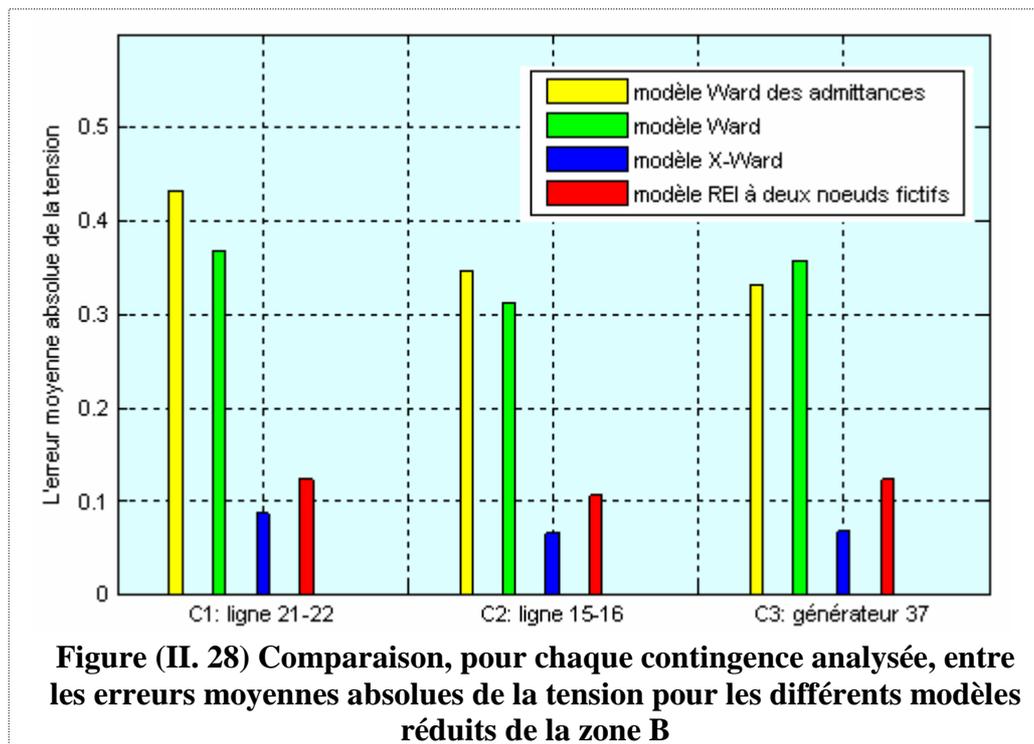
$$\Delta V_{(K)}^{(S)} \% = \frac{\sum_{i=1}^m \left| \Delta V_{(Ki)}^{(S)} \% \right|}{m} \dots\dots\dots(II.62)$$

où :

m : nombre de nœuds P–Q dans la zone A soit **m=17**

$\Delta V_{(K_i)}^{(S)} \%$: erreur relative de tension du $j^{\text{ième}}$ nœud P-Q de la zone A résultant de l'analyse de la sécurité statique de la zone A vis-à-vis de la $k^{\text{ième}}$ contingence en représentant la zone B par son $s^{\text{ième}}$ modèle.

La figure (II.28) montre une comparaison entre les quatre erreurs moyennes absolues de tension, pour chaque contingence analysée de la zone A, obtenues respectivement en modélisant la zone B par son modèle Ward-admittance, son modèle Ward, son modèle X-Ward, et son modèle REI à deux nœuds fictifs.



La figure (II.28) indique clairement que quelle que soit la contingence analysée de la zone A (déconnexion de la ligne 21-22, déconnexion de la ligne d'interconnexion 15-16, déconnexion du générateur 37), l'erreur moyenne absolue de tension est plus petite lorsque la zone B est modélisée par son modèle réduit de type X-Ward. On peut remarquer aussi que, pour une contingence donnée, les erreurs moyennes absolues de tension (pour les modèles X-Ward, REI à deux nœuds fictifs de la zone B) sont bien inférieures à celles obtenues lorsque la zone B est modélisée par son modèle Ward-admittance ou Ward.

Finalement, en regardant les trois figures (II.28), (II.29) et (II.30), on peut déduire que pour l'analyse de la sécurité statique de la zone A, les meilleurs résultats (c'est-à-dire les erreurs moyennes absolues les plus petites de la puissance active, de la puissance réactive, et de la

tension) sont obtenus en modélisant la zone B par son modèle de type X-Ward suivi par le modèle REI à deux nœuds fictifs puis les modèles Ward et Ward–admittance.

II.9. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une explication assez complète des bases théoriques des modèles statiques réduits des réseaux électriques. Nous nous sommes focalisés particulièrement sur les démarches mathématiques permettant de calculer les paramètres passifs et actifs de chacun des équivalents suivants :

- Les équivalents de type Ward.
- Les équivalents de type REI.

Nous avons appliqué ces équivalents sur un cas d'étude. L'étude a consisté à analyser la sécurité statique d'une zone de réglage vis-à-vis de contingences de nature différente en remplaçant à chaque fois l'autre zone de réglage par un des modèles réduits testés de cette zone. L'étude a démontré que les résultats de l'analyse de la sécurité statique sont plus précis, surtout pour les modules de tension aux nœuds P-Q et les transits de la puissance réactive sur les lignes, lorsque le modèle X-Ward ou le modèle REI à deux nœuds fictifs sont utilisés. Pour cette raison, ces deux modèles réduits seront ceux utilisés dans l'analyse en ligne de la sécurité statique qui fait l'objet du chapitre III suivant.

Chapitre III : Développement d'une nouvelle méthode pour l'analyse décentralisée de la sécurité des systèmes interconnectés

III.1. Introduction

A l'heure actuelle, la sécurité des grands systèmes électriques interconnectés souffre de l'absence d'un coordinateur central pour l'ensemble des zones de réglage constituant de tels systèmes. En effet, la présence d'un tel coordinateur de sécurité permettrait de détecter, pour chacune des zones de réglage sous sa responsabilité, non seulement les contingences internes dangereuses, mais aussi les contingences externes dangereuses. Un bon exemple d'un problème de sécurité des systèmes électriques causé par ce type des contingences est le blackout d'Italie en 2003 qui a été occasionné par une contingence qui s'est produite sur une ligne du réseau Suisse. Or, le coût économique élevé et la complexité technique et administrative entre autres, rendent très difficile la tâche de créer un coordinateur central pour les grands systèmes électriques interconnectés.

Dans ce contexte, il est important d'indiquer que en Europe le premier centre de conduite régional commun à plusieurs GRTs nationaux dit CORESO a été créé à Bruxelles le 19 décembre 2008 par le GRT français (RTE), le GRT belge (ELIA) et le GRT britannique (National Grid). En effet, dès sa création jusqu'au juillet 2009, CORESO a mis à la disposition des centres nationaux de contrôle de la France, de la Belgique et de l'Angleterre des services intégrés d'analyse prévisionnelle relatifs à la sécurité des réseaux de transport de ces trois pays (dans l'après-midi pour le lendemain), 7 jours sur 7. A partir de juillet 2009, le centre est opérationnel 24 heures sur 24 et il fournit en continu des services d'analyse de la sécurité et de surveillance des réseaux de transport de ces trois pays [CORE, INT].

Aujourd'hui, en l'absence d'un coordinateur central sur l'ensemble du réseau interconnecté, l'analyse en ligne de la sécurité statique/dynamique d'un système constitué de plusieurs zones de réglage interconnectées est effectuée d'une manière distribuée et indépendante au niveau de l'opérateur de chaque zone de réglage [SHAH, 2003], [WEHE, 2006] ou dans le meilleur des cas au niveau d'un centre de contrôle régional commun qui regroupe un petit nombre des GRTs comme dans le cas de CORESO.

Chaque opérateur déclare que son système est dans un état sécurisé si la règle de sécurité « N-1 » de sa zone est respectée sans prendre en compte la possibilité de l'existence des autres

contingences originaires des autres zones de réglage (contingences externes) qui peuvent poser un problème de sécurité pour sa zone. Autrement dit, chaque opérateur se contente d'analyser la sécurité de sa zone uniquement vis-à-vis de ses contingences internes.

Cette situation est particulièrement le cas de l'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) où les GRTs (gestionnaires des réseaux de transport) de ce système n'ont pas un coordinateur de sécurité central qui peut analyser la sécurité de chaque GRT vis-à-vis de ses contingences internes et externes [DYLI, 2007], [UCTE, 2009]. Aussi, le grand système électrique interconnecté en Amérique du Nord ne possède pas un coordinateur unique de sécurité pour l'ensemble de ses grandes zones de réglage, dites RTOs (Regional Transmission Organizations) [DYLI, 2007], [NERC, 2009].

De ce fait, la dernière vague de pannes généralisées (*blackouts* en anglais), qui a touché en particulier les grands systèmes électriques interconnectés en Amérique du Nord et en Europe [USC, 2004], [UCTE, 2003] a confirmé l'insuffisance des pratiques actuelles adoptées par les opérateurs pour l'évaluation en ligne de la sécurité de leurs zones de réglage.

En effet, le véritable point faible de ces pratiques réside essentiellement dans le faible niveau de coopération et de coordination entre les opérateurs [HIRS, 1999], [MORI, 2004] qui se manifeste principalement par le fait que ces opérateurs n'échangeaient pas entre eux les données nécessaires permettant à chacun d'entre eux d'évaluer l'impact des contingences externes sur sa propre zone de réglage. Par conséquent, la sécurité de chaque zone de réglage du système interconnecté reste vulnérable à l'égard de ses contingences externes.

En effet, malgré la création de CORESO, il est difficilement envisageable à court et à moyen termes (pour les raisons mentionnées ci-dessus) que l'ensemble des GRTs de l'ENTSO-E se mettent d'accord sur la création d'un coordinateur central de sécurité. Par conséquent, étant donné l'insuffisance des centres de contrôle régionaux car leur activité d'analyse de sécurité se limite uniquement à une partie du système interconnecté, et les nouvelles contraintes d'exploitation des grands systèmes électriques actuels (les nouvelles contraintes d'exploitation sont développées au paragraphe (I.6)), les GRTs ont besoin de toute urgence d'une solution alternative qui peut se substituer à l'existence d'un tel coordinateur.

Cette solution doit surtout leur permettre d'éliminer la vulnérabilité de leurs zones de réglage à l'égard de leurs contingences externes. En effet, la solution que l'on propose dans ce chapitre se base essentiellement sur l'idée de renforcer la coopération et la coordination entre les GRTs d'un système interconnecté pour qu'ils échangent entre eux les données nécessaires à l'analyse mutuelle et réciproque en ligne de leurs contingences.

III.2. Mise en œuvre de l'analyse décentralisée de la sécurité sur la base de la coopération entre les GRTs

III.2.1. Estimation d'état décentralisée au niveau de chaque GRT

A. Données d'entrée nécessaires pour l'estimation d'état

Comme le montre la figure (III.1), on peut classer les données d'entrée nécessaires pour l'estimation d'état en quatre groupes comme suit [EREM, 2000] :

- Les paramètres électriques des ouvrages de transport du réseau.
- Les télémesures analogiques qui comprennent un ensemble de mesures des modules des tensions nodales, des puissances actives et réactives injectées aux nœuds, des transits actifs et réactifs sur des lignes et parfois aussi du courant dans des lignes ou la position de prises du transformateur à régleur en charge.
- Les télésignalisations donnant l'état logique des disjoncteurs et sectionneurs.
- Les pseudo-mesures, qui peuvent comprendre des charges nodales évaluées empiriquement et les injections nulles aux nœuds d'interconnexion sans charge.



Figure (III. 1) Les différentes données d'entrée d'estimateur d'état

B. Principales composantes de l'estimation d'état

Un programme d'estimation d'état comporterait généralement les quatre composantes illustrées dans la figure (III.2). Les fonctions de ces quatre composantes sont décrites ci-après [ABUR, 2003], [HANS, 1995] :

L'analyse topologique du système électrique

Cette fonction est utilisée pour déterminer la structure du système électrique en temps réel sur la base des mesures qui représentent les variables binaires décrivant l'état logique (ouvert/fermé) de chaque disjoncteur et de chaque sectionneur du système, reçues via le système SCADA.

L'analyse d'observabilité de système électrique

Cette fonction se sert des résultats obtenus de l'analyse topologique du système électrique et des mesures analogiques reçues via le système SCADA pour déterminer si le système est observable ou non. En effet, dans le cas où le système n'est pas observable, l'analyse va en plus déterminer où des pseudo-mesures devront être rajoutées pour rendre le système observable. Comme le montre la figure (III.2), cette fonction permettra également de déterminer les parties du système qui constituent des îlots observables. Par ailleurs seules les parties observables du système peuvent être estimées.

Il existe deux types de méthodes d'analyse d'observabilité : la méthode topologique et la méthode numérique. La méthode topologique utilise l'information sur la distribution des mesures physiques partout dans le système, tandis que la méthode numérique utilise les informations fournies par la matrice jacobienne de l'estimation d'état [ABUR, 2003].

Le calcul d'estimation d'état

Ce calcul permet d'estimer l'état du système (c'est-à-dire les modules et les phases des tensions nodales) en résolvant un problème d'optimisation linéaire. En effet, une fois l'état du système estimé, il devient immédiatement possible de déterminer les courants, les transits des puissances actives et réactives, les pertes dans toutes les lignes et dans les transformateurs et de calculer la charge ou la production globale en chacun des nœuds du système électrique.

La détection et l'identification de fausses mesures

En analysant ce qu'on appelle les résidus de mesure obtenues par le calcul d'estimation d'état (voir l'équation (AIII.3) dans l'annexe III) cette fonction détecte et identifie les fausses mesures. En effet, la présence de fausses mesures contamine d'une manière très négative les autres mesures, ce qui aboutit à une estimation erronée de l'état du système. Par conséquent, le processus de détection et d'élimination des fausses mesures est indispensable avant d'avoir une estimation finale précise de l'état du système.

Dans l'annexe III on explique le modèle mathématique de l'algorithme des moindres carrés pondérés (WLS pour *Weight Least Square* en anglais), qui est le plus utilisé pour l'estimation d'état.

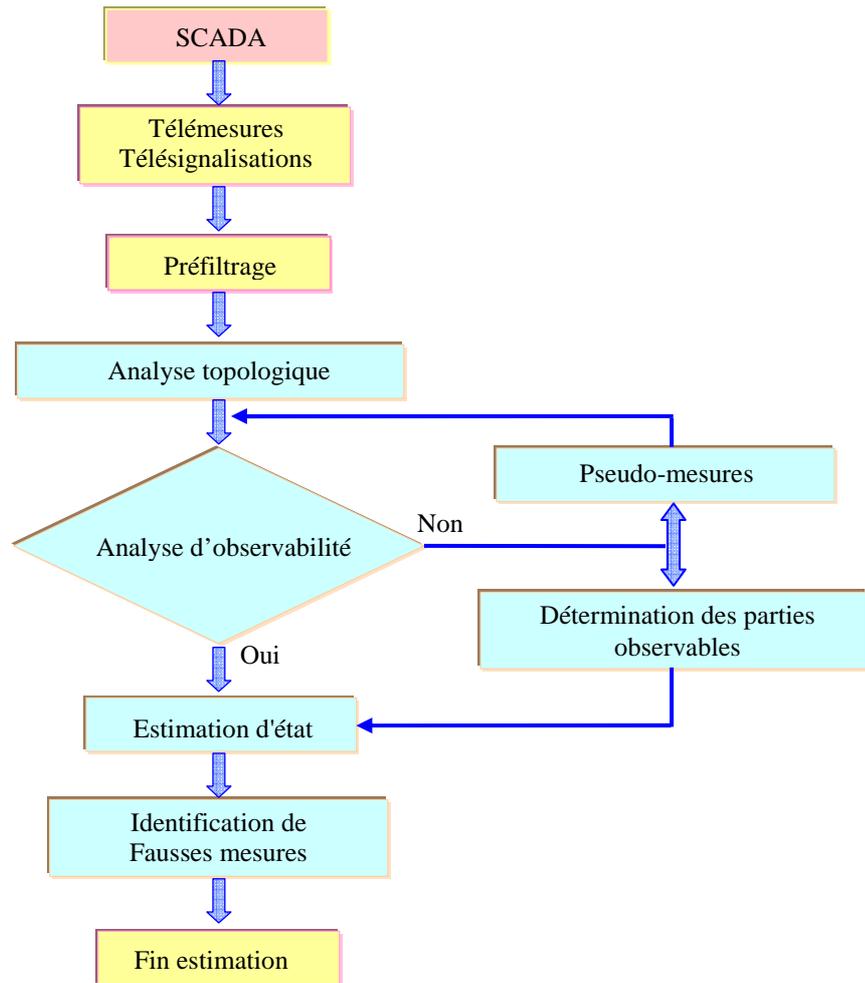


Figure (III. 2) Les principales composantes de l'estimation d'état

III.2.2. Mise à jour des modèles statiques réduits

A. Importance de l'actualisation des modèles statiques réduits

Le calcul d'un modèle réduit, équivalent d'un système externe se fait, comme nous l'avons constaté dans le deuxième chapitre, à partir de la connaissance d'un point de fonctionnement de base de répartition de charge de ce système. Habituellement, lorsque l'on analyse les contingences du système interne étudié, un tel modèle réduit du système externe peut donner des résultats satisfaisants seulement pour des points de fonctionnement voisins de celui à partir duquel il a été construit.

En revanche, si le point de fonctionnement de base change d'une manière significative en raison d'un changement topologique du réseau du système externe et/ou d'un changement important d'injections nodales, alors le modèle réduit équivalent du système externe doit être

actualisé en fonction de ces changements. En effet, cela permet d'éviter que les résultats soient erronés quand on analyse les contingences du système interne considéré [SHAH, 2003].

Dans ce contexte, le problème auquel les opérateurs (GRTs) doivent faire face quand ils analysent en ligne leurs contingences est lié au fait que l'observabilité de chaque opérateur est limitée à sa propre zone de réglage (c'est-à-dire chaque opérateur n'est pas capable de traquer les changements topologiques et/ou les changements des injections de puissances actives/réactives aux nœuds qui se produisent en temps réel dans les autres zones de réglage) [LO, 1997], ce qui complique sa démarche pour la mise à jour des modèles réduits des zones de réglage externes interconnectées à sa zone de réglage.

D'où l'importance pour les GRTs de modéliser les zones de réglage externes par des modèles statiques réduits qui ne demandent pour leur actualisation que la connaissance d'un minimum de données sur ces zones [MONT, 1979].

B. Choix du modèle réduit pour l'application en ligne

Dans le cadre de cette thèse, le modèle Ward d'injection de type X-Ward a été choisi pour modéliser en ligne les zones de réglage externes de la zone interne car contrairement au modèle réduit de type REI, le grand avantage du modèle X-Ward réside dans la caractéristique de séparation entre la partie passive du modèle, qui dépend uniquement des données topologiques du réseau extérieur, et la partie active du modèle qui dépend du point de fonctionnement du réseau extérieur [ELEC, 1992].

En effet, cette caractéristique du modèle X-Ward facilite considérablement (bien évidemment tout en comparant avec le modèle réduit de type REI) à l'opérateur de la zone interne la procédure de mise à jour en ligne de modèles réduits de type X-Ward de ses zones de réglage externes. Pour ce faire, l'opérateur n'a besoin d'avoir qu'une seule fois accès à la connaissance du point de fonctionnement de base de chacune de ses zones externes puis, pour tout changement de topologie du réseau dans n'importe quelle zone externe, l'opérateur de cette zone doit communiquer ce changement en ligne à l'opérateur de la zone interne qui l'utilise à son tour pour actualiser la partie passive du modèle X-Ward de cette zone externe.

En revanche, la mise à jour des parties actives des modèles X-Ward des zones externes par l'opérateur de la zone interne ne nécessite pas la connaissance des changements d'injections nodales se produisant en temps réel dans les zones externes. En effet, il suffit que l'opérateur de la zone interne calibre les injections de puissances actives/réactives au niveau de ses nœuds

frontières pour chacune de ces zones externes pour arriver à l'état mesuré de ces nœuds par son estimateur d'état [DIMO, 1981] voir le paragraphe (C.III).

C. Actualisation du modèle statique réduit de type X-Ward

C.I. Rappel sur le classement et le calcul de paramètres du modèle X-Ward

Dans un grand système électrique interconnecté constitué de plusieurs zones de réglage, l'opérateur de n'importe quelle zone peut diviser les nœuds vis-à-vis de n'importe quelle autre zone externe interconnectée à sa zone en nœuds externes (NE) de la zone externe considérée, nœuds internes (NI) de sa zone et nœuds frontières (NF) entre sa zone et la zone externe considérée. A partir de cette division, l'opérateur peut écrire l'équation matricielle courant-tension de sa zone avec la zone externe considérée comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_E \\ I_F \\ I_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{EE} & Y_{EF} & 0 \\ Y_{FE} & Y_{FF}^{EF} + Y_{FF}^{FI} + Y_{FF}^{FI} & Y_{FI} \\ 0 & Y_{IF} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_E \\ U_F \\ U_I \end{bmatrix} \dots\dots\dots(III.1)$$

En effet, le modèle réduit de type X-Ward permet à l'opérateur de supprimer tous les éléments (lignes, transformateurs, générateurs, etc.) de la zone de réglage externe considérée et de remplacer ces éléments par :

1. Quelques lignes connectées aux nœuds frontières représentant les deux jeux de paramètres de la partie passive du modèle X-Ward, nommés PJPPP (Premier Jeu de Paramètres de la Partie Passive du modèle X-Ward) et DJPPP (Deuxième Jeu de Paramètres de la Partie Passive du modèle X-Ward) voir figure (III.3).
2. Injections des puissances actives/réactives aux nœuds frontières représentant PPAX (Paramètres de la Partie Active du modèle X-Ward) voir figure (III.3).

L'équation matricielle (III.2) obtenue de l'équation (III.1) décrit le système interconnecté après avoir remplacé la zone externe considérée par son modèle réduit de type X-Ward.

$$\begin{bmatrix} \dots \\ I'_F \\ I_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dots & \dots & \dots \\ 0 & Y_{FF}^{Eq} + Y_{FF}^{FI} & Y_{FI} \\ 0 & Y_{IF} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dots \\ U_F \\ U_I \end{bmatrix} \dots\dots\dots(III.2)$$

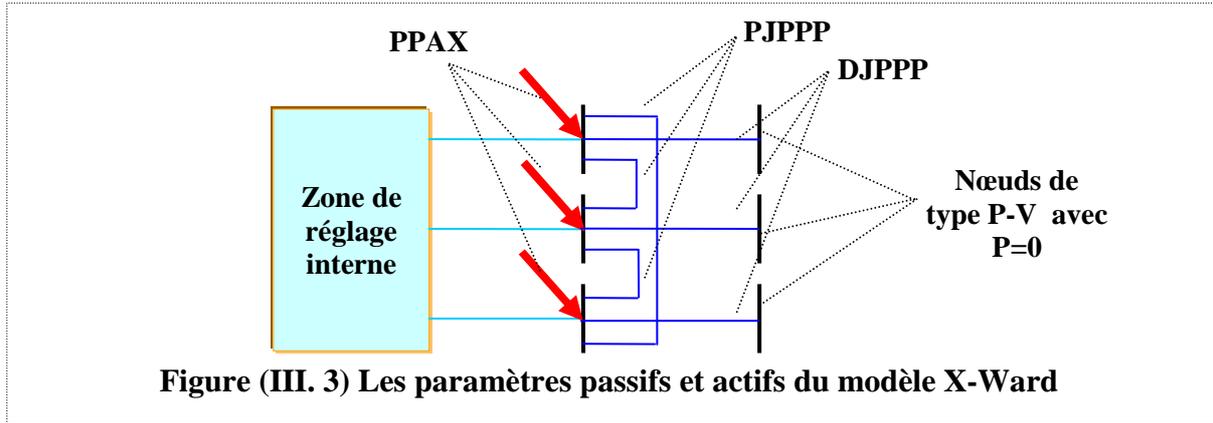


Figure (III. 3) Les paramètres passifs et actifs du modèle X-Ward

Les éléments de la sous-matrice Y_{FF}^{Eq} de l'équation matricielle (III.2) représentent le PJPPP du modèle X-Ward. En effet, ces éléments, représentant les admittances des lignes équivalentes interconnectées entre les nœuds frontières, peuvent être déterminés à partir des équations (III.1), (III.2) par une simple manipulation matricielle selon l'équation (III.3).

$$Y_{FF}^{Eq} = [Y_{FF}^{EF} + Y_{FF}^{FF}] - [Y_{FE}] [Y_{EE}]^{-1} [Y_{EF}] \dots\dots\dots(III.3)$$

L'équation (III.3) indique que les éléments de Y_{FF}^{Eq} ne dépendent que de la topologie du réseau électrique de la zone de réglage externe pour laquelle on construit le modèle de type X-Ward.

Comme le montre la figure (III.3), le modèle X-Ward utilise un nœud fictif de type P-V à injection nulle de puissance active pour chaque nœud frontière. En effet, cela va permettre de prendre en compte la réponse en puissance réactive des nœuds P-V éliminés de la zone de réglage externe (la zone remplacée par son modèle réduit de type X-Ward) lorsque l'on analyse la sécurité de la zone de réglage interne (la zone pour laquelle on analyse la sécurité statique). En réalité, les éléments qui relient les nœuds fictifs de type P-V du modèle X-Ward avec les nœuds frontières forment le DJPPP.

Le calcul de ces éléments peut être effectué si on divise les nœuds de la zone de réglage externe en nœuds P-V et P-Q, puis on élimine seulement les nœuds P-Q selon les équations (III.4), (III.5) et (III.6) :

$$\begin{bmatrix} I_Q \\ I_U \\ I_F \\ I_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{QQ} & Y_{QU} & Y_{QF} & 0 \\ Y_{UQ} & Y_{UU} & Y_{UF} & 0 \\ Y_{FQ} & Y_{FU} & Y_{FF}^{EF} + Y_{FF}^{FF} + Y_{FF}^{FI} & Y_{FI} \\ 0 & 0 & Y_{IF} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_Q \\ U_U \\ U_F \\ U_I \end{bmatrix} \dots\dots\dots(III.4)$$

$$\begin{bmatrix} \dots \\ \mathbf{I}'_U \\ \mathbf{I}'_F \\ \mathbf{I}'_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \ddots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & \mathbf{Y}'_{UU} & \mathbf{Y}'_{UF} & 0 \\ 0 & \mathbf{Y}'_{FU} & \mathbf{Y}'_{FF}^{Eq} + \mathbf{Y}'_{FF}^{FI} & \mathbf{Y}'_{FI} \\ 0 & 0 & \mathbf{Y}'_{IF} & \mathbf{Y}'_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dots \\ \mathbf{U}_U \\ \mathbf{U}_F \\ \mathbf{U}_I \end{bmatrix} \dots \dots \dots (III.5)$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}'_{FU} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{FU} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{FQ} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{QQ} \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{QU} \end{bmatrix} \dots \dots \dots (III.6)$$

- \mathbf{Y}_{UU} : matrice admittance des nœuds externes de type (P-V).
- \mathbf{Y}_{FU} : matrice admittance des nœuds frontières – externes de type (P-V).
- \mathbf{Y}_{FQ} : matrice admittance des nœuds frontières – externes de type (P-Q).
- \mathbf{Y}_{QQ} : matrice admittance des nœuds externes de type (P-Q).
- \mathbf{Y}_{QU} : matrice admittance des nœuds externes de type (P-Q) – externes de type (P-V).
- \mathbf{Y}'_{UU} : matrice admittance des nœuds externes de type (P-V) obtenue après l'élimination des nœuds externes de type (P-Q).
- \mathbf{Y}'_{FU} : matrice admittance des nœuds frontières – externes de type (P-V) obtenue après l'élimination des nœuds externes de type (P-Q).

En faisant la somme algébrique des admittances de chaque ligne de la matrice $\begin{bmatrix} \mathbf{Y}'_{FU} \end{bmatrix}$, on arrive à calculer le DJPPP.

De l'équation (III.6), on peut facilement déduire que le DJPPP ne dépend que de la topologie du réseau électrique de la zone de réglage externe pour laquelle on construit le modèle de type X-Ward.

C.II. Mise à jour des paramètres passifs des modèles X-Ward par l'échange de données topologiques entre les GRTs

A chaque fois qu'il y a un (des) changement(s) topologique(s) dans n'importe quelle zone de réglage du système interconnecté, l'opérateur de cette zone doit transmettre ce(ces) changement(s) topologique(s) aux opérateurs des autres zones de réglage interconnectées à sa zone de réglage. En recevant donc ce (ces) changement(s), les autres opérateurs qui modélisent cette zone, considérée comme externe à leurs zones, par son modèle réduit de type X-Ward peuvent en effet actualiser selon les équations (III.3) et (III.6) les deux jeux de paramètres de la partie passive de X-Ward correspondant à la nouvelle topologie du réseau de cette zone de réglage externe qui est à l'origine de ce (ces) changement(s).

Plus précisément, pour actualiser le premier jeu de paramètres de la partie passive du modèle X-Ward (PJPPP) d'une zone de réglage, les opérateurs des autres zones de réglage interconnectées à cette zone calculent, en utilisant la topologie initiale connue à l'avance de cette zone et le(s) changement(s) topologique(s) reçu(s) en ligne de l'opérateur de cette zone de réglage, les matrices (Y_{FF}^{EF} -nou, Y_{FE} -nou, Y_{EE} -nou, Y_{EF} -nou) correspondant à la nouvelle topologie du réseau de cette zone qui remplacent (Y_{FF}^{EF} , Y_{FE} , Y_{EE} , Y_{EF}) correspondant à l'ancienne topologie du réseau de cette zone dans l'équation (III.3).

De la même façon, pour actualiser le deuxième jeu de paramètres de la partie passive du modèle X-Ward (DJPPP) de cette zone de réglage, les opérateurs des autres zones de réglage interconnectées à cette zone calculent, en utilisant la topologie initiale connue à l'avance de cette zone et le(s) changement(s) topologique(s) reçu(s) en ligne de l'opérateur de cette zone de réglage, les matrices (Y_{FU} -nou, Y_{FQ} -nou, Y_{QQ} -nou, Y_{QU} -nou), correspondant à la nouvelle topologie du réseau de cette zone, qui remplacent (Y_{FU} , Y_{FQ} , Y_{QQ} , Y_{QU}), correspondant à l'ancienne topologie du réseau de cette zone, dans l'équation (III.6).

Ainsi, en échangeant en ligne les informations concernant les changements topologiques qui se produisent dans les différentes zones de réglage d'un système interconnecté, l'opérateur de chaque zone de réglage de ce système peut facilement mettre à jour les parties passives de modèles X-Ward utilisés par lui pour modéliser les autres zones de réglage interconnectées à sa zone.

Finalement, il est important d'indiquer que l'actualisation des parties passives des modèles X-Ward de zones de réglage externes est nécessaire pour actualiser, à l'aide de l'estimateur d'état de la zone de réglage interne, les parties actives de ces modèles comme il est expliqué dans le paragraphe ci-après.

C.III. Mise à jour des paramètres actifs des modèles X-Ward à l'aide de l'estimateur d'état

Les paramètres de la partie active du modèle X-Ward (PPAX) dépendent selon l'équation (II.14) des injections des puissances actives/réactives aux nœuds supprimés de la zone de réglage externe pour laquelle l'opérateur de la zone interne détermine le modèle X-Ward. Toutefois, l'opérateur de la zone de réglage interne peut facilement calculer les PPAX selon les équations (III.7) et (III.8) et cela sans besoin de connaître les injections de puissances

actives/réactives en chaque nœud supprimé de la zone externe pour laquelle il détermine le modèle réduit de type X-Ward.

$$P_i^{Eq} = \sum_{j \neq i} \left[(U_i^0)^2 (g_{ij} + g_{i0}) - U_i^0 U_j^0 (g_{ij} * \cos \theta_{ij}^0 + b_{ij} * \sin \theta_{ij}^0) \right] \dots \dots \dots (III.7)$$

$$Q_i^{Eq} = \sum_{j \neq i} \left[- (U_i^0)^2 (b_{ij} + b_{i0}) + U_i^0 U_j^0 (b_{ij} * \cos \theta_{ij}^0 - g_{ij} * \sin \theta_{ij}^0) \right] \dots \dots \dots (III.8)$$

où :

$g_{ij} + jb_{ij}$: admittance de la ligne liant le $i^{ième}$ nœud frontière externe au $j^{ième}$ nœud frontière externe/interne (voir ci-après).

Nœuds frontières externes d'une zone de réglage (NFX) : ce sont les nœuds qui se situent à l'extérieur de cette zone (dans des zones de réglage voisines), mais ils sont connectés via les lignes d'interconnexion avec des nœuds situés à l'intérieur de cette zone.

Nœuds frontières internes d'une zone de réglage (NFI) : ce sont les nœuds qui se situent à l'intérieur de cette zone, mais ils sont interconnectés via les lignes d'interconnexion avec des nœuds qui se situent à l'extérieur de cette zone dans les zones de réglage voisines de celle-ci.

$g_{i0} + jb_{i0}$: admittance entre le $i^{ième}$ nœud frontière et le nœud référence 0 .

U_i^0, U_j^0 : représentent respectivement le module de tension du $i^{ième}$ nœud frontière externe et du $j^{ième}$ nœud frontière externe/interne.

$\theta_{ij}^0 = \theta_i^0 - \theta_j^0$: la différence d'angle de tension entre le nœud i et le nœud j.

Comme l'indiquent les deux équations (III.7) et (III.8), la mise à jour des paramètres de la partie active du modèle X-Ward soit (P_i^{Eq}, Q_i^{Eq}) , est liée non seulement à l'actualisation des valeurs complexes des tensions aux nœuds frontières externes de la zone de réglage interne avec la zone externe pour laquelle l'opérateur de la zone interne actualise son modèle de type X-Ward (une actualisation effectuée à l'aide de l'estimateur d'état de la zone de réglage interne), mais aussi à la mise à jour des paramètres du premier jeu de la partie passive de ce modèle.

Ainsi, pour chaque cycle de l'estimateur d'état de la zone de réglage interne, l'opérateur de cette zone remplace dans les équations (III.7) et (III.8) les anciennes valeurs complexes des tensions aux nœuds frontières externes de sa zone avec la zone externe pour laquelle il actualise le modèle réduit de type X-Ward, soit $(U_i^0, \theta_i^0, U_j^0, \theta_j^0)$, par $(U_i^0 - nou, \theta_i^0 - nou, U_j^0 - nou, \theta_j^0 - nou)$ les nouvelles valeurs fournies périodiquement par son estimateur d'état. Il remplace aussi dans les équations (III.7) et (III.8) les anciens paramètres du premier

jeu de la partie passive du modèle X-Ward, soit $(g_{ij}, b_{ij}, g_{i0}, b_{i0})$, par $(g_{ij-nou}, b_{ij-nou}, g_{i0-nou}, b_{i0-nou})$ les nouveaux paramètres obtenus entre deux cycles de l'estimateur d'état selon la procédure expliquée dans le paragraphe précédent.

III.2.3. Evaluation en ligne des contingences sur la base de la coopération entre les GRTs

En l'absence d'un coordinateur de sécurité central d'un système constitué de plusieurs sous-systèmes interconnectés, l'analyse en ligne de la sécurité statique de ce système doit être effectuée d'une manière distribuée au niveau de l'opérateur de chaque sous-système [SHAH, 2003].

Dans ce contexte, l'opérateur de chaque zone de réglage reçoit en temps réel les mesures de son propre système SCADA. A partir de ces mesures, l'opérateur de chaque zone de réglage peut construire en ligne un modèle détaillé de sa zone selon la démarche expliquée dans le paragraphe (III.2.1).

Alors qu'il modélise les autres zones de réglage interconnectées à sa zone de réglage par leurs modèles réduits (dans notre cas, les modèles réduits sont de type X-Ward). Il est important d'indiquer que la mise à jour périodique de ces modèles réduits est indispensable pour que l'opérateur puisse parvenir à une analyse en ligne fiable et précise de la sécurité statique de sa zone de réglage (zone interne). C'est pourquoi chaque opérateur reçoit également en ligne, mais cette fois des autres opérateurs, les données concernant les changements topologiques dans leurs zones de réglage ce qui lui permet, bien évidemment à l'aide de son estimateur d'état, de mettre à jour les modèles réduits de ces zones selon la démarche détaillée dans le paragraphe (III.2.2).

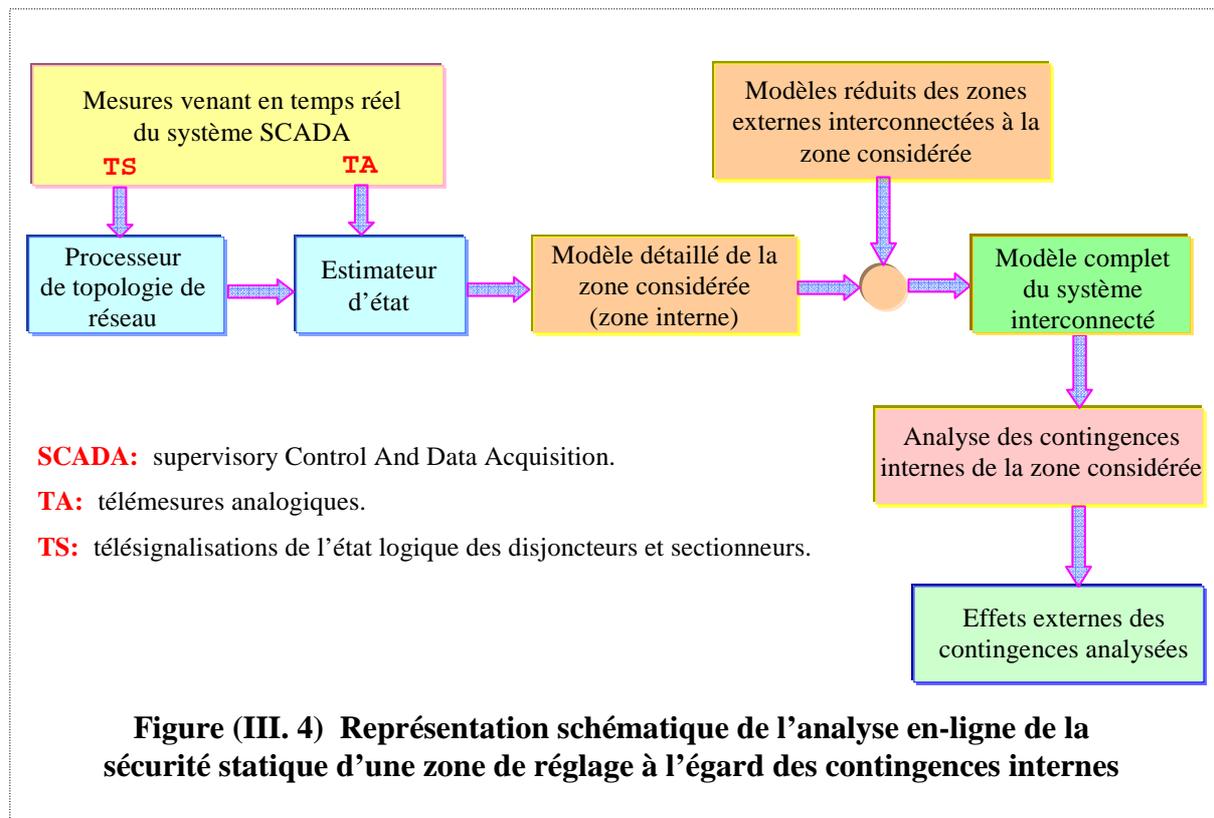
Afin de garantir un niveau élevé de sécurité de chaque zone de réglage du système interconnecté, l'opérateur de chaque zone doit évaluer la sécurité de sa zone non seulement à l'égard de toutes les contingences internes (les contingences originaires de sa zone) mais également à l'égard de toutes les contingences externes (les contingences originaires de n'importe quelle zone de réglage externe interconnectée à sa zone) comme suit :

A. Analyse en ligne de la sécurité statique à l'égard des contingences internes

Chaque opérateur utilise le modèle détaillé de sa zone de réglage, mis à jour à chaque cycle de son estimateur d'état, plus les modèles réduits des zones de réglage externes connectées à

sa zone. Eux aussi sont actualisés à chaque cycle de son estimateur d'état pour construire un modèle complet actualisé du système interconnecté qui reflète les conditions d'opérations les plus récentes de l'ensemble des zones de réglage du système électrique.

Ainsi, lors de chaque cycle de l'évaluation en ligne de la sécurité statique, l'opérateur utilise le modèle complet actualisé afin d'évaluer la sécurité statique de sa zone à l'égard de contingences originaires de cette zone de réglage (ses contingences internes), figure (III.4). Puis, à partir des résultats obtenus de cette évaluation, il détermine les effets externes, soit les injections de puissances actives et réactives aux nœuds frontières internes (NFI) avec chacune de ses zones externes, de chacune de ses contingences internes, figure (III.4).

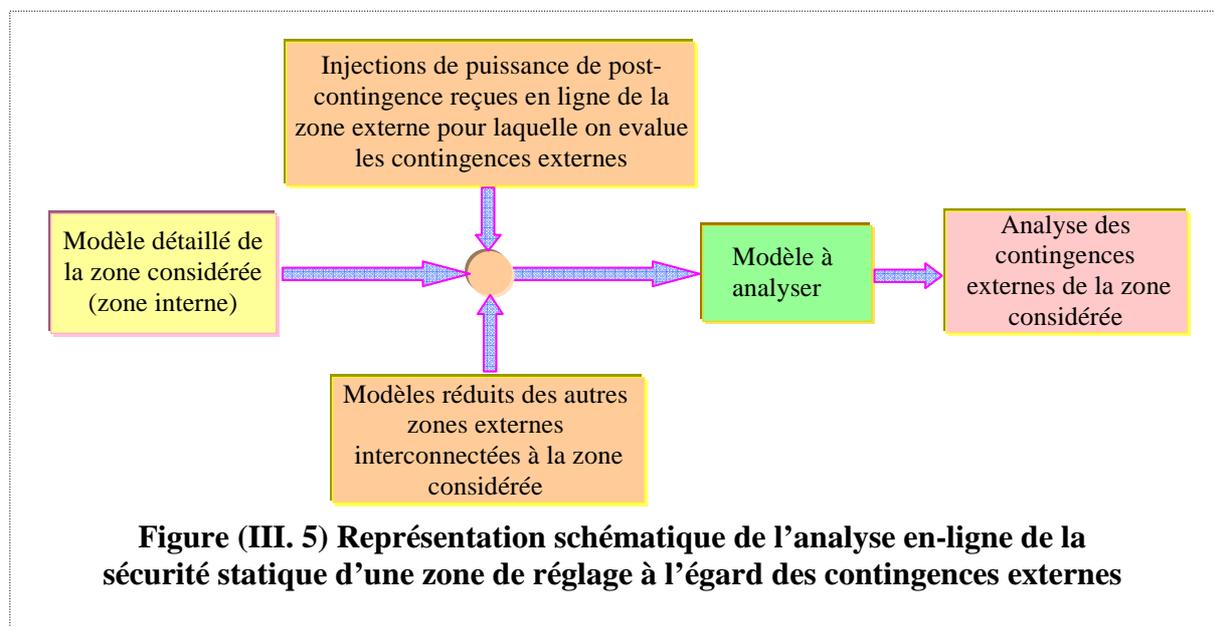


B. Analyse en ligne de la sécurité statique à l'égard des contingences externes

En effet, afin d'éliminer toute sorte de vulnérabilité des différentes zones de réglage du système interconnecté en l'absence d'un coordinateur central de sécurité, il ne suffit pas que chaque opérateur évalue la sécurité statique de sa zone à l'égard de ses contingences internes, car sa zone de réglage reste vulnérable vis-à-vis des contingences originaires des autres zones de réglage connectées à cette zone. Par conséquent, il est nécessaire que l'opérateur de chaque

zone de réglage évalue en ligne la sécurité statique de la zone sous sa responsabilité à l'égard de toutes les contingences externes.

Les opérateurs doivent donc échanger en ligne les effets externes de leurs contingences internes obtenus suite à l'évaluation de celles-ci. Ainsi, afin d'analyser la sécurité statique d'une zone de réglage à l'égard d'une de ses contingences externes, l'opérateur de cette zone va utiliser le modèle détaillé et actualisé de sa zone de réglage, plus les injections de post-contingence de puissances actives/réactives aux nœuds frontières externes (NFE) de sa zone avec la zone d'origine de cette contingence externe (injections calculées et transmises en ligne par l'opérateur de la zone d'origine de cette contingence externe), plus les modèles réduits actualisés des autres zones externes interconnectées à sa zone comme le montre la figure (III.5).



III.3. Exemple illustratif sur l'analyse décentralisée de la sécurité sur la base de la coopération entre les GRTs

La figure (III.6) montre un exemple d'un système électrique interconnecté. Ce système est constitué de quatre zones de réglage (A, B, C et D). Pour cet exemple, on choisit une contingence quelconque, soit de la zone A (contingence originaire de la zone A) qu'on désigne par CI(i)-A, et cela dans le but de montrer comment les opérateurs des quatre zones de ce système vont coopérer en échangeant un minimum de données entre eux afin que chacun d'entre eux puisse évaluer la vulnérabilité de sa zone vis-à-vis de cette contingence.

En effet, les données échangées entre les opérateurs peuvent être divisées en deux groupes comme suit :

Premièrement, les données que l'opérateur de la zone A (zone d'origine de la contingence considérée) doit recevoir des autres opérateurs (les opérateurs des zones interconnectées à la zone A, soit les opérateurs des zones B, C et D) et de son système SCADA pour qu'il puisse d'une part évaluer de façon précise l'impact interne de CI(i)-A sur sa zone et d'autre part déterminer les effets externes de CI(i)-A sur les autres zones. La figure (III.6) montre les données reçues périodiquement par l'opérateur de la zone A qui sont les suivantes :

- Les changements topologiques de la zone B (CHT-B) : A partir de TS (TéléSignalisations de l'état logique des disjoncteurs et sectionneurs) du système SCADA de la zone B, le processeur topologique de cette zone (PT-B) détecte continuellement tout changement topologique dans cette zone. Ainsi, l'opérateur de la zone B (GRT-B) envoie ces changements à l'opérateur de la zone A (GRT-A).
- On procède de même pour les zones C et D.
- Les mesures du système SCADA de sa zone (TA(A) + TS(A)) : A partir de ces mesures, l'estimateur d'état de la zone A (ES-A) construit un modèle détaillé actualisé de cette zone (ce modèle est désigné par MDA-A), mais il détermine aussi les grandeurs suivantes :
- Les tensions aux nœuds frontières externes de la zone A avec la zone B soit (U_{b1} , U_{b2} , U_{b3}), voir la figure (III. 6).
 - Les tensions aux nœuds frontières externes de la zone A avec la zone C soit (U_{c1} , U_{c2} , U_{c3}), voir la figure (III. 6).
 - Les tensions aux nœuds frontières externes de la zone A avec la zone D soit (U_{d1} , U_{d2} , U_{d3}), voir la figure (III. 6).
 - Les transits de puissances actives/réactives dans les lignes d'interconnexion entre la zone A et la zone B, côté nœuds (b1, b2, b3) soit (P_{b1} , Q_{b1} , P_{b2} , Q_{b2} , P_{b3} , Q_{b3}), voir la figure (III. 6).
 - Les transits de puissances actives/réactives dans les lignes d'interconnexion entre la zone A et la zone C, côté nœuds (c1, c2, c3) soit (P_{c1} , Q_{c1} , P_{c2} , Q_{c2} , P_{c3} , Q_{c3}), voir la figure (III. 6).

- Les transits de puissances actives/réactives dans les lignes d'interconnexion entre la zone A et la zone D, côté nœuds (d1, d2, d3) montrés dans la figure (III. 6) soit $(P_{d1}, Q_{d1}, P_{d2}, Q_{d2}, P_{d3}, Q_{d3})$, voir la figure (III. 6).

En effet, l'opérateur de la zone A utilise CHT-B avec (U_{b1}, U_{b2}, U_{b3}) et $(P_{b1}, Q_{b1}, P_{b2}, Q_{b2}, P_{b3}, Q_{b3})$ pour construire un modèle réduit actualisé de type X-Ward de la zone B (on désigne ce modèle par XWAB). De même, l'opérateur de la zone A utilise $\{CHT-C, (U_{c1}, U_{c2}, U_{c3}), (P_{c1}, Q_{c1}, P_{c2}, Q_{c2}, P_{c3}, Q_{c3})\}$ et $\{CHT-D, (U_{d1}, U_{d2}, U_{d3}), (P_{d1}, Q_{d1}, P_{d2}, Q_{d2}, P_{d3}, Q_{d3})\}$ pour construire respectivement le modèle X-Ward actualisé de la zone C (on désigne ce modèle par XWAC) et le modèle X-Ward actualisé de la zone D (on désigne ce modèle par XWAD).

Ainsi, comme le montre la figure (III.7), l'opérateur de la zone A utilise le modèle global du système interconnecté MGSI-A défini par l'équation (III.9) :

$$MGSI-A = MDA-A + XWAB + XWAC + XWAD \dots \dots \dots (III.9)$$

Pour analyser la contingence CI(i)-A et par conséquent, il détermine :

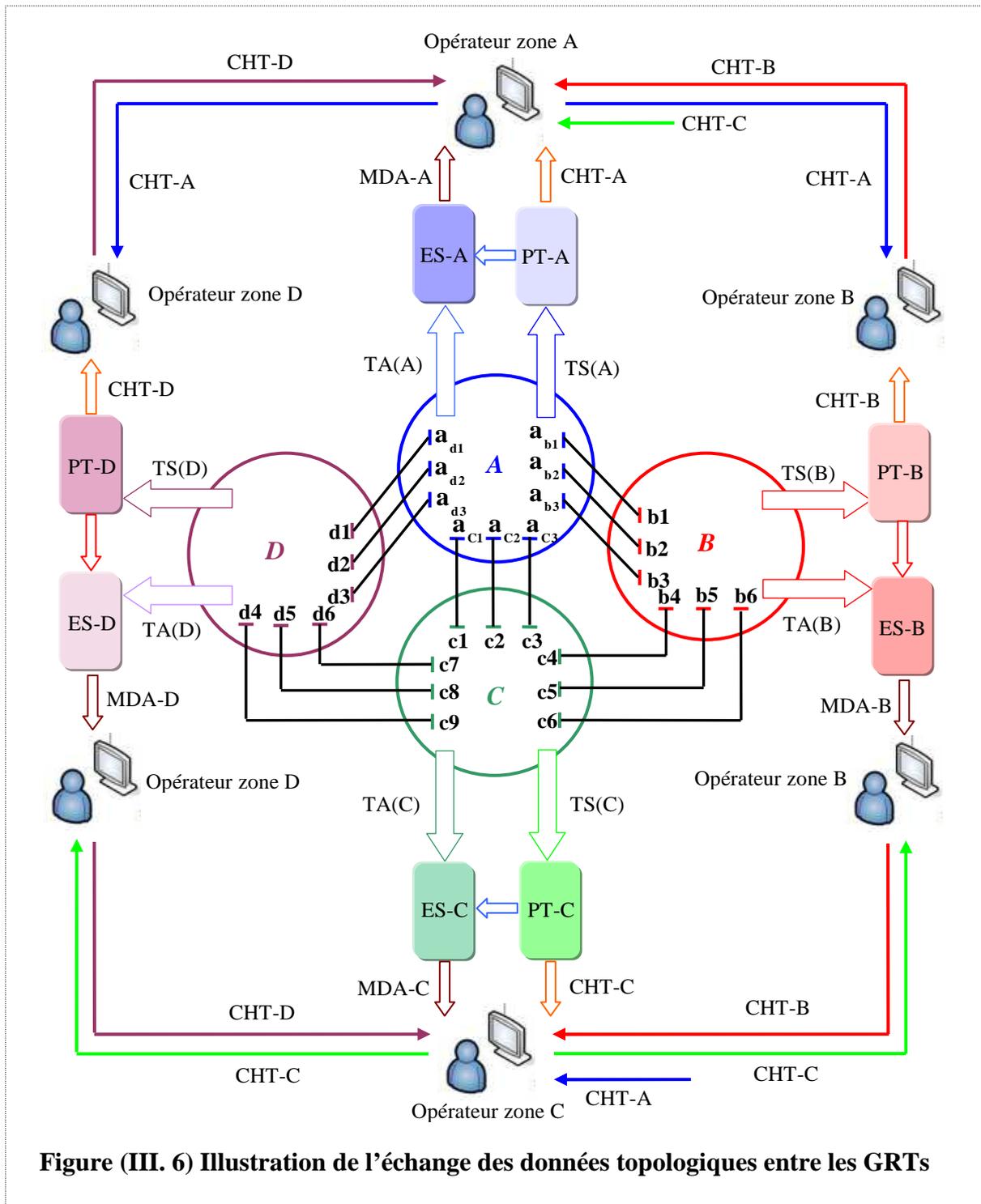


Figure (III. 6) Illustration de l'échange des données topologiques entre les GRTs

- Les effets internes de cette contingence (EI-CI(i)-A), c'est-à-dire les niveaux de tension de post-contingence de tous les nœuds de la zone A, soit $(U_{1Ai}, U_{2Ai}, \dots, U_{nAi})$ où n est le nombre de nœuds de la zone A, les transits de puissances actives/réactives de post-contingence dans toutes les lignes de la zone A, soit $(P_{1Ai}, Q_{1Ai}, P_{2Ai}, Q_{2Ai}, \dots, P_{jAi}, Q_{jAi})$ où j est le nombre de lignes de la zone A.

- L'effet externe de CI(i)–A sur la zone B (EX–CI(i)–A–B), c'est-à-dire les injections de puissances actives/réactives de post–contingence aux nœuds (a_{b1}, a_{b2}, a_{b3}), soit ($P_{a_{ib1}}, Q_{a_{ib1}}, P_{a_{ib2}}, Q_{a_{ib2}}, P_{a_{ib3}}, Q_{a_{ib3}}$), voir la figure (III.7).
- L'effet externe de CI(i)–A sur la zone C (EX–CI(i)–A–C), c'est-à-dire les injections de puissances actives/réactives de post–contingence aux nœuds (a_{c1}, a_{c2}, a_{c3}), soit ($P_{a_{ic1}}, Q_{a_{ic1}}, P_{a_{ic2}}, Q_{a_{ic2}}, P_{a_{ic3}}, Q_{a_{ic3}}$), voir la figure (III.7).
- L'effet externe de CI(i)–A sur la zone D (EX–CI(i)–A–D), c'est-à-dire les injections de puissances actives/réactives de post–contingence aux nœuds (a_{d1}, a_{d2}, a_{d3}), soit ($P_{a_{id1}}, Q_{a_{id1}}, P_{a_{id2}}, Q_{a_{id2}}, P_{a_{id3}}, Q_{a_{id3}}$), voir la figure (III.7).

Deuxièmement, les données que chaque autre opérateur qui a sa zone interconnectée à la zone A doit recevoir de son système SCADA, de l'opérateur de la zone A, et des opérateurs des autres zones interconnectées à sa zone pour qu'il puisse évaluer l'impact de la contingence CI(i)–A sur sa zone de réglage.

On commence par les données reçues par l'opérateur de la zone B :

- Les changements topologiques de la zone C (CHT–C) : A partir de TS (Télésignalisations de l'état logique des disjoncteurs et sectionneurs) du système SCADA de la zone C, le processeur topologique de cette zone (PT–C) détecte continuellement tout changement topologique dans cette zone. Ainsi, l'opérateur de la zone C envoie ces changements à l'opérateur de la zone B, voir la figure (III. 6).
- Les mesures du système SCADA de sa zone (TA(B) + TS(B)) : A partir de ces mesures, l'estimateur d'état de la zone B (ES–B) construit un modèle détaillé actualisé de cette zone (ce modèle est désigné par MDA–B), mais aussi il détermine les grandeurs suivantes :
 - Les tensions aux nœuds frontières externes de la zone B avec la zone C, soit (U_{c4}, U_{c5}, U_{c6}).
 - Les transits de puissances actives/réactives dans les lignes d'interconnexion entre la zone B et la zone C, côté nœuds ($c4, c5, c6$), soit ($P_{c4}, Q_{c4}, P_{c5}, Q_{c5}, P_{c6}, Q_{c6}$)

Ainsi, l'opérateur de la zone B utilise CHT–C avec (U_{c4}, U_{c5}, U_{c6}) et ($P_{c4}, Q_{c4}, P_{c5}, Q_{c5}, P_{c6}, Q_{c6}$) pour construire un modèle réduit actualisé de type X-Ward de la zone C (on désigne ce modèle par XWAC).

➤ Les injections de puissances actives/réactives de post-CI(i)-A aux nœuds (a_{b1}, a_{b2}, a_{b3}), soit ($P_{a_{ib1}}, Q_{a_{ib1}}, P_{a_{ib2}}, Q_{a_{ib2}}, P_{a_{ib3}}, Q_{a_{ib3}}$), envoyées par l'opérateur A à l'opérateur B.

On désigne ces injections par (IPQiA-B).

Comme le montre la figure (III. 8-A), l'opérateur de la zone B utilise le modèle (MCEXi-B) défini par l'équation (III.10).

$$\text{MCEXi-B} = \text{MDA-B} + \text{XWAC} + \text{IPQiA-B} \dots\dots\dots(\text{III.10})$$

pour évaluer l'impact de la contingence CI(i)-A sur sa zone soit :

- Les niveaux de tension de tous les nœuds de la zone B soit ($U_{1Bi}, U_{2Bi}, \dots, U_{SBi}$) où S est le nombre de nœuds de la zone B.
- Les transits de puissances actives/réactives dans toutes les lignes de la zone B soit ($P_{1Bi}, Q_{1Bi}, P_{2Bi}, Q_{2Bi}, \dots, P_{TBi}, Q_{TBi}$) où T est le nombre de lignes de la zone B.

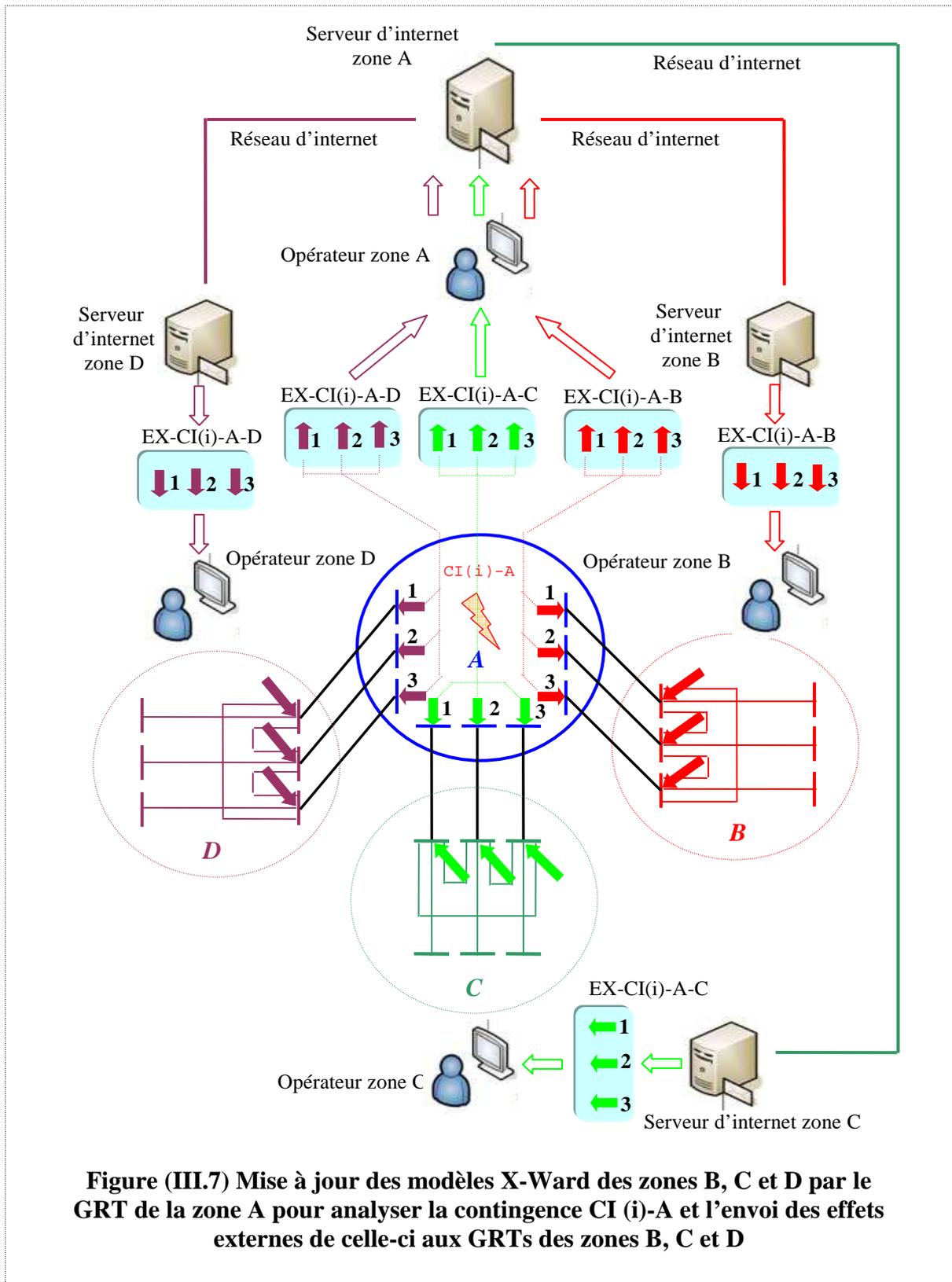


Figure (III.7) Mise à jour des modèles X-Ward des zones B, C et D par le GRT de la zone A pour analyser la contingence $CI(i)-A$ et l'envoi des effets externes de celle-ci aux GRTs des zones B, C et D

Les données reçues par les opérateurs des zones C et D sont obtenues de façon analogue à la zone B.

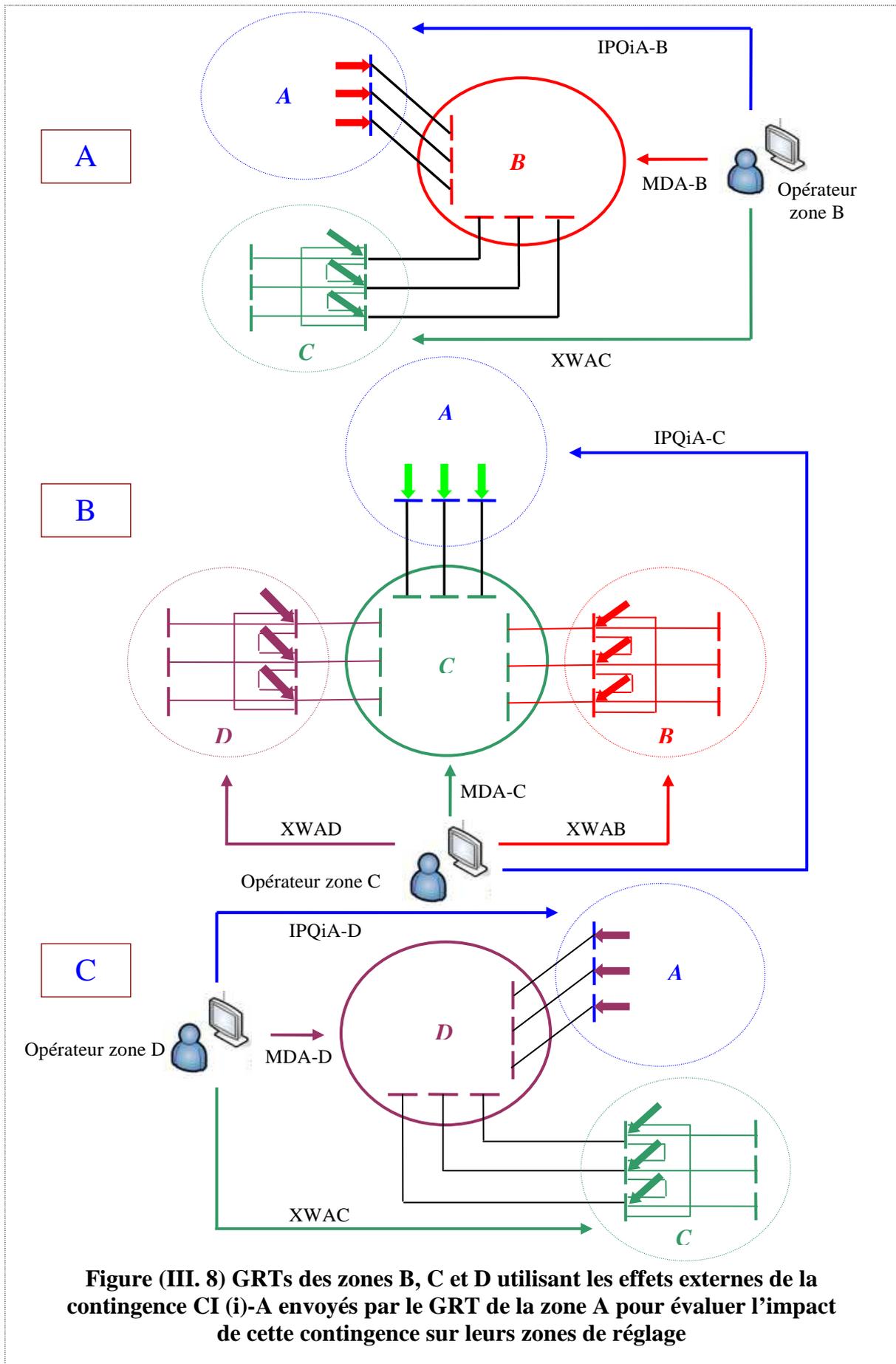


Figure (III. 8) GRTs des zones B, C et D utilisant les effets externes de la contingence CI (i)-A envoyés par le GRT de la zone A pour évaluer l'impact de cette contingence sur leurs zones de réglage

En supposant que LCI-A, LCI-B, LCI-C et LCI-D représentent respectivement la liste des contingences internes de la zone de réglage A, B, C et D, on définit ces listes comme suit :

$LCI-A = \{CI(1)-A, CI(2)-A, \dots, CI(i)-A, \dots, CI(d)-A\}$.

$LCI-B = \{CI(1)-B, CI(2)-B, \dots, CI(i)-B, \dots, CI(t)-B\}$.

$LCI-C = \{CI(1)-C, CI(2)-C, \dots, CI(i)-C, \dots, CI(r)-C\}$.

$LCI-D = \{CI(1)-D, CI(2)-D, \dots, CI(i)-D, \dots, CI(x)-D\}$.

Où :

$CI(i)-A$: représente la $i^{\text{ième}}$ contingence de la liste des contingences internes de la zone de réglage A.

$CI(i)-B$: représente la $i^{\text{ième}}$ contingence de la liste des contingences internes de la zone de réglage B.

$CI(i)-C$: représente la $i^{\text{ième}}$ contingence de la liste des contingences internes de la zone de réglage C.

$CI(i)-D$: représente la $i^{\text{ième}}$ contingence de la liste des contingences internes de la zone de réglage D.

d : nombre de contingences internes de la zone de réglage A.

t : nombre de contingences internes de la zone de réglage B.

r : nombre de contingences internes de la zone de réglage C.

x : nombre de contingences internes de la zone de réglage D.

On applique sur les autres contingences de la liste (LCI-A) la même procédure expliquée ci-dessus. De ce fait, on suit le même principe pour évaluer les effets internes et externes de chacune des contingences des listes LCI-B, LCI-C et LCI-D.

De cette manière, chaque opérateur peut évaluer la sécurité de sa zone non seulement vis-à-vis de ses contingences internes, mais aussi vis-à-vis de toute autre contingence originaire de n'importe quelle autre zone de réglage interconnectée à sa zone. Par conséquent, un niveau de sécurité plus élevé est assuré pour l'ensemble du système interconnecté.

III.4. Développement d'un outil informatique pour la simulation de l'analyse décentralisée en ligne de la sécurité statique

Dans le cadre de cette thèse, un outil informatique qui permet la simulation de l'analyse distribuée en-ligne de la sécurité statique du réseau test standard IEEE-39 nœuds constitué de deux zones de réglage qu'on désigne par A et B (voir la figure (III.10)) a été développé sous MATLAB™.

Cet outil utilise EUROSTAG™ (logiciel de simulation dynamique des réseaux électriques développé en commun par TRACTEBEL et EDF (Electricité de France) [EDF, 2004]) en mode batch (appel automatique des différents modules du logiciel EUROSTAG™ à partir de MATLAB™) pour le calcul de répartition de charge par l'appel automatique du module correspondant d'EUROSTAG™ (eustag_lf), puis pour extraire certains résultats de ce calcul et les mettre à la disposition de notre programme par l'appel automatique du module d'analyse des résultats (eustag_t).

III.4.1. Description des fichiers d'entrée de l'outil développé

Les données décrivant le réseau pour lequel l'outil est conçu (dans notre cas les données du point de fonctionnement de base de répartition de charge des zones A et B du réseau test IEEE-39 nœuds, obtenues à partir de la référence [FAGA, 1977]), ainsi que celles décrivant le scénario pour lequel l'analyse distribuée en ligne sera effectuée, sont introduites en utilisant deux types de fichiers comme suit :

A. Fichiers d'entrée de l'outil construits sous MATLAB™ (*.m)

ZNEA_INJ.m : Dans ce fichier, on introduit sous forme matricielle les données représentant les valeurs des puissances actives/réactives des nœuds de charge (nœuds de type P-Q) de la zone A à un instant donné (t_x). On introduit aussi dans ce fichier les données représentant les valeurs des puissances actives/réactives injectées par les unités de génération (nœuds de type P-V) de la zone A au même instant.

ZNEA_TOP.m : Dans ce fichier, on enregistre sous forme matricielle les données concernant le(s) changement(s) topologique(s) survenu(s) sur la topologie initiale du réseau de la zone A à l'instant (t_x), soit le(s) nom(s) de(s) ligne(s) déconnectée(s) à cet instant. En effet, le nom de chaque ligne déconnectée est déterminé par le nom du nœud de départ et le nom du nœud d'arrivée de cette ligne.

Remarque (1) : Pour la topologie initiale, on considère que tous les éléments (lignes) de la zone A sont en service.

Remarque (2) : On suppose que les données introduites dans les fichiers ZNEA_INJ.m, ZNEA_TOP.m représentent en quelque sorte les télémesures analogiques et les télésignalisations donnant l'état logique des disjoncteurs fournies par le système SCADA de la zone A à l'instant (t_x) (image du réseau de la zone A prise par le système SCADA de la zone A à l'instant t_x).

ZNEB_INJ.m : Dans ce fichier, on introduit le même type de données que le fichier ZNEA_INJ.m, mais cette fois les données concernent les nœuds P-Q et les nœuds P-V de la zone B.

ZNEB_TOP.m : Dans ce fichier, on introduit le même type de données que dans le fichier ZNEA_INJ.m, mais cette fois les données introduites concernent le(s) changement(s) topologique(s) survenu(s) sur la topologie initiale du réseau de la zone B à l'instant (t_x).

B. Fichiers d'entrée de l'outil construits sous EUROSTAG™ (*.ech)

ZNEA_SB.ech : C'est le fichier des données du régime de base de répartition de charge de la zone A qui sera utilisé après sa mise à jour comme un fichier en entrée du module de calcul de répartition de charge d'EUROSTAG™ (ce fichier est caractérisé par le fait que la zone B n'est pas modélisée ni par son modèle complet ni par son modèle réduit de type X-Ward).

Ce fichier contient donc deux types de données concernant uniquement la zone A comme suit :

- Les différentes données topologiques du réseau de la zone A (lignes, transformateurs).
- Les données concernant les puissances actives/réactives des nœuds de charge (nœuds de type P-Q) de la zone A, les données concernant les puissances actives et les niveaux de tension des nœuds de production (nœuds de type P-V) de la zone A, ainsi que les autres données nécessaires pour l'initialisation du calcul de répartition de charge soit les valeurs complexes initiales des tensions des nœuds P-Q de la zone A (souvent fixées à 1 p.u. pour l'amplitude et 0° pour le déphasage), et celles des angles des tensions des nœuds P-V de la zone A (souvent fixées à 0°).

Dans ce fichier, les nœuds frontières externes de la zone A avec la zone B sont définis comme des nœuds de type P-Q.

ZNEA_AMB.ech : C'est le fichier des données du régime de base de répartition de charge des zones A, B qui sera utilisé après sa mise à jour comme un fichier en entrée du module de calcul de répartition de charge d'EUROSTAG™ (ce fichier est caractérisé par le fait que la zone B est modélisée par son modèle réduit de type X-Ward).

Ce fichier contient donc en plus de deux types de données du fichier ZNEA_SB.ech qui sont liées à la zone A les données suivantes :

Les données concernant les paramètres passifs et actifs du modèle X-Ward de la zone B.

ZNEB_SA.ech : C'est le fichier des données du régime de base de répartition de charge de la zone B qui sera utilisé après sa mise à jour comme un fichier en entrée du module de calcul

de répartition de charge d'EUROSTAG™ (ce fichier est caractérisé par le fait que la zone A n'est pas modélisée ni par son modèle complet ni par son modèle réduit de type X-Ward).

Ce fichier contient donc le même type de données que le fichier ZNEA_SB.ech, mais cette fois les données concernent la zone B au lieu de la zone A.

Dans ce fichier, les nœuds frontières externes de la zone B avec la zone A sont définis comme des nœuds de type P-Q.

ZNEB_AMA.ech : C'est le fichier des données du régime de base de répartition de charge des zones B et A qui sera utilisé après sa mise à jour comme un fichier en entrée du module de calcul de répartition de charge d'EUROSTAG™ (ce fichier est caractérisé par le fait que la zone A est modélisée par son modèle réduit de type X-Ward).

Ce fichier contient donc en plus de deux types des données du fichier ZNEB_SA.ech qui sont liées à la zone B les données suivantes :

Les données concernant les paramètres passifs et actifs du modèle X-Ward de la zone A.

ZNEB_A.ech : C'est le fichier des données du régime de base de répartition de charge des zones A et B qui sera utilisé après sa mise à jour comme un fichier en entrée du module de calcul de répartition de charge d'EUROSTAG™ (ce fichier est caractérisé par le fait que les deux zones A et B sont modélisées par leurs modèles complets).

Ce fichier contient donc le même type des données que le fichier ZNEA_SB.ech, mais cette fois les données concernent les deux zones A et B au lieu de la zone A.

III.4.2. Description des fonctions élémentaires constituant l'outil développé

Sept fonctions élémentaires codées sous Matlab™ forment le cœur de l'outil développé, on explique ci-après ces sept fonctions.

Fonction (1) : Fonction de mise à jour des modèles complets des zones A et B

Cette fonction modifie les données topologiques, ainsi que les données des nœuds P-Q et des nœuds P-V de la zone A contenues dans les fichiers ZNEA_SB.ech, ZNEA_AMB.ech et ZNEB_A.ech selon les données que l'on introduit dans les fichiers ZNEA_TOP.m et ZNEA_INJ.m pour obtenir les nouveaux fichiers ZNEA_SBN.ech, ZNEA_AMBN.ech et ZNEB_AN.ech . De même, elle modifie les données topologiques, ainsi que les données des nœuds P-Q et des nœuds P-V de la zone B contenues dans les fichiers ZNEB_SA.ech, ZNEB_AMA.ech et ZNEB_AN.ech selon les données que l'on introduit dans les fichiers ZNEB_INJ.m et ZNEB_TOP.m pour obtenir ZNEB_SAN.ech, ZNEB_AMAN.ech et ZNEB_ANN.ech.

Dans cette fonction, on fait appel pour le fichier ZNEB_ANN.ech au module de calcul de répartition de charge d'EUROSTAG™. Puis, on utilise le module d'analyse de résultats d'EUROSTAG™ pour extraire des résultats de calcul de répartition de charge les valeurs des tensions complexes aux nœuds frontières internes et ceux externes de la zone A avec la zone B [U_fro_AB] et les valeurs des tensions complexes aux nœuds frontières internes et ceux externes de la zone B avec la zone A [U_fro_BA].

Remarque : Cette fonction simule exactement les rôles effectués par les estimateurs d'état des zones de réglage A et B.

Fonction (2) : Fonction de mise à jour des paramètres du modèle X-Ward de la zone B

En se basant sur les données concernant le changement topologique survenu sur le réseau de la zone B (données contenues dans le fichier ZNEB_TOP.m) cette fonction effectue les opérations suivantes :

- Calculer les deux groupes de matrices (Y_{FF}^{EF} - nou, Y_{FE} - nou, Y_{EE} - nou, Y_{EF} - nou) et (Y_{FU} - nou, Y_{FQ} - nou, Y_{QQ} - nou, Y_{QU} - nou) correspondant à la nouvelle topologie de la zone B.
- Utiliser le premier groupe de matrices dans l'équation (III.3) pour mettre à jour le PJPPP du modèle X-Ward de la zone B.
- Utiliser le deuxième groupe des matrices dans l'équation (III.6) pour mettre à jour le DJPPP du modèle X-Ward de la zone B.
- Utiliser le PJPPP et [U_fro_AB] dans les équations (III.7) et (III.8) pour mettre à jour les PPAX du modèle X-Ward de la zone B.
- Modifier les anciens paramètres passifs et ceux actifs du modèle X-Ward de la zone B contenus dans le fichier ZNEA_AMBN.ech par les nouveaux paramètres passifs et actifs calculés correspondant à la nouvelle topologie de la zone B.

Ainsi, à la sortie de cette fonction, on obtient un nouveau fichier ZNEA_AMBNN.ech (modèle complet actualisé de la zone A plus le modèle X-Ward actualisé de la zone B).

Fonction (3) : Fonction de mise à jour des paramètres du modèle X-Ward de la zone A

En se basant sur les données concernant le changement topologique survenu sur le réseau de la zone A (données contenues dans le fichier ZNEA_TOP.m) de la même manière que la fonction (2), cette fonction calcule PJPPP, DJPPP et PPAX du modèle X-Ward de la zone A correspondant à la nouvelle topologie de cette zone. Puis, elle modifie les anciens paramètres

actifs PPAS et ceux passifs PJPPP et DJPPP du modèle X-Ward de la zone A contenus dans le fichier ZNEB_AMAN.ech par les nouveaux paramètres passifs et actifs calculés correspondant à la nouvelle topologie de la zone A. Ainsi, à la sortie de cette fonction, on obtient un nouveau fichier ZNEB_AMANN.ech (modèle complet actualisé de la zone B plus le modèle X-Ward actualisé de la zone A).

Fonction (4) : Fonction d'analyse des contingences internes de la zone A

Cette fonction utilise le fichier ZNEA_AMBNN.ech (un nouveau fichier en entrée du module de calcul de répartition de charge d'EUROSTAG™ obtenu à la sortie de la fonction (2)) pour analyser la sécurité statique de la zone A. Cette analyse s'effectue donc en faisant appel pour le fichier ZNEA_AMBNN.ech au module de calcul de répartition de charge d'EUROSTAG™ (eustag_lf) autant de fois que le nombre d'éléments prédéfinis de la zone A (lignes, générateurs) pour lesquels on veut analyser la sécurité statique de la zone A (CA-t). Ainsi, pour chaque appel d'eustag_lf, un seul élément est éliminé du fichier ZNEA_AMBNN.ech, il s'agit de l'élément pour lequel on analyse la sécurité de la zone A.

En effet, chaque appel d'eustag_lf est suivie par l'appel du module d'analyse des résultats d'EUROSTAG™ (eustag_t) pour extraire deux types de résultats :

Le premier type concerne les effets internes de la contingence analysée, soit les transits de post-contingence des puissances actives/réactives dans les lignes de la zone A, [P_A] et [Q_A], et les tensions de post-contingence des nœuds P-Q de la zone A, [U_A].

Le deuxième type concerne les effets externes de la contingence analysée, soit les injections de post-contingence des puissances actives/réactives aux nœuds frontières internes de la zone A avec la zone B, soit [P_injfro_A_B] et [Q_injfro_A_B].

Par conséquent, à la sortie de cette fonction, on obtient sous forme matricielle les effets internes de toutes les contingences analysées de la zone A (CA-t), soit {[P_A]t, [Q_A]t et [U_A]t}, ainsi que les effets externes de ces contingences sur la zone B soit {[P_injfro_A_B]t et [Q_injfro_A_B]t}.

Fonction (5) : Fonction d'analyse des contingences externes de la zone B

Cette fonction utilise le fichier ZNEB_SAN.ech pour analyser la sécurité statique de la zone B à l'égard de ses contingences externes (contingences originaires de la zone A). Cette analyse s'effectue donc en faisant appel pour le fichier ZNEB_SAN.ech au module de calcul de répartition de charge d'EUROSTAG™ (eustag_lf) autant de fois que le nombre de contingences externes (les contingences externes sont représentées par les éléments des matrices [P_injfro_A_B]t et [Q_injfro_A_B]t) dont on veut analyser l'impact sur la zone B.

Ainsi, pour chaque appel d'eustag_lf, une seule contingence externe est évaluée en utilisant les éléments correspondants à cette contingence dans les matrices $[P_injfro_A_B]t$ et $[Q_injfro_A_B]t$, comme des charges fixes connectées aux nœuds frontières externes de la zone B avec la zone A (ces nœuds frontières sont définies comme des nœuds de type P-Q dans le fichier ZNEB_SAN.ech).

En effet, chaque appel d'eustag_lf est suivie par l'appel du module d'analyse des résultats d'EUROSTAG™ (eustag_t) pour extraire les résultats concernant les transits des puissances actives/réactives dans les lignes de la zone B, soit $[P_B_CA]$ et $[Q_B_CA]$ et les tensions des nœuds P-Q de la zone B, soit $[U_B_CA]$. Par conséquent, à la sortie de cette fonction, on obtient sous forme matricielle les résultats de toutes les contingences externes analysées (contingences de la zone A) soit $\{[P_B_CA]t, [Q_B_CA]t$ et $[U_B_CA]t\}$.

Fonction (6) : Fonction d'analyse des contingences internes de la zone B

Cette fonction utilise le fichier ZNEB_AMANN.ech (un nouveau fichier en entrée du module de calcul de répartition de charge d'EUROSTAG™ obtenu à la sortie de la fonction (3)) pour analyser la sécurité statique de la zone B. En effet, l'analyse s'effectue de manière semblable à celle expliquée dans la fonction (4) pour analyser la sécurité de la zone A. Les résultats obtenus pour chaque contingence analysée de la zone B sont les effets internes de cette contingence, soit $[P_B]$, $[Q_B]$ et $[U_B]$, et les effets externes de celle-ci, soit $[P_injfro_B_A]$ et $[Q_injfro_B_A]$. Par conséquent, à la sortie de cette fonction, on obtient sous forme matricielle les effets internes de toutes les contingences analysées de la zone B (CB-r), soit $\{[P_B]r, [Q_B]r$ et $[U_B]r\}$, ainsi que les effets externes de ces contingences, soit $\{[P_injfro_B_A]r$ et $[Q_injfro_B_A]r\}$.

Fonction (7) : Fonction d'analyse des contingences externes de la zone A

Cette fonction utilise le fichier ZNEA_SBN.ech pour analyser la sécurité statique de la zone A à l'égard de ses contingences externes (contingences originaires de la zone B). En effet, l'analyse s'effectue de manière semblable à celle expliquée dans la fonction (5) pour analyser la sécurité de la zone B à l'égard de ses contingences externes. Ainsi, pour chaque contingence externe analysée on obtient les transits des puissances actives/réactives dans les lignes de la zone A, soit $[P_A_CB]$ et $[Q_A_CB]$, et les tensions des nœuds P-Q de la zone A, soit $[U_A_CB]$. Par conséquent, à la sortie de cette fonction, on obtient sous forme matricielle les résultats de toutes les contingences externes analysées (contingences de la zone B (CB-r)), soit $\{[P_A_CB]r, [Q_A_CB]r$ et $[U_A_CB]r\}$.

La représentation schématique de l'outil développé est montrée dans la figure (III.9).

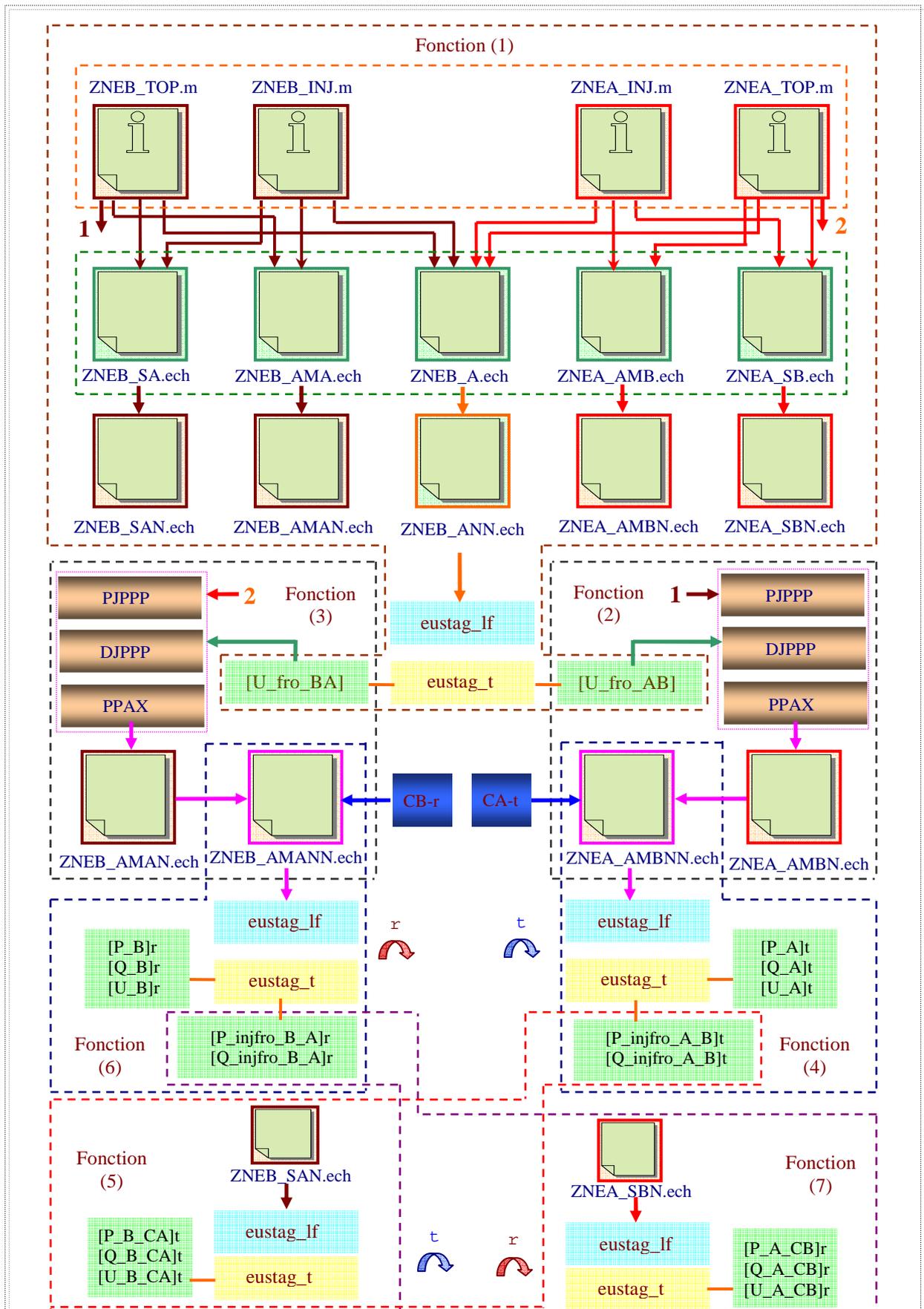


Figure (III. 9) Représentation schématique de l'outil développé pour l'analyse distribuée de la sécurité statique du réseau IEEE-39 nœuds divisé en deux zones A, B

III.5. Description des scénarios simulés

Au cours de la période d'étude, définie sur l'intervalle $[T_1, T_5]$, effectuée sur notre réseau test IEEE-39 noeuds, on suppose que les systèmes SCADA des zones de réglage A et B ont pris cinq "points de fonctionnement" de leurs zones de réglage aux instants T_1 , $T_2 = T_1 + \Delta T$, $T_3 = T_2 + \Delta T$, $T_4 = T_3 + \Delta T$ et $T_5 = T_4 + \Delta T$. L'évolution du niveau de charge aux noeuds P-Q correspondant à ces instants pour les deux zones de réglage est comme suit :

A l'instant T_1 , le niveau de charge à chaque noeud de type P-Q de la zone A et de la zone B correspond à celui du régime de base du réseau test. Dans la figure (III.10) les numéros verts symbolisent le niveau de charge du régime de base des noeuds P-Q de la zone de réglage A, tandis que les numéros rouges symbolisent le niveau de charge du régime de base des noeuds P-Q de la zone de réglage B.

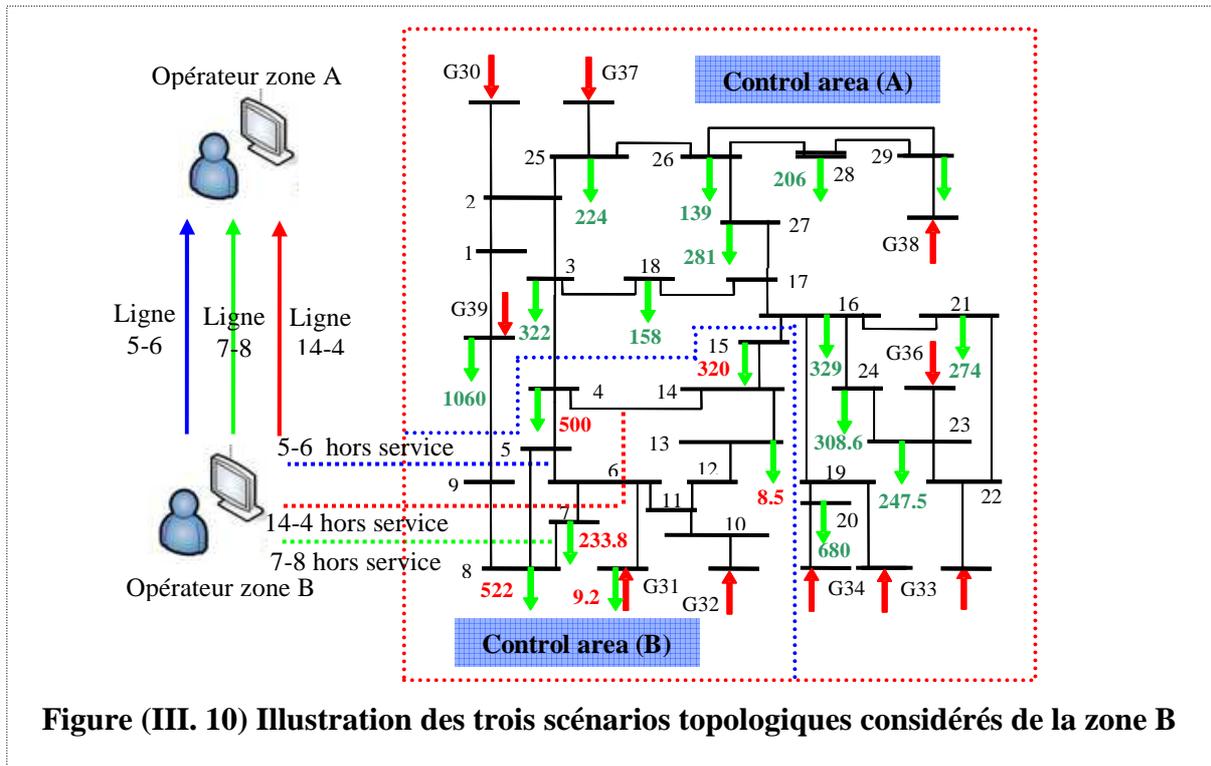


Figure (III. 10) Illustration des trois scénarios topologiques considérés de la zone B

A l'instant T_2 , respectivement T_3 , le niveau de charge à chaque noeud de type P-Q de la zone A et de la zone B a augmenté de 2% par rapport à celui de l'instant T_1 , respectivement T_2 .

A l'instant T_4 , respectivement T_5 , le niveau de charge à chaque noeud de type P-Q de la zone A et de la zone B a diminué de 2% par rapport à celui de l'instant T_1 , respectivement T_4 .

Les programmes de production des unités de production, noeuds de type P-V, de la zone de réglage A et de la zone de réglage B aux instants (T_1, T_2, T_3, T_4 et T_5) correspondant aux

différents niveaux de charge des nœuds P–Q de la zone de réglage A et de la zone de réglage B à ces mêmes instants sont donnés dans le tableau (AIII.1) donné dans l’annexe (III).

A l’instant $T_0 = T_1 - \Delta T$, on considère trois scénarios pour le changement topologique du réseau de la zone de réglage B. Les trois scénarios correspondent respectivement à la perte de la ligne 14–4, de la ligne 7–8 et de la ligne 5–6 (les trois scénarios topologiques de la zone B sont illustrés dans la figure (III.10)).

Dans un premier temps, pour chacun des trois scénarios topologiques considérés de la zone B, on utilise l’outil de simulation développé au paragraphe (III.4) pour actualiser à chacun des points de fonctionnement du réseau test définis aux instants T1, T2, T3, T4 et T5, les paramètres de la partie passive et de la partie active du modèle X-Ward de la zone B.

En effet, les deux jeux de paramètres de la partie passive du modèle X-Ward de la zone B (PJPPP, DJPPP) sont seulement actualisés quand il y a un changement topologique donc, on obtient trois groupes de paramètres de la partie passive du modèle X-Ward de la zone B, (voir le tableau (III.1)), correspondant aux trois scénarios topologiques considérés de la zone B.

Paramètres de Partie passive de X-Ward		Scénario (1) Ligne 14-4	Scénario (2) Ligne 7-8	Scénario (3) ligne5-6
PJPPP	R15-4 (pu)	0.00644	0.00255	0.00265
	X15-4 (pu)	0.0792	0.0331	0.0347
	R15-9 (pu)	0.0196	0.0556	0.037
	X15-9 (pu)	0.239	0.592	0.421
	R4-9 (pu)	0.00408	0.00395	0.00374
	X4-9 (pu)	0.0675	0.0631	0.0597
DJPPP	X15 (pu)	0.0696	0.1294	0.1133
	X4 (pu)	0.0393	0.0269	0.0383
	X9 (pu)	0.119	0.1545	0.1346

Tableau (III.1) Paramètres de la partie passive du modèle X-Ward de la zone B correspondant aux trois scénarios topologiques considérés de la zone B

En revanche, les paramètres de la partie active du modèle X-Ward de la zone B sont actualisés non seulement quand il y a un changement topologique, mais aussi quand le point

de fonctionnement du réseau test change. On obtient donc pour chaque scénario topologique considéré de la zone B cinq groupes de paramètres de la partie active du modèle X-Ward de la zone B, donnés dans le tableau (III.2), correspondant aux cinq points de fonctionnement du réseau test définis aux instants T1, T2, T3, T4 et T5.

Scénario	instant	P-15 MW	Q-15 MVAR	P-9 MW	Q-9 MVAR	P-4 MW	Q-4 MVAR
1	T1	-17.4	5.7	-33.5	-8.9	126.6	87.2
	T2	-18.9	9.1	-33.8	-7.1	129	93.8
	T3	-20.5	12.4	-34.2	-5.2	131.3	100.6
	T4	-15.8	2.5	-33.1	-10.7	124.3	80.7
	T5	-14.3	-0.4	-32.5	-12.5	122.8	74.6
2	T1	149.4	75.4	41.7	0.12	-115.7	12.4
	T2	151.9	78.8	42.8	1.75	-118.8	19
	T3	154.5	82.3	44.1	3.44	-122.1	25.8
	T4	147	72.1	40.5	-1.52	-112.5	5.8
	T5	144.7	68.9	39.5	-3.1	-108.4	-0.06
3	T1	84.2	62.9	-39.5	3.4	34.3	100.4
	T2	85.2	66.5	-39.9	5.4	34.4	108.6
	T3	86.2	70.2	-40.4	7.5	34.5	116.9
	T4	83.1	59.2	-39	1.4	34.2	92.5
	T5	82.2	55.9	-38.3	-0.6	34.9	84.9

Tableau (III.2) Paramètres de la partie active du modèle X-Ward de la zone B correspondant aux cinq points de fonctionnement du réseau test définis aux instants T1, T2, T3, T4 et T5 pour chacun des trois scénarios topologiques considérés de la zone B

Dans un deuxième temps, en utilisant le même outil de simulation développé au paragraphe (III.4) et pour chacun des trois scénarios topologiques considérés de la zone B, la sécurité statique de la zone A, choisie comme zone d'étude, a été évaluée vis-à-vis de la perte de la ligne 18-3 de cette zone, et cela pour le point de fonctionnement du réseau test défini à l'instant T1. En effet, cette analyse a été effectuée en considérant deux hypothèses :

1. L'opérateur de la zone (A) a pu actualiser selon le scénario topologique considéré de la zone (B) (car dans ce cas, on considère que pour chacun des trois changements topologiques considérés de la zone B, l'opérateur de cette zone (GRT-B) a pu informer l'opérateur de la zone A (GRT-A) de ce changement). Les deux jeux de paramètres de la partie passive du modèle X-Ward de la zone (B) montrés dans la figure (III.11), soit les paramètres {R(4-15), X(4-15), R(4-9), X(4-9), R(9-15), X(9-15), X9, X4, X15} sont actualisés les premiers pour qu'ils prennent les valeurs numériques correspondant à chaque scénario affichées dans le tableau

(III.1). Ensuite, les paramètres de la partie active du modèle X-Ward de la zone (B) montrés dans la même figure (III.11), soit les paramètres (P-15, Q-15, P-9, Q-9, P-4, Q-4) sont actualisés pour qu'ils prennent les valeurs numériques correspondant à chaque scénario à l'instant T1 affichées dans le tableau (III.2).

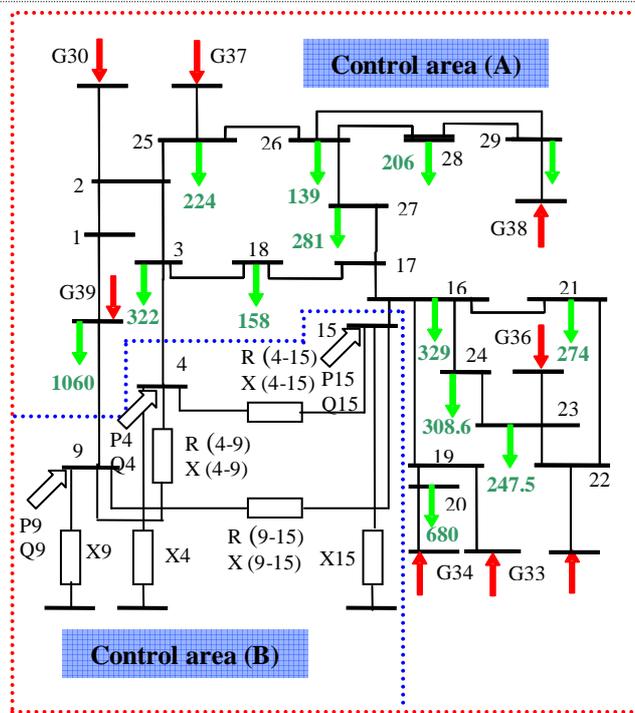
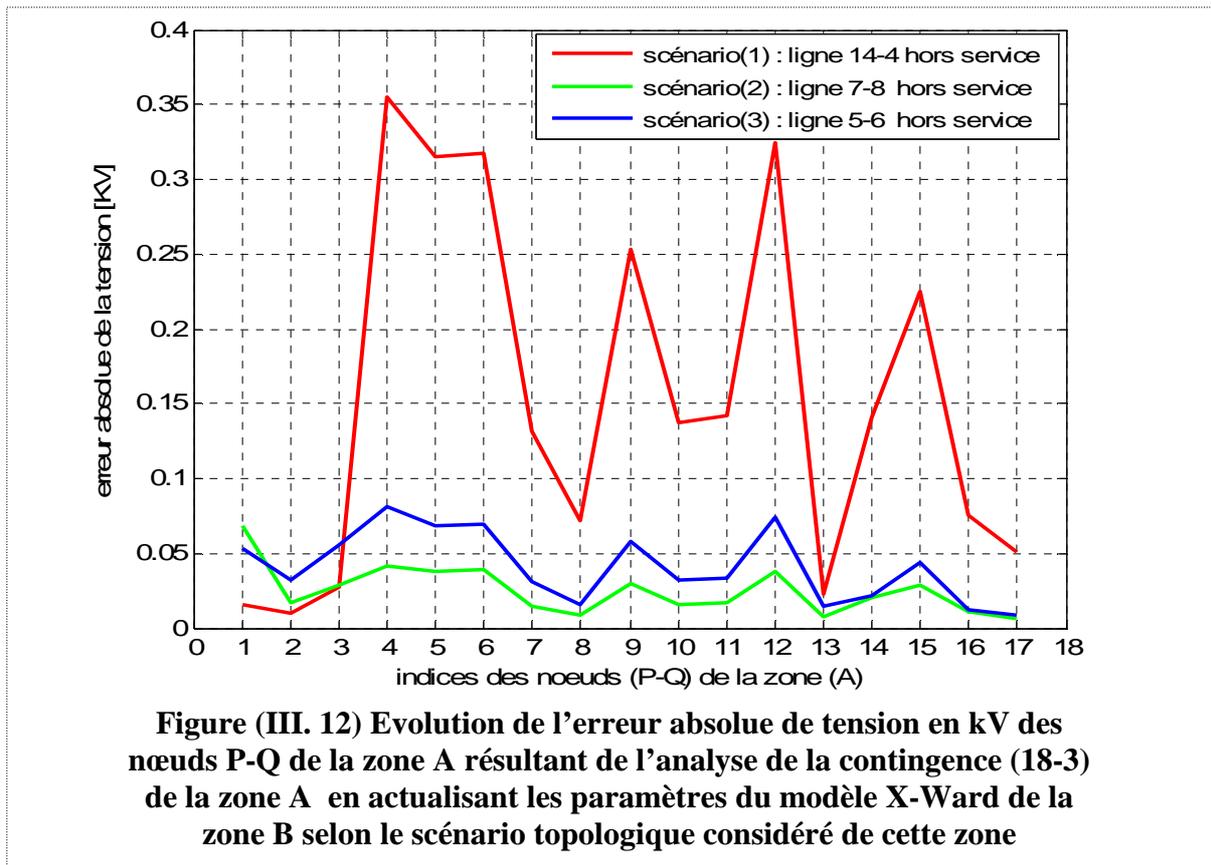


Figure (III. 11) Paramètres des parties passive et active du modèle X-Ward de la zone B

Afin de comparer les résultats de l'analyse de sécurité de la zone A (perte de la ligne 18-3) obtenus pour les trois scénarios topologiques considérés de la zone B en utilisant le modèle X-Ward de cette zone avec ceux obtenus pour les trois scénarios topologiques considérés de la zone B, mais cette fois en utilisant le modèle complet de la zone B, on calcule pour chaque scénario considéré:

1. les erreurs absolues (l'erreur absolue est définie au paragraphe (II.7.I(A.I))) des tensions des nœuds P-Q de la zone A. La figure (III.12) illustre l'évolution de l'erreur absolue de tension en kV des nœuds P-Q de la zone A pour les trois scénarios. La courbe rouge représente le premier scénario, la courbe verte représente le deuxième scénario et la courbe bleue représente le troisième scénario.



2. les erreurs absolues des puissances actives circulant dans les lignes de la zone A. La figure (III.13) montre l'évolution de l'erreur absolue de la puissance active en MW des lignes de la zone A pour les trois scénarios considérés. La courbe rouge représente le premier scénario, la courbe verte représente le deuxième scénario et la courbe bleue représente le troisième scénario.

L'étape d'après consiste à calculer, pour chaque scénario considéré, les erreurs absolues des puissances réactives circulant dans les lignes de la zone A. La figure (III.14) montre l'évolution de l'erreur absolue de la puissance réactive en MVAR des lignes de la zone A pour les trois scénarios considérés.

Chaque nœud P-Q de la zone A est représenté par un numéro (indice) dans la figure (III.12) et chaque ligne de cette zone (A) est représentée aussi par un numéro (indice) dans les figures (III.13) et (III.14), voir le tableau (AIII.2) dans l'annexe (III).

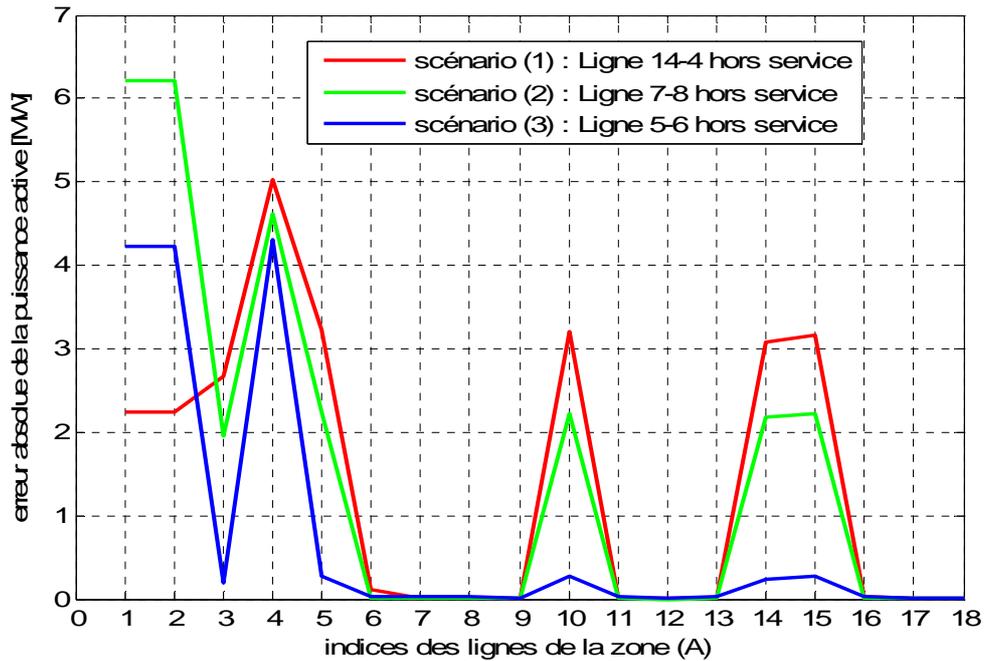


Figure (III. 13) Evolution de l'erreur absolue de la puissance active en MW des lignes de la zone A résultant de l'analyse de la contingence (18-3) de la zone A en actualisant les paramètres du modèle X-Ward de la zone B selon le scénario topologique considéré de cette zone

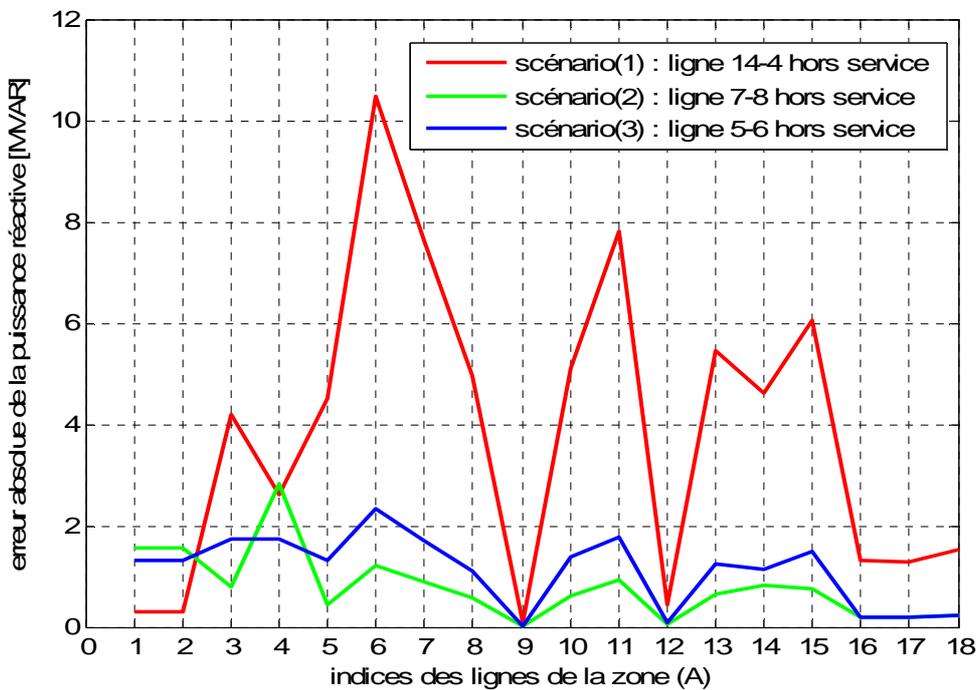


Figure (III. 14) Evolution de l'erreur absolue de la puissance réactive en MVAR des lignes de la zone A résultant de l'analyse de la contingence (18-3) de la zone A en actualisant les paramètres du modèle X-Ward de la zone B selon le scénario topologique considéré de cette zone

Finalement, on calcule pour chaque scénario considéré les erreurs absolues des injections des puissances actives/réactives aux nœuds frontières internes de la zone A avec la zone B soit les nœuds (3, 16, 39). Le tableau (III.3) montre les valeurs numériques de ces erreurs.

Scénarios topologiques considérés de la zone (B)	Erreurs absolues des injections des puissances actives aux nœuds 3,16,39			Erreurs absolues des injections des puissances réactives aux nœuds 3,16,39		
	$\Delta P-3$ (MW)	$\Delta P-16$ (MW)	$\Delta P-39$ (MW)	$\Delta Q-3$ (MVAR)	$\Delta Q-16$ (MVAR)	$\Delta Q-39$ (MVAR)
Scénario (1) ligne 14-4 hors service	5.01	3.3010	23.8750	3.1490	27.5360	2.8510
Scénario (2) ligne 7-8 hors service	4.579	2.2480	4.276	2.423	3.1450	2.3590
Scénario (3) ligne 5-6 hors service	4.2780	0.3680	26.922	2.0420	6.5060	14.7850

Tableau (III.3) Les erreurs absolues des injections des puissances actives/réactives de post-contingence (18-3) aux nœuds frontières internes de la zone A avec la zone B résultant de l'analyse de la contingence (18-3) de la zone A en actualisant les paramètres du modèle X-Ward de la zone B selon le scénario topologique considéré de cette zone

En effet, les injections des puissances actives/réactives aux nœuds (3, 16, 39) pour lesquelles on a calculé les erreurs absolues présentées dans le tableau (III.3), sont les injections envoyées par l'opérateur de la zone A à l'opérateur de la zone B afin que ce dernier puisse évaluer l'impact de la perte de la ligne 18-3 (contingence externe originaire de la zone A) sur sa zone, voir la figure (III.15).

L'outil de simulation développé au paragraphe (III.4) nous a également permis de simuler, pour chacun des trois scénarios topologiques considérés de la zone B, l'analyse de sécurité de la zone B vis-à-vis de la perte de la ligne 18-3 de la zone A effectuée par l'opérateur de la zone B en recevant les injections des puissances actives/réactives de post-contingence de la ligne 18-3 aux nœuds (3, 16, 39) de l'opérateur de la zone A.

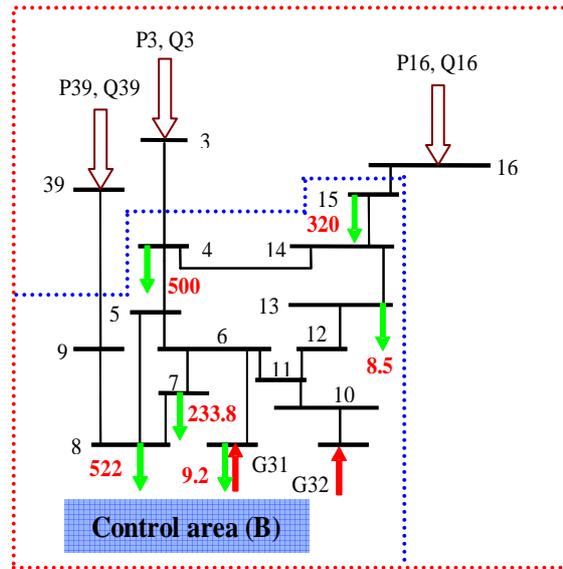


Figure (III. 15) Illustration de l' évaluation de l'impact de la contingence (18-3) originaire de la zone A sur la zone B en utilisant les injections des puissances actives/réactives de post-contingence (18-3) aux nœuds (3, 16, 39)

De même que pour la zone A, afin de comparer les résultats obtenus de cette analyse (soit l'analyse effectuée en utilisant les injections des puissances actives/réactives de post-contingence de la ligne 18-3 aux nœuds 3, 16, 39 envoyées par l'opérateur de la zone A) avec ceux obtenus lorsqu'on utilise le modèle complet du réseau test, on calcule les erreurs absolues des tensions des nœuds P-Q de la zone B pour les trois scénarios considérés voir le tableau (III.4).

Les nœuds (P-Q) de la zone B	SCENARIO (1) LIGNE 14-4 HORS SERVICE	SCENARIO (2) LIGNE 7-8 HORS SERVICE	SCENARIO (3) LIGNE 5-6 HORS SERVICE
	ΔV (KV)	ΔV (KV)	ΔV (KV)
15	0.46	0.1956	0.239
14	0.34	0.1205	0.197
4	0.261	0.0894	0.0692
13	0.185	0.0985	0.0361
5	0.094	0.0871	0.0399
9	0.127	0.0826	0.297
8	0.089	0.0412	0.184
10	0.0549	0.0212	0.195
11	0.052	0.0132	0.073
12	0.0986	0.0389	0.0481
6	0.161	0.0012	0.0142
7	0.0946	0.0196	0.0163

Tableau (III.4) Les erreurs absolues de tension en kV des nœuds P-Q de la zone B résultant de l'analyse de la contingence externe (18-3) en utilisant les injections des puissances actives/réactives de post-contingence (18-3) aux nœuds (3, 16, 39) obtenues en actualisant les paramètres du modèle X-Ward de la zone B selon le scénario topologique considéré de cette zone

On calcule également les erreurs absolues des puissances actives/réactives circulant dans les lignes de la zone B, et cela pour les trois scénarios considérés, voir le tableau (III.5).

Les lignes de la zone B	SCENARIO (1) LIGNE 14-4 HORS SERVICE		SCENARIO (2) LIGNE 7-8 HORS SERVICE		SCENARIO (3) LIGNE 5-6 HORS SERVICE	
	ΔP (MW)	ΔQ (MVAR)	ΔP (MW)	ΔQ (MVAR)	ΔP (MW)	ΔQ (MVAR)
16-15	3.3010	27.5360	2.2480	3.1450	0.3680	6.5060
9-8	18.067	1.792	3.0759	1.892	22.761	9.104
5-6	2.013	0.975	3.872	1.0975	-	-
3-4	5.01	3.1490	4.579	2.423	4.2780	2.0420
6-7	0.865	0.087	0.0917	0.0663	0.591	3.183
7-8	0.0169	0.0067	-	-	1.186	3.175
6-11	0.987	1.765	3.875	1.107	0.988	2.158
4-5	4.56	2.674	1.985	1.378	3.682	1.791
11-10	1.567	0.765	0.0945	0.0129	0.475	2.872
14-4	-	-	2.893	1.086	3.936	2.693
14-13	2.417	17.924	1.145	2.973	0.857	4.184
13-10	0.408	0.803	0.185	0.085	0.0879	0.769
15-14	2.675	22.012	1.983	2.907	0.2985	5.921
5-8	2.571	1.793	0.915	0.769	2.946	1.094
39-9	23.8750	2.8510	4.276	2.3590	26.922	14.7850

Tableau (III.5) Les erreurs absolues des puissances actives/réactives des lignes de la zone B résultant de l'analyse de la contingence externe (18-3) en utilisant les injections des puissances actives/réactives de post-contingence (18-3) aux nœuds 3, 16, 39 obtenues en actualisant les paramètres du modèle X-Ward de la zone B selon le scénario topologique considéré de cette zone

2. L'opérateur de la zone A n'a pas pu actualiser selon le scénario topologique considéré de la zone B (car dans ce cas, on considère que pour chaque changement topologique considéré de la zone B, l'opérateur de cette zone n'a pas pu informer, pour une raison quelconque, l'opérateur de la zone A de ce changement) les deux jeux de paramètres de la partie passive du modèle X-Ward de la zone B soit les paramètres {R(4-15), X(4-15), R(4-9), X(4-9), R(9-15), X(9-15), X9, X4, X15} (montrés dans la figure (III.11)) qui gardent donc leurs valeurs numériques initiales (valeurs numériques affichées dans le tableau (AII.1)) inchangées comme s'il n'y avait pas de changement topologique dans la zone B.

Quant aux paramètres de la partie active du modèle X-Ward de la zone B soit les paramètres (P-15, Q-15, P-9, Q-9, P-4, Q-4) (montrés dans la figure (III.10)), ils prennent de nouvelles valeurs numériques différentes de celles affichées dans le tableau (AII.2).

De même que la première hypothèse, afin de comparer les résultats de l'analyse de sécurité de la zone A vis-à-vis de la perte de la ligne 18-3 obtenus pour les trois scénarios topologiques considérés de la zone B en utilisant le modèle X-Ward de cette zone (cette fois les paramètres passifs du modèle X-Ward de la zone B ne sont pas actualisés selon le scénario topologique considéré de cette zone) avec ceux obtenus pour les trois scénarios topologiques considérés de la zone B en utilisant le modèle complet de cette zone.

On calcule pour chacun des trois scénarios considérés les erreurs absolues suivantes :

- Les erreurs absolues des tensions des nœuds P–Q de la zone A (voir la figure (AIII.1) dans l'annexe (III)).
- Les erreurs absolues des puissances actives circulant dans les lignes de la zone A (voir la figure (AIII.2) dans l'annexe (III)).
- Les erreurs absolues des puissances réactives circulant dans les lignes de la zone A (voir la figure (AIII.3) dans l'annexe (III)).
- Les erreurs absolues des injections des puissances actives/réactives de post-contingence aux nœuds frontières internes de la zone A avec la zone B, soit les nœuds (3, 16, 39) (voir le tableau (AIII.3) dans l'annexe (III)).
- Les erreurs absolues des tensions des nœuds P–Q de la zone B (voir le tableau (AIII.4) dans l'annexe (III)).
- Les erreurs absolues des puissances actives/réactives circulant dans les lignes de la zone B (voir le tableau (AIII.5) dans l'annexe (III)).

Examinons les figures (III.11), (III.12) et (III.13), les tableaux (III.3), (III.4) et (III.5), les figures (AIII.1), (AIII.2) et (AIII.3) ainsi que les tableaux (AIII.3), (AIII.4) et (AIII.5) dans l'annexe (III). On constate que les erreurs absolues calculées, pour chacun des trois scénarios topologiques considérés de la zone B, à partir des résultats de l'analyse de sécurité des zones A et B à l'égard de la perte de la ligne 18–3 de la zone A obtenus en prenant en compte l'actualisation des paramètres du modèle X-Ward de la zone B selon le scénario topologique considéré de cette zone (première hypothèse), sont bien inférieures à celles calculées à partir des résultats de l'analyse de sécurité obtenus en ignorant l'actualisation des paramètres du modèle X-Ward de la zone B selon le scénario topologique considéré de la zone B (deuxième hypothèse).

En effet, ce cas d'étude confirme que l'échange des données sur les changements topologiques entre les opérateurs des zones de réglage interconnectées est indispensable pour garantir une analyse précise de la sécurité de chaque zone, non seulement vis-à-vis de ses contingences internes, mais aussi vis-à-vis de ses contingences externes.

III.6. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons développé une nouvelle approche pour l'analyse distribuée en ligne de la sécurité statique d'un système électrique interconnecté constitué de plusieurs zones de réglage et donc exploité par plusieurs GRTs.

Le grand avantage de cette approche réside dans le fait qu'elle ne demande qu'un minimum d'échange de données entre les GRTs pour que chacun d'eux puisse évaluer d'une manière précise l'impact des contingences internes et externes sur la sécurité de sa zone de réglage. Dans cette approche, les GRTs n'échangent entre eux que deux types de données : le premier type concerne le(s) changement(s) dans la topologie de leurs réseaux électriques, le deuxième type concerne les effets externes de leurs contingences internes.

En effet, cette approche présente pour les GRTs d'un système interconnecté une solution technique et un choix économique largement plus avantageux que ceux présentés à eux s'ils décident de mettre en place un coordinateur central de sécurité pour leur système. Puisque, contrairement à cette dernière solution qui nécessite d'établir un réseau de télécommunication à haut débit entre chaque GRT et le coordinateur, la mise en place de notre approche peut s'effectuer en utilisant les outils de télécommunication existants comme le réseau Internet sécurisé pour l'échange des données entre les GRTs.

Chapitre IV: Filtrage rapide des contingences externes d'une zone de réglage pour l'analyse distribuée en ligne de la sécurité statique des grands systèmes électriques interconnectés

IV.1. Introduction

Dans les centres de conduite modernes, le traitement rapide d'informations reçues en temps réel et la représentation des résultats de ce traitement d'une façon simple à décoder par les opérateurs jouent un rôle important dans l'aide à la décision pour la conduite des réseaux électriques.

Dans ce contexte, l'utilisation des techniques d'apprentissage automatique devient de plus en plus répandue pour les raisons suivantes:

- Les outils numériques (analytiques) traditionnels comme l'outil de calcul de répartition de charge et l'outil de simulation temporelle qui permettent (bien évidemment en résolvant respectivement les équations non linéaires algébriques et différentielles du système électrique) de déterminer la réponse statique et dynamique exacte du système à la contingence analysée sont trop lents pour l'application en ligne (analyse en ligne de sécurité statique/dynamique du système).

- Les réseaux électriques sont de très grands systèmes, surveillés par des êtres humains qui ont besoin d'une information synthétique sur les événements qui se déroulent dans leurs systèmes. Les résultats produits par les méthodes d'analyse conventionnelles mentionnées ci-dessus sont bien souvent surabondants et difficile à interpréter. D'un autre côté, les techniques d'apprentissage automatique traitent des problèmes qui jusqu'à présent étaient entièrement résolus par un expert humain qui vérifie des hypothèses ou reconnaît des états critiques déjà vécus. En effet, dans les temps où les expertises humaines dans les compagnies d'électricité ont tendance à être menacées, le cadre d'apprentissage automatique devient le seul moyen performant pour les maintenir et même pour les améliorer [WEHE, 1997].

- Les techniques d'apprentissage automatique permettent de mieux utiliser la puissance de calcul existante, en exploitant plus systématiquement les informations contenues dans les bases de données.

Au cours de ces deux dernières décennies, les méthodes d'apprentissage automatique ont progressé significativement, aussi bien en termes de compréhension théorique que dans les

applications réelles de ces méthodes dans divers domaines, y compris dans le domaine des réseaux électriques. En effet, on peut attribuer ce progrès à plusieurs facteurs :

- Les environnements de calcul sont devenus suffisamment puissants pour permettre une génération de bases de données assez riches avec des temps de réponse acceptables.
- La recherche en apprentissage automatique a abouti au développement de nouvelles techniques telles que les techniques d'arbres de décision ou les techniques de réseaux de neurones artificiels. En effet, ces techniques sont capables de traiter la complexité et la non-linéarité des problèmes des systèmes électriques.

Aujourd'hui dans la littérature on constate que les techniques d'arbres de décisions sont fréquemment utilisées comme des outils efficaces afin de résoudre les problèmes les plus complexes des systèmes électriques. Ces problèmes comprennent entre autres l'évaluation en ligne de la sécurité statique et dynamique des systèmes électriques [SUN, 2007], [HATZ, 1994], [SEMI, 1991], la prévision de stabilité/instabilité transitoire des systèmes électriques [PAVE, 1994], la prévision d'écroulement de tension [WEHE, 1998], [MOMO, 2000] et la planification optimale de l'expansion des réseaux de transport [PECO, 1999] etc.

Ce chapitre est organisé en trois parties principales comme suit :

La première partie est consacrée à l'explication détaillée des différentes étapes généralement nécessaires pour l'application des techniques d'apprentissage automatique aux problèmes des systèmes électriques. En effet, il s'agit de trois étapes fondamentales que sont :

- La construction d'une base de données représentative du problème traité.
- L'utilisation des méthodes d'apprentissage automatique pour extraire des informations synthétiques de haut niveau (connaissance) à partir de bases de données contenant de grandes quantités de données de bas niveau.
- L'exploitation d'informations (règles) synthétiques obtenues à la sortie des méthodes d'apprentissage automatique.

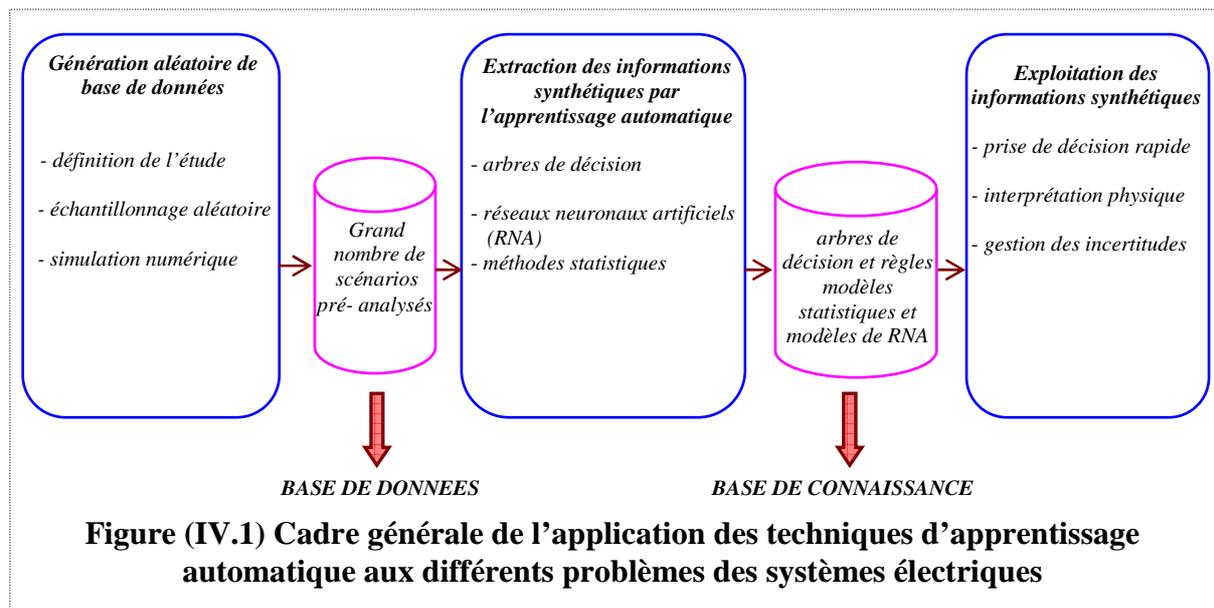
En s'appuyant sur les règles de base de l'application des méthodes d'apprentissage automatique aux problèmes de systèmes électriques (ces règles sont développées en détail au paragraphe (IV.2)), la deuxième partie de ce chapitre présente une approche innovante basée sur les techniques de l'arbre de décision pour le filtrage en ligne des contingences externes d'une zone de réglage. En effet, cette approche est une phase préliminaire très importante pour parvenir à une application efficace de l'évaluation distribuée en ligne de la sécurité

statique d'un grand système électrique interconnecté (constitué de plusieurs zones de réglage) développée au troisième chapitre.

Finalement, la troisième partie de ce chapitre est consacrée à l'illustration de la grande utilité de l'approche développée en utilisant comme cas d'étude le réseau test standard IEEE-39 nœuds divisé en deux zones de réglage. En effet, les résultats obtenus montrent que cette approche permet aux opérateurs de concevoir des FBADs (filtres basés sur l'arbre de décision) performants qui sont pratiquement capables d'isoler quasiment toutes les contingences externes dangereuses pour une analyse approfondie en ligne.

IV.2. Cadre général de l'application des techniques d'apprentissage automatique aux différents problèmes des systèmes électriques

La figure (IV.1) montre le cadre général de l'application des techniques d'apprentissage automatique aux différents problèmes des systèmes électriques. Ce cadre est essentiellement constitué de trois étapes principales [WEHE, 1998].



Dans la première étape, en premier lieu, l'échantillonnage aléatoire (tirage aléatoire en langage mathématique) est utilisé dans le but de modéliser l'incertitude liée à certains paramètres du système électrique, y compris ceux des perturbations qui peuvent le toucher (incertitude due à la variabilité aléatoire imprévue de ces paramètres). Normalement, c'est seulement une partie des paramètres de système électrique qui seront échantillonnés. Le choix de ceux qui vont être désignés comme des paramètres à échantillonner et ceux qui vont être fixes va dépendre fortement du type de problème traité (voir dans le paragraphe (IV.2.1(A))

des exemples illustratifs sur la relation entre le type d'étude considérée et la désignation des paramètres à échantillonner). Ainsi, à chaque cycle de l'échantillonnage aléatoire, de nouvelles valeurs numériques sont uniquement attribuées aux paramètres échantillonnés alors que les autres paramètres du système gardent constantes leurs valeurs numériques initiales. Par conséquent, suite à chaque cycle de l'échantillonnage aléatoire, on obtient un nouveau scénario de sécurité qui désigne les valeurs de l'ensemble des paramètres échantillonnés et non échantillonnés (voir le paragraphe (IV.2.1(C.I)).

Ensuite, les outils numériques (analytiques) traditionnels sont employés dans le but d'analyser la sécurité de chaque scénario de sécurité engendré par la procédure de l'échantillonnage aléatoire (voir le paragraphe (IV.2.1(C.II)). En effet, les résultats de l'analyse permettent d'attribuer une classe (sécurisé/insécurisé ou acceptable/inacceptable) à chaque scénario de sécurité. Ainsi, à la fin de cette étape, une base de données sera construite.

Dans la deuxième étape, les méthodes d'apprentissage automatique sont utilisées pour extraire des règles pertinentes de la base de données engendrée à la fin de la première étape. En effet, les règles extraites permettent de caractériser les liens entre les classes attribuées aux scénarios de sécurité engendrés par l'échantillonnage aléatoire et les paramètres échantillonnés de ces scénarios. Naturellement, seuls certains paramètres auront une influence statistiquement significative sur la classe attribuée à chaque scénario. Puis, ces règles sont synthétisées et reformulées d'une façon appropriée pour les exploiter dans la prise de décision. Autrement dit, cette étape consiste à transformer la base de données obtenue par le biais de la simulation numérique de chacun des scénarios de sécurité afin d'attribuer des classes à ces scénarios à une base de connaissances (un ensemble des règles synthétiques extraites par les méthodes d'apprentissage automatique) qui sera utilisée pour prédire les classes des nouveaux scénarios de sécurité.

En effet, dans ce contexte, l'arbre de décision apparaît comme l'outil le plus approprié parmi les différentes méthodes d'apprentissage automatique car c'est l'un des plus puissants du point de vue statistique, mais aussi parce qu'il fournit à l'utilisateur une représentation graphique et interactive des résultats. Par contre, les autres méthodes sont normalement utilisées pour la complémentarité de leurs fonctions selon le type d'informations qu'elles peuvent exploiter et/ou produire.

L'étape finale consiste à utiliser les informations synthétiques extraites soit en temps réel, pour un processus de prise de décision rapide et efficace (critères/règles de décision en temps réel), soit dans les études effectuées hors ligne en vue d'acquérir de nouvelles connaissances

physiques du système et de mettre en place de meilleures stratégies pour la planification (critères/règles de planification) du système lui même et/ou de la conduite de ce système (critères/règles de conduite).

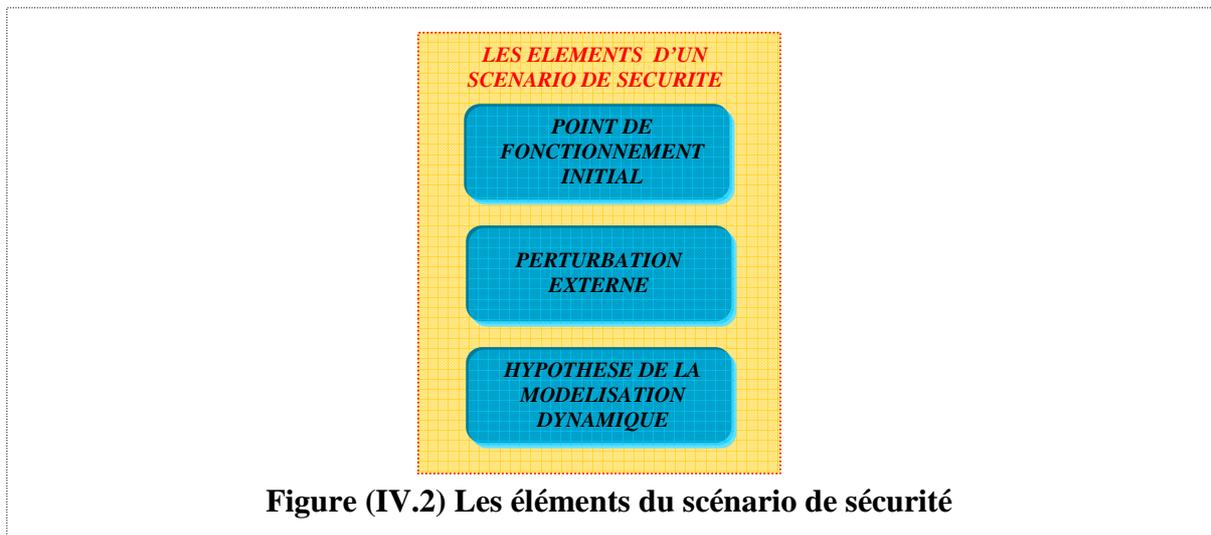
IV.2.1. Génération aléatoire de base de données

A. Les éléments constitutifs du scénario de sécurité utilisés dans la procédure de l'échantillonnage aléatoire

La figure (IV.2) montre les trois éléments du scénario de sécurité utilisés en général dans la procédure de l'échantillonnage aléatoire pour la génération aléatoire de bases de données. Ces trois éléments sont :

- Le point de fonctionnement initial.
- La perturbation externe.
- L'hypothèse de la modélisation dynamique.

On explique ci-après les différents types de paramètres regroupés sous chacun des trois éléments du scénario de sécurité. On montre également par le biais d'exemples illustratifs la forte dépendance entre la nature du problème traité et les types de paramètres sélectionnés de chaque élément pour la procédure de l'échantillonnage aléatoire.



Point de fonctionnement initial (PFI)

Un point de fonctionnement initial est un équilibre statique du système avant toute perturbation (extérieur et/ou intérieur) initialisant sa réponse dynamique.

En effet, pour un système électrique quelconque, un point de fonctionnement initial est défini non seulement par les paramètres des équipements en service tels que les générateurs,

lignes, transformateurs, banc de condensateurs, réactances, etc (on les appelle les paramètres structurels du système électrique), mais aussi par les puissances active et réactive injectées à chaque nœud du système (on les appelle les paramètres opérationnels du système électrique). En effet, comme il est montré dans les deux exemples expliqués ci-après, c'est le type de problème du système électrique que l'on veut traiter en utilisant l'une des techniques d'apprentissage automatique qui détermine le(s) caractéristique(s) requise(s) dans les points de fonctionnement des scénarios de sécurité engendrés par le processus de l'échantillonnage aléatoire.

Exemple (1) : Dans les études de l'évaluation préventive de la sécurité des systèmes électriques, nous pouvons envisager d'une manière aléatoire toute sorte de points de fonctionnement viables du système. Un point de fonctionnement viable est un point pour lequel il y aura une convergence du programme du calcul de répartition de charge sans violation des contraintes de sécurité du système étudié. Ainsi, pour ce type d'étude, la seule caractéristique requise dans les points de fonctionnement des scénarios de sécurité générés par l'échantillonnage aléatoire est cette convergence. L'adoption des points de fonctionnement viables dans ce type d'étude permet de trouver les différences entre les points de fonctionnement sécurisés (états normaux sécurisés) et ceux qui ne le sont pas, indépendamment de toute philosophie d'exploitation a priori, puisque le but est justement de trouver de telles philosophies.

Exemple (2) : Lors de la conception des contrôles curatifs des systèmes électriques, il est intéressant d'examiner uniquement les points de fonctionnement sécurisés qui satisfassent la règle (N-1) du système considéré. Ainsi, pour ce type d'étude, les scénarios de sécurité engendrés par l'échantillonnage aléatoire doivent posséder des points de fonctionnement sécurisés, sinon ils seront écartés du processus de génération de base de données. Pour plus de détails, voir le paragraphe (IV.2.1(C.II)).

En effet, pour les deux exemples expliqués ci-dessus, l'échantillonnage aléatoire ne s'applique que sur les paramètres opérationnels de cet élément (PFI) du scénario de sécurité, car c'est seulement dans les études de planification des systèmes électriques que l'échantillonnage aléatoire s'applique à la fois sur les paramètres opérationnels et structurels du système électrique. Cela s'explique par le fait que les ouvrages planifiés du système ne sont pas encore installés. Par conséquent, l'incertitude liée aux paramètres de ces ouvrages (paramètres structurels) doit être modélisée en échantillonnant aléatoirement ces paramètres.

Perturbation externe (PE)

Les perturbations sont des événements qui vont initialiser les dynamiques du système et qui vont éloigner le système électrique de son point d'équilibre initial. Ces perturbations peuvent être de type "petits incidents" (petites perturbations de charges, petits changements de puissance des unités de production, etc.) ou de type "grands incidents" (court-circuit qui peut toucher un générateur, une ligne, un transformateur, etc.) ou tout type de combinaison de ces événements. Outre le type de la perturbation, elle est caractérisée par deux paramètres : Le premier est le lieu d'occurrence et le deuxième est la durée (combien de temps dure-t-elle avant son élimination). En effet, comme il est montré dans les deux exemples expliqués ci-après, la nature du problème du système électrique que l'on veut traiter en utilisant l'une des techniques d'apprentissage automatique détermine pour le processus de génération de la base de données le(s) type(s) de(s) perturbation(s) considéré(s) et si les paramètres qui caractérisent les perturbations vont subir ou pas l'échantillonnage aléatoire.

Exemple (1) : Actuellement, la plupart des compagnies électriques adoptent l'approche déterministe pour l'évaluation préventive de la sécurité de leurs systèmes. En effet, l'approche déterministe juge qu'un système électrique est dans un état normal sécurisé si le système peut résister, sans violation de ses limites de sécurité statique et dynamique, à une liste dite "crédible" de contingences déjà sélectionnées. Ainsi, quand la base de données est construite pour ce type d'études, toutes les contingences restent inchangées (leurs paramètres ne subissent pas l'échantillonnage aléatoire) pour tous les scénarios de sécurité générés par l'échantillonnage aléatoire. Par conséquent, pendant la phase de simulation des contingences, les mêmes contingences seront simulées pour chaque scénario de sécurité engendré. Pour plus de détails, voir le paragraphe (IV.2.1(C.II)).

Exemple (2) : Lors de la conception des schémas de contrôle curatif ou des plans de défense qui ne fonctionnent que dans des conditions très inhabituelles et très perturbées (des conditions pour lesquelles la sécurité statique et/ou dynamique du système électrique sera menacée (système dans un état critique)) il est recommandé, afin de construire une base de données représentative et crédible, d'envisager une plus grande diversité des perturbations aléatoires en échantillonnant les paramètres des perturbations (la durée et le lieu des contingences) et en considérant des contingences multiples, etc. Ainsi, pendant la phase de simulation des contingences, les contingences simulées seront différentes pour chaque scénario de sécurité engendré.

hypothèse de la modélisation dynamique (HMD)

Cet élément du scénario de sécurité regroupe tous les paramètres des différents dispositifs du système électrique qui participent à la réponse dynamique de systèmes et/ou qui influencent cette réponse. Ces dispositifs comprennent entre autres :

- Les régulateurs automatiques de vitesse installés sur les unités de génération (dispositifs qui sont en charge du réglage primaire de fréquence).
- Les régulateurs automatiques de tension installés sur les unités de génération (dispositifs qui sont en charge du réglage primaire de tension).
- Les régleurs en charge installés sur les transformateurs.
- Les dispositifs FACTS (*Flexible AC Transmission System* en anglais: actionneurs de réseaux à base de composants d'électronique de puissance) installés sur le réseau (ce sont des dispositifs de réglage rapide destinés à améliorer la sécurité statique/transitoire des réseaux électriques et/ou à la compensation de puissance réactive).
- Les relais de protection installés sur les différents équipements du système électrique (dispositifs qui sont en charge de la protection des équipements électriques contre les courts-circuits, surcharges, etc) etc.

En effet, en plus des paramètres de ces dispositifs, cet élément du scénario de sécurité regroupe également les paramètres des modèles dynamiques des charges ainsi que les paramètres des modèles dynamiques réduits des systèmes externes, etc. En effet, encore une fois, comme il est prouvé dans les trois exemples expliqués ci-après, c'est le type du problème pour lequel on utilise l'une des techniques d'apprentissage automatique qui détermine quels paramètres de cet élément (HMD) du scénario de sécurité vont subir l'échantillonnage aléatoire.

Exemple (1) : Dans les études de planification des systèmes électriques, il serait nécessaire d'échantillonner les paramètres des dispositifs qui ne sont pas encore installés.

Exemple (2) : Dans les études de préparation à la conduite (préparation des plans de la conduite et de l'exploitation) du système électrique, ce sont les paramètres des modèles dynamiques des charges et ceux des modèles dynamiques des systèmes externes qui seront échantillonnés, car on considère que les paramètres des dispositifs installés sont constants.

Exemple (3) : Dans les études de conception des schémas de contrôle curatif, on échantillonne les paramètres des relais de protection, les impédances des courts-circuits, etc.

B. Les spécifications nécessaires pour la génération aléatoire de bases de données

D'une manière générale les spécifications nécessaires dans le processus de génération d'une base de données peuvent être regroupées en deux groupes :

B.I. Les spécifications liées au type d'étude

Les systèmes électriques modernes comprennent des milliers, voire des dizaines de milliers de paramètres pour les plus grands, et cela sans compter le nombre de paramètres des contingences (localisation et durée de contingence, etc) qui peuvent toucher ces systèmes. Dans ce contexte, lorsque l'on utilise l'une des techniques d'apprentissage automatique (arbres de décision, réseaux de neurones, etc.) pour résoudre l'un des problèmes complexes du système électrique (par exemple l'un des problèmes cités dans l'introduction de ce chapitre), le choix des paramètres à échantillonner, des intervalles d'excursion de chaque paramètre, etc., pour engendrer la base de données nécessaire à l'application de cette technique est fondamental. parce qu'il est impensable de rendre aléatoires tous les paramètres du système. Sinon on obtiendrait alors une combinatoire insurmontable tant du point de vue des puissances de calcul que de la capacité de l'ingénieur à analyser et à comprendre les résultats. Ainsi, le choix doit impérativement être conditionné par le type de problème abordé et les objectifs attendus de l'étude.

Par conséquent, dans cette phase des spécifications, il sera décidé les spécifications suivantes :

1. Le choix des paramètres qui seront échantillonnés pour chacun des éléments de scénario de sécurité à partir duquel la procédure de l'échantillonnage aléatoire sera déclenchée.

2. L'intervalle d'excursion de chaque paramètre (à chaque cycle de l'échantillonnage aléatoire, la valeur numérique attribuée à chaque paramètre échantillonné sera comprise entre la valeur maximale et la valeur minimale de son intervalle d'excursion prédéfini).

3. Le niveau requis de modélisation des éléments du système étudié (à titre d'exemple, une modélisation détaillée des éléments du système électrique est nécessaire pour une étude de l'analyse de sécurité dynamique, par contre une modélisation simplifiée des éléments (soit sans modélisation de leurs dispositifs dynamiques) du système électrique est suffisante pour l'étude de l'analyse de sécurité statique).

4. Quels outils analytiques seront nécessaires pour effectuer l'étude (outil de calcul de répartition de charge, outil de simulation temporelle, etc.) [JACQ, 1995].

B.II. Les spécifications liées à la base de données

Spécifications liées à l'échantillonnage aléatoire

Afin de finaliser les spécifications, il est d'abord nécessaire de choisir des distributions de probabilité pour la procédure de l'échantillonnage aléatoire. En pratique, on commence avec les informations statistiques disponibles sur la variabilité réelle des paramètres à échantillonner. Cependant, l'exploitation directe de ces informations pour construire des bases de données suffisamment riches n'est pas possible car dans la plupart des cas ces informations peuvent conduire à un très petit nombre de scénarios intéressants (parmi les quelques milliers qui peuvent généralement être créés et simulés). Ainsi, en pratique, il est nécessaire de décaler les distributions de probabilité des paramètres échantillonnés, par exemple pour augmenter la proportion des points de fonctionnement qui représentent des conditions d'exploitation du système électrique au bord de ses limites de stabilité statique et/ou de stabilité dynamique, des contingences dangereuses etc.

Extraction de paramètres caractéristiques

Le deuxième point dans le processus de la spécification d'une base de données concerne le choix des paramètres significatifs qui seront extraits des simulations et stockés dans la base de données. Ces paramètres, ainsi que des combinaisons de ceux-ci, seront utilisés plus tard comme des variables d'entrée et de sortie pour l'apprentissage automatique.

En fait, le type de paramètres et la façon de les extraire des résultats de la simulation dépendent fortement de la nature de l'étude. Par exemple, dans l'évaluation préventive de la sécurité, les paramètres d'entrée sont généralement les paramètres opérationnels du point de fonctionnement statique (les puissances active/réactive des lignes, les puissances active/réactive des générateurs, etc.), et les variables de sortie sont les marges de sécurité ou les classes de sécurité définies à l'égard d'une liste de contingence. Par contre, pour les études de conception des contrôles curatifs utilisées dans les situations d'urgence des systèmes électriques, les paramètres d'entrée seront plutôt des mesures dynamiques du système disponibles en temps réel (vitesses rotoriques des générateurs, tensions, etc.), et les variables de sortie vont mesurer la sévérité de l'incident (sévérité de la contingence) en donnant, à titre d'exemple la valeur de charge à délester et/ou des générateurs à déconnecter pour garder la stabilité du système électrique et ramener les paramètres du système à leurs valeurs nominales.

Les critères d'acceptabilité et de filtrage

Au cours de la spécification de la base de données, il n'est généralement pas possible de garantir que tous les scénarios seront réalistes, raisonnables, acceptables ou même simulables. En fait, il est possible que quelques spécifications du point de fonctionnement vont conduire à la non convergence du programme de répartition de charge, ou bien de produire des états irréalistes. De même, l'outil de la simulation dynamique peut échouer à simuler des scénarios très sévères (voir la figure (IV.3)). Par conséquent, la dernière étape de la spécification de base de données consiste à définir les critères d'acceptabilité qui seront contrôlés au cours du processus de leur génération afin d'écarter les scénarios qui ne sont pas acceptables.

Le nombre de scénarios simulés

Le nombre de scénarios est un compromis entre deux exigences contradictoires. L'apprentissage automatique est d'autant meilleur que la base de données est grande. En contrepartie, la tâche de calcul sera lourde. Le nombre minimal exigé de scénarios pour obtenir des résultats d'apprentissage automatique utiles dépend principalement de la complexité du problème qui n'est généralement pas connue à l'avance. En effet, l'expérience montre qu'il est de l'ordre de 1000 à 5000 pour ce qui concerne les études statiques. Ce nombre peut être de l'ordre de 50 000 si l'on tient compte des aléas supplémentaires à prendre en compte pour les simulations dynamiques. Pour parvenir à ce nombre, il est nécessaire de générer beaucoup plus de scénarios car nombre d'entre eux seront écartés en fonction des spécifications de l'échantillonnage aléatoire, des spécificités du système électrique et les critères d'acceptabilité abordés dans les sections ci-dessus.

C. Modules de Génération automatique de base de données

La figure (IV.3) montre les deux modules nécessaires pour la génération automatique de base de données : ces deux modules sont expliqués en détails ci-dessous.

C.I. Module de l'échantillonnage aléatoire (génération de nouveaux scénarios)

Le but de cette étape est d'engendrer un ensemble de scénarios choisis, en échantillonnant les paramètres du système électrique selon les critères déterminés pendant la phase de spécification de base de données (voir le paragraphe (IV.2.1(B))).

En fait, toute variable technique ou économique qui caractérise la configuration en régime permanent du système électrique, de même que toute donnée technique qui influe sur la

réponse dynamique du système, peut potentiellement être échantillonnée. Quelques exemples [PAUL, 2007] :

- Capacité, localisation et prix de production. Ceci peut permettre de modéliser la localisation et le niveau de production des énergies intermittentes (éolienne,PV), en utilisant des lois susceptibles de reproduire le caractère aléatoire de production de ces énergies, ou encore la compétitivité relative de différents moyens de production.

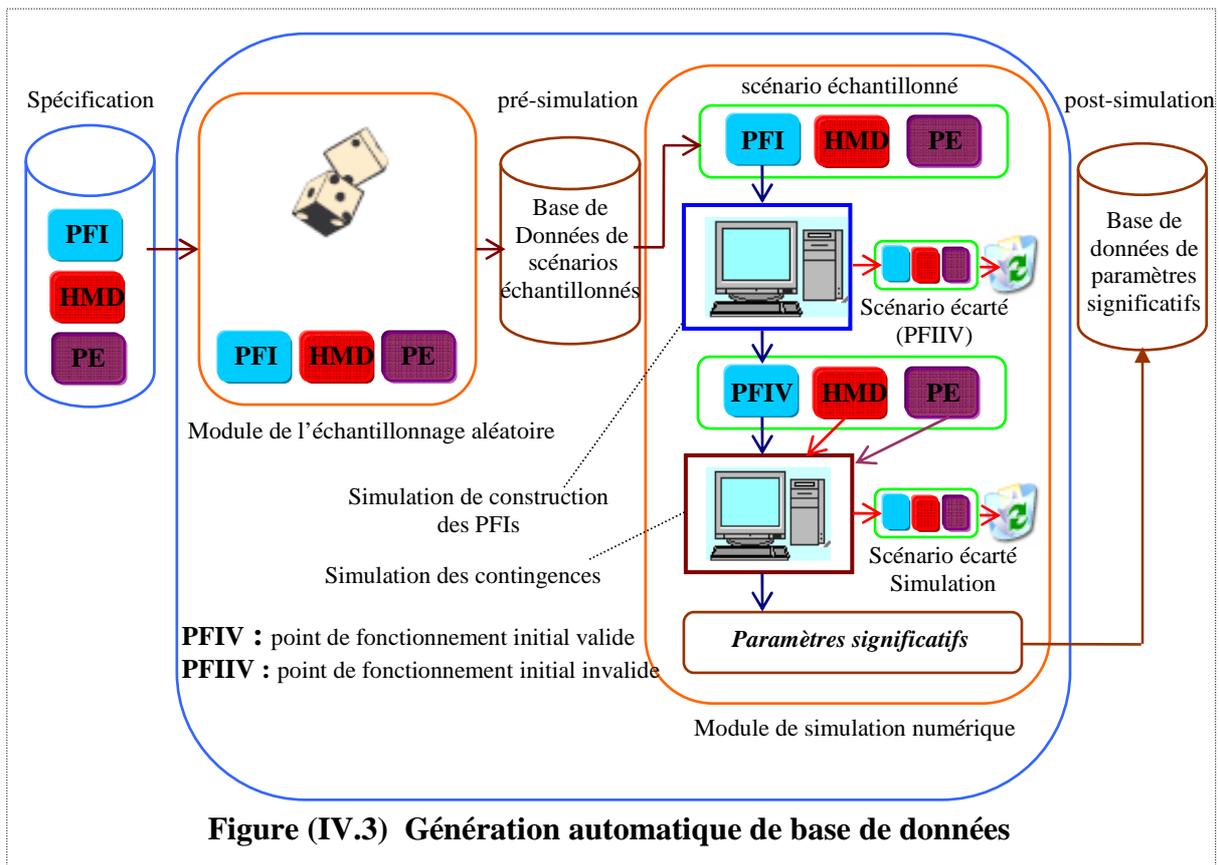


Figure (IV.3) Génération automatique de base de données

- Niveau et localisation de la charge: on peut représenter les différents niveaux de charge attendus sur une zone donnée, et prendre en compte le caractère aléatoire de la répartition de ce niveau de charge sur l'ensemble des points de soustrage, de même que l'aléa sur le facteur de puissance (Q/P).
- Nombre et localisation des indisponibilités de groupes et de lignes (qu'il s'agisse d'ouvrages en maintenance ou d'avaries préalables à la situation étudiée): l'utilisateur peut fixer le nombre maximum d'ouvrages hors service et rendre ces indisponibilités dépendantes de l'état de mise en service d'autres ouvrages, de façon à représenter raisonnablement la réalité complexe des programmes de maintenance.

- Réglages des paramètres d'automates tels que : protections de court-circuit, protections de sur-intensités, automates de délestage fréquence-métrique, régulateurs en charge des transformateurs, etc.

Comme le montre la figure (IV.3), les nouveaux scénarios obtenus à la sortie de ce module seront stockés dans la base de données de pré-simulation.

C.II. Module de simulation numérique

Simulation de construction des points de fonctionnement valides des scénarios échantillonnés (SCPFI)

En fait, chaque scénario échantillonné, obtenu par l'échantillonnage aléatoire, doit disposer d'un point de fonctionnement initial (PFI) valide. En effet, un point de fonctionnement est jugé valide si et seulement s'il remplit le(s) critère(s) d'acceptabilité déterminé(s) pendant la phase de la spécification de la base de données, paragraphe IV.2.1(B.II), sinon il sera automatiquement écarté du processus de génération de base de données (PGBD). Certaines études (voir les exemples expliqués dans le paragraphe IV.2.1(A)) ne demandent qu'un simple programme de calcul de répartition de charge (PRC) pour construire le PFI de chaque scénario échantillonné. En cas de non convergence du PRC, le PFI est jugé invalide et son scénario est écarté de PGBD. D'autres études (voir les exemples expliqués dans le paragraphe IV.2.1(A)) nécessitent que le PFI de chaque scénario échantillonné soit réaliste, c'est-à-dire proche de l'état qui résulterait du processus de gestion prévisionnelle, puis de la conduite en temps réel du système électrique. Cela nécessite de déterminer quelles unités de production sont couplées et leur niveau de production active/réactive, ainsi que le niveau de production réactive de chaque dispositif de compensation connecté au réseau, etc. C'est pourquoi ces études utilisent un programme d'optimisation des transits et des tensions sous contraintes de sécurité (POTSCS), en anglais "*security-constrained optimal power flow*", pour construire le PFI de chaque scénario échantillonné. Lorsque le POTSCS ne converge pas vers une solution optimale, le PFI de ce scénario est jugé irréaliste et par conséquent, le scénario est écarté de PGBD. De toute façon, à la fin de ces simulations, quelque soit le programme utilisé pour la construction de PFIs, on a que des scénarios dotés par des PFIs valides/réalistes.

Simulations des contingences

Le but de ces simulations qui peuvent être, selon le type d'étude menée, statiques ou dynamiques est donc d'examiner la réponse statique ou dynamique de PFI de chaque scénario stocké dans la première base de données obtenue après SCPFI, à une ou des contingences appliquées au PFI. En fait, les caractéristiques de ces contingences peuvent être comme suit :

1. Variables d'un scénario de sécurité à l'autre (simulation dynamique) : dans ce cas, on veut analyser la sensibilité de la réponse dynamique du système aux variations (localisations, caractéristiques physiques, etc) de ces contingences.
2. Fixes pour tous les scénarios de sécurité (simulation dynamique ou statique) : dans ce second cas, on applique les mêmes contingences à l'ensemble valide des points de fonctionnement échantillonnés.

En effet, Pour les études dynamiques, on examine la capacité relative de ces points à survivre à la réponse dynamique du système juste après l'application de chaque contingence. Par contre, pour les études statiques, on teste la capacité de ces points à se stabiliser, après l'application de chaque contingence, aux nouveaux points statiques sans violations des contraintes électriques et thermiques des éléments du système. A la fin de chaque simulation, les paramètres significatifs, spécifiés pendant la phase de spécification de base de données, seront extraits et stockés dans la base de données de post-simulation (figure (IV.3)).

IV.2.2. Extraction de connaissances à partir des données (ECD)

L'ECD est un nouveau domaine de recherche et elle est caractérisée par le fait qu'elle extrait à partir des données des informations pertinentes, intéressantes, et intelligibles qui étaient inconnues auparavant [KODR, 1998], [FAYY, 1996]. On peut regrouper les techniques utilisées dans l'ECD en deux grandes familles qui sont l'apprentissage supervisé et l'apprentissage non-supervisé [WITT, 2005], [NILS, 1996], [HAND, 2001].

Apprentissage supervisé

L'apprentissage supervisé est une méthode d'apprentissage automatique où l'on cherche à produire automatiquement des règles à partir d'une base de données d'apprentissage contenant des exemples de cas déjà traités.

Plus précisément, la base de données d'apprentissage est un ensemble de couples entrée-sortie $(x_n, y_n)_{1 \leq n \leq N}$ avec $x_n \in X$ et $y_n \in Y$, que l'on considère être tirées selon une loi sur $X \times Y$ inconnues. Par exemple x_n suit une loi uniforme et $y_n = f(x_n) + w_n$ où w_n est un bruit centré.

Le but de la technique d'apprentissage supervisé est alors d'utiliser cette base d'apprentissage afin de déterminer une représentation compacte de f notée g et appelée fonction de prédiction, qui à une nouvelle entrée x associe une sortie $g(x)$. Le but d'un algorithme d'apprentissage supervisé est donc de généraliser pour des entrées inconnues ce

qu'il a pu apprendre grâce aux données déjà traitées par des experts, ceci de façon raisonnable.

Les techniques d'apprentissage supervisée sont nombreuses, on cite parmi elles les techniques suivantes :

- Arbre de décision.
- Réseau de neurones.
- Méthode des K plus proches voisins.

On distingue généralement deux types de problèmes que l'on cherche à résoudre avec une technique d'apprentissage automatique supervisée :

- $Y \subset \mathbb{R}$: lorsque la sortie que l'on cherche à associer à une entrée est une valeur dans un ensemble continu de réels, on parle d'un problème de régression (exemple : arbre de régression).
- $Y = \{1, \dots, I\}$: lorsque l'ensemble des valeurs de sortie est de cardinal fini, on parle d'un problème de classification (exemple : arbre de classification), car le but est en fait d'attribuer une étiquette à une entrée donnée.

Apprentissage non-supervisé

Contrairement à l'apprentissage supervisé, l'apprentissage non-supervisé, qui est aussi une méthode (division) d'apprentissage automatique, permet de travailler sur un ensemble de données dans lequel aucune des données ou des variables à disposition n'a d'importance particulière par rapport aux autres, c'est-à-dire un ensemble de données dans lequel aucune variable n'est considérée individuellement comme une variable à déterminer (une variable cible).

Le but de ces techniques est la construction de classes réunissant ensemble des individus semblables dans une même classe. Parmi les techniques qui entrent dans la famille d'apprentissage non-supervisé on cite :

- Les techniques à base de réseau de neurones : carte de Kohonen (SOM/TOM) (Carte Auto Adaptative).
- Les techniques utilisées classiquement dans le monde des statistiques : classification ascendante hiérarchique, les classifications mixtes, les classifications relationnelles etc.
- Les techniques de recherche d'associations.
- Les analyses de liens.

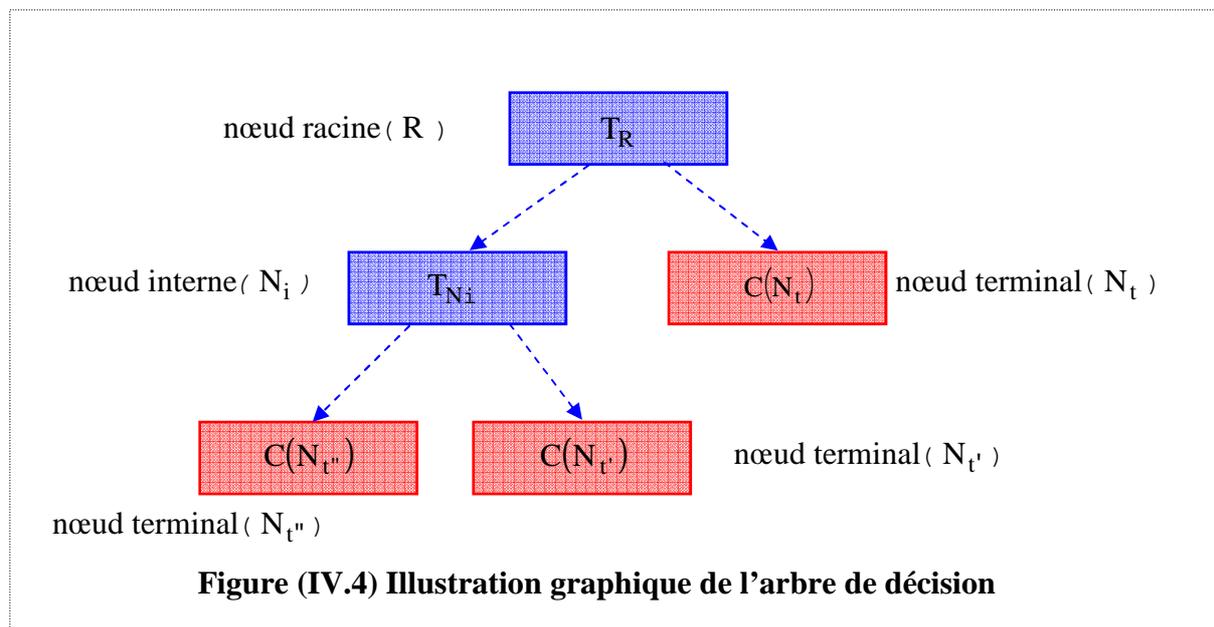
Dans le cadre de cette thèse, on s'intéresse tout particulièrement à une des techniques d'apprentissage supervisé qui est la technique des arbres de décision. Avant de découvrir

comment cette technique peut être utilisée pour le filtrage en ligne des contingences externes d'une zone de réglage, nous fournissons dans ce qui suit un éclaircissement théorique approfondi de cette technique. En fait, la technique d'arbre de décision comprend deux sous-techniques qui sont l'arbre de classification et l'arbre de régression.

A. Arbre de classification

Cette technique vise à organiser et à comprimer l'information, généralement acquise en temps différé, de façon à pouvoir par la suite l'utiliser pour traiter des cas nouveaux. L'organisation de l'information prend la forme d'un arbre (figure (IV.4)). Un arbre de décision (AD) est un arbre orienté qui permet d'attribuer une classe à un objet quelconque, en dirigeant celui-ci de nœud en nœud, à partir de la racine (R), pour aboutir en un nœud terminal (N_t).

A chaque nœud interne (N_i) rencontré, on applique à l'objet le test T_{N_i} relatif à ce nœud pour déterminer le successeur vers lequel on doit diriger l'objet. En un nombre fini d'étapes, on aboutit ainsi à un nœud terminal (N_t), et on attribue à l'objet la classe $C(N_t)$ attachée à ce nœud [BREI, 1984], [SAFA, 1991].



A.I. Construction non – incrémentale d'arbres de classification (batch)

La construction non incrémentale d'arbres de décisions consiste à construire l'arbre à partir d'un ensemble d'exemple de données spécifiées a priori [LAVO, 2006]. Il y a différents algorithmes de construction non-incrémentale d'arbres de décisions (THAID--Morgan et

Messenger,1973 ; CHAID--Kass,1980 ; ID3--Ross Quinlan,1983 ; C4.5--Ross Quinlan,1993 ; CART--Breiman et Al,1984 etc) [JENS, 2000], [QUIN, 1986].

Une approche généralement utilisée par ces algorithmes consiste à construire l'arbre de façon descendante (*top-down* en anglais) par la division récursive des exemples du jeu d'apprentissage par des tests sur les attributs jusqu'à l'obtention de sous-ensembles d'exemples ne contenant (ou presque) que des exemples appartenant tous à une même classe.

En effet, dans la majorité des algorithmes d'apprentissage, on distingue deux phases ; phase d'expansion de l'arbre de décision et phase de détermination de la taille optimale de l'arbre (phase d'élagage) [MURT, 1998], [MURT, 1995].

1. Phase d'expansion de l'arbre de classification

Quelque soit l'algorithme d'apprentissage utilisé, la phase d'expansion est caractérisée par les trois opérateurs suivants :

- **Décider si un nœud est terminal**

C'est-à-dire décider si un nœud doit être étiqueté comme un nœud terminal (feuille) voir la figure (IV.4). Typiquement, la décision est prise en examinant les critères d'arrêt. Par exemple : tous les exemples dans un nœud sont dans la même classe ou Il y a moins d'un certain nombre d'exemples (nombre fixé a priori), etc.

- **Sélectionner un test à associer à un nœud**

Cette étape consiste à sélectionner le meilleur test à associer à ce nœud d'après un certain critère (les différents critères sont expliqués en détail dans le paragraphe 1.2) dont l'objectif est de diminuer au maximum le mélange des classes (entropie) au sein de chaque sous-ensemble créé par les différentes possibilités du test.

- **Affecter une classe à une feuille**

On attribue la classe majoritaire sauf dans le cas où l'on utilise des fonctions coût ou risque.

Ainsi, pour la phase d'expansion, les algorithmes d'apprentissage vont différer juste par les choix effectués pour ces différents opérateurs, c'est-à-dire sur le choix d'un test (par exemple, laquelle des fonctions de mesure de l'hétérogénéité des noeuds est utilisée, et lequel des critères de mesure du gain en homogénéité dû à un test est adopté pour sélectionner le meilleur test à associer à un nœud) et le critère d'arrêt (quand arrêter la croissance de l'arbre, ou quand décider si un nœud est terminal).

Le schéma général des algorithmes de construction d'arbres de décisions est montré dans la figure (IV.5).

Entrée :
Langage de description ; échantillon **S**
Début
Initialiser à l'arbre vide ; la racine est le nœud courant
Répéter
Décider si le nœud courant est terminal
Si le nœud est terminal **alors**
Affecter une classe
Sinon
Sélectionner un test et créer le sous-arbre
FinSi
Passer au nœud suivant non exploré s'il en existe
Jusqu'à obtenir un arbre de décision
fin

Figure(IV.5) Schéma général des algorithmes de construction d'arbres de décisions

1.1 Les fonctions de mesure de l'hétérogénéité « impureté » d'un nœud

Soit un échantillon S , un ensemble de classes $\{1, \dots, C\}$ et un arbre de décision AD . En fait, chaque position P de AD correspond à un sous-ensemble de l'échantillon qui est l'ensemble des exemples qui satisfait les tests de la racine jusqu'à cette position. Par conséquent, on peut définir, pour toute position P de AD , les quantités suivantes :

$N(P)$: cardinal de l'ensemble des exemples associé à P .

$N(K/P)$: cardinal de l'ensemble des exemples associé à P qui sont de classe K .

$P(K/P) = N(K/P)/N(P)$: proportion d'éléments de classe K à la position P .

A toute position P d'un arbre de décision, on peut associer une quantité $i(P)$ qui représente le degré de mélange des classes à la position P . Plus $i(P)$ sera élevée, plus le mélange des classes sera important. Comme le montre la figure (IV.6), la fonction i devra atteindre son maximum lorsque les exemples sont équitablement répartis entre les différentes classes et son minimum lorsqu'une classe contient tous les exemples (le nœud est pur).

Il existe différentes fonctions qui satisfont ces propriétés. Nous en citons deux: la fonction de Gini et la fonction entropie [GABB, 2003].

Les deux fonctions Gini et entropie sont respectivement définies par les équations (IV.1) et (IV.2) :

$$i(P) = 1 - \sum_{K=1}^C P(K/P)^2 \dots\dots\dots(IV.1)$$

$$i(P) = - \sum_{K=1}^C P(K/P) \times \ln(P(K/P)) \dots \dots \dots (IV.2)$$

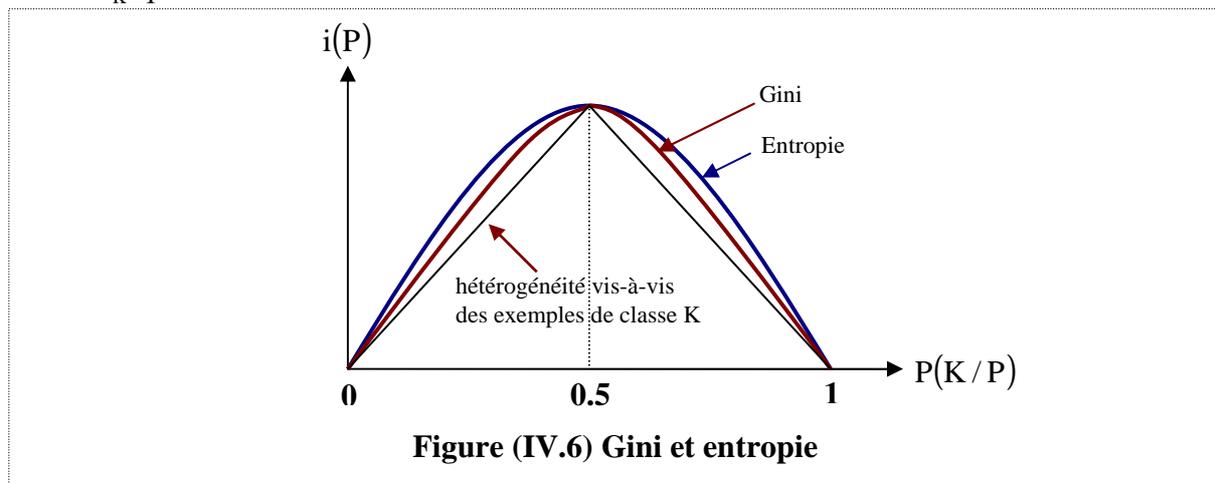


Figure (IV.6) Gini et entropie

1.2 Les critères de mesure du gain en homogénéité dû à un test

Différents critères peuvent être utilisés afin de déterminer comment partitionner les données à partir des attributs.

De façon générale, ces critères visent à minimiser la taille de l'arbre en sélectionnant d'abord les attributs les plus discriminants. En fait, ces critères s'appliquent aussi bien pour des valeurs nominales (par exemple, le noir, le rouge, le bleu, etc sont les valeurs nominales de l'attribut couleur) que numériques. Dans le cas de valeurs numériques, ces critères s'appliquent souvent sur des valeurs seuils déterminées en comparant les moyennes entre chaque paire de valeurs numériques consécutives.

Il est à noter que le partitionnement est généralement exhaustif pour les attributs nominaux alors qu'il est souvent partiel pour les attributs numériques. Dans une branche donnée, un attribut nominal n'apparaîtra généralement qu'une fois alors qu'un attribut numérique sera souvent re-testé plusieurs fois avec des seuils différents. Les critères les plus utilisés sont [BUNT, 1992], [SHIH, 1999]:

- **Le coefficient d'impureté Gini**

Ce critère permet de choisir le meilleur test en trouvant le test qui maximise la quantité $\Delta i(P, TES)$. Cette quantité définit la réduction d'impureté lors du passage du nœud à segmenter vers les feuilles produites par la segmentation. Si ce test devient l'étiquette du nœud à la position P , alors on appelle P_{gauche} et P_{droite} la proportion d'exemples associés à P qui vont sur le nœud en position P_1 et respectivement P_2 . La réduction d'impureté par le test TES est définie par :

$$\Delta i(P, TES) = i(P) - (P_{gauche} \times i(P_1) + P_{droite} \times i(P_2)) \dots \dots \dots (IV.3)$$

Ici, $i(P)$ est la fonction de Gini définie par l'équation (IV.1).

▪ **Le gain d'information**

Ce critère est une mesure permettant de savoir comment un attribut permet de diminuer l'entropie (l'incertitude) concernant la valeur d'une classe en partitionnant les données avec cet attribut. Donc, en comparant les scores de l'expression du gain d'information de différents attributs donnée par l'équation (IV.4), le meilleur test peut être facilement identifié.

$$\text{gain}(P, \text{TES}) = i(P) - \sum_{i=1}^n (P_{\text{gauche}} \times i(P_i)) \dots \dots \dots (IV.4)$$

Ici, $i(P)$ est la fonction entropie définie par l'équation (IV.2).

▪ **Le ratio de gain d'information**

Le critère du gain d'information est biaisé pour les attributs ayant le plus grand nombre de valeurs (i.e. produisant le plus de branches). Le ratio de gain d'information corrige le biais du gain d'information en prenant en considération le nombre de valeurs d'un attribut et la proportion de ces valeurs dans les données.

$$\text{gain_ratio}(P, \text{TES}) = \frac{\text{gain}(P, \text{TES})}{\text{split_inf}(P, \text{TES})} \dots \dots \dots (IV.5)$$

où :

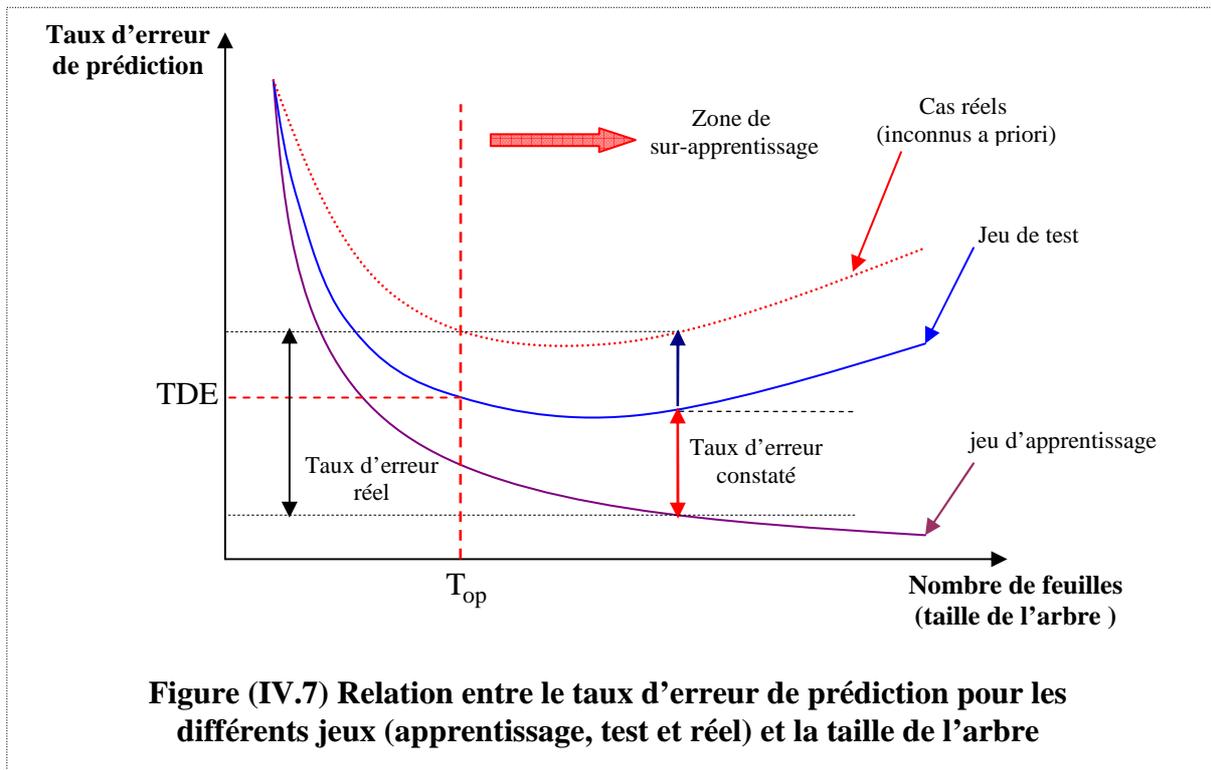
$$\text{split_inf}(P, \text{TES}) = - \sum_{i=1}^n \left(\frac{S_i}{N(P)} \right) \times \log_2 \left(\frac{S_i}{N(P)} \right) \dots \dots \dots (IV.6)$$

1.3 Le problème du sur-apprentissage des arbres de décisions

Dans leur monographie, Breiman et Al affirmaient que les performances d'un arbre de décision reposaient principalement sur la détermination de sa taille [RAKO, 2005]. En fait, les arbres ont tendance à produire un classifieur trop complexe, collant exagérément aux données (c'est le phénomène de sur-apprentissage) [ROUN, 1999], [MEHT, 1995]. Les feuilles, mêmes si elles sont pures, sont composées de trop peu d'individus pour être fiables lors de la prédiction.

La figure (IV.7) met en relation les taux d'erreur (calculés sur le jeu d'apprentissage servant à la construction du modèle, sur un jeu à part, jeu de test, et sur des cas réels) avec le nombre de feuilles de l'arbre (la taille de l'arbre) représentant la complexité du modèle. Dans cette figure, nous voyons effectivement qu'à mesure que le nombre de feuilles augmente, le taux d'erreur calculé sur les données d'apprentissage diminue constamment. En revanche, le taux d'erreur calculé sur le jeu de test et sur des cas réels inconnus a priori montre d'abord une décroissance rapide, jusqu'à une certaine taille de l'arbre, puis nous observons que le taux

d'erreur reste sur un plateau avant de se dégrader lorsque l'arbre est manifestement surdimensionné.



L'enjeu de la recherche de la taille optimale consiste à stopper (pré-élagage) ou à réduire (post-élagage) l'arbre de manière à obtenir un classifieur correspondant au coude de la courbe d'erreur du jeu de test, lorsque le taux d'erreur commence à stagner. Dans notre figure (IV.7), la taille optimale de l'arbre correspond au point (T_{op}, TDE) .

2. Phase de détermination de la taille optimale de l'arbre (phase d'élagage)

Cette phase simplifie l'arbre de décision en coupant des branches. Essentiellement, elle possède deux objectifs qui sont :

- Simplifier l'arbre de décision.
- Diminuer le sur-apprentissage (augmenter la capacité de généralisation) et en même temps diminuer le taux d'erreur.

On distingue deux stratégies d'élagage :

2.1 Le pré-élagage « critères d'arrêt » lors de la construction de l'arbre de classification

La première stratégie utilisable pour éviter un sur-apprentissage des arbres de décisions consiste à fixer des règles, ou critères, qui permettent de stopper la construction de l'arbre lors de la phase de construction. C'est le principe du pré-élagage. Par exemple, nous considérons qu'une segmentation d'un noeud n'est plus nécessaire lorsque le nombre d'exemples dans ce

nœud atteint un seuil minimum, ou lorsque la pureté d'un nœud a atteint un niveau suffisant, nous considérons qu'il n'est plus nécessaire de le segmenter. Un autre critère souvent rencontré dans ce cadre est l'utilisation d'un test de gain pour évaluer si la segmentation introduit un apport d'information significatif quant à la prédiction des valeurs de la variable à prédire.

2.2 L'élagage a posteriori après la construction de l'arbre de classification

La seconde stratégie consiste à construire l'arbre en deux temps: produire l'arbre le plus pur possible dans une phase de construction en utilisant une première fraction du jeu d'apprentissage (*growing set* en anglais), puis effectuer une marche arrière pour réduire l'arbre, c'est la phase de post-élagage, en s'appuyant sur l'autre fraction du jeu d'apprentissage (*pruning set* en anglais) de manière à optimiser la performance de l'arbre.

A.II. Exemple d'un algorithme de construction non-incrémentale d'arbres de classification « algorithme CART »

algorithme CART

CART a été développé par Breiman et Al en 84. Cet algorithme permet d'inférer des arbres de décision binaires, i.e. tous les tests étiquetant les nœuds de décision sont binaires. Le langage de représentation est constitué d'un certain nombre d'attributs. Ces attributs peuvent être binaires, qualitatifs (à valeurs dans un ensemble fini de modalités) ou continus (à valeurs réelles). Le nombre de tests à explorer va dépendre de la nature des attributs. A un attribut binaire correspond un test binaire. A un attribut qualitatif ayant n modalités, on peut associer autant de tests qu'il y a de partitions en deux classes, soit 2^{n-1} tests binaires possibles. Enfin, dans le cas d'attributs continus, il y a une infinité de tests envisageables. Dans ce cas, on découpe l'ensemble des valeurs possibles en segments. Le découpage peut être fait par un expert ou de façon automatique.

Nous supposons prédéfini un ensemble de tests binaires. Pour définir l'algorithme, nous allons définir les trois opérateurs utilisés par l'algorithme CART pour construire l'arbre de décision (phase d'expansion), puis on explique la phase d'élagage. Supposons un échantillon S « assez grand » découpé en un jeu d'apprentissage A et un jeu de test T .

➤ Phase d'expansion

On dispose en entrée d'un jeu d'apprentissage A . La fonction utilisée pour mesurer le degré de mélange est la fonction de Gini définie par l'équation (IV.1).

- **Décider si un nœud est terminal** : Un nœud P est terminal si $Gini(P) \leq i_0$ ou $N(P) \leq n_0$
où : i_0 et n_0 sont des paramètres à fixer.
- **Sélectionner un test à associer à un nœud** : Pour choisir le meilleur test à associer à un nœud, l'algorithme s'appuie sur une technique très fruste ; il examine tous les tests potentiels puis, il choisit celui qui maximise la quantité définie par l'équation (IV.3). Autrement dit, l'algorithme choisit le test qui minimise l'impureté moyenne des classes dans les sous-ensembles d'après division.
- **Affecter une classe à une feuille** : On attribue la classe majoritaire. Soit t l'arbre obtenu en sortie. Pour élaguer, on utilise l'ensemble test T . On suppose, en fait, que l'erreur apparente sur T est une bonne estimation de l'erreur réelle. Un élagué de t est obtenu en remplaçant un sous-arbre de t par une feuille. Une première solution serait d'estimer l'erreur réelle pour tous les élagués de t . Cette méthode est trop coûteuse en temps de calcul. Il faut, par conséquent, introduire une heuristique permettant de limiter le nombre d'élagués de t sur lesquels on va estimer l'erreur réelle. Maintenant, pour effectuer l'élagage, l'algorithme prend pour entrée le jeu d'apprentissage A , l'arbre t produit et un jeu de test T .

➤ **Phase d'élagage**

- **Construction de la suite des arbres** : On construit une suite $t_0 = t, \dots, t_p$ telle que t_0 soit l'arbre obtenu à la fin de la phase d'expansion. Pour tout i , t_{i+1} est un élagué de t_i et le dernier arbre de la suite t_p est réduit à une feuille. Il nous faut définir le procédé de construction de t_{i+1} à partir de t_i . Pour toute position P de t_i , on note u_P le sous-arbre de t_i en position P . On calcule la quantité

$$g(P) = \frac{\Delta_{app}(P)}{|u_P| - 1} \dots\dots\dots(IV.7)$$

où : $\Delta_{app}(P)$: variation d'erreur apparente mesurée sur le jeu d'apprentissage A lorsqu'on élague t en position P , et $|u_P|$: est la taille de u_P . On peut remarquer que:

$$\Delta_{app}(P) = \frac{MC(P) - MC(u_P)}{N(P)} \dots\dots\dots(IV.8)$$

où : $N(P)$: cardinal de l'ensemble des exemples de A associé à la position P de t_i ,
 $MC(P)$: nombre d'éléments de A mal classés à la position P lorsqu'on élague t_i en position
 P et $MC(u_p)$: nombre d'éléments de A associés à la position P de t_i mal classés par u_p .

On considère alors la position P pour laquelle $g(P)$ est minimale et t_{i+1} est l'élagué de t_i en position P .

- **Choix final** : On calcule pour chaque arbre t_i de la suite construite au point précédent l'erreur apparente sur le jeu de test T . Cette valeur est prise comme estimation de l'erreur réelle. On choisit donc l'arbre qui minimise l'erreur apparente sur T .

Remarque : Lorsque la taille de l'échantillon ne permet pas le découpage en jeu de test et d'apprentissage, on utilise alors d'autres méthodes d'élagage. Le principe reste similaire, la différence est que l'on utilise la validation croisée pour obtenir des approximations de l'erreur réelle.

A.III. Construction incrémentale d'arbres de classification

La construction incrémentale d'arbres de décisions permet la construction d'arbres de décisions, puis la révision de ceux-ci à partir de nouveaux exemples d'apprentissage (nouveau jeu d'apprentissage). La motivation pour réviser un arbre existant plutôt que de le reconstruire est reliée au coût inférieur de la révision en terme de temps de traitement. Il y a différents algorithmes de construction incrémentale d'arbres de décisions. ID5R est un de ces algorithmes [UTGO, 1989]. En fait, il révisé l'arbre courant au besoin en réponse à de nouvelles données, c'est-à-dire l'arbre est révisé simplement lorsque la nouvelle donnée n'est pas bien classifiée.

A.IV. Validation d'arbres de classification

Une fois un arbre de décision construit, il est essentiel de le valider en essayant d'estimer les erreurs de classification qu'il fait, autrement dit la probabilité que la classe prédite pour une donnée quelconque soit correcte. Dépendant de l'ensemble de données qui est utilisé pour la mesurer, cette quantité est donc une variable aléatoire dont il faut estimer la valeur.

Normalement, l'erreur de classification E qui est la probabilité que l'arbre de décision ne prédise pas correctement la classe d'une donnée de l'espace de données est utilisée pour estimer la performance de l'arbre de décision.

Une première approche consiste à faire cette estimation en comptant le nombre d'exemples utilisés pour construire l'arbre qui sont mal classés. Donc, on définit l'erreur apparente E_{app} ,

qui est mesurée avec les exemples utilisés pour la construction d'un arbre, par la proportion d'exemples dont la classe est mal prédite par l'arbre de décision.

En fait, E_{app} n'est pas un bon estimateur de l'erreur qui serait commise face à de nouvelles données. En effet, l'enjeu est bien là : à partir des exemples avec lesquels l'arbre de décision a été construit, l'apprentissage doit pouvoir être généralisé à de nouvelles données. C'est l'objectif des algorithmes d'apprentissage : un algorithme ne peut être qualifié d'algorithme d'apprentissage que s'il est capable de généraliser ce qu'il a appris.

L'estimation de la qualité de l'arbre de décision construit en tant que classeur de nouvelles données est donc un point capital. On distingue :

- Le jeu d'exemples d'apprentissage, noté J_{app} , ou d'entraînement avec lesquelles l'arbre de décision est construit.
- Le jeu d'exemples de test, noté J_{test} , qui permet d'estimer les erreurs de classification : pour ces exemples, on connaît leur classe. On les classe avec l'arbre de décision construit avec J_{app} puis on regarde s'ils sont classés correctement. Bien entendu, idéalement, l'intersection entre jeu d'apprentissage et jeu de test doit être vide. On obtient alors une mesure de l'erreur de test E_{test} .

Si l'on ne dispose pas de jeu de test, on utilise le jeu d'apprentissage de la manière suivante : on le découpe en deux parties ; l'une constituera le jeu d'apprentissage effectif pour construire l'arbre de décision ; l'autre servira à l'évaluer (technique de *holdout*, ou retenue).

Validation croisée

Une méthode plus sophistiquée est la « validation croisée ». Pour cela, on découpe l'ensemble des exemples en n sous-ensembles mutuellement disjoints. Il faut prendre garde à ce que chaque classe apparaisse avec la même fréquence dans les n sous-ensembles (stratification des échantillons). Si $n = 3$, cela produit donc 3 ensembles A , B et C . On construit l'arbre de décision $AD_{A \cup B}$ avec $A \cup B$ et on mesure son taux d'erreur sur C , c'est-à-dire, le nombre d'exemples de C dont la classe est mal prédite par $AD_{A \cup B} : E_C$.

Ensuite, on construit l'arbre de décision $AD_{B \cup C}$ avec $B \cup C$ et on mesure l'erreur sur $A : E_A$. Enfin, on construit l'arbre de décision $AD_{A \cup C}$ avec $A \cup C$ en mesurant l'erreur sur $B : E_B$.

Le taux d'erreur E est alors estimé par la moyenne de ces trois erreurs mesurées soit :

$$E = \frac{E_A + E_B + E_C}{3} \dots\dots\dots(IV.9)$$

Habituellement, on prend $n = 10$. Cette méthode est dénommée « validation croisée en n -plis » (*n-fold cross-validation* en anglais).

 **Technique du *leave-one-out***

Cette technique consiste à effectuer une validation croisée à $n = N$ plis en laissant à chaque fois un seul exemple de côté (N est le nombre d'exemples dont on dispose). L'erreur est estimée par la moyenne des N erreurs mesurées.

 **Technique de *bootstrap* « *bagging* »**

Le jeu d'apprentissage est constitué en effectuant N tirages avec remise parmi l'ensemble des exemples. Cela entraîne que certains exemples du jeu d'apprentissage seront vraisemblablement sélectionnés plusieurs fois, et donc que d'autres ne le seront jamais. En effet, la probabilité P_T qu'un certain exemple ne soit jamais tiré est simplement [EFRO, 1997] :

$$P_T = \left(1 - \frac{1}{N}\right)^N \dots\dots\dots(IV.10)$$

La limite quand $N \rightarrow +\infty$ de cette probabilité est $e^{-1} \approx 0.368$.

Les exemples qui n'ont pas été sélectionnés constituent le jeu de test.

Le jeu d'apprentissage contient en moyenne 63.2% des exemples initiaux.

L'erreur est calculée en combinant l'erreur d'apprentissage E_{app} et l'erreur de test E_{test} par la formule suivante:

$$E = 0.632 \times E_{test} + 0.368 \times E_{app} \dots\dots\dots(IV.11)$$

Ensuite, cette procédure est itérée plusieurs fois et une erreur moyenne est calculée.

A.V. Mesures de qualité d'un arbre de décision

On suppose que l'on a construit un arbre de décision à partir d'un jeu d'exemples. En fait, ces mesures nécessitent un jeu d'exemples qui peut être le jeu d'apprentissage ou un jeu de test.

On définit ci-après par le biais d'un exemple illustratif la précision et le rappel, deux expressions mathématiques qui permettent de mesurer la qualité d'un arbre de décision construit, dans le cas de classification binaire, sachant que ces définitions sont aisément extensibles aux autres cas. Pour notre exemple, on suppose un jeu d'exemples dont les

éléments sont classés soit (+), soit (-). La prédiction de la classe de ces éléments par l'arbre de décision nous permet de définir les valeurs suivantes :

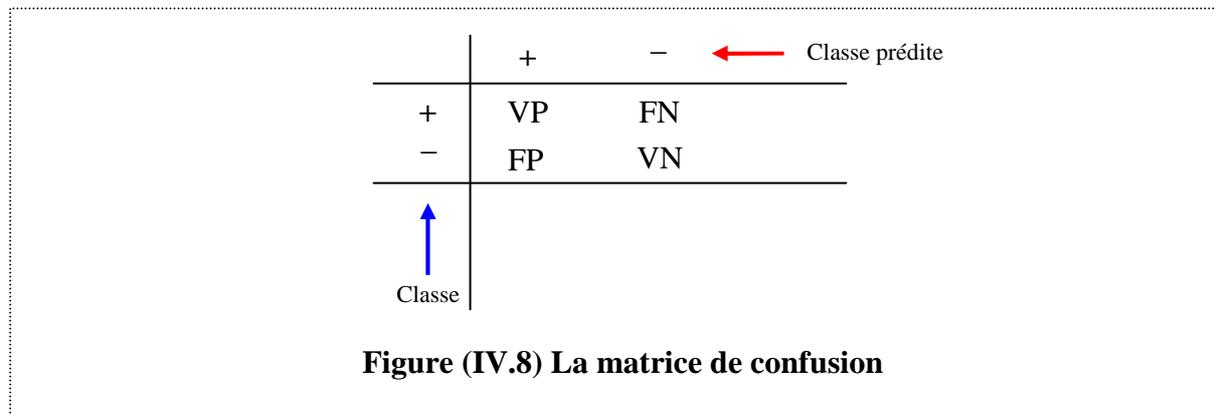
VP : le nombre de vrais positifs : les exemples de classe positive et dont la classe est prédite par AD comme positive.

VN : le nombre de vrais négatifs : les exemples de classe négative et dont la classe est prédite par AD comme négative.

FP : le nombre de faux positifs : les exemples de classe négative et dont la classe est prédite par AD comme positive.

FN : le nombre de faux négatifs : les exemples de classe positive et dont la classe est prédite par AD comme négative.

On peut alors visualiser ces informations dans une matrice de confusion figure (IV.8) :



S'il n'y a des nombres non nuls que sur la diagonale principale, c'est qu'aucun exemple n'est mal classé. Ainsi, on peut définir deux mesures de qualité : la précision et le rappel

Pour notre exemple, les précisions pour les exemples positifs et les exemples négatifs sont données, respectivement, par les équations (IV.12) et (IV.13)

$$PR_{(pos)} = \frac{VP}{VP + FP} \dots\dots\dots(IV.12)$$

$$PR_{(nég)} = \frac{VN}{VN + FN} \dots\dots\dots(IV.13)$$

Les rappels pour les exemples positifs et les exemples négatifs sont définis, respectivement, par les équations (IV.14) et (IV.15).

$$RA_{(pos)} = \frac{VP}{VP + FN} \dots\dots\dots(IV.14)$$

$$RA_{(nég)} = \frac{VN}{VN + FP} \dots\dots\dots(IV.15)$$

Donc, la précision mesure la proportion d'exemples vraiment positifs (respectivement négatifs) parmi ceux qui sont classés comme positifs (respectivement négatifs). Le rappel mesure la proportion d'exemples vraiment positifs (respectivement négatifs) parmi tous les exemples positifs (respectivement négatifs). Il est toujours plus pratique de manipuler un seul nombre qui synthétise les autres. Nous désignons ce nombre comme la mesure F définie par :

$$F = \frac{2 \text{ rappel} \times \text{précision}}{\text{rappel} + \text{précision}} = \frac{2 \text{ VP}}{2\text{VP} + \text{FP} + \text{FN}} \dots\dots\dots(\text{IV.16})$$

B. Arbres de régression

B.I. Principe

Les arbres de classification présentés dans les sections précédentes découpent l'espace des entrées \mathbb{R}^n en régions dont les cotés sont des hyperplans perpendiculaires aux axes. A l'intérieur de chacune de ces régions, la valeur prédite est constante et vaut une des classes.

Dans le cas des arbres de régression, on utilise le même mécanisme de construction, mais les valeurs à prédire sont cette fois-ci continues. Après apprentissage sur un jeu d'exemples d'apprentissage, J_{app} , chaque exemple $x \in \mathbb{R}^n$ est associé à une valeur réelle de sortie y .

En effet, les arbres de régression prévoient une valeur numérique constante c_k pour chaque région construite après apprentissage et élagage. En supposant que le modèle induit contienne M régions $R_1 \dots R_M$ et en notant $i(R_k)$ la fonction caractéristique de R_k on a alors :

$$y = \sum_{k=1}^M c_k i(R_k) \dots\dots\dots(\text{IV.17})$$

Bien que d'autres approches soient utilisées, la technique la plus employée pour la construction de tels arbres est celle de la régression quadratique, qui minimise le carré de la différence entre valeurs observées ob et valeurs prévues y : pour les m exemples de J_{app} il

faut donc idéalement minimiser $\sum_{j=1}^m d^2(ob_j - y_j)$ où d est la distance euclidienne. Considérant

une optimisation par région, le critère est minimal pour la région R_n contenant n entrées lorsqu'elle est égale à la moyenne g des valeurs des points d'apprentissage qu'elle contient [BREI, 1984].

B.II. Construction d'arbre de régression

Dans la même optique que pour les arbres de classification, l'algorithme de construction d'un arbre de régression est glouton : L'attribut choisi à l'étape courante est celui qui peut se discrétiser par un découpage en deux minimisant le critère de la somme des écarts à la moyenne dans chaque partie du découpage. Ainsi, pour chaque attribut x_k et pour chaque valeur de découpage d_{jk} de cet attribut, on définit deux régions séparées par cette valeur et on obtient deux valeurs du critère notées C_{jk}^G et C_{jk}^D . On choisit finalement d'utiliser la variable x_k et le découpage d_{jk} minimisant la somme des deux valeurs ci-dessus.

B.III. Elagage d'arbre de régression

L'algorithme de construction s'achève lorsque chaque nœud est une feuille, ou lorsque les moyennes des deux régions les meilleures à séparer sont trop proches. Dans ce dernier cas, la construction peut aboutir à un arbre incomplet puisqu'un attribut très séparable peut succéder à un qui ne l'est pas du tout. C'est pourquoi il est utile d'utiliser pour ces arbres de régression des méthodes d'élagage puissantes. Après avoir laissé croître l'arbre jusqu'à ce que chaque feuille ne contienne plus qu'un petit nombre de points, on élague en réunissant les feuilles selon un critère de complexité.

Remarque : En fait, les mêmes techniques de validation d'arbres de classification sont utilisées pour la validation d'arbres de régression.

IV.2.3. Exploitation des informations synthétiques extraites par les techniques d'apprentissage automatique

Les informations synthétiques extraites par les méthodes d'apprentissage automatique sont complémentaires et généralement plus puissantes que celles fournies par les méthodes analytiques ou numériques par les aspects expliqués ci-après :

Efficacité de calcul

En utilisant les informations synthétiques extraites par une des méthodes d'apprentissage automatique, au lieu des méthodes numériques/analytiques, une vitesse beaucoup plus élevée peut être atteinte pour le processus de l'aide à la décision pour la conduite des réseaux électriques en temps réel. Plus loin, en termes d'exigences en matière de données de modélisation du système, tandis que les méthodes analytiques et numériques exigent une description complète et détaillée du modèle du système, les modèles approximatifs construits

par l'apprentissage automatique peuvent être adaptés afin d'exploiter uniquement les paramètres d'entrée importants et/ou disponibles.

Interprétabilité

L'utilisation de l'apprentissage automatique pour fournir un aperçu physique du comportement non linéaire du système est une question très importante. En effet, l'apprentissage automatique, en particulier l'arbre de décision, est un moyen efficace pour extraire des règles interprétables à partir de très grandes masses d'exemples et scénarios simulés. En effet, les règles extraites expriment explicitement les propriétés spécifiques du problème traité, d'une manière similaire à l'expertise humaine, et par conséquent, ces règles peuvent être facilement évaluées, critiquées et finalement adoptées par les ingénieurs.

Gestion des incertitudes

En ce qui concerne la gestion des incertitudes, les méthodes d'apprentissage automatique sont en effet capables de prendre en compte et de gérer les incertitudes sur les modèles dynamiques, des systèmes externes, le comportement des charges, les mesures, etc.

IV.3. Application de l'arbre de classification au filtrage en ligne des contingences externes d'une zone de réglage

IV.3.1. Importance du filtrage des contingences externes d'une zone de réglage

Comme il a été mentionné dans le chapitre précédent, l'analyse distribuée de sécurité d'un grand système électrique interconnecté, constitué de plusieurs zones de réglage, nécessite que les opérateurs de différentes zones adjacentes échangent entre eux les effets externes de leurs contingences internes.

En effet, dans le centre de contrôle d'une zone de réglage, la fonction d'évaluation de sécurité en ligne est effectuée d'une manière cyclique généralement tous les 10–15 minutes [SAVU, 2006].

Ainsi, afin de répondre à la contrainte de temps de la fonction d'évaluation de la sécurité en ligne, il est important que le temps global, requis pour évaluer toutes les contingences (aléas) d'une zone de réglage, ne doit pas dépasser le temps spécifié pour un cycle.

Dans ce contexte, le véritable problème auquel les opérateurs doivent faire face est lié à l'intervalle de temps, relativement court, disponible pour eux pour évaluer l'impact, un par un, d'un grand nombre de contingences extérieures sur leurs zones de réglage.

La solution à ce problème que nous proposons dans ce chapitre est basée sur l'idée que le opérateur de chaque zone de réglage doit avoir à sa disposition un outil efficace pour le filtrage rapide de ses contingences externes. Par conséquent, un filtre basé sur l'arbre de décision est proposé afin de réaliser cet objectif.

Le filtre proposé permettra à l'opérateur de chaque zone de réglage de réduire largement le nombre des contingences externes qu'il devrait évaluer en temps réel.

En fait, les filtres donnent l'occasion aux opérateurs de scanner rapidement toutes les contingences externes. Ainsi, seules les contingences externes potentiellement dangereuses seront sélectionnées pour la fonction d'évaluation de la sécurité en ligne.

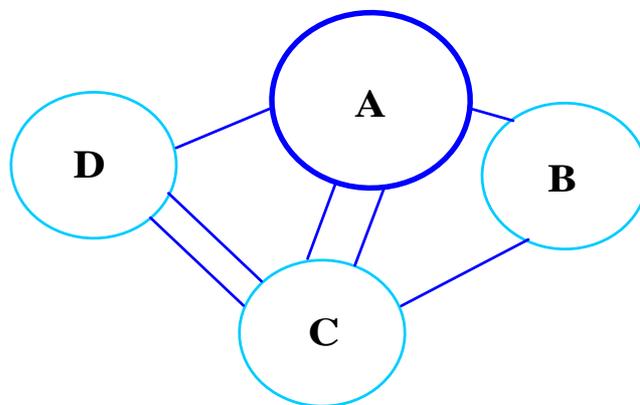


Figure (IV.9) Représentation d'un système électrique interconnecté constitué de quatre zones de réglage (A,B,C,D)

La figure (IV.9) montre la représentation d'un système électrique interconnecté constitué de quatre zones de réglage (A, B, C et D). Dans ce système, on désigne la zone de réglage A comme la zone de réglage interne.

Les autres zones de réglage sont considérées comme des zones de réglage externes par rapport à A.

Le groupe de toutes les contingences externes C(a) de la zone de réglage interne (A) peut être divisé en trois sous-groupes C(b), C(c) et C(d) en fonction des zones de contrôle externes (B, C, D).

En même temps, comme le montre la figure (IV.10) ces groupes représentent respectivement les effets externes des contingences internes des zones de contrôle (B, C, D). A partir des principaux groupes C(b), C(c) et C(d), nous pouvons définir les sous-groupes PC(b), PC(c) et PC(d) comme les contingences externes potentiellement dangereuses des zones de réglage (B, C et D) sur la zone de réglage interne (A).

avec:

$$PC(b) \subseteq C(b) \dots\dots\dots(IV.18)$$

$$PC(c) \subseteq C(c) \dots\dots\dots(IV.19)$$

$$PC(d) \subseteq C(d) \dots\dots\dots(IV.20)$$

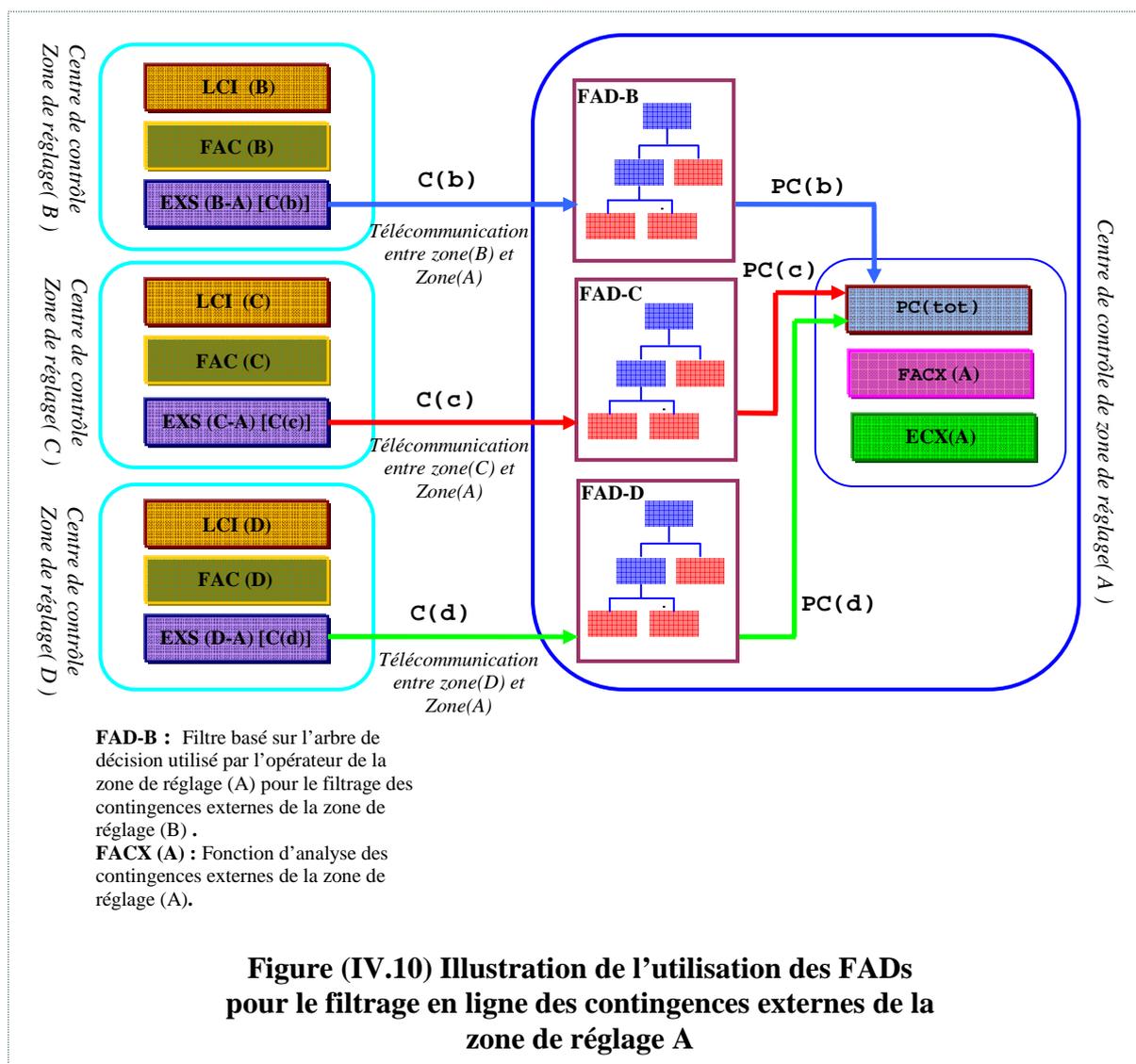
Afin d'assurer la sécurité de la zone de contrôle interne A à l'égard de toutes les contingences externes, il suffit que l'opérateur de cette zone évalue seulement l'impact sur sa zone de toutes les contingences externes potentiellement dangereuses de chaque zone de réglage externe interconnectée à sa zone de réglage.

Dans notre exemple, le groupe PC(tot) représente ces contingences.

avec:

$$PC(tot) = PC(b) \cup PC(c) \cup PC(d) \dots\dots\dots(IV.21)$$

À cette fin, comme le montre la figure (IV.10), l'opérateur de la zone de contrôle A utilise en temps réel des filtres basés sur l'arbre de décision qui lui permettent d'extraire PC(b) de C(b), PC(c) de C(c) et PC(d) de C(d).



IV.3.2. La possibilité d'échanger les données du marché J-1 et de modélisation entre les GRTs dans le nouvel environnement compétitif

L'ouverture des marchés de l'électricité a abouti à la séparation entre la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique. Selon le modèle adopté, on trouve aussi la séparation entre la propriété des infrastructures électriques et l'exploitation de celles-ci. Cependant, en France le RTE reste à la fois le propriétaire et le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité.

Le fonctionnement des réseaux électriques a été donc remis à des organisations indépendantes dites les gestionnaires des réseaux de transport de l'électricité (GRTs) (*Transmission System Operators* en anglais (TSOs) en France et dans l'Union Européenne). En outre, le fait que ces organisations ne sont pas en concurrence permet un niveau élevé de

coopération et de coordination entre elles qui se manifeste aujourd'hui par l'échange de différents types des données y compris les données commerciales [IANH, 2002], [LAFF, 2008].

En effet, cet échange de données va permettre à chaque opérateur d'évaluer la sécurité d'une zone plus étendue bien au-delà de sa zone de responsabilité. En fait, il est important d'indiquer que l'échange des données commerciales ne sera pas au détriment des participants au marché et la juste concurrence entre les participants au marché sera totalement maintenue. Ceci parce que la confidentialité des informations échangées est assurée par l'engagement mutuel des opérateurs de ne pas divulguer ces informations à des tiers [IANH, 2002]. Récemment, la tendance de l'échange de données entre les zones de réglage afin de les utiliser dans l'analyse de sécurité a été confirmée dans les conventions d'interconnexion entre les compagnies d'électricité [IANH, 2002], [LAFF, 2008].

IV.3.3. La procédure de conception des filtres basée sur l'arbre de décision

A. Construction des cas de base nécessaires pour l'algorithme de conception de filtres

Au niveau de chaque opérateur, la construction de ces cas de base (appelés modèles horaires ci-après) nécessite que l'opérateur effectue avec ses voisins l'échange de deux types de données :

Echange des données de modélisation entre les GRTs :

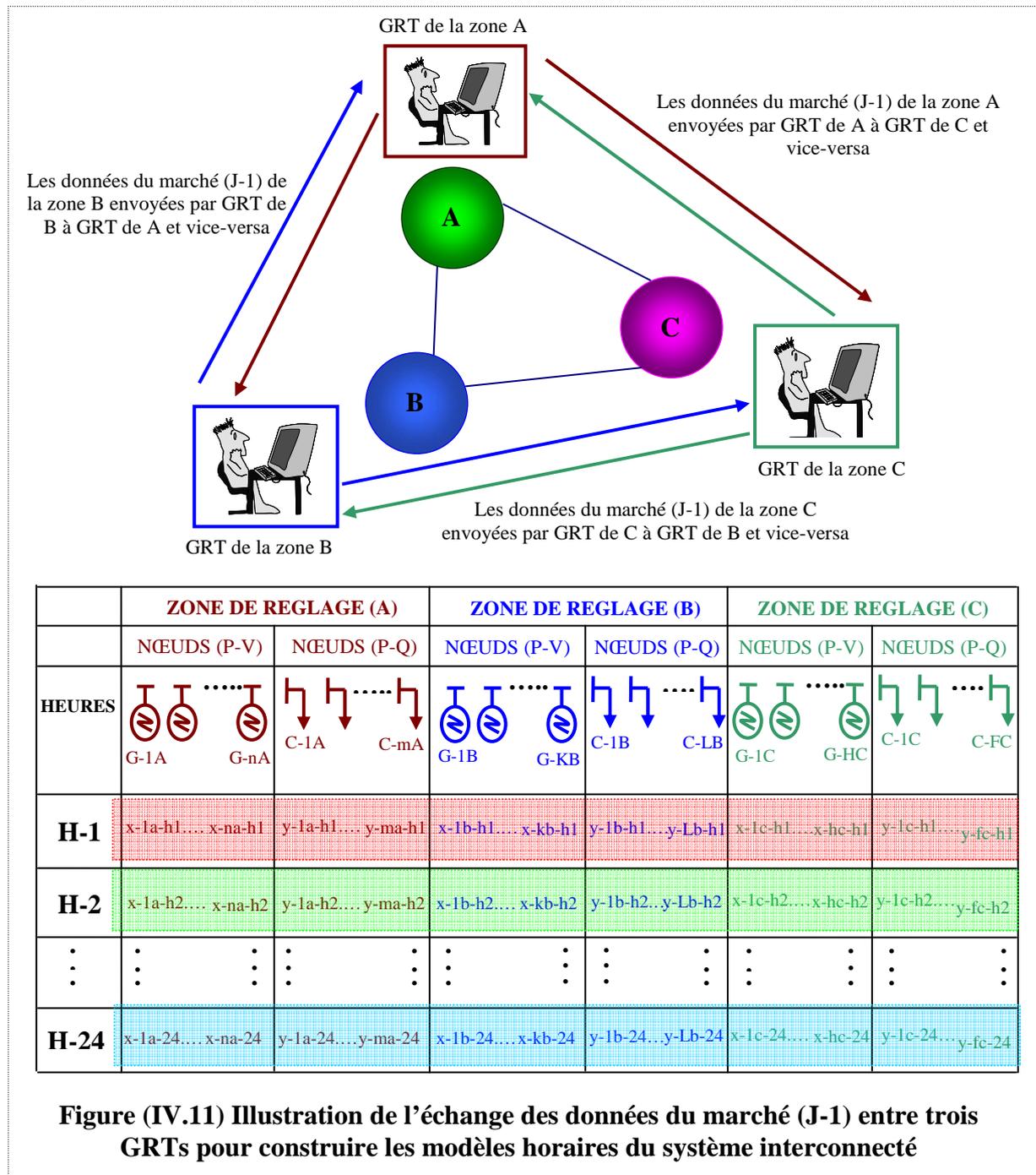
Ces données sont les caractéristiques des installations du réseau de transport et les données de modélisation nécessaires pour procéder à l'analyse de la sécurité.

Echange des données du marché (J-1) entre les GRTs :

Chaque GRT échange avec les autres GRTs les programmes finaux de la production et de la consommation du marché J-1. Dans l'annexe III, on définit le marché J-1 et on fournit une explication complète de son mécanisme.

Ainsi, chaque jour pour le lendemain, l'échange de la totalité des données du marché (J-1) entre les GRTs sera utilisé, avec les données de modélisation du système interconnecté, par chacun d'entre eux pour mettre en place un modèle global de l'ensemble du réseau interconnecté, et cela pour chaque heure du jour suivant. On désigne ces modèles par les modèles horaires du système interconnecté. La figure (IV.11) montre l'échange des données du marché (J-1) entre trois zones de réglage (A, B et C) pour construire les modèles horaires,

(voir le tableau dans la même figure) du système interconnecté, et cela au niveau de chaque GRT.



B. Algorithme de génération de la base de données nécessaire pour la conception des filtres

L'algorithme décrit dans cette section a été développé pour permettre à l'opérateur (GRT) de chaque zone de réglage du système interconnecté de concevoir, en s'appuyant sur les modèles horaires du système interconnecté, des filtres basés sur l'arbre de décision pour le

filtrage rapide en ligne des contingences externes de chaque opérateur. En fait, chacun de ces filtres sera conçu pour une zone de réglage externe et adjacente spécifique. En conséquence, chaque filtre sera utilisé pour filtrer en ligne les contingences de sa propre zone de réglage externe.

Il est important d'indiquer que les données d'entrée de chaque filtre seront les paramètres de post-contingence des nœuds frontières représentant les contingences externes reçus en ligne de sa zone de réglage externe. A sa sortie, le filtre va indiquer à l'opérateur laquelle de ces contingences extérieures est potentiellement dangereuse, et laquelle ne l'est pas à l'égard de sa propre zone de réglage.

En effet, l'algorithme développé se sert des modèles horaires comme des cas de base pour la modélisation des conditions réelles de fonctionnement en temps réel du système électrique interconnecté.

Ensuite, les nouveaux points de fonctionnement obtenus (chacun d'entre eux peut représenter une condition probable d'exploitation du système interconnecté en temps réel) seront utilisés pour générer la base de données nécessaire pour l'apprentissage et le test des filtres basés sur l'arbre de décision.

Les trois fonctions suivantes forment le cœur de l'algorithme mis au point :

B.I. Fonction d'échantillonnage aléatoire des courbes de charge des modèles horaires

Afin de considérer les fluctuations aléatoires des charges qui se produisent en temps réel. Cette fonction échantillonne aléatoirement, à chaque cycle de tirage, la courbe de charge de chaque modèle horaire du jour suivant du système interconnecté. Pour un nombre de tirages préalablement défini, à chaque tirage le processus d'échantillonnage va produire des valeurs aléatoires pour tous les nœuds de type P-Q d'un modèle horaire donné du réseau interconnecté. Evidemment, à chaque tirage, tous les modèles horaires vont subir l'échantillonnage.

Les valeurs générées, qui sont des valeurs en pourcentage par rapport à celles de la courbe de charge initiale du modèle horaire considéré, seront comprises entre les valeurs maximales et minimales les plus probables de la variation de charge en temps réel de chaque nœud de type P-Q.

Ces valeurs vont aléatoirement s'ajouter (ou se soustraire) aux valeurs initiales de la courbe de charge du modèle horaire échantillonné. De cette manière, une nouvelle courbe de charge

du modèle horaire, représentant éventuellement une condition réelle de fonctionnement, sera obtenue et c'est le cas pour tous les autres modèles horaires.

Le processus d'échantillonnage sera répété autant de fois que nécessaire pour obtenir une base de données suffisamment représentative.

La dernière base de données suffisamment représentative sera obtenue après que la valeur de l'erreur de classification de l'arbre de décision de cette base, pendant la phase de test sur un jeu de test, soit plus petite qu'une valeur prédéfinie de l'erreur acceptée.

Cette fonction est décrite par les équations suivantes :

$$[L_{rs(n,I)}] = [\alpha_{l(I)}] \cdot [L_{hm(n)}] + [L_{hm(n)}] \dots \dots \dots (IV.22)$$

$$[L_{hm(n)}] = [L_{hm(1)(n)}, L_{hm(2)(n)}, \dots, L_{hm(k)(n)}, \dots, L_{hm(R)(n)}] \dots \dots \dots (IV.23)$$

$$[\alpha_{l(I)}] = [\alpha_{l(1,1)}, \alpha_{l(1,2)}, \dots, \alpha_{l(1,k)}, \dots, \alpha_{l(1,R)}] \dots \dots \dots (IV.24)$$

$$\alpha_{l(I,k)} = \alpha_{(I,BUS-1)}, \dots, \alpha_{(I,BUS-S)}, \dots, \alpha_{(I,BUS-T)} \dots \dots \dots (IV.25)$$

$$n = 1, 2, \dots, 24$$

$$I = 1, 2, \dots, Z$$

où :

$L_{rs(n,I)}$: I^{ème} courbe de charge générée aléatoirement à partir de la courbe de charge du n^{ème} modèle horaire.

$L_{hm(k)(n)}$: courbe de charge du n^{ème} modèle horaire pour la k^{ème} zone de contrôle.

R : nombre de zones de contrôle, y compris la zone de contrôle interne pour laquelle k=1.

$\alpha_{(I,BUS-S)}$: I^{ème} valeur générée aléatoirement du S^{ème} nœud de charge de la k^{ème} zone de contrôle.

T : nombre de nœuds de charge de la k^{ème} zone de contrôle.

Z : nombre d'échantillons aléatoirement générés de la courbe de charge de chaque modèle horaire.

B.II. Fonction de réajustement des puissances des unités de production de chaque zone de réglage

Pour chaque nouvelle courbe de charge engendrée par le processus de l'échantillonnage aléatoire, cette deuxième fonction va réajuster la puissance à la sortie de chaque unité de production du modèle horaire à partir duquel la nouvelle courbe de charge est dérivée.

La procédure de réajustement se fera au niveau de chaque zone de contrôle de sorte que le changement global, que ce soit une augmentation ou une diminution, en valeur de charge de chaque zone de contrôle ne sera compensé que par les unités de production de cette zone.

Dans notre algorithme nous supposons, pour des raisons de simplicité, que dans le cas d'augmentation ou de diminution du niveau de charge d'une zone de réglage, la valeur de la variation de charge dans cette zone de réglage sera répartie uniquement entre les unités de production de cette zone de réglage de sorte que la puissance de chaque unité de production dans cette zone sera augmentée ou diminuée proportionnellement à sa capacité nominale.

Cette fonction est décrite par les équations suivantes :

$$\Delta L_{(I,n,k)} = \sum_{S=1}^T L_{rs(K)(I,n)(S)} - \sum_{S=1}^T L_{hm(K)(n)(S)} \dots\dots\dots (IV.26)$$

$$G_{(I,n,K)} = \Delta L_{(I,n,K)} \times \beta_{-g(K)} + G_{-hm(n,K)} \dots\dots\dots (IV.27)$$

$$\beta_{-g(K)} = \beta_{(GEN-1)}, \dots, \beta_{(GEN-h)}, \dots, \beta_{(GEN-d)} \dots\dots\dots (IV.28)$$

où :

$\Delta L_{(I,n,k)}$: variation de la charge de la $k^{ième}$ zone de contrôle pour la $I^{ième}$ courbe de charge générée aléatoirement à partir de la courbe de charge initiale du $n^{ième}$ modèle horaire.

$G_{-hm(n,k)}$: représente la puissance active à la sortie de chaque unité de production du $n^{ième}$ modèle horaire de la $k^{ième}$ zone de contrôle.

$G_{(I,n,k)}$: représente la nouvelle puissance active à la sortie de chaque unité de production de la $k^{ième}$ zone de contrôle pour compenser la variation de charge $\Delta L_{(I,n,k)}$.

$\beta_{(GEN-h)}$: facteur d'augmentation/dimuntion du $h^{ième}$ unité de production dans la $k^{ième}$ zone de contrôle.

d : nombre d'unités de production dans la $k^{ième}$ zone de contrôle.

En effet, les deux fonctions précédentes génèrent les points de fonctionnement qui seront utilisés par la fonction d'analyse de sécurité et de construction de la base de données.

B.III. fonction d'analyse de sécurité et de construction de la base de données

L'outil analytique utilisé par cette fonction est un programme de calcul de répartition de charge. Ce programme utilise les données de chaque point de fonctionnement généré par les deux fonctions précédentes comme des données d'entrée pour évaluer l'impact de toutes les

contingences extérieures sur la zone de réglage interne pour laquelle nous concevons les filtres basés sur l'arbre de décision.

Les étapes suivantes résument la façon avec laquelle cette fonction procède afin de générer la base de données :

- Pour chaque point de fonctionnement généré par les deux premières fonctions, chaque contingence de chaque zone de contrôle externe sera évaluée en utilisant le programme de calcul de répartition de charge.
- L'impact sur la zone de contrôle interne de chaque contingence externe évaluée est déterminé par l'évaluation des deux critères de sécurité de cette zone comme suit :

$$U_{(\min)} \leq U(x) \leq U_{(\max)} \dots\dots\dots(IV.29)$$

$$S(Y) \leq S(Y - MAX) \dots\dots\dots(IV.30)$$

$$X = 1, 2, \dots\dots\dots, a$$

$$Y = 1, 2, \dots\dots\dots, b$$

où : a : est le nombre de nœuds de charge de la zone de contrôle interne.

b: est le nombre de lignes de la zone de contrôle interne.

- Les paramètres de post-contingence des nœuds frontières de la zone de réglage interne obtenus juste après l'analyse de chaque contingence externe vont constituer les scénarios de la base de données. Ces scénarios seront classés comme des scénarios sécurisés dans la base de données si il n'y a pas de violations des critères de sécurité de la zone de contrôle interne. Sinon, ils seront classés comme des scénarios non-sécurisés dans cette même base de donnée.
- Les scénarios pré-classés de la base de donnée résultant de l'analyse de la sécurité de toutes les contingences d'une certaine zone de contrôle externe forment la sous-base de données de cette zone externe.
- L'opérateur de La zone de contrôle interne va utiliser la sous-base de données de chaque zone de contrôle externe pour entraîner et tester un filtre basé sur l'arbre de décision qui sera ensuite utilisé en ligne pour scanner les contingences de cette zone externe.

La figure (IV.12) montre la procédure hors ligne de conception de filtre basée sur l'arbre de décision pour chacune des zones de réglage externes, et l'exploitation en ligne des règles de classification de ces filtres pour le filtrage rapide des contingences externes de la zone de réglage interne.

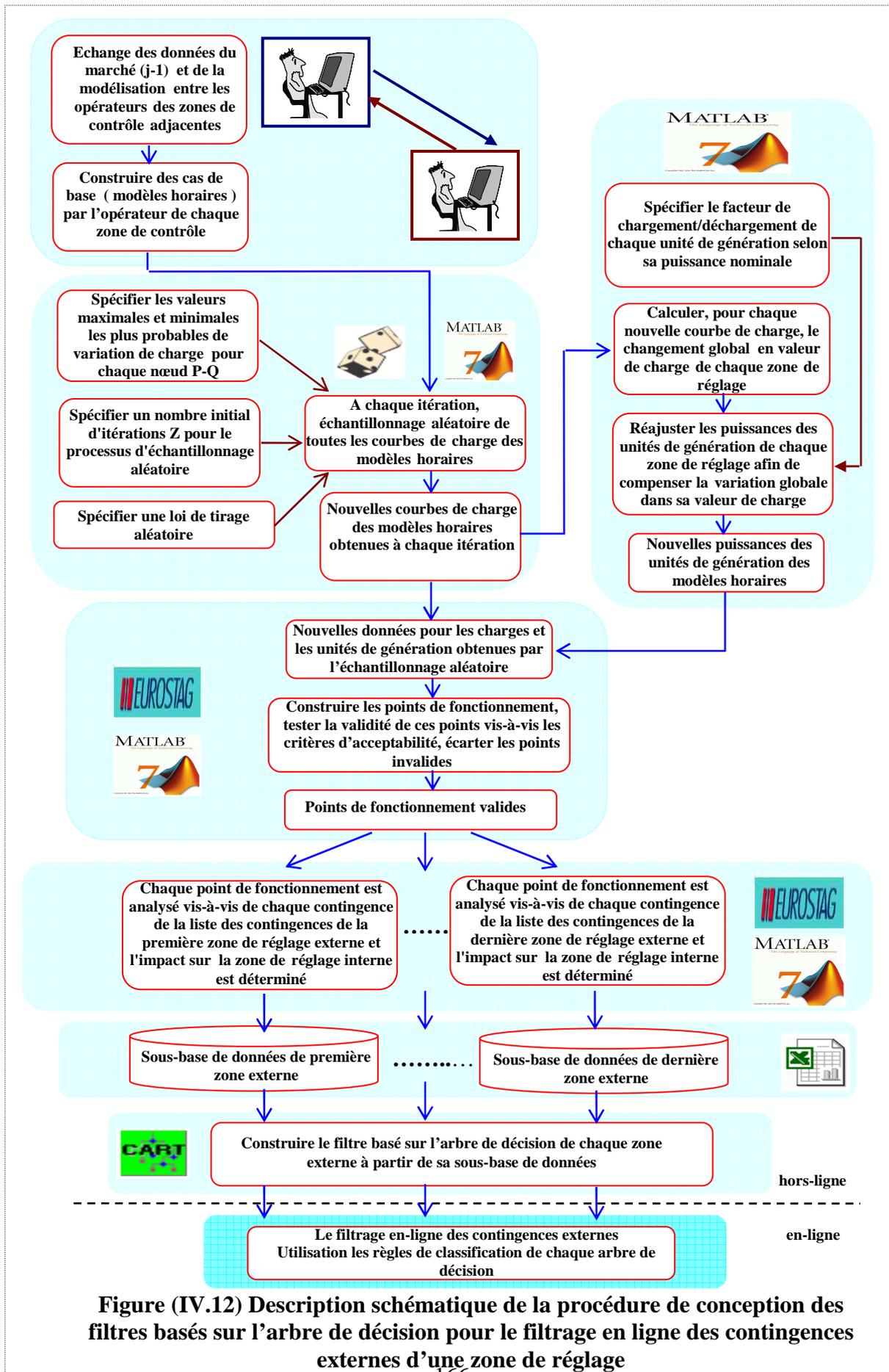


Figure (IV.12) Description schématique de la procédure de conception des filtres basés sur l'arbre de décision pour le filtrage en ligne des contingences externes d'une zone de réglage

IV.4. Application au cas d'étude

Le réseau test standard IEEE-39 nœuds [FAGA, 1977], montré dans la figure (IV.13), a été utilisé pour démontrer l'efficacité de l'approche développée. A cette fin, le réseau de test a été divisé en deux zones de réglage A et B.

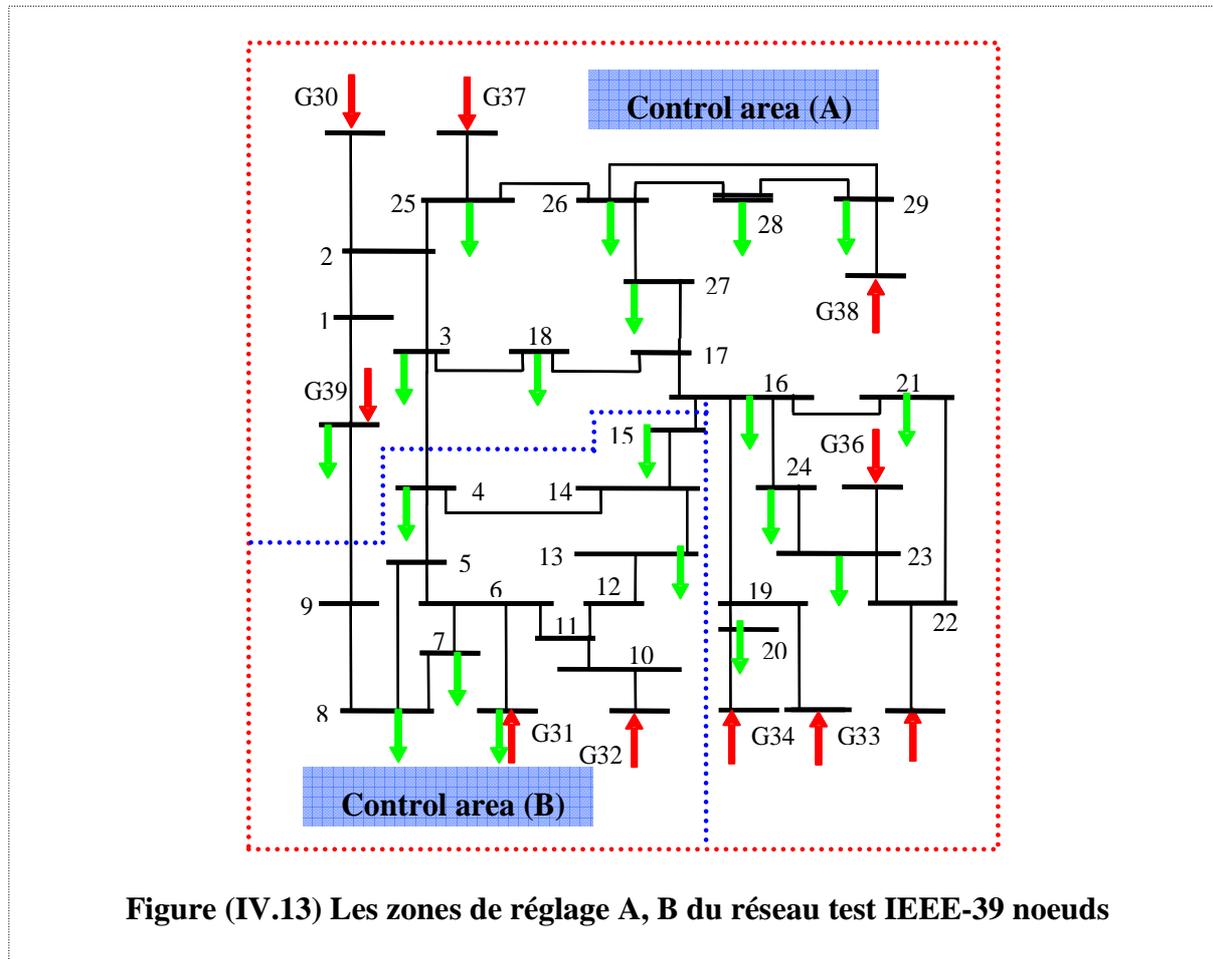


Figure (IV.13) Les zones de réglage A, B du réseau test IEEE-39 nœuds

Pour ce réseau, l'opérateur de la zone de réglage A va appliquer l'algorithme décrit dans la section (IV.3.4(B)) pour générer la base de données nécessaire pour la conception du filtre basé sur l'arbre de décision permettant le filtrage rapide en ligne des contingences externes de la zone de réglage B.

Chaque scénario de la base de données est représenté par ses valeurs numériques correspondant à 13 attributs qui sont les paramètres des nœuds frontières de la zone de contrôle A (V-9, I-9, P-9, Q-9, V-4, I-4, P-4, Q-4, V-15, I-15, P-15, Q-15) et le paramètre de la classification F.

où : (V-9, V-4, V-15), (I-9, I-4, I-15), (P-9, P-4, P-15), (Q-9, Q-4, Q-15) : représentent respectivement les modules de tension, l'intensité des courants injectés, les injections de puissance active, et les injections de puissance réactive aux noeuds frontières (9, 4, 15).

Pour les scénarios sécurisés, le paramètre F prend la valeur numérique 0, tandis que pour les scénarios non-sécurisés, il prend la valeur numérique 1.

Pour notre cas d'étude, l'opérateur de la zone de réglage A va considérer le filtre conçu comme un outil approprié pour le filtrage en ligne des contingences externes de la zone de réglage B si son erreur globale de classification pour les deux types de scénarios (sécurisés et non-sécurisés) du jeu de test de la base de données est inférieure à 2%, mais à condition que l'erreur de classification des scénarios non-sécurisés ne dépasse pas 0.5%. Sinon, l'opérateur devrait générer plus de scénarios et dans ce cas, son filtre doit être réentraîné. Cette procédure va se répéter par l'opérateur jusqu'à ce qu'il obtienne le filtre avec la précision souhaitée.

En fait, pour notre réseau test, il était nécessaire de générer trois bases de données pour la conception du filtre basé sur l'arbre de décision de la zone de contrôle A avec la performance souhaitée.

Les trois bases de données générées correspondent respectivement à vingt, quarante et soixante courbes de charge générées d'une façon aléatoire pour chaque courbe de charge des modèles horaires. Chacune des trois bases de données a été divisée en deux jeux, jeu d'apprentissage et jeu de test, conformément au tableau (IV.I).

Base de données	Classe d'exemples	Nombre global d'exemples	Nombre d'exemples dans le jeu d'apprentissage	Nombre d'exemples dans le jeu de test
1	0	6616	4963	1653
	1	424	317	107
2	0	13017	9714	3303
	1	845	628	217
3	0	19524	14568	4956
	1	1245	921	324

Tableau (IV.I) Les jeux d'apprentissage et de test de trois bases de données générées

A partir des jeux d'apprentissage des trois bases de données générées, nous avons utilisé le logiciel CART [CART, 2009], qui est un outil robuste d'arbres de décision pour la fouille de

données (*data mining* en anglais), la modélisation prédictive et le pré-traitement de données, pour construire le filtre basé sur l'arbre de décision correspondant à chaque base de données.

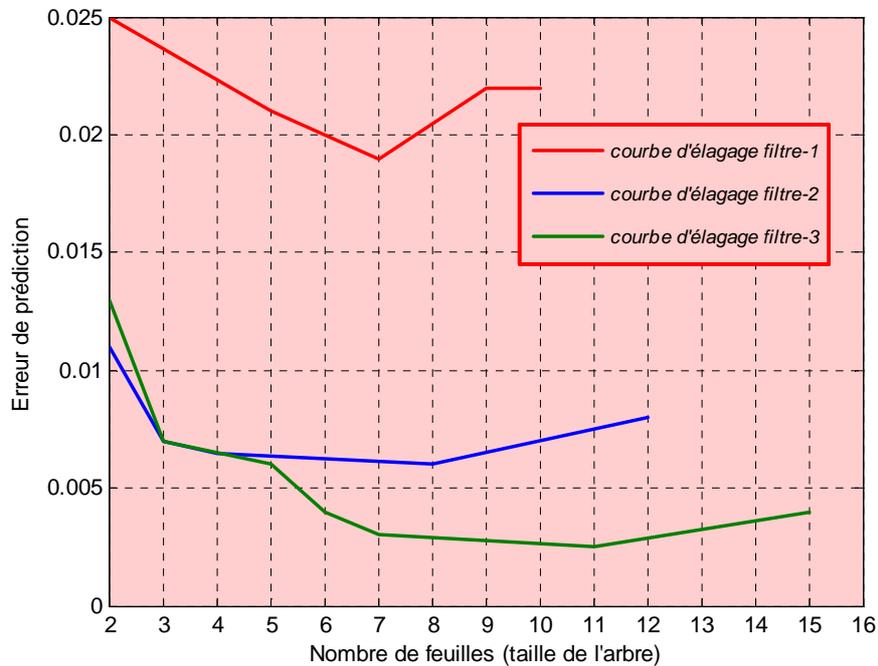


Figure (IV.14) Les courbes d'élagage des arbres de décisions des trois filtres conçus

En effet, on utilise les trois courbes d'élagage illustrées dans la figure (IV.14) pour obtenir la taille optimale de chacun des trois arbres de décision (représentant les trois filtres).

La courbe rouge représente la courbe d'élagage de l'arbre de décision du premier filtre. En effet, la courbe indique que le nombre total de nœuds (feuilles) terminaux avant l'élagage est égal à 10 nœuds pour une erreur de prédiction estimée à 0.022. Selon la même courbe, la taille optimale de l'arbre, correspondant à 7 nœuds terminaux pour une erreur de prédiction estimée à 0.019, est obtenue après l'élagage de deux sous-arbres comme le montre la figure (IV.15).

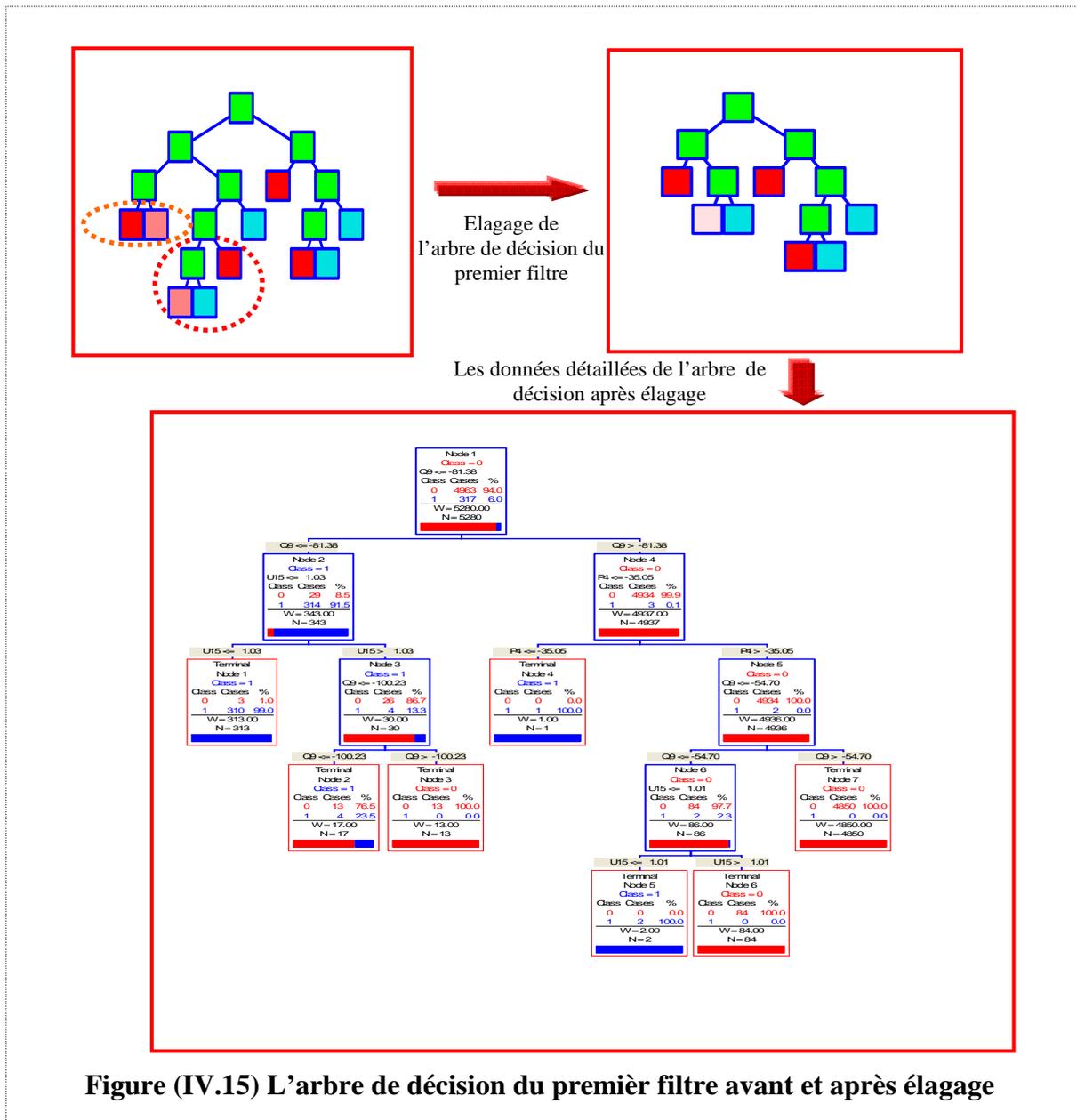
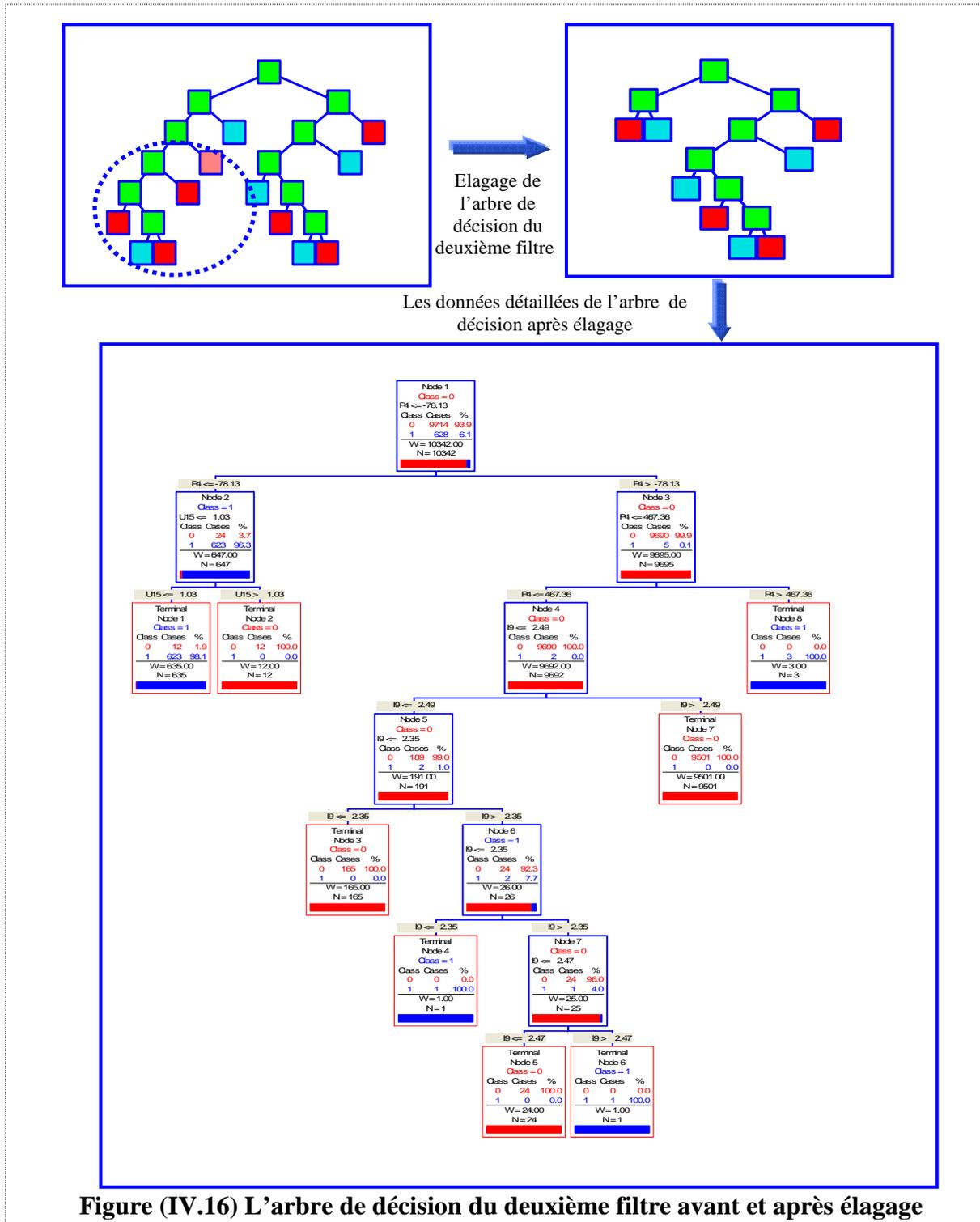
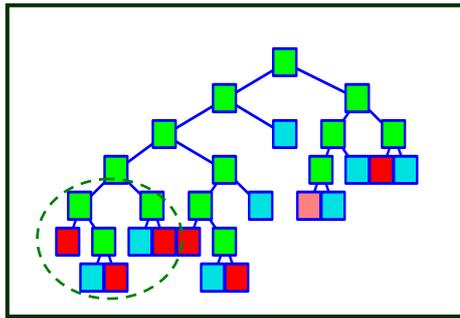


Figure (IV.15) L'arbre de décision du premier filtre avant et après élagage

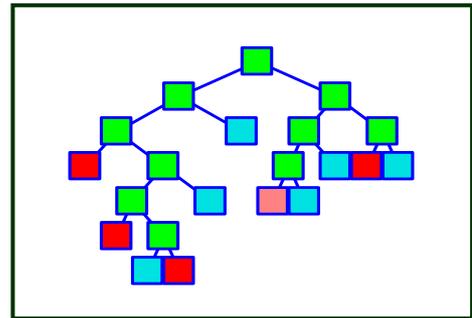
La courbe bleue représente la courbe d'élagage de l'arbre de décision du deuxième filtre. Cette courbe montre que le nombre total de nœuds terminaux avant l'élagage est égal à 12 pour une erreur de prédiction estimée à 0.008. La taille optimale de l'arbre après élagage (le processus d'élagage, qui est limité à la suppression d'un seul sous-arbre, est montré dans la figure (IV.16)) correspond à 8 nœuds terminaux pour une erreur de prédiction de 0.006.



Enfin, la courbe verte dans la figure (IV.14) représente la courbe d'élagage de l'arbre de décision du troisième filtre conçu. Cette courbe montre bien que le nombre maximal des nœuds terminaux de cet arbre est égal à 15 pour une erreur de prédiction estimée à 0.004. En élaguant cet arbre, processus montré dans la figure (IV.17), le nombre de nœuds terminaux passe à 11 nœuds avec une erreur de prédiction estimée à 0.003.



Elagage de l'arbre de décision du troisième filtre



Les données détaillées de l'arbre de décision après élagage

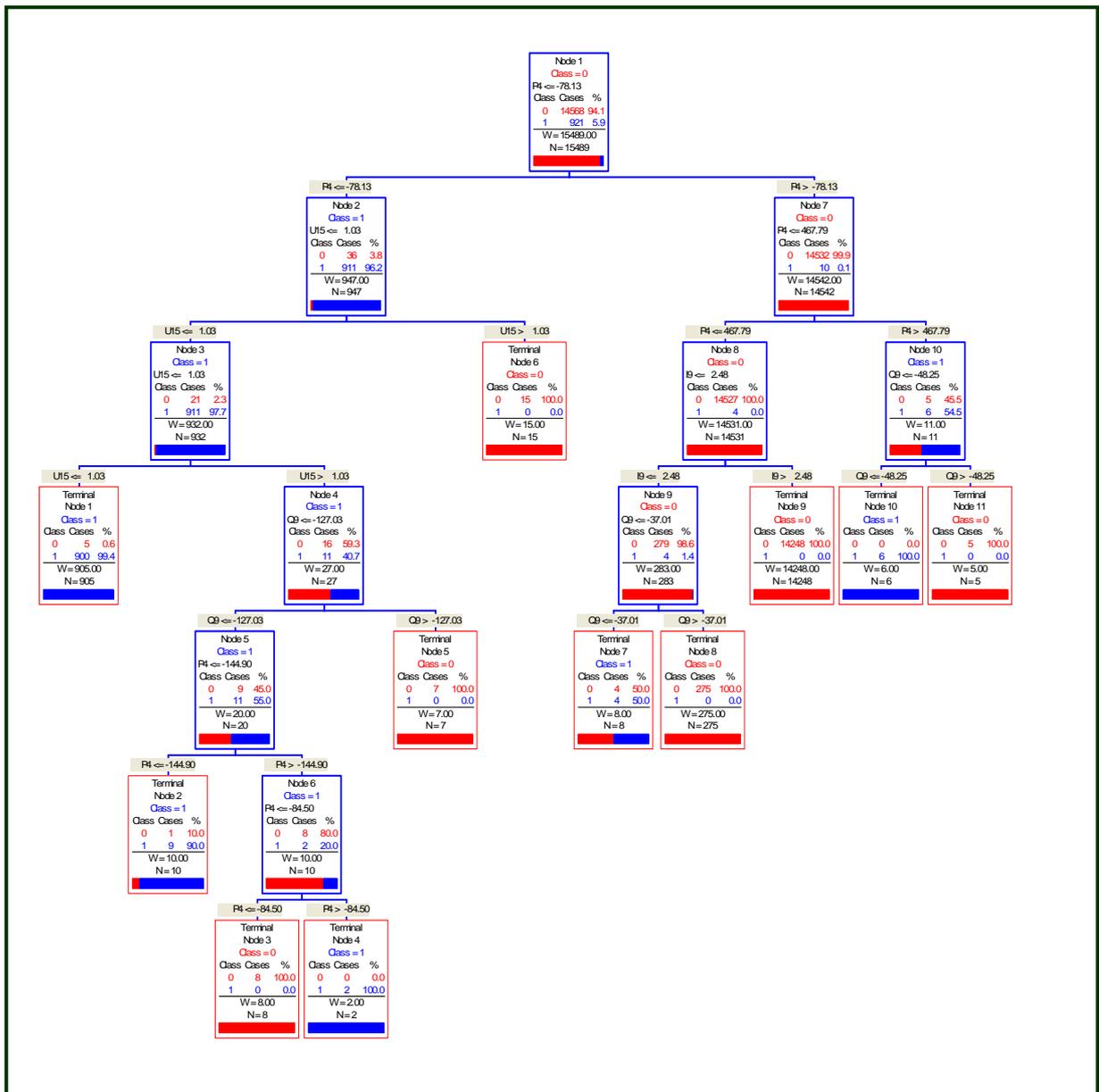


Figure (IV.17) L'arbre de décision du troisième filtre avant et après élagage

On constate dans la figure (IV.14) que plus le jeu d'apprentissage (à partir duquel un arbre « filtre » est construit) est grand moins l'erreur de prédiction enregistrée de ce filtre est petite. Par exemple, la courbe verte (troisième filtre) obtenue du troisième jeu d'apprentissage qui compte 15489 exemples se situe au dessous de la courbe bleue (deuxième filtre) obtenue du deuxième jeu d'apprentissage qui compte 10342 exemples et de la courbe rouge (premier filtre) obtenue du premier jeu d'apprentissage qui compte 5280 exemples. La même figure illustre également que pour un arbre (filtre) donné l'erreur de prédiction minimale correspond à une taille optimale de l'arbre et pas à sa taille maximale. C'est pourquoi le processus d'élagage des arbres (processus expliqué en détail ci-dessus pour les trois arbres) est nécessaire avant la phase de test de ces filtres.

En utilisant le même logiciel, la performance de chaque filtre est évaluée par l'intermédiaire du jeu de test de sa base de données. Les résultats de l'ensemble des tests de performance pour les trois filtres sont indiqués dans le tableau (IV.II).

Jeux de test	Classe actuelle	Nombre d'exemples	Pourcentage (%) d'exemples bien classés	Résultats des tests de performance	
				Classe prédite	
				0	1
1	0	1653	96.73	1599	54
				1653	
	1	107	98.10	2	105
					107
Nombre global d'exemples		1760			
Pourcentage global (%) d'exemples bien classés			96.80		
2	0	3303	98.27	3246	57
				3303	
	1	217	99.07	2	215
					217
Nombre global d'exemples		3520			
Pourcentage global (%) d'exemples bien classés			98.30		
3	0	4956	98.72	4893	63
				4956	
	1	324	99.69	1	323
					324
Nombre global d'exemples		5280			
Pourcentage global (%) d'exemples bien classés			98.78		

Tableau (IV.II) Les résultats des tests de performance pour les trois filtres basés sur l'arbre de décision

De ces résultats, nous pouvons conclure que seulement le filtre basé sur l'arbre de décision obtenu à partir du jeu d'apprentissage de la troisième base de données remplit la précision requise du test de performance.

Ainsi, l'opérateur de la zone de contrôle A sélectionne le filtre basé sur l'arbre de décision de la troisième base de données illustré dans la figure (IV.18) afin qu'il soit son outil de filtrage en ligne des contingences de la zone de réglage B.

IV.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un filtre basé sur l'arbre de décision pour le filtrage rapide des contingences externes d'une zone de réglage.

L'arbre de décision, une technique d'apprentissage automatique, a été choisi parce que contrairement aux autres techniques d'apprentissage automatique, il a les avantages suivants :

- L'arbre de décision est un outil efficace de sélection naturelle des attributs. En conséquence, l'association de l'arbre de décision avec d'autres techniques pour la pré-sélection des attributs les plus importants n'est pas nécessaire. Par exemple, dans la figure (IV.18), l'arbre de décision n'a retenu que quatre attributs (I-9, P-4, Q-9, U-15) sur 12 afin de classer les scénarios.
- Le processus d'apprentissage de l'arbre de décision peut se faire en relativement peu de temps par rapport à d'autres techniques. Par exemple, l'apprentissage basé sur les réseaux de neurones est un très long processus surtout pour les grandes bases de données, comme celles que nous avons dans notre étude.
- Il produit des règles claires et explicites. Les règles sont facilement compréhensibles par les personnes après peu d'explications.
- Facilité du calcul au moment de la classification, les algorithmes appliquant les arbres de décision sont simples et nécessitent peu de calcul.
- Bien que très simple, l'arbre de décision montre qu'il est un bon classifieur. Dans notre étude, le test de performance du troisième filtre montre que seulement 64 scénarios sur les 5280 scénarios du jeu de test sont mal classés.

En fait, l'arbre de décision a réalisé une faible erreur de classification (1,22%) sur le jeu de test, et cela malgré le déséquilibre important entre les scénarios sécurisés (4956/5280) et ceux non-sécurisés (324/5280) du jeu de test.

Finalement, l'algorithme utilisé pour générer la base de données nécessaire pour la conception de notre filtre basé sur l'arbre de décision peut être amélioré. Cette amélioration peut se faire par la modélisation de l'un des mécanismes du marché (marché de services système, marché temps réel, marché d'équilibrage), habituellement utilisé par le GRT pour faire face aux fluctuations de charge qui se produisent en temps réel dans sa zone de réglage.

Ainsi, un des modèles des marchés cités ci-dessus peut se substituer à notre hypothèse faite dans la deuxième fonction de notre algorithme. De cette façon, nous pouvons obtenir une représentation plus parfaite du comportement de système électrique en temps réel. Par conséquent, nous pouvons concevoir un filtre plus fiable pour le processus de filtrage en ligne des contingences externes d'une zone de réglage.

Conclusion et perspectives

L'objectif de cette thèse était, partant de la constatation que la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques s'est bien détériorée depuis les deux dernières décennies (détérioration qui s'est traduite par une vague de pannes généralisées qui a particulièrement touché les compagnies électriques en Europe et en Amérique du nord), de proposer une solution qui améliore sensiblement le niveau de sûreté de fonctionnement des systèmes électriques interconnectés en permettant au gestionnaire de réseau de transport de chaque zone de réglage d'évaluer en ligne la vulnérabilité de son système à l'égard des aléas (contingences) originaires des systèmes électriques voisins de son système. La solution développée et mise en œuvre se base essentiellement sur les trois règles suivantes :

- ✚ L'adoption par chaque GRT de modèles X-Ward pour modéliser les systèmes électriques voisins. En effet, nous avons montré que X-Ward est le meilleur type de modèles statiques réduits.
- ✚ Chaque GRT transmet en ligne à ses voisins uniquement les données qui leur permettent d'évaluer l'impact de ses aléas sur leurs zones de réglage et qui leur permettent également de mettre à jour le modèle X-Ward de sa zone de réglage.
- ✚ Chaque GRT communique hors ligne à ses voisins uniquement les données nécessaires qui leur permettent de concevoir et de tester des filtres performants qu'ils utilisent ensuite en ligne pour le filtrage de leurs contingences externes. Dans cette thèse, nous avons proposé de dimensionner ces filtres en utilisant l'échantillonnage aléatoire et nous avons choisi une technique d'apprentissage supervisé appelée "arbre de décision" pour ses nombreux avantages par rapport aux autres techniques du même type.

Nous avons vu que cette restriction de l'échange des données entre les GRTs, ainsi que le type de données échangées font de notre approche une solution intéressante qui se distingue des autres solutions, ces dernières se basant essentiellement sur le fait que les GRTs échangent entre eux en ligne les données complètes et détaillées de leurs systèmes,

ou envoient ces informations au coordinateur central de sécurité (centre de contrôle supranational), par les aspects suivants :

- ✚ Du point de vue économique : notre approche ne demande ni la mise en place des réseaux de télécommunication à haut débit, ni la création d'un centre de contrôle supranational.
- ✚ Du point de vue technique : notre approche permet de contourner les difficultés liées à la taille et à la complexité des algorithmes utilisés par les autres solutions, ainsi qu'à la quantité de données à conserver et à traiter en les répartissant sur les différents gestionnaires des réseaux de transport constituant le système interconnecté. Par ailleurs, le type de données échangées ne nécessite ni la standardisation des formats, ni la synchronisation de l'envoi de ces données. Cela facilite considérablement le processus de mise en œuvre de notre approche.

Il ressort donc de ce travail une solution innovante qui permet finalement de mettre en place des règles de coopération et de coordination entre les GRTs pour une exploitation plus sûre et plus fiable de leurs zones de réglage ainsi que de l'ensemble du système interconnecté constitué de ces zones de réglage.

Cependant, le cadre de coopération et de coordination entre les GRTs développé dans ce mémoire ne permet aux GRTs que d'évaluer l'impact de leurs contingences externes sur la sécurité statique de leurs zones de réglage. Ainsi, la recherche doit continuer afin de développer encore davantage ce cadre de sorte que les GRTs soient également capables d'évaluer l'impact de leurs contingences externes sur la sécurité dynamique de leurs zones de réglage. Les principales voies à explorer dans ce sens sont les suivantes :

Lorsqu'on évalue la sécurité dynamique d'une zone de réglage interne qui fait partie d'un grand système électrique interconnecté, une modélisation détaillée des éléments de cette zone (par exemple, les dynamiques des générateurs avec leurs régulateurs de tension et de vitesse, les transformateurs avec leurs régulateurs de charge, les charges, etc) est nécessaire en plus du modèle statique complet du réseau de transport.

Pour les zones de réglage externes interconnectées à la zone interne étudiée, les modèles statiques réduits ne sont plus valables, et ils devront être également remplacés par de nouveaux modèles : modèles dynamiques.

En effet, dans la littérature les méthodes existantes pour la constitution des modèles dynamiques peuvent être divisées en trois catégories :

- Les méthodes basées sur l'analyse de la cohérence.
- Les méthodes basées sur l'analyse modale.
- La méthode de la perturbation singulière.

Ainsi, la première voie à explorer consiste à déterminer lequel des modèles dynamiques construits à partir des trois méthodes mentionnées ci-dessus, ou bien à partir des nouvelles méthodes qui pourraient être développées par les travaux de recherche dans le futur, sera le plus précis en matière de résultats de l'analyse de sécurité dynamique du système interne, et le moins exigeant en matière d'importance d'échange nécessaire de données entre les GRTs pour sa mise à jour.

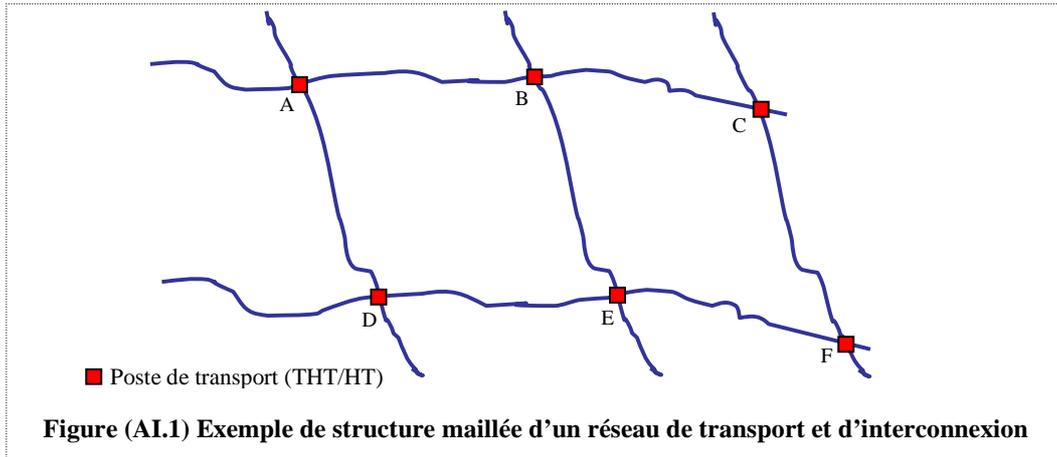
La deuxième voie à explorer consiste à répondre à la question fondamentale suivante : quels seront les effets dynamiques externes aux nœuds frontières des contingences analysées que les GRTs d'un système interconnecté doivent s'échanger pour que chacun d'entre eux puisse évaluer la sécurité dynamique de son système à l'égard de ses contingences externes.

Finalement, la troisième voie à explorer consiste à déterminer une stratégie efficace de filtrage en ligne des contingences que les GRTs doivent adopter pour qu'ils puissent filtrer rapidement leurs contingences externes dans le but d'identifier lesquelles de ces contingences seraient potentiellement dangereuse sur la sécurité dynamique de leurs zones de réglage.

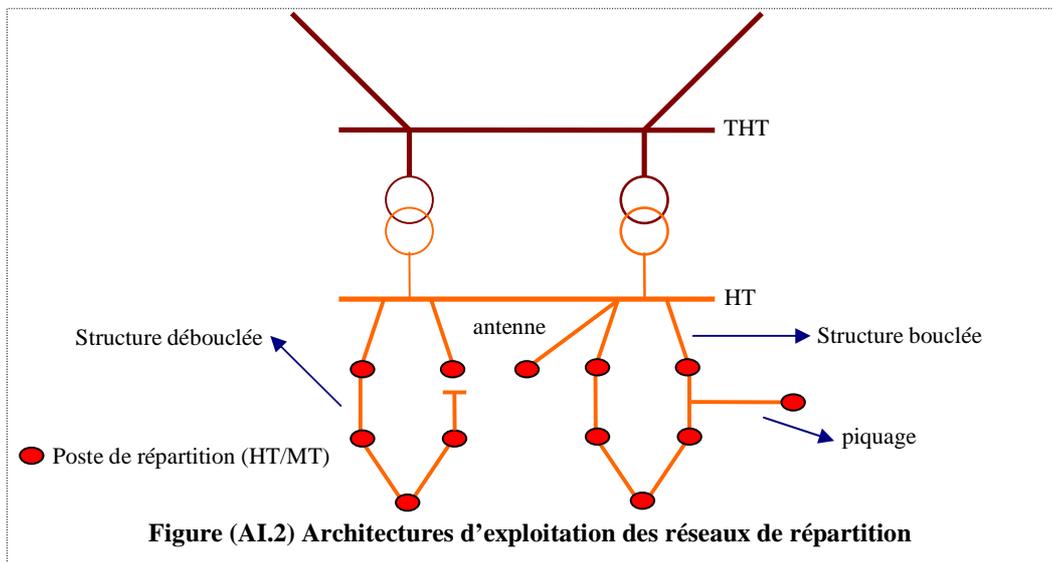
Annexe I

1. Les différentes structures des différents types des réseaux électriques

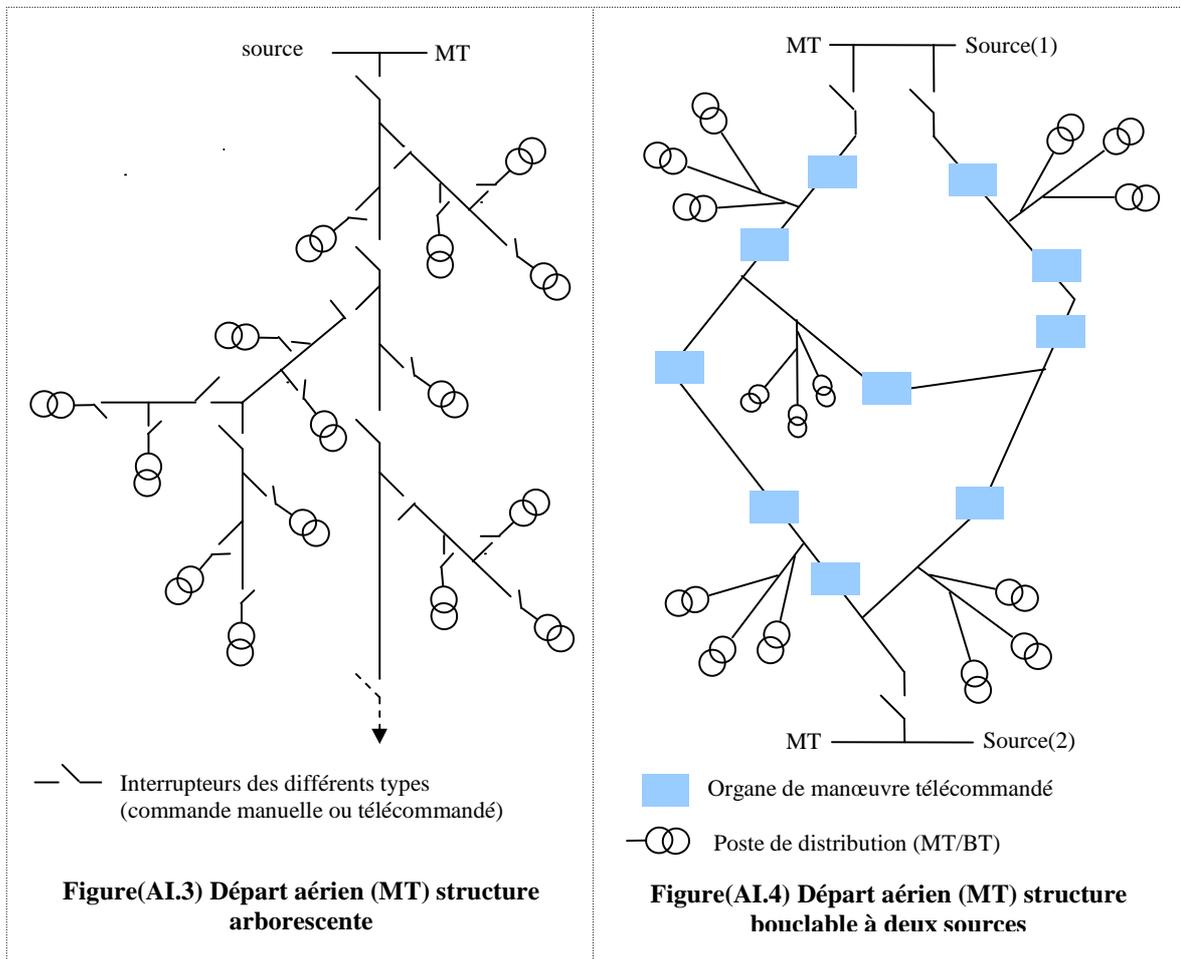
A. La structure maillée des réseaux de transport et d'interconnexion



B. Les différentes structures d'exploitation « structure bouclée, structure débouclée et structure piquage » des réseaux de répartition

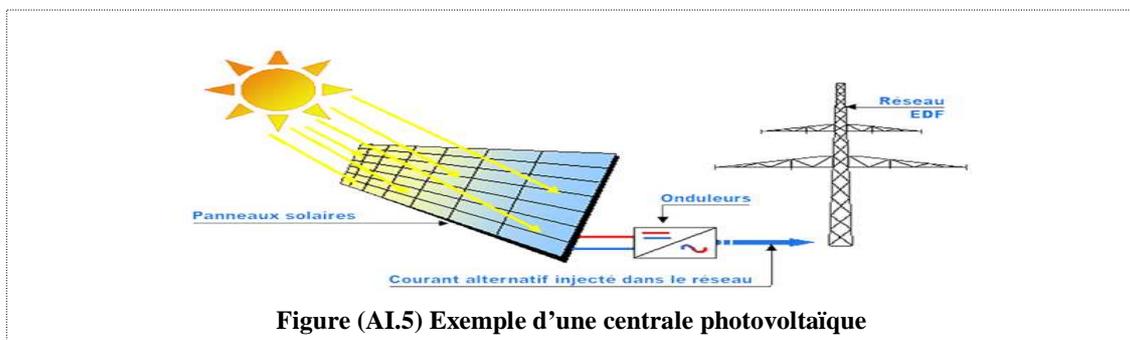


C. Les différentes structures existantes « structure arborescente et structure bouclable à deux sources » des réseaux de distribution

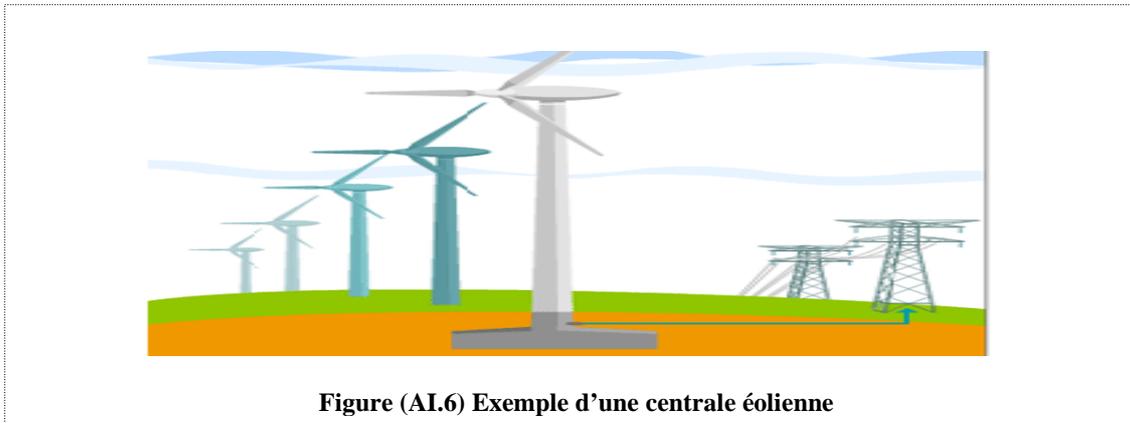


2. Exemples des systèmes de génération de l'électricité à partir des énergies renouvelables

A. Conversion de l'énergie solaire en énergie électrique



B. Conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique



3. Caractéristique de quelques « black-outs » récents

Date	Localisation	Evénement initiateur	Charge totale interrompue (approx)	Population affectée (approx)	Temps de reprise de service
14 août 2003	N-E. des USA et Canada	Surcharges en cascade non contrôlées ; tensions basses	63.000 MW	50.000.000	de qqes h à qqes jours selon la localisation
23 août 2003	Helsinki	Problème de protections entraînant des déclenchements intempestifs	615 MW	800.000	40 min
28 août 2003	Londres	Déclenchement Intempestif d'une liaison après report de courant sur celle-ci	725 MW	410.000	35 min
23 sept 2003	Sud Suède et Est Danemark	Perte de 1200 MW de production puis double défaut jeu de barres	6.500 MW	4.000.000	de 1 à 6 h
28 sept 2003	Italie	Surcharges en cascade en Suisse ; séparation de l'Italie du reste de l'UCTE	24.000 MW	50.000.000	de 8 à 21 h
12 juillet 2004	Athènes et Sud Grèce	Perte d'une unité de 300 MW, déclenchement Intempestif d'une autre de 150 MW. Plusieurs autres déclenchements et morcellement du système	4.000 MW	5.000.000 à 6.000.000	de 1 à 2 h

Tableau (AI.1) Caractéristique de quelques « black-outs » récents

4. Exemples des actions curatives les plus utilisées contre les black-outs

Contrôle curatif	Problème rencontré	Engagée par
Modification rapide du schéma de production (centrales hydrauliques, liaison à courant continu)	Surcharges Instabilité de tension	opérateur
Modification de la position des transformateurs déphaseurs	Surcharges	opérateur
Démarrage d'unités rapides (turbine à gaz, hydrauliques)	Surcharges Instabilité de tension	opérateur
Modification de la topologie	Surcharges	opérateur
Délestage manuel	Surcharges Instabilité de tension	opérateur
Délestage en sous-fréquence	Instabilité de fréquence	Protection système
Délestage en sous-tension	Instabilité de tension	Protection système
Blocage ou modification de la consigne des régleurs en charge	Instabilité de tension	Opérateur ou protection système
Fast valving	Instabilité angulaire	Protection système
Rejet de production	Instabilité angulaire	Protection système
Séparation de zones sur rupture de synchronisme	Instabilité angulaire	Protection système

Tableau (AI.2) Actions curatives les plus utilisées

5. Les raisons justifiant le passage d'une structure intégrée à une structure dérégulée des compagnies d'électricité en Europe

Pour comprendre les raisons qui ont poussé à ce changement, il faut se placer dans les conditions de l'époque de lancement de ce mouvement, c'est-à-dire au début des années 1990. Sur le plan géopolitique, cette période correspond à la chute du mur de Berlin et au mouvement de mondialisation de l'économie. De plus, à cette époque, l'énergie primaire était bon marché et relativement abondante. On liste ci-dessous quelques unes des raisons qui ont contribué à ce changement, en particulier pour les pays industrialisés. Ces raisons ne sont pas nécessairement cumulatives, c'est-à-dire que, certaines des raisons sont valables uniquement pour certains pays (comme par exemple la privatisation) :

- Une industrie de production – transport – distribution de l'énergie électrique relativement mature. Les besoins d'électrification ne sont plus ce qu'ils étaient lors de la reconstruction après guerre et du développement important.
- Mouvement idéologique mondial vers plus de compétition économique et moins de régulation.

- Privatisation des entreprises étatiques face aux besoins de fonds et à la nécessité de réduire les dettes des états.
- Pressions des industriels et des grands consommateurs commerciaux pour réduire le prix du kWh (réduction des coûts à cause de la mondialisation) combinée au besoin d'amélioration de la compétitivité des industries nationales face à la concurrence internationale.
- Surplus des capacités de production combinés aux différences considérables de prix entre les compagnies et les pays, bien qu'ils soient interconnectés. A titre d'exemple, au sein d'un même pays tel que les Etats-Unis, le coût de l'électricité pouvait être le double d'un Etat à un autre.
- Progrès technologiques des moyens de production, permettant de réduire les coûts d'exploitation, de meilleurs rendements en comparaison avec les anciennes technologies et un impact réduit sur l'environnement (exemple de cycles combinés). De plus, le temps de construction des centrales utilisant ce type de technologie est également réduit, favorisant ainsi la pénétration des nouveaux acteurs.
- Les vertus de la concurrence pour le bénéfice du consommateur et du développement de l'industrie électrique (incitation à plus d'innovation).

En effet, certaines de ces raisons sont toujours valables, alors que d'autres ne le sont plus. C'est le cas des énergies primaires, qui ont atteint des sommets historiques qui impactent considérablement les prix de l'électricité, y compris dans des pays à faible proportion d'utilisation de ces énergies primaires comme la France, qui génère près de 85% de son énergie électrique à partir de centrales nucléaires, pour la production de l'électricité.

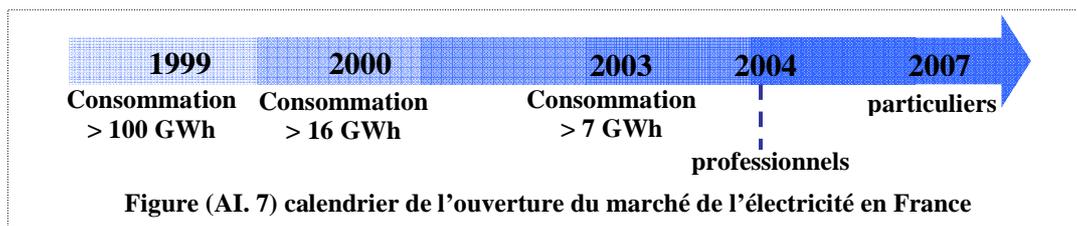
Remarque :

Bien entendu, la situation est relativement différente pour les pays émergents, avec de fortes croissances et des besoins d'investissements lourds. Pour ces pays, on observe souvent un mélange entre le contrôle étatique fort du secteur et le besoin d'attirer de l'extérieur, dans le secteur de la production en particulier, des investissements que ces Etats ne sont pas toujours en mesure d'assumer financièrement.

6. La directive européenne 96/92/CE organisant l'ouverture du marché de l'électricité en Europe

En Europe, la première directive amorçant la libéralisation du marché de l'électricité a été adoptée par la directive 96/92/CE du 19 décembre 1996. Son objectif était d'établir les fondations pour la création d'un marché européen d'électricité ouvert, en vue d'établir une politique commune de l'électricité. Cette directive devrait ensuite être transposée en France par la loi du 10 février 2000. Les principaux points de cette directive concernent :

- L'instauration d'une ouverture minimale à la concurrence de chaque marché intérieur des états membres.
- Libéralisation du secteur de la production.
- Accès des tiers au réseau.
- Séparation comptable des compagnies « intégrées » pour la transparence.
- Séparation entre des activités de production et de commercialisation d'une part, et des activités de transport et de distribution d'autre part.
- Etablissement du concept de clients « éligibles » dans le cadre d'une ouverture progressive. En effet, un client éligible est un client disposant d'une certaine capacité de consommation et qui est autorisé à choisir son fournisseur d'énergie. Par exemple, en France, les seuils d'éligibilité ont été fixés par décret, en fonction de la consommation annuelle, conformément au calendrier prévu par les textes européens. La figure (I.10) montre les étapes importantes de l'ouverture du marché de l'électricité en France.



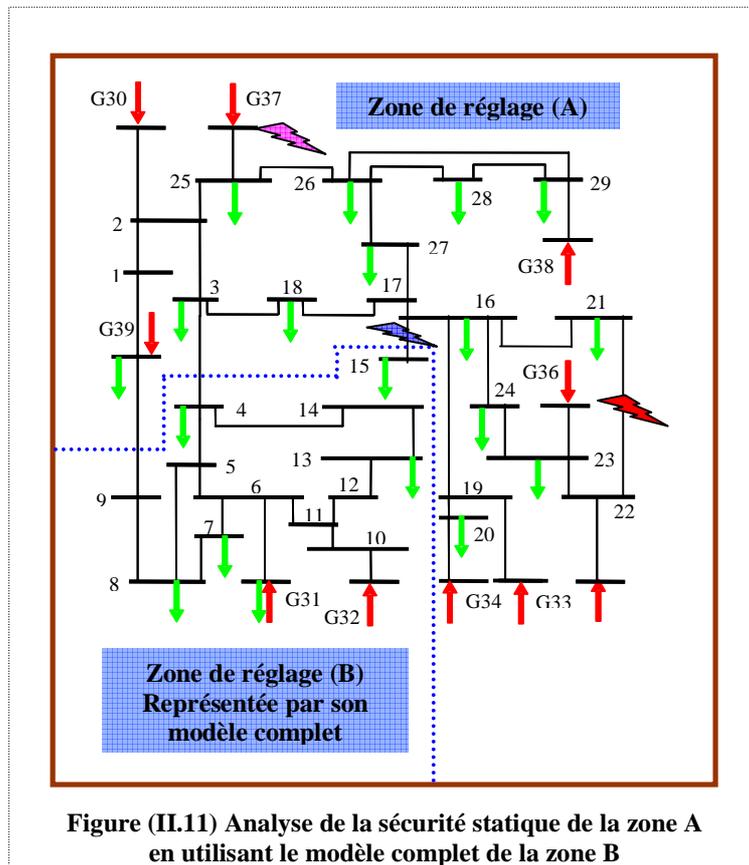
Annexe II

1. Réseau test IEEE 39 nœuds « New England »

Ce réseau (présenté sur la figure (II.11)) représente une simplification du réseau de transport de la région Nouvelle Angleterre (nord-est des Etats-Unis).

Pour toutes les données topologiques, les données de production et les données de consommation de ce réseau voir référence [FAGA, 1977].

La division de ce réseau en deux zones de réglage A et B et les trois contingences simulées de la zone A sont illustrées dans la figure (II.11).



2. Description du programme de calcul des paramètres des modèles statiques réduits de la zone de réglage B :

Le programme a été développé sous matlab pour construire les cinq modèles statiques réduits de la zone B. Dans ce qui suit on explique les cinq étapes principales de ce programme.

Première étape : Importation des données statiques du réseau IEEE-39 nœuds :

Le programme ouvre les deux fichiers (*.ech), (*.dta) (ces deux fichiers textes sont créés automatiquement par EUROSTAG, le logiciel dédié pour la simulation dynamique du réseau, au moment de la modélisation du réseau étudié) contenant respectivement les données statiques du réseau et celles des générateurs et il lit les données statiques suivantes :

- Données des lignes – fichier (*.ech)
- Données des transformateurs – fichier (*.ech)
- Données des charges – fichier (*.ech)
- Données des nœuds, type de nœud – fichier (*.ech)
- Données des générateurs et du nœud bilan – fichier (*.dta)
- Le programme stocke ces données dans les matrices de données qui forment les données d'entrée pour le calcul de répartition de charge.

Deuxième étape : Effectuer le calcul de répartition de charge du réseau complet, c'est-à-dire les deux zones de réglage A, B sont représentées par leurs modèles complets, afin de connaître l'état initial du réseau complet.

Troisième étape : Diviser les nœuds du réseau étudié (IEEE-39 nœuds) en trois groupes de nœuds comme suit :

- Les nœuds externes (les nœuds de la zone B dans la figure(II. 11)).
- Les nœuds frontières (15, 4, 9) figure (II. 11).
- Les nœuds internes(les nœuds de la zone A dans la figure(II. 11)).

Quatrième étape : Calcule les paramètres (actifs et passifs) de chaque modèle réduit de la zone B en utilisant les cinq fonctions élémentaires qui constituent le cœur du programme développé. Ces cinq fonctions sont les suivantes :

- Fonction Ward-admittance : un sous - programme développé selon la section (II.7.1.1).
- Fonction Ward : un sous - programme développé selon la section (II.7.1.2.1).

- Fonction X-Ward : un sous - programme développé selon la section (II.7.1.2.3).
- Fonction REI à un nœud fictif : un sous - programme développé selon la section (II.7.2.1).
- Fonction REI à deux nœuds fictifs : un sous - programme développé selon la section (II.7.2.2).

Cinquième étape : afficher les paramètres (passifs, actifs) de chaque modèle.

Les tableaux (II.1), (II.2) affichent respectivement les paramètres passifs et les paramètres actifs des trois modèles réduits de la famille de Ward (Ward-admittance, Ward, X-Ward) de la zone B. Alors que les tableaux (II.3), (II.4) affichent respectivement les paramètres passifs et les paramètres actifs concernant les deux modèles de la famille de REI (REI à un nœud fictif, REI à deux nœuds fictifs) de la zone B.

3. Les paramètres des modèles statiques réduits de la zone B :

A. Les paramètres passifs des trois modèles de la famille Ward

Noeuds de depart	Noeuds d'arrivee	Ward-admittance		Ward		X-Ward	
		R (PU)	X (PU)	R (PU)	X (PU)	R (PU)	X (PU)
15	4	0.002225	0.033729	0.002574	0.033433	0.002574	0.033433
15	9	0.03067	0.50903	0.045898	0.49565	0.045898	0.49565
4	9	0.0025377	0.058837	0.0036	0.057925	0.0036	0.057925
9	X-9	-	-	-	-	0	0.12676
4	X-4	-	-	-	-	0	0.027258
15	X-15	-	-	-	-	0	0.13145

Tableau (II.1) Les paramètres passifs des trois modèles Ward-admittance, Ward, X-Ward de la zone de réglage B

B. Les paramètres actifs des trois modèles de la famille Ward

Noeuds frontières	Ward-admittance		Ward		X-Ward	
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
4	-	-	-76.636	12.66	-76.636	12.66
15	-	-	159.52	76.961	159.52	76.961
9	-	-	-8.3405	-10.204	-8.3405	-10.204

Tableau (II.2) Les paramètres actifs des trois modèles Ward-admittance, Ward, X-Ward de la zone de réglage B

C. Les paramètres passifs des deux modèles de la famille REI

Noeuds de depart	Noeuds d'arrivee	REI à un nœud fictif		REI à deux nœuds fictifs	
		R (PU)	X (PU)	R (PU)	X (PU)
15	4	0.0033737	0.033174	0.002866	0.040819
15	9	0.081125	0.48054	0.039047	1.186
4	9	0.0059536	0.057076	0.001868	0.085827
F	15	-0.58017	0.12645	-	-
F	4	-0.12103	0.030778	-	-
F	9	-0.57459	0.15212	-	-
G	15	-	-	0.010725	0.13227
G	4	-	-	0.001358	0.027677
G	9	-	-	0.0056786	0.12916
C	15	-	-	3.2132	1.2193
C	4	-	-	0.43633	0.10721
C	9	-	-	1.0094	0.18189

Tableau (II.3) Les paramètres passifs des deux modèles REI à un nœud fictif, REI à deux nœuds fictifs de la zone de réglage B

D. Les paramètres actifs des deux modèles de la famille REI

Nœuds fictifs d'injection	REI à un nœud fictif		REI à deux nœuds fictifs	
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
F	755	521.3	-	-
G	-	-	1519.3	869.3
C	-	-	-764.3	-348

Tableau (II.4) Les paramètres actifs des deux modèles REI à un nœud fictif, REI à deux nœuds fictifs de la zone de réglage B

4. Les résultats de l'analyse de la sécurité statique de la zone A à l'égard des trois contingences de nature différente :

A. En représentant la zone B par son modèle complet :

No	ligne	Régime de référence		Contingence 1 : ligne 21-22		Contingence 2 : ligne 15-16		Contingence 3 : Générateur 37	
		P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1-2	-732.5	110.2	-714.7	121.1	-796.9	149.4	-358.6	15.8
2	2-3	120.6	38.9	135.5	108.4	163.2	93.5	-30.2	88.3
3	2-25	-560.3	113	-556.7	107.4	-671.8	120.5	-20.2	43.8
4	3-18	-328.3	14.7	-310.1	91.7	-738.8	57.1	-312.7	53.1
5	17-18	489.1	14.2	470.9	-60.3	909.1	85.5	473.3	-27.8
6	16-17	517	-28.4	496.2	-152.0	1066.6	96.0	612.5	-42.5
7	17-27	26	-52.4	23.2	-105.0	149.6	-77.2	136.6	-33.4
8	26-27	256	80.7	259.1	140.4	132.2	105.2	144.9	57.6
9	25-26	-134.4	26	-130.9	55.5	-256.6	50.6	-244.1	11.9
10	26-28	-240.7	-10.8	-240.7	-27.2	-240.7	-19	-240.6	-12.9
11	26-29	-289.4	-12.2	-289.0	-28.3	-289.2	-20.2	-289.3	-14.2
12	28-29	-449.1	18.1	-449.2	-1.0	-449.1	8.7	-449	15.8
13	16-19	-727.8	-147.9	-725.2	-283.4	-727.7	-156.5	-728	-130.8
14	16-24	-163.3	-43.6	-907.2	273.2	-163.3	-47.7	-163.3	-35.7
15	16-21	-504.7	82.1	274.7	105	-504.7	75.9	-504.7	94.4
16	19-20	48.8	-26.9	49.1	-76.9	48.9	-30	48.8	-20.9
17	23-24	476.9	-12.6	1257.7	274.6	476.9	-8.1	476.8	-21.4
18	21-22	-780.8	-42.2	0	0	-780.8	-48.6	-780.8	-29.5
19	22-23	26.8	74.5	812.5	292.5	26.8	74.8	26.8	73.7
20	15-16	-547.1	-93.4	-529.7	-11.5	0	0	-486.8	85.6
21	3-4	126.6	45.3	123.2	34.6	579.6	53.3	-39.7	58.2
22	39-9	-580.9	105.9	-560.2	116	486.8	85.6	-332.2	-18.4

Tableau (II.5) Les circulations réelles des puissances actives/réactives sur les lignes de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant le modèle détaillé de la zone B

No	Nœuds (PQ) zone (A)	Régime de référence	Contingence 1 : ligne 21-22	Contingence 2 : ligne 15-16	Contingence 3 : Générateur 37
		V(KV)	V(KV)	V(KV)	V(KV)
1	1	99.74	99.51	98.4	103.07
2	2	101.11	100.21	99.55	103.2
3	18	100.31	97.28	98.19	101.33
4	17	100.74	97.08	99.3	101.41
5	27	101.33	98.66	100.21	101.55
6	26	102.95	101.17	102.07	102.74
7	25	104.11	103.26	103.38	102.91
8	28	103.16	102.23	102.7	103.05
9	29	103.52	102.88	103.21	103.45
10	21	100.17	94.18	99.96	100.57
11	24	101.09	94.73	100.83	101.62
12	23	100.97	96.87	100.86	101.21
13	22	101.78	99.95	101.67	102
14	19	105.44	103.65	105.33	105.65
15	20	99.81	98.84	99.75	99.93
16	3	100.19	98.22	97.75	101.74
17	16	100.8	95.98	100.51	101.38

Tableau (II.6) Les modules de tension réels en KV aux nœuds P-Q de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant le modèle détaillé de la zone B

B. En représentant la zone B par son modèle du type Ward-Admittance :

No	Lignes zone (A)	Contingence 1 : ligne 21-22		Contingence 2 : ligne 15-16		Contingence 3 : Générateur 37	
		P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1-2	-721.6	128.6	-806.3	159.7	-358.6	10.2
2	2-3	131.0	135.7	155.7	130.8	-30.6	65.1
3	2-25	-559.6	99.9	-674.7	107.5	-19.8	43.5
4	3-18	-312.4	87.1	-734.8	33.5	-312.8	60.7
5	17-18	473.3	-54.6	905.2	110.7	473.4	-36.0
6	16-17	502.0	-153.4	1066.4	117.4	612.1	-45.8
7	17-27	26.6	-113.4	153.1	-82.2	136.2	-28.1
8	26-27	255.8	150	128.7	111.1	145.4	51.5
9	25-26	-134.1	59.1	-259.9	51.3	-243.7	11.7
10	26-28	-240.7	-30.6	-240.7	-22.1	-240.6	-9.6
11	26-29	-288.9	-31.7	-289.1	-23.3	-289.3	-11
12	28-29	-449.2	-5.1	-449.1	5	-449	19.5
13	16-19	-724.7	-302	-727.5	-166.2	-728.2	-115.6
14	16-24	-906.6	265.1	-163.3	-52.3	-163.3	-28.5
15	16-21	274.7	105.6	-504.6	68.8	-504.7	105.5
16	19-20	49.1	-84	48.9	-33.5	48.8	-15.6
17	23-24	1257.6	289.5	476.9	-3	476.8	-29.2
18	21-22	0	0	-780.7	-55.9	-780.8	-18.2
19	22-23	812.5	300.9	26.8	75.2	26.8	73.1
20	15-16	-522.9	-38.9	0	0	-453.3	-50.6
21	3-4	120.9	65.2	567.9	112.7	-39.8	28.3
22	39-9	-555.2	134.5	-478.9	121.8	-333.5	-45.3

Tableau (II.7) Les circulations des puissances actives/réactives sur les lignes de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l'équivalent Ward-Admittance de la zone B

No	Nœuds (PQ) zone (A)	Contingence 1 : ligne 21-22		Contingence 2 : ligne 15-16		Contingence 3 : Générateur 37	
		V(KV)	$\Delta V\%$	V(KV)	$\Delta V\%$	V(KV)	$\Delta V\%$
1	1	99.28	-0.2311	98.07	-0.3354	103.21	0.1358
2	2	99.83	-0.3792	99.05	-0.5023	103.55	0.3391
3	18	96.55	-0.7504	97.45	-0.7536	101.92	0.5823
4	17	96.4	-0.7005	98.78	-0.5237	101.94	0.5226
5	27	98.13	-0.5372	99.78	-0.4291	101.99	0.4333
6	26	100.79	-0.3756	101.73	-0.3331	103.08	0.3309
7	25	102.98	-0.2712	103.04	-0.3289	103.26	0.3401
8	28	102.03	-0.1956	102.52	-0.1753	103.23	0.1747
9	29	102.74	-0.1361	103.08	-0.1260	103.57	0.1160
10	21	93.46	-0.7645	99.72	-0.2401	100.93	0.3580
11	24	94.07	-0.6967	100.52	-0.3074	102.08	0.4527
12	23	96.65	-0.2271	100.73	-0.1289	101.41	0.1976
13	22	99.82	-0.1301	101.54	-0.1279	102.2	0.1961
14	19	103.39	-0.2508	105.21	-0.1139	105.84	0.1798
15	20	98.69	-0.1518	99.69	-0.0602	100.03	0.1001
16	3	97.43	-0.8043	96.68	-1.0946	102.44	0.6880
17	16	95.27	-0.7397	100.18	-0.3283	101.88	0.4932

Tableau (II.8) Les modules de tension aux nœuds P-Q de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l'équivalent Ward-Admittance de la zone B

C. En représentant la zone B par son modèle du type Ward :

No	Lignes zone (A)	Contingence 1 : ligne 21-22		Contingence 2 : ligne 15-16		Contingence 3 : Générateur 37	
		P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1-2	-718.6	127.1	-804.1	158.2	-356.8	9.6
2	2-3	133.3	132.8	157.7	127.4	-29.3	63.9
3	2-25	-558.7	100.8	-674.3	108.9	-19.3	43.3
4	3-18	-311.3	86.7	-735.4	35.8	-311.9	60.4
5	17-18	472.2	-54.5	905.8	108.3	472.5	-35.9
6	16-17	499.8	-152.4	1066.4	115.3	610.7	-45.3
7	17-27	25.5	-112.1	152.5	-81.7	135.6	-27.5
8	26-27	256.9	148.5	129.3	110.5	145.9	50.9
9	25-26	-133.1	58.5	-259.3	51.2	-243.2	11.5
10	26-28	-240.7	-30.1	-240.7	-21.8	-240.6	-9.4
11	26-29	-289	-31.2	-289.1	-23.0	-289.3	-10.8
12	28-29	-449.2	-4.5	-449.1	5.3	-449	19.8
13	16-19	-724.8	-299.1	-727.5	-165.3	-728.2	-114.2
14	16-24	-906.7	266.4	-163.3	-51.9	-163.3	-27.8
15	16-21	274.7	105.5	-504.6	69.5	-504.7	106.5
16	19-20	49.1	-82.9	48.9	-33.1	48.8	-15.1
17	23-24	1257.6	287.1	476.9	-3.5	476.9	-29.9
18	21-22	0	0	-780.7	-55.2	-780.8	-17.2
19	22-23	812.5	299.6	26.8	75.2	26.8	73.0
20	15-16	-525.2	-33.6	0	0	-454.7	-47.0
21	3-4	122.1	62.8	570.5	107.1	-39.5	27.4
22	39-9	-554.5	141.2	-478.6	126.6	-334.0	-41.1

Tableau (II.9) Les circulations des puissances actives/réactives sur les lignes de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l'équivalent Ward de la zone B

No	Nœuds (PQ) zone (A)	Contingence 1 : ligne 21-22		Contingence 2 : ligne 15-16		Contingence 3 : Générateur 37	
		V(KV)	$\Delta V\%$	V(KV)	$\Delta V\%$	V(KV)	$\Delta V\%$
1	1	99.33	-0.1809	98.12	-0.2846	103.22	0.1455
2	2	99.88	-0.3293	99.10	-0.4520	103.57	0.3585
3	18	96.65	-0.6476	97.52	-0.6824	101.96	0.6217
4	17	96.50	-0.5974	98.83	-0.4733	101.98	0.5621
5	27	98.21	-0.4561	99.83	-0.3792	102.02	0.4628
6	26	100.84	-0.3262	101.76	-0.3037	103.11	0.3601
7	25	103.02	-0.2324	103.07	-0.2999	103.28	0.3595
8	28	102.06	-0.1663	102.54	-0.1558	103.24	0.1844
9	29	102.76	-0.1166	103.09	-0.1163	103.58	0.1257
10	21	93.57	-0.6477	99.75	-0.2101	100.97	0.3977
11	24	94.17	-0.5912	100.55	-0.2777	102.12	0.4920
12	23	96.68	-0.1961	100.74	-0.1190	101.42	0.2075
13	22	99.84	-0.1101	101.56	-0.1082	102.22	0.2157
14	19	103.43	-0.2123	105.22	-0.1044	105.85	0.1893
15	20	98.72	-0.1214	99.69	-0.0602	100.04	0.1101
16	3	97.53	-0.7025	96.79	-0.9821	102.48	0.7273
17	16	95.38	-0.6251	100.21	-0.2985	101.93	0.5425

Tableau (II.10) Les modules de tension aux nœuds P-Q de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l'équivalent Ward de la zone B

D. En représentant la zone B par son modèle du type X-Ward :

No	Lignes zone (A)	Contingence 1 : ligne 21-22		Contingence 2 : ligne 15-16		Contingence 3 : Générateur 37	
		P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1-2	-716.4	120.9	-798.1	148.3	-358	14.8
2	2-3	134.3	104.9	161.8	85.5	-29.8	84.8
3	2-25	-557.2	107.8	-671.7	122.8	-20	43.4
4	3-18	-311.5	89.3	-739.1	61.7	-312.3	52.9
5	17-18	472.4	-58.0	909.3	80.4	472.8	-27.7
6	16-17	498.1	-147.8	1066.7	91.8	611.8	-41.3
7	17-27	23.7	-103.1	149.4	-76.2	136.4	-32.1
8	26-27	258.7	138.1	132.4	104	145.2	56.1
9	25-26	-131.4	54.4	-256.4	50.4	-243.9	11.5
10	26-28	-240.7	-26.6	-240.7	-18.4	-240.6	-12.2
11	26-29	-289	-27.7	-289.2	-19.6	-289.3	-13.6
12	28-29	-449.2	-0.3	-449.1	9.4	-449	16.5
13	16-19	-725.3	-278.4	-727.7	-154.6	-728	-127.1
14	16-24	-907.3	275.4	-163.3	-46.8	-163.3	-33.9
15	16-21	274.7	104.9	-504.7	77.3	-504.7	97.2
16	19-20	49.1	-74.9	48.9	-29.3	48.8	-19.6
17	23-24	1257.7	270.6	476.9	-9.1	476.8	-23.3
18	21-22	0	0	-780.8	-47.1	-780.8	-26.7
19	22-23	812.5	290.2	26.8	74.8	26.8	73.6
20	15-16	-528	-0.8	0	0	-453.3	-70.7
21	3-4	123.4	33.7	578.4	41	-39.7	55.2
22	39-9	-558.9	120	-487	90.1	-332.2	-15.7

Tableau (II.11) Les circulations des puissances actives/réactives sur les lignes De la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l'équivalent X-Ward de la zone B

No	Nœuds (PQ) zone (A)	Contingence 1 : ligne 21-22		Contingence 2 : ligne 15-16		Contingence 3 : Générateur 37	
		V(KV)	$\Delta V\%$	V(KV)	$\Delta V\%$	V(KV)	$\Delta V\%$
1	1	99.51	0	98.42	0.0203	103.1	0.0291
2	2	100.24	0.0299	99.63	0.0804	103.26	0.0581
3	18	97.41	0.1336	98.33	0.1426	101.44	0.1086
4	17	97.23	0.1545	99.41	0.1108	101.52	0.1085
5	27	98.76	0.1014	100.3	0.0898	101.64	0.0886
6	26	101.24	0.0692	102.14	0.0686	102.80	0.0584
7	25	103.3	0.0387	103.44	0.0580	102.97	0.0583
8	28	102.26	0.0293	102.74	0.0389	103.09	0.0388
9	29	102.91	0.0292	103.23	0.0194	103.47	0.0193
10	21	94.38	0.2124	100	0.0400	100.66	0.0895
11	24	94.91	0.1900	100.89	0.0595	101.73	0.1082
12	23	96.93	0.0619	100.88	0.0198	101.25	0.0395
13	22	99.99	0.0400	101.70	0.0295	102.05	0.0490
14	19	103.72	0.0675	105.35	0.0190	105.70	0.0473
15	20	98.87	0.0304	99.77	0.0201	99.95	0.0200
16	3	98.31	0.0916	97.96	0.2148	101.85	0.1081
17	16	96.17	0.1980	100.58	0.0696	101.50	0.1184

Tableau (II.12) Les modules de tension aux nœuds P-Q de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l'équivalent X-Ward de la zone B

E. En représentant la zone B par son modèle du type REI à deux nœuds fictifs :

No	Lignes zone (A)	Contingence 1 : ligne 21-22		Contingence 2 : ligne 15-16		Contingence 3 : Générateur 37	
		P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1-2	-715.2	119.2	-797.7	146.1	-356.1	13.2
2	2-3	136.2	101.7	160.1	82.1	-28.5	81.9
3	2-25	-557.9	105.7	-672.7	121.2	-20.2	43.3
4	3-18	-311.4	90.1	-740.1	58.9	-310.3	55.3
5	17-18	473.1	-57.6	908.1	81.9	470.7	-25.2
6	16-17	498.5	-145.2	1066.6	89.9	608.1	-37.8
7	17-27	23.7	-101.3	146.1	-74.1	138.2	-30.7
8	26-27	258.7	136.4	131.2	103.2	143.1	55.2
9	25-26	-131.2	52.2	-255.1	48.9	-247.1	10.9
10	26-28	-241.2	-25.5	-241.1	-19.1	-244.5	-11.4
11	26-29	-290.2	-25.4	-290.2	20.1	-290.1	-12.9
12	28-29	-448.3	-0.7	-446.6	8.7	-449	16.9
13	16-19	-724.1	-276.2	-725.1	-153.3	-727.3	-128.7
14	16-24	-909.1	277.3	-164.1	-45.3	-161.2	-32.5
15	16-21	276.7	102.7	-502.5	76.1	-502.5	95.7
16	19-20	49.1	-72.2	46.7	-27.9	48.8	-20.6
17	23-24	1257.7	271.9	478.1	-8.7	475.1	-24.5
18	21-22	0	0	-781.1	-48.5	-782.6	-27.7
19	22-23	811.2	288.6	25.9	72.3	27.3	75.6
20	15-16	-527.5	-0.5	0	0	-456.3	-71.2
21	3-4	124.9	32.1	579.1	39.1	-40.1	56.3
22	39-9	-559.2	118.1	-484	88.2	-331.1	-14.1

Tableau (II.13) Les circulations des puissances actives/réactives sur les lignes De la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l'équivalent REI à deux nœuds fictifs de la zone B

No	Nœuds (PQ) zone (A)	Contingence 1 : ligne 21-22		Contingence 2 : ligne 15-16		Contingence 3 : Générateur 37	
		V(KV)	$\Delta V\%$	V(KV)	$\Delta V\%$	V(KV)	$\Delta V\%$
1	1	99.62	0.1105	98.44	0.0407	103.3	0.2231
2	2	100.27	0.0599	99.63	0.0804	103.29	0.0872
3	18	97.43	0.1542	98.35	0.1629	101.46	0.1283
4	17	97.31	0.2369	99.45	0.1511	101.53	0.1183
5	27	98.81	0.1520	100.4	0.1896	101.65	0.0985
6	26	101.27	0.0988	102.16	0.0882	102.9	0.1557
7	25	103.27	0.0097	103.43	0.0484	102.98	0.0680
8	28	102.29	0.0587	102.81	0.1071	103.1	0.0485
9	29	102.92	0.0389	103.24	0.0291	103.47	0.0193
10	21	94.43	0.2654	100.1	0.1401	100.69	0.1193
11	24	94.92	0.2006	100.89	0.0595	101.78	0.1574
12	23	96.95	0.0826	100.89	0.0297	101.29	0.0790
13	22	100.1	0.1501	101.9	0.2262	102.09	0.0882
14	19	103.73	0.0772	105.37	0.0380	105.9	0.2366
15	20	98.86	0.0202	99.79	0.0401	99.96	0.0300
16	3	98.37	0.1527	97.99	0.2455	101.92	0.1769
17	16	96.18	0.2084	100.62	0.1094	101.65	0.2663

Tableau (II.14) Les modules de tension aux nœuds P-Q de la zone A pour les trois contingences analysées en utilisant l'équivalent REI à deux nœuds fictifs de la zone B

Annexe III

1. Modèle mathématique de l'estimation d'état

L'algorithme des moindres carrés pondérés (WLS pour *Weight Least Square* en anglais), qui est le plus utilisé pour l'estimation d'état, peut être formulé comme un problème d'optimisation comme suit [MONT, 2000], [WU, 1985] :

En supposant que l'équation de mesure est donnée par :

$$Z = h(x) + v \dots\dots\dots(\text{AIII.1})$$

où : Z est le vecteur de mesure (dimension m , $m > n$).

n : nombre de nœuds dans le système étudié.

m : nombre de grandeurs mesurées.

x : vecteur des variables d'état (dimension $2n-1$, n modules de tension et $n-1$ déphasages car la phase de la tension au nœud de référence est fixée a priori à la valeur zéro).

v : vecteur des erreurs de mesures (dimension m) dont les éléments sont des variables aléatoires avec une distribution gaussienne.

h : vecteur des fonctions non linéaires des variables d'état. En effet, chaque fonction lie une des grandeurs mesurées du vecteur de mesure avec toutes les variables d'état de système.

L'algorithme des moindres carrés pondérés cherche donc à minimiser la fonction objectif suivante :

$$J(x) = [Z - h(x)]^T W [Z - h(x)] \dots\dots\dots(\text{AIII.2})$$

où :

w : matrice des coefficients de pondération des erreurs de mesures ou bien l'inverse de la matrice diagonale de covariance des mesures soit :

$$W = \text{diag} \left[1/\sigma_1^2, \dots, 1/\sigma_i^2, \dots, 1/\sigma_m^2 \right]$$

où :

σ_i^2 : variance de la $i^{\text{ème}}$ erreur de mesure.

Le vecteur des résidus de mesures est défini par l'équation (III.3) :

$$\Delta z(x) = z - h(x) \dots\dots\dots(\text{AIII.3})$$

Ainsi, l'algorithme des moindres carrés pondérés calcule les variables d'état du système par l'itération de l'équation simple suivante :

$$G(x) \Delta x = H^T(x) W \Delta Z(x) \dots\dots\dots(\text{AIII.4})$$

où :

$G(x)$: matrice de gain.

$H = \frac{\partial h(x)}{\partial x}$: matrice jacobienne de $h(x)$.

2. Les programmes de production des unités de génération des zones de réglage A et B aux instants [T1,T2,T3,T4,T5]

Zones de réglage	Noeuds P-V	Programmes de production				
		T1	T2	T3	T4	T5
A	30	312.5	317	321.6	307.9	303.4
	33	790	800.8	811.8	779.2	768.1
	34	635	642.2	649.58	627.7	620.4
	35	812.5	823.3	834.38	801.7	790.6
	36	700	707.2	714.58	692.7	685.4
	37	675	684	693.23	665.9	656.7
	38	1037.5	1055.6	1074	1019.4	1001
B	39	1225	1247.6	1270.6	1202.4	1179.4
	31	716	728.75	741.75	703.2	690.3
	32	812.5	831.6	851.13	793.4	773.8

TABLEAU (AIII.1) LES PROGRAMMES DE PRODUCTION DES UNITÉS DE GÉNÉRATION DES ZONES DE REGLAGE A, B AUX INSTANTS T1, T2, T3, T4, T5

3. Les indices données aux nœuds P-Q et aux lignes de la zone A

Noeuds P-Q de la zone A	Indice	Lignes de la zone A	Indice
1	1	1-2	1
2	2	1-39	2
3	3	2-25	3
16	4	2-3	4
17	5	16-17	5
18	6	16-19	6
19	7	16-21	7
20	8	16-24	8
21	9	17-18	9
22	10	17-27	10
23	11	21-22	11
24	12	22-23	12
25	13	23-24	13
26	14	25-26	14
27	15	26-27	15
28	16	26-28	16
29	17	26-29	17
-	-	28-29	18

Tableau (AIII.2) Les indices données aux nœuds P-Q et aux lignes de la zone A

4. Résultats de l'analyse de sécurité du réseau IEEE 39 nœuds vis-à-vis de la contingence de la ligne 18-3 (selon l'hypothèse numéro 2)

A. Résultats de l'analyse de sécurité de la zone de réglage A

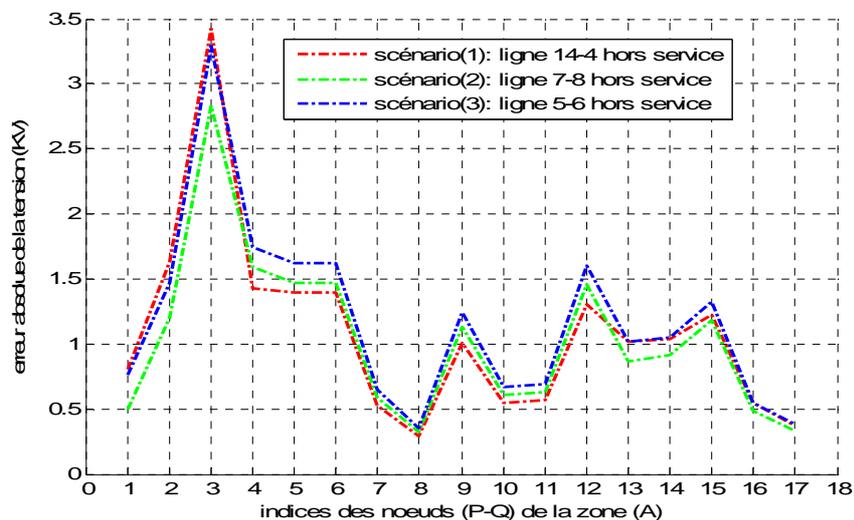


Figure (AIII. 1) L'évolution de l'erreur absolue de tension en KV des nœuds P-Q de la zone A résultant de l'analyse de la contingence (18-3) de la zone A en n'actualisant pas les paramètres passifs de X-Ward modèle de la zone B selon le scénario topologique considéré de cette zone

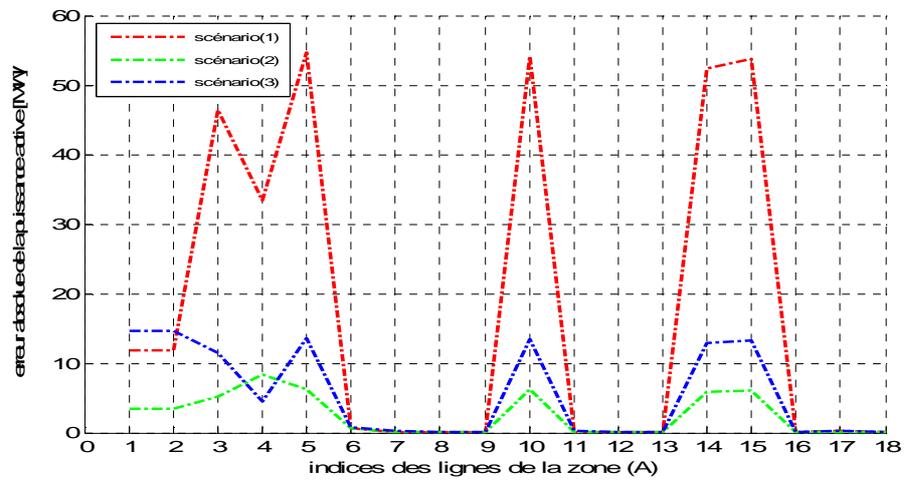


Figure (AIII. 2) L'évolution de l'erreur absolue de la puissance active en MW des lignes de la zone A résultant de l'analyse de la contingence (18-3) de la zone A en n'actualisant pas les paramètres passifs de X-Ward modèle de la zone B selon le scénario topologique considéré de cette zone

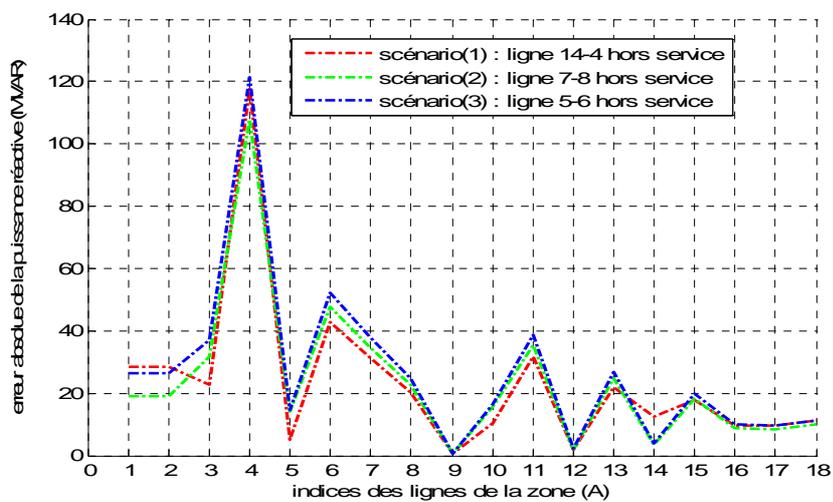


Figure (AIII. 3) L'évolution de l'erreur absolue de la puissance réactive en MVAR des lignes de la zone A résultant de l'analyse de la contingence (18-3) de la zone A en n'actualisant pas les paramètres passifs de X-Ward modèle de la zone B selon le scénario topologique considéré de cette zone

Scénarios topologiques considérés de la zone (B)	Erreurs absolues des injections des puissances actives aux nœuds 3,16,39			Erreurs absolues des injections des puissances réactives aux nœuds 3,16,39		
	$\Delta P-3$ (MW)	$\Delta P-16$ (MW)	$\Delta P-39$ (MW)	$\Delta Q-3$ (MVAR)	$\Delta Q-16$ (MVAR)	$\Delta Q-39$ (MVAR)
ligne 14-4 hors service	32.9560	55.4450	32.7890	110.5690	99.741	130.8270
ligne 7-8 hors service	8.3150	7.1360	109.0840	105.8920	119.0560	79.8070
ligne 5-6 hors service	4.4780	14.7520	10.6290	118.8450	129.2750	128.1530

Tableau (AIII.3) Les erreurs absolues des injections des puissances actives/réactives de post-contingence (18-3) aux nœuds frontières internes de la zone A avec la zone B résultant de l'analyse de la contingence (18-3) de la zone A en n'actualisant pas les paramètres de X-Ward modèle de la zone B selon le scénario topologique considéré de cette zone

B. Résultats de l'analyse de sécurité de la zone de réglage B

Les nœuds (P-Q) de la zone B	ligne 14-4 hors service	ligne 7-8 hors service	ligne 5-6 hors service
	$\Delta V(KV)$	$\Delta V(KV)$	$\Delta V(KV)$
15	2.841	3.497	3.864
14	2.794	3.295	3.475
4	3.295	3.198	3.479
13	1.994	2.582	2.939
5	2.834	1.983	2.410
9	3.791	1.785	3.597
8	3.496	1.274	3.846
10	1.128	0.964	2.196
11	2.921	1.159	3.649
12	2.194	1.869	2.793
6	0.945	0.463	1.862
7	1.463	0.846	2.493

Tableau (AIII.4) Les erreurs absolues de tension en KV des nœuds P-Q de la zone B résultant de l'analyse de la contingence externe (18-3) en utilisant les injections des puissances actives/réactives de post-contingence (18-3) aux nœuds 3, 16, 39 obtenues en n'actualisant pas les paramètres de X-Ward modèle de la zone B selon le scénario topologique considéré de cette zone

Les lignes de la zone B	ligne 14-4 hors service		ligne 7-8 hors service		ligne 5-6 hors service	
	$\Delta P(\text{MW})$	$\Delta Q(\text{MVAR})$	$\Delta P(\text{MW})$	$\Delta Q(\text{MVAR})$	$\Delta P(\text{MW})$	$\Delta Q(\text{MVAR})$
16-15	55.4450	99.741	7.1360	119.0560	14.7520	129.2750
9-8	31.759	126.163	102.41	69.851	8.714	109.723
5-6	5.739	25.793	3.641	60.1	-	-
3-4	32.9560	110.5690	8.3150	105.8920	4.4780	118.8450
6-7	5.82	15.102	2.395	13.942	1.106	9.452
7-8	6.564	9.103	-	-	2.209	7.805
6-11	19.102	22.243	7.428	13.864	6.609	9.853
4-5	31.972	104.932	6.163	86.635	2.106	65.290
11-10	11.769	23.937	7.408	20.530	5.826	17.309
14-4	-	-	4.184	86.381	3.291	58.529
14-13	39.642	83.531	2.983	32.963	4.617	20.831
13-10	3.183	8.392	1.63	6.491	2.305	3.931
15-14	52.738	86.194	6.934	101.371	13.961	126.103
5-8	26.203	79.735	2.394	23.931	1.892	18.362
39-9	32.7890	130.8270	109.0840	79.8070	10.6290	128.1530

Tableau (AIII.5) Les erreurs absolues des puissances actives/réactives des lignes de la zone B résultant de l'analyse de la contingence externe (18-3) en utilisant les injections des puissances actives/réactives de post- contingence (18-3) aux nœuds 3, 16, 39 obtenues en n'actualisant pas les paramètres de X-Ward modèle de la zone B selon le scénario topologique considéré de cette zone

5. Le marché J-1

A. Définition du marché J-1

Ce marché est organisé la veille pour le lendemain sur la base de contrats horaires standardisés. L'électricité est ainsi négociée le jour J pour une fourniture dans l'intervalle des 24 heures à venir. Les transactions sont donc concentrées sur un produit horaire (ou semi horaire selon les marchés), tout en laissant la possibilité de regrouper certaines heures en blocs. Les acteurs qui participent à ce marché sont obligés d'injecter ou de soutirer du réseau les quantités d'électricité à l'heure spécifiée par le contrat au prix du marché défini.

Au sein des ces marchés, des règles de volume et de cotation d'énergie sont souvent définies (exemple : 1MWh, volume entier, 0.01 euros : MWh). Des limites de prix peuvent entre autres également y être associés [QCH, 2008].

B. Le mécanisme du marché J-1

En commençant par la soumission d'offres par les participants au marché à la bourse d'énergie jusqu'au la validation finale des programmes de production et de consommation par le gestionnaire de réseau de transport, la figure (AIII.6) montre les

différentes étapes représentant le mécanisme du marché J-1 [SHAH, 2002], [STEV, 2009].

La veille pour le lendemain, les offres horaires d'achat et de vente d'énergie sont initialement envoyées par les participants du marché à la bourse sous formes agrégées (portefeuille d'offres). En d'autres termes, dans un premier temps il n'est pas nécessaire que les fournisseurs d'énergie présentant les offres de vente à la bourse détaillent leur offres, soit la production de chaque unité ou centrale électrique. Egalement, il n'est pas nécessaire que les consommateurs d'énergie présentant les offres d'achat à la bourse détaillent leur offres d'achat, c'est à dire la localisation et le niveau de chaque charge.

Donc, la première étape dans le marché (J-1) concerne les volumes et les prix des offres. Cependant, une fois que la bourse a déterminé les prix spot (PS), les participants qui ont remporté le marché sont obligés de détailler leur offres en donnant respectivement des programmes précis pour la production (la répartition de l'énergie vendue sur les différentes unités de génération) et pour la consommation (l'énergie consommée par chacun des centres de charge).

La bourse d'énergie transmet les données du marché ainsi que les contrats bilatéraux entre les producteurs et les consommateurs à l'opérateur du système pour qu'il puisse vérifier la sécurité du système vis-à-vis de ces données.

En s'appuyant sur les programmes de la génération et de la consommation reçues de la bourse, l'opérateur détermine, évidemment en analysant la sécurité, s'il y a aucune possibilité d'avoir des congestions sur le système de transport par suite de ces programmes.

Si une congestion quelconque apparaît au cours de certaines périodes du jour (J), l'opérateur demande des modifications sur les programmes de production et de consommation. Par conséquent, les participants qui ont remporté le marché vont soumettre à la bourse des offres volontaires d'ajustement. Le processus de la mise aux enchères des offres d'ajustement est tout à fait similaire à celui du marché (J-1).

Si l'opérateur trouve que les offres volontaires d'ajustement ne sont pas suffisantes pour éliminer les congestions, dans ce cas l'opérateur va imposer aux participants des ajustements obligatoires, sur les offres initiales, de sorte qu'aucune violation de sécurité ne puisse se produire.

Finalement, l'opérateur annonce les programmes finaux de la génération et de la consommation pour le jour J.

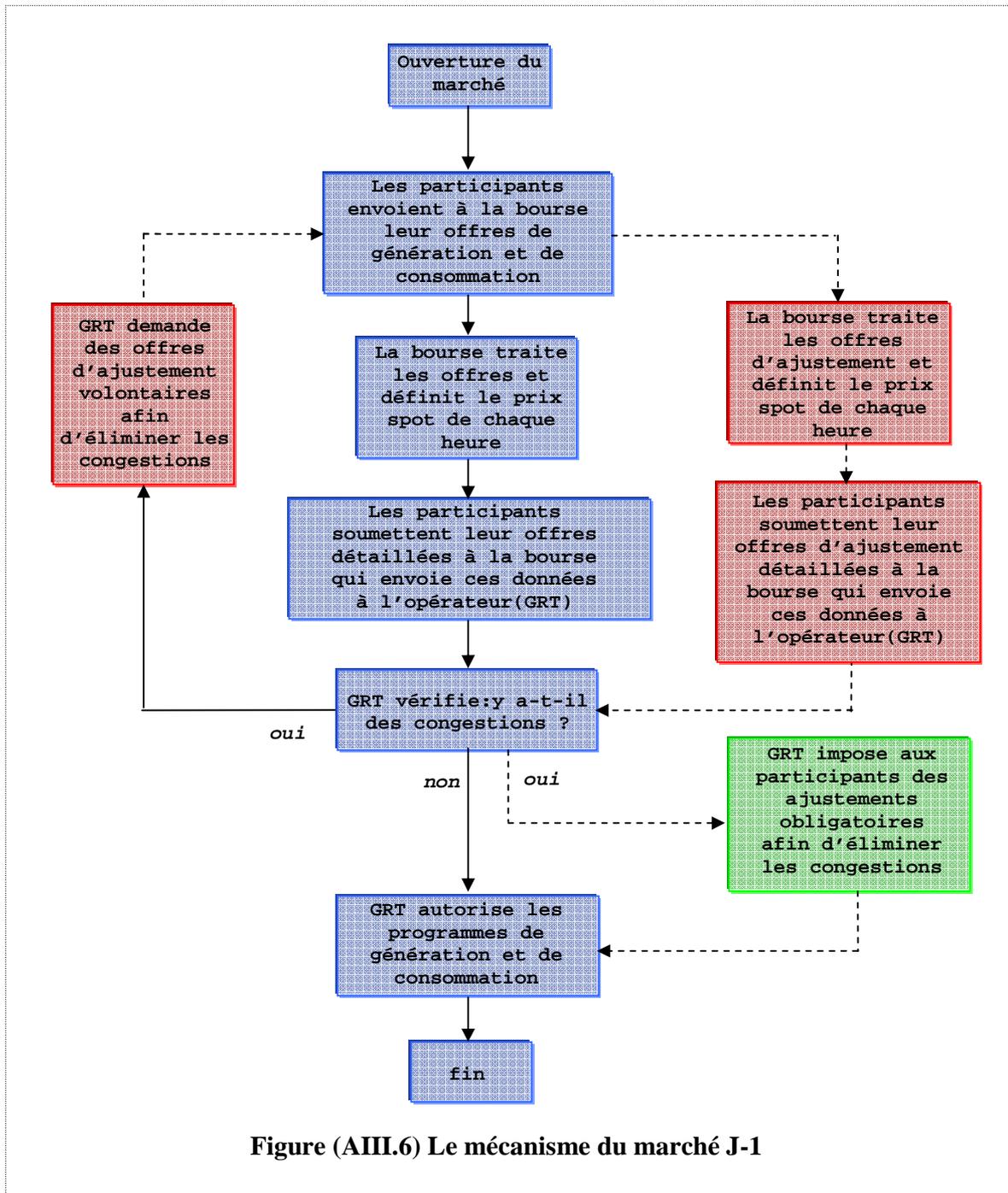


Figure (AIII.6) Le mécanisme du marché J-1

Références

- [PAVE, 2004] Mania Pavella, “Towards a Multi–area Congestion Management”, Bulk power system dynamics and control–VI, August 22–27, 2004, Cortina d’Ampezzo, Italy.
- [AMAN, 2004] M.T.O.Amanullah, A.Kalam, A.Zayegh, “Information Embedded power system: The effective communication system of the 21st century power system industry”, Australasian Universities Power Engineering Conference (Aupec 2004) 26–29 September 2004, Brisbane, Australia.
- [ZHAO, 2008] Hong–shan Zhao, Jin–lian Guo, Xiao–dan Fan, “The Study Of Distributed Multi–Area State Estimation Algorithm”, IEEE–2008.
- [PATE, 2007] M.Y.Patel, A.A.Girgis, “Tow–Level State Estimation For Multi–Area Power System”, IEEE–2007.
- [GIRG, 2007] A.A.Girgis, Srivatsan Lakshminarasimhan, “Hierarchical State Estimation Applied To Wide–Area Power Systems”, IEEE–2007.
- [PODM, 2000] Robin Podmore, Margaret Goodrich, David Becker, Peter Hirsch, Stephen Lee, “Building a Topology Estimator For Large Inter–Regional Networks”, Proceeding of the 33rd Hawaii international conference on system Sciences, 2000.
- [MONT, 2000] A.Monticelli, “Electric Power System State Estimation”, Invited paper, Proceedings of the IEEE, Vol.88, No.2, February 2000.
- [BALU, 1992] Neal Balu, Timothy Bertram, Anjan Bose, Vladimir Brandwajn, “On–Line Power System Security Analysis”, Invited paper, Proceedings of the IEEE, Vol.80, No.2, February 1992.
- [VANC, 2002] Thierry Van Cutsem, Costas Vournas, “Voltage stability of electric power systems”, Spring 2002.
- [DUNN, 1995] W.H.Dunn, M.A.Rossi, B.Avramovic, “Impact of market restructuring on power systems operation”, Journal IEEE computer applications in power, Vol.8, PP.42–47, Jan 1995.
- [SAVA, 1988] Norton Savage, J.Endrenyi, “Bulk Power System Reliability Concepts And Applications”, IEEE Transactions on power systems, Vol.3, No.1, February 1988.
- [ENDR, 1982] J.Endrenyi, P.F.Albrecht, R.Billinton, G.E.Marks, N.D.Reppen, L.Salvaderi, “Bulk Power System Reliability Assessment–Why And How? Part1: Why?”, IEEE Transactions on power apparatus and system, Vol.Pas–101, No.9 September 1982.

- [**CIGRE, 1987**] CIGRE WG 38–03, D.McGillis Chairman, “Power System Reliability Analysis Application Guide”, CIGRE, Paris, 1987.
- [**CIGRE, 1993**] Working Group 37.08 CIGRE, “Adequacy and Security of Power System at Planning Stage”, CIGRE Electra, No.149, August 1993.
- [**TAYL, 2004**] Carson Taylor, Thierry Van Cutsem, and Vijay Vittal, “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE Transactions on power systems. Vol.19. NO.2. May 2004.
- [**KUND, 1994**] Prabha Kundur, “Power System Stability and Control”, McGraw–Hill, 1994.
- [**VANC, 2007**] Thierry Van Cutsem, “Fonctionnement Dégradé Des Grands Systèmes d’énergie Electrique”, Journée d’étude SEE–SRBE, Lille, 31.May 2007.
- [**DYLI, 1968**] T.E.Dy Liacco, “Control of power systems via the multi–level concept”, Ph.D.thesis, Sys.Res.Center, Case Western Reserve Univ., 1968, Rep. Src–68–19.
- [**FINK, 1978**] L.H.Fink, K.Carlsen, “Operating under stress and strain”, IEEE Spectrum 15, 1978.
- [**CIGRE, 1997**] CIGRE WG 38–03, “Power System Security Assessment: A position Paper”, CIGRE Electra, No.175, December 1997.
- [**BERT, 1989**] Timothy J.Bertram, Kendall D.Demaree, Lisa C.Dangelmaier, “An integrated package for real–time security enhancement”, IEEE, 1989.
- [**BALU, 1992**] Neal Balu, Timothy Bertram, Anjan Bose, Vladimir Brandwajn, “On–Line Power System Security Analysis”, IEEE Proceedings, Vol.80, No.2, February 1992.
- [**BORN, 2009**] Pierre Bornard, “Conduite d’un système de production–transport”, Techniques de l’ingénieur, Traité Génie électrique D4080, 2009.
- [**HADJ3, 2008**] Jean–Claude Sabonnadière, Nouredine Hadjsaïd, “Lignes et réseaux électriques 3–fonctionnement dans le cadre de la libéralisation des marchés”, Lavoisier, 2008.
- [**UN, 2006**] United Nation Publications, Department Of Economic And Social Affairs, Division For Sustainable Development, “Multi Dimensional Issues In International Electric Power Grid Interconnections”, 2006.
- [Online]. Available: <http://www.un.org/esa/sustdev/publications/energy/interconnectios>
- [**BREU, 2004**] W.Breuer, D.Povh, D.Retzmann, E.Teltsch, X.Lei, “Solution for large Power System Interconnections”, CEPSI, Shanghai, 2004.
- [Online]. Available: <http://www.iea.org/textbase/work/2004/distribution>
- [**LAFF, 2009**] Hervé Laffaye, Jean–Michel Tesson, Jean–Yves Delabre, Jean–Marie Coulondre, “Gestion des interconnexions électriques en Europe”, Traité Génie électrique D4085, 2009.

- [HUAN, 2002]** J.A.Huang, A.Valette, M.Beaudoin, K.Morison, A.Moshref, M.Provencher, J.Sun “An Intelligent System For Advanced Dynamic Security Assessment”, IEEE 2002.
- [VIIK, 2006]** Jim Viikinsalo, Alan Martin, Frederic Howell, Kip Morison, Lei Wang, “Transient Security Assessment In Real–Time At Southern Company”, IEEE Powertech, 2006.
- [MORI, 2004]** Kip Morison, Lei Wang, Prabha Kundur, “Power System Security Assessment”, IEEE power & energy magazine. September/october 2004.
- [SAVU, 2006]** Savu C.Savulescu “Real–Time Stability In Power Systems–Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout”, Springer 2006.
- [LIN, 2004]** Xi Lin, Wenjian Gao, Chaoyang He, Feng Xue, Jianbing Xu, “Critical Requirements For Successful On–Line Security Assessment”, IEEE 2004.
- [VITT, 2000]** V.Vittal, “Consequence and impact of electric utility industry restructuring on transient stability and small–signal stability analysis”, Proceedings of the IEEE, Vol.88, PP.196–207, Feb 2000.
- [BORN, 2009]** Pierre Bornard, Michel Pavard, Georges Testud, “Réseaux d’interconnexion et de transport : Fonctionnement”, Traité Génie électrique D4091, 2009.
- [WEHE, 2006]** Louis Wehenkel, Mevludin Glavic, Damien Ernst, “On multi–area security assessment of large interconnected power systems”, Proc.of Second Carnegie Mellon Conference in Electric Power Systems, 2006.
- [HADJ1, 2008]** Jean–Claude Sabonnadière, Nouredine Hadjsaïd, “Lignes et réseaux électriques 1–Lignes d’énergie électrique”, Lavoisier, 2008.
- [MESL, ARCH]** François Meslier, Henri Persoz, “Réseaux de transport et d’interconnexion de l’énergie électrique–Développement et planification”, Techniques de l’ingénieur, Traité Génie électrique, Archives–D4070.
- [LAFF, 2009]** Hervé Laffaye, Jean–Michel Tesseron, Jean–Yves Delabre, Jean–Marie Coulondre, “Gestion des interconnexions électriques en Europe”, Techniques de l’ingénieur, Traité Génie électrique, D4085, 2009.
- [LAI, 2002]** Loi Lei Lai, “Power system restructuring and deregulation–Trading, Performance and information technology”, John Wiley & Sons, 2002.
- [MAZE, 2007]** Arthur Mazer, “Electric power planning for regulated and deregulated markets”, John Wiley & Sons, 2007.
- [WHIT, 2007]** Jerry C.Whitaker, “AC power systems handbook”, Taylor & Francis Group, 2007.

- [DELA, 2005]** Ph.Delarue, “Modélisation et commande des systèmes flexibles de transmission d’énergie en courant alternatif (FACTS)”, Ecole d’été, Lille, 2005.
- [PIZZ, 1980]** A.Pizzolante, S.Deckmann, A.Monticelli, B.Stott, O.Alsaç, “Studies on power system load flow equivalencing”, IEEE Transactions on power apparatus and systems, Vol.Pas-99, No.6, Nov/Dec 1980.
- [DECK, 1980]** S.Deckmann, A.Pizzolante, A.Monticelli, B.Stott, O.Alsaç, “Numerical testing of power system load flow equivalents”, IEEE Transactions on power apparatus and systems, Vol.Pas-99, No.6, Nov/Dec 1980.
- [ASCH, 1979]** F.C.Aschmoneit, J.F.Verstege, “An external system equivalent for on-line steady-state generator outage simulation”, IEEE Transactions on power apparatus and systems, Vol.Pas-98, No.3, May/June 1979.
- [MACH, 1988]** J.Machowski, A.Cichy, F.Gubina, P.Omahen, “External subsystem equivalent model for steady-state and dynamic security assessment”, IEEE Transactions on power systems, Vol.3, No.4, November 1988.
- [SAVU, 1981]** Savu C.Savulescu, “Equivalents for security analysis of power systems”, IEEE Transactions on power apparatus and systems, Vol.Pas-100, No.5, May 1981.
- [BOSE, 1987]** Anjan Bose, Kevin A.Clements, “Real-time modeling of power networks”, Proceedings of the IEEE, Vol.75, No.12, December 1987.
- [DYLI, 1978]** T.E.Dy liacco, S.C.Savulescu, K.A.Ramarao, “An on-line topological equivalent of a power system”, IEEE Transactions on power apparatus and systems, Vol.Pas-97, No.5, Sept/Oct 1978.
- [DIMO, 1981]** Paul Dimo, “REI networks as a conceptual model for computer aided power system analysis”, 15 Juin 1981.
- [DIMO, 1971]** Paul Dimo, “L’Analyse Nodale des réseaux d’énergie”, Ed. Eyrolles, Paris, 1971.
- [LO, 1993]** K.L.Lo, L.J.Peng, J.F.Macqueen, A.O.Ekwue, N.H.Dandachi, “Extended ward equivalent of external system for on-line security analysis”, IEEE 2nd international conference on advances in power system control, operation and management, December 1993, Hong Kong.
- [LO, 1997]** K.L.Lo, L.J.Peng, J.F.Macqueen, A.O.Ekwue, D.T. Y.Cheng, “Hybrid approach using counterpropagation neural network for power-system network reduction”, IEE Proc-Gener.Transm. Distrib, Vol.144, No.2, March 1997.
- [DIMO, 1975]** P.Dimo, “Nodal analysis of power systems”, Abacus Press, Kent, England. 1975.

- [WARD, 1949] J.B.Ward, "Equivalent circuits for power-flow studies", AIEE Trans.Vol.68, 1949.
- [EREM, 2006] Mircea Eremia, "Electric power systems-Electric networks", The publishing house of the Romanian Academy, 2006.
- [TINN, 1977] W.F.Tinney, W.I.Powell, "The REI approach to power network equivalents", Pica'77 Conference, May 1977, Toronto, Canada.
- [ELEC, 1992] Electra. "Equivalents extérieurs statiques et dynamiques-Rapport de synthèse", Groupe de travail 02 du comité d'étude 38, 1992.
- [CHUN, 2001] T.S.Chung, F.Fu, "An ANN-Based Ward Equivalent Approach for Power System Security Assessment", Electric Power Components and Systems, Volume 29, Number 1, 1 January 2001.
- [OATT, 1990] M.L.Oatts, S.R.Erwin, J.L.Hart, "Application of the REI equivalent for operations planning analysis of interchange schedules", IEEE Transactions on Power Systems 5(2), 1990.
- [DYLI, 2007] T.E.Dy-liacco, "Operation and control of multi-area synchronous networks", 9-th international workshop on electric power control centers, Ullensvang, Norway, 10-13 June 2007.
- [UCTE, 2009] "UCTE Operation Handbook", [Online]. Available: <http://www.entsoe.eu/index>
- [NERC, 2009] "NERC reliability standards", [Online]. Available: <http://www.nerc.com>
- [USC, 2004] US-Canada power system Outage Task Force, "Final report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada: Causes and recommendations", [Online]. Available: <http://www.pserc.wisc.edu>, April, 2004.
- [UCTE, 2003] UCTE Report, "Final report of the investigation committee on the 28 September, 2003 blackout in Italy". April, 2004.
[Online]. Available: <http://www.entsoe.eu/index>
- [HIRS, 1999] P.Hirsch, S.Lee, "Security applications and architectures for an open market", Journal IEEE computer applications in power, Vol.74, PP.26-31, Jul 1999.
- [MORI, 2004] K.Morison, L.Wang, P.Kundur, "power system security assessment", IEEE power and energy magazine, PP.30-39, Sept 2004.
- [MONT, 1979] A.Monticelli, S.Deckmann, A.Garcia, B.Stott, "Real-Time external equivalents for static security analysis". IEEE Transactions on power apparatus and systems, Vol.Pas-98, No.2, March/April 1979.

- [SHAH, 2003]** Mohammad Shahidehpour, Yaoyu Wang, "Communication and control in electric power systems—Application of parallel and distributed processing", John Wiley & Sons 2003.
- [WEHE, 2006]** L.Wehenkel, M.Glavic, D.Ernst, "On multi–area security assessment of large interconnected power systems", Proc.of second Carnegie Mellon conference in electric power systems, 2006.
- [EDF, 2004]** "Manuel theorique du logiciel eurostag", Electricité De France, Version 4.3, Octobre 2004.
- [Abur, 2003]** A.Abur, A.G.Exposito "Power system state estimation theory and implementation", New York: Marcel Dekker, 2003.
- [HANS, 1995]** C.W.Hansen, A.S.Debs, "Power system state estimation using three–phase models", IEEE trans. Power system, Vol.10, No.2, May 1995.
- [EREM, 2000]** Mircea Eremia, Jacques Trecat, Alain Germond, "Réseaux électriques—Aspects actuels", Editura Tehnica, Bucarest, 2000.
- [MONT, 2000]** A.Monticelli, "Electric power system state estimation", Invited paper, Proceedings of the IEEE, Vol.88, No.2, February 2000.
- [WU, 1985]** Felix F.Wu, "A method that combines internal state estimation and external network modeling", IEEE Transactions on power apparatus and systems, Vol.Pas–104, No.1, January 1985.
- [FAGA, 1977]** J.E.Fagan, "Synchronous Machine Modeling Mechanization and System Performance Study", PhD Thesis, the University of Texas at Arlington, May 1977.
- [SUN, 2007]** Kai Sun, Siddharth Likhate, Vijay Vittal, V.Sharma Kolluri, Sujit Mandal, "An Online Dynamic Security Assessment Scheme Using Phasor Measurements and Decision trees", IEEE transactions on power systems, Vol.22, No.4, November 2007.
- [HATZ, 1994]** N.D.Hatziargyriou, G.C.Contaxis, N.C.Sideris, "A Decision Tree Method For On–Line Steady State Security Assessment", IEEE Transactions on power systems, Vol.9, No.2, May 1994.
- [PAVE, 1994]** M.Pavella, P.G.Murthy, "Transient Stability Of Power Systems Theory And Practice", New York: John Wiley & Sons, 1994.
- [WEHE, 1998]** Louis A.Wehenkel "Automatic Learning Techniques In Power Systems", Massachusetts: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [PECO, 1999]** J.Peco, E.F.Sánchez–Ubeda, T.Gomez, "Enhancing Optimal Transmission Or Subtransmission Planning By Using Decision Trees", IEEE Power Tech '99 Conference, Budapest, Hungary, Aug 29 Sept 2, 1999.

- [IANH, 2002]** “Interconnection agreement between New York independent system operator, Inc. and Hydro-Québec transenergie”, 21 Octobre 2002. [Online]. Available: http://www.nyiso.com/public/webdocs/documents/regulatory/agreements/interconnection_agreements
- [LAFF, 2008]** H.Laffaye, J.M.Tesson, J.Y.Delabre, J.M.coulondre “Gestion des interconnexions électriques en Europe”, Paper D4085, technique de l’ingénieur, 2008.
- [QCH, 2008]** Jean-Claude Sabonnadière, Nouredine Hadjsaïd, “Lignes et réseaux électriques (III), fonctionnement dans le cadre de la libéralisation des marchés”, Lavoisier, 2008.
- [SHAH, 2002]** M.Shahidehpour, H.Yamin, Z.Li, “Market Operations in Electric Power Systems”, John Wiley and Sons, May 2002.
- [STEV, 2009]** Stoft Steven, “Power System Economics: Designing Markets For Electricity”, Lavoisier, 2009.
- [CART, 2009]** “Cart software”, 2009.[Online]. Available: <http://salford-systems.com/cart.php>
- [FAGA, 1977]** J.E.Fagan, “Synchronous Machine Modeling Mechanization and System Performance Study”, PhD Thesis, The University of Texas at Arlington, May 1977.
- [SAVU, 2006]** Savu C.Savulescu, “Real-Time Stability In Power Systems–Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout”, Springer 2006.
- [KODR, 1998]** Yves Kodratoff, “Techniques et outils de l’extraction de connaissances à partir des données”, Signaux N°92, Mars 1998.
- [LAVO, 2006]** Benoit Lavoie, “Arbres de décisions–Synthèse de lectures–Séminaire sur l’apprentissage automatique”, Programme de Doctorat en Informatique Cognitive, Université du Québec à Montréal, 15 Mars 2006.
- [FAYY, 1996]** Usama Fayyad, Gregory Piatetsky-Shapiro, Padhraic Smyth, “From Data Mining to Knowledge Discovery in Databases”, American Association for Artificial Intelligence, 1996.
- [RAKO, 2005]** Ricco Rakotomalala, “Arbres de Décision”, Revue Modulad, Numéro 33, 2005.
- [WEHE, 1997]** Louis Wehenkel, Yannick Jacquemart, “Tutorial Course On Automatic Learning Methods Application To Dynamic Security Assessment”, Final version of the course notes April 1997.
- [GABB, 2003]** Emmanuel Gabbud, “Implémentation d’arbres de décision pour la librairie torch”, Dalle Molle Institute for perceptual Artificial Intelligence, Ecole Polytechnique Fédérale De Lausanne, projet de semestre Juillet 2003.

- [ROUN, 1999]** Nathan Rountree, “Further Data Mining: Building Decision Trees”, First presented 28 July 1999.
- [MEHT, 1995]** M.Mehta, J.Rissanen, R.Agrawal, “MDL-based Decision Tree Pruning”, Proc.Of the 1st Conference on knowledge discovery in databases and data mining, Montreal, Canada, August, 1995.
- [BREI, 1984]** L.Breiman, J.Friedman, R.Olshen, C.Stone, “Classification And Regression Tree”, California: Wadsworth International, 1984.
- [WEHE, 1998]** Louis A.Wehenkel, “Automatic Learning Techniques In Power Systems”, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [MOMO, 2000]** James A.Momoh, Mohamed E.El-Hawary, “Electric Systems, Dynamics, and Stability With Artificial Intelligence Applications”, Marcel Dekker, Inc, 2000.
- [SEMI, 1991]** D.D.Semitekos, N.M.Avouris, G.B.Giannakopoulos, “A Flexible Machine Learning Environment for Steady State Security Assessment of Power Systems ”, University of Patras, ECE Department, GR-26500 Rio Patras, Greece, 1991.
- [MURT, 1998]** S.K.Murthy, “Automatic construction of decision trees from data: A multi-disciplinary survey, Data Mining and Knowledge Discovery”, 2:(4), 12/1998.
- [PAUL, 2007]** J.P.Paul, J.Pompee, G.Testud, “Analyser la sûreté d’exploitation du réseau électrique: vers une approche plus exhaustive des futurs possibles”, RTE article, 2007.
[Online]. Available: <http://www.rte-france.com>
- [UTGO, 1989]** Utgoff, E.Paul, “Incremental Induction Of Decision Trees”, Machine Learning, Vol.4, 161–186, 1989.
- [WITT, 2005]** Witten, H.Ian, Eibe Frank, “Data Mining: Practical Machine Learning Tools And Techniques”, Morgan Kaufmann (2nd edition 2005).
- [QUIN, 1993]** Quinlan, John Ross, “Arbres de décision probabilistes”, Apprentissage symbolique, Tome II, 1993.
- [NILS, 1996]** Nilsson, J. Nils, “Introduction To Machine Learning”, 1996. [Online]. Available: <http://ai.stanford.edu/people/nilsson/mlbook.html>
- [EFRO, 1997]** B.Efron, R.Tibshirani, “Improvements on cross-validation: The bootstrap method”, Journal of the American Statistical Association, Vol.92, 548–560, 1997.
- [BUNT, 1992]** W.Buntine, T.Niblett, “A further comparison of splitting rules for decision tree induction”, Machine Learning, Vol.8, 1992.
- [JENS, 2000]** D.Jensen, P.Cohen, “Multiple Comparisons In Induction Algorithms”, Machine Learning Journal, 38(3), 2000.

- [HAND, 2001]** D.Hand, H.Manilla, P.Smyth, “Principles of data mining”, Bardford Books, 2001.
- [QUIN, 1986]** J.R.Quinlan, “Induction of decision trees”, Machine Learning Journal, 1(1): 81–106, 1986.
- [SHIH, 1999]** Y.Shih, “Families Of Splitting Criteria For Classification Trees”, Statistics and Computing, 9(4), 1999.
- [SAFA, 1991]** R.Safavian, D.Landgrebe, “A Survey Of Decision Tree Classifier Methodology”, IEEE Transactions on System Man and Cybernetics, 21, 1991.
- [MURT, 1995]** S.Murthy, S.Salzberg, “Lookahead and Pathology in decision tree induction”, In proceedings of the fourteenth international joint conference on artificial intelligence, 1995.
- [JACQ, 1995]** Y.Jacquemart, L.Wehenkel, T.Van Cutsem, P.Pruvot, “Statistical approaches to dynamic security assessment: The data base generation problem”, Proc.Of sipower 95, 2nd IFAC Symp. On Control of power plants and power systems, December 1995.
- [ENTSO-E, 2009]** European network of transmission system operators for electricity, [Online]. Available: <http://www.entsoe.eu/index>
- [BROL, INT]** Bruno Brolis, “Les centrales thermiques à flamme, enseignement des sciences physiques et informatique”, [Online]. Available: <http://perso.idnet.fr/~brolis/softs/domodidac/thermic.html>
- [GUAR, 2009]** GUARD’S FORMATION, “La production d’énergie - les centrales nucléaires”, 2009, [Online]. Available: <http://www.guards-formation.com/modules/smartsection/item.php>
- [BORD, INT]** Bord à Bord asbl, “Centrales hydro-électriques, comment cela fonctionne-t-il ? ”, [Online]. Available: http://bordabord.org/images/thumbs/centrale_hydro_electrique
- [HADJ2, 2008]** Jean–Claude Sabonnadière, Nouredine Hadjsaïd, “Lignes et réseaux électriques 2–fonctionnement dans le cadre de la libéralisation des marchés”, Lavoisier, 2008.
- [RTE, INT]** “Présentation RTE et système électrique, visiteurs(3)”, [Online]. Available: http://www.eolien-poitoucharentes.com/dyn/pages/reunion_cre/cre_14_03_07/presentation_rte_et_systeme_electrique.pdf
- [RAMI, 2006]** Guillaume Rami, “Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d’énergies connectées au réseau électrique de distribution”, thèse de l’INPG, 2006.
- [CORE, INT]** “CORESO : a concrete approach for a regional coordination service center within the central western european region”, [Online]. Available: <http://www.coreso.eu>

[PAI, INT] M.A.Pai, “On line security assessment in power systems”, university of Illinois,
[Online]. Available: <http://www.theiet.org/local/asia/india>

Résumé

La restructuration du secteur de l'énergie électrique et la dérégulation du marché de l'électricité, les contraintes environnementales et dans certains cas des investissements insuffisants dans les infrastructures des systèmes électriques forment actuellement les principaux facteurs qui poussent les opérateurs des systèmes électriques à faire fonctionner ces derniers dans des conditions opérationnelles contraignantes, à savoir de plus en plus près de leurs limites de stabilité. En effet, afin de pouvoir exploiter leurs réseaux électriques avec des marges de sécurité réduites sans détérioration significative de la sûreté de fonctionnement, les gestionnaires des réseaux de transport (GRTs) ont récemment adopté un nouvel outil pour se prémunir contre le risque des pannes généralisées (blackouts) des réseaux électriques. Il s'agit de l'analyse en ligne de sécurité. A l'heure actuelle, en l'absence d'un coordinateur de sécurité central ou d'échanges complets de données en ligne entre tous les GRTs, l'analyse en ligne de sécurité des grands systèmes électriques interconnectés se fait d'une manière décentralisée au niveau du GRT de chaque zone de réglage. Le problème majeur de l'analyse décentralisée des systèmes interconnectés réside dans le fait que chaque GRT n'est pas capable d'évaluer la vulnérabilité de son système à l'égard des contingences externes originaires des zones de réglage voisines.

Dans cette thèse, nous proposons comme solution à ce problème un nouveau cadre de coopération et de coordination entre les GRTs. Dans ce cadre, les GRTs s'échangent en ligne et hors ligne les données nécessaires permettant à chacun d'entre eux premièrement d'évaluer l'impact de ses contingences externes sur la sécurité de sa zone, deuxièmement de concevoir, en utilisant des techniques d'apprentissage automatique, des filtres qu'il utilise ensuite en ligne pour le filtrage rapide de ses contingences externes de sorte que seules les contingences externes potentiellement dangereuses soient sélectionnées pour une analyse détaillée en ligne.

Mots clefs : échange de données, filtrage de contingences, techniques d'apprentissage automatique, analyse en ligne de sécurité.

Abstract

The electric industry restructuring and deregulation, the environmental constraints and in some cases the insufficient investments in the infrastructures of the electric power systems form presently the main factors which push the operators to exploit their systems in stressed operational conditions namely closer and closer to their stability limits.

Indeed, with the aim of running their electric networks with reduced security margins without significant deterioration of the reliability of their operation, the independent system operators (ISOs) have recently adopted in their control centers a new tool for protecting their electric networks against the risk of blackouts, it is the on-line security assessment.

At the moment, in the absence of a unique security coordinator or complete on-line data exchange between the ISOs, the on-line security assessment of a multi-area electric power system is carried out in a decentralized way at the level of ISO of each control area of this system. The major problem of the decentralized security assessment of a multi-area electric power system lies in the fact that every ISO of each control area of this system is not capable to evaluate the vulnerability of its system towards the external contingencies originated from the nearby control areas of its area.

In this thesis, we propose, as a solution of this problem, a new framework of cooperation and coordination between the ISOs. In this framework, the ISOs exchange on-line and off-line only the necessary data allowing each ISO firstly to evaluate the impact of his external contingencies on the security of his area, secondly to design, using the automatic learning techniques, the filters which he will use afterwards on line to screen rapidly his external contingencies so that only the potentially harmful ones will be selected for detailed on line analysis.

Key words : data exchange between ISOs, control area external contingencies screening, automatic learning techniques, on-line security assessment of multi-area electric power systems.