



HAL
open science

Evaluation de la sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution par la simulation Monte Carlo : application à des stratégies de maintenance optimales

Andreea Bianca Ocnasu

► To cite this version:

Andreea Bianca Ocnasu. Evaluation de la sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution par la simulation Monte Carlo : application à des stratégies de maintenance optimales. Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2008. Français. NNT : . tel-00339260

HAL Id: tel-00339260

<https://theses.hal.science/tel-00339260>

Submitted on 17 Nov 2008

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

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

INSTITUT POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

N° attribué par la bibliothèque

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

THESE

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'Institut Polytechnique de Grenoble

Spécialité : « *Génie Electrique* »

préparée au Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble

dans le cadre de l'Ecole Doctorale « *Electronique, Electrotechnique, Automatique et Traitement du signal* »

présentée et soutenue publiquement

par

Andreea Bianca OCNASU

Ingénieur Université Polytechnique de Bucarest

le 10 Octobre 2008

**Evaluation de la sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution par la simulation
Monte Carlo : application à des stratégies de maintenance optimales**

Thèse dirigée par :

Jean-Pierre ROGNON
Yvon BESANGER

JURY

M. Jean-Pascal CAMBRONNE	, Président
M. Daniel KIRSCHEN	, Rapporteur
M. Xavier ROBOAM	, Rapporteur
M. Wojciech BIENIA	, Examineur
M. Jean-Pierre ROGNON	, Directeur de thèse
M. Yvon BESANGER	, Co-encadrant
M. Philippe CARER	, Invité

Remerciements

Je souhaite remercier tout d'abord mes deux encadrants qui ont dirigé ce travail de thèse. Je remercie notamment Monsieur Yvon Bésanger pour avoir encadré cette thèse et tous les travaux que j'ai menés au sein du laboratoire. Un grand merci pour l'enthousiasme, le support moral et intellectuel et la confiance manifestée tout au long de ce projet. Merci aussi Monsieur Jean-Pierre Rognon, le directeur de cette thèse, pour ses compétences ainsi que sa disponibilité.

Je remercie Messieurs Daniel Kirschen et Xavier Roboam pour avoir accepté d'être les rapporteurs de cette thèse, Monsieur Jean-Pascal Cambronne pour avoir présidé le jury et tous les autres membres du jury pour leur participation à la soutenance.

Je remercie Messieurs Seddik Bacha et Daniel Roye pour m'avoir accueillie dans l'équipe SYREL et aussi pour leur jovialité et leur bonne humeur.

Je tiens à remercier Monsieur Nouredine Hadjsaid pour m'avoir accepté au sein du Groupement d'Intérêt Economique IDEA (Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir).

Je voudrais remercier aussi toutes les personnes avec qui j'ai pu collaborer pendant ce projet, en particulier Monsieur Wojciech Bienia pour son temps et ses précieux conseils dans le domaine de l'optimisation, Monsieur Philippe Carer pour sa contribution et son accueil aux diverses formations d'EDF R&D à Clamart.

Je remercie également toutes les personnes du laboratoire et du GIE IDEA, permanents, doctorants et stagiaires pour l'ambiance plaisante et détendue qu'ils créent chaque jour au laboratoire.

Finalement, je veux remercier toute ma famille et mes amis proches sans lesquels les travaux de cette thèse n'auraient pas pu se réaliser. Je vous remercie pour l'amour et le soutien au fil des années. J'espère être en mesure de le retourner dans les années à venir.

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	9
CHAPITRE I SURETE DE FONCTIONNEMENT DES RESEAUX ELECTRIQUES	11
I.1 NOTIONS GENERALES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES	11
I.1.1 Structure générale d'un réseau électrique.....	11
I.1.2 Réseau de transport et répartition.....	12
I.1.3 Réseau de distribution	13
I.1.4 Comportement des réseaux électriques	16
I.2 NOUVELLES CONSIDERATIONS ET DEFIS POUR LA SURETE DU SYSTEME DE DISTRIBUTION	17
I.2.1 Principales problématiques de la distribution.....	17
I.2.2 Dérégulation - changements dans les réseaux de distribution	18
I.2.3 Génération d'Energie Dispersée (GED) - changements dans les réseaux de distribution	18
I.3 PROBLEMATIQUE TRAITEE.....	20
I.3.1 Adéquation et sécurité.....	20
I.3.2 Qualité du produit électricité.....	20
I.3.3 Coûts de la sûreté	21
I.3.4 Niveaux hiérarchiques.....	22
I.3.5 Critères et techniques probabilistes.....	23
I.4 CONCEPTS DE BASE DE LA SURETE DES RESEAUX ELECTRIQUES	25
I.4.1 Définition de la sûreté de fonctionnement.....	25
I.4.2 Grandeurs de la sûreté	25
I.4.3 Fonctions de distribution.....	28
I.4.3.1 Distribution Exponentielle (à un paramètre λ)	28
I.4.3.2 Distribution de Weibull (à trois paramètres β , γ et σ)	29
I.4.4 Méthodologie d'une étude de sûreté. Evaluation de critères de sûreté.....	30
I.4.4.1 Modélisation des composants.....	30
I.4.4.2 Modélisation du système	32
I.4.4.3 Calcul des critères de sûreté	33
I.4.4.3.1 Méthodes d'évaluation.....	33
I.4.4.3.2 Indices de sûreté probabilistes	34
I.4.4.3.3 Travail existant	35
I.5 OBJECTIFS DE LA THESE.....	36
I.5.1 Objectifs et usage des études probabilistes de sûreté dans le développement des réseaux de distribution.....	36

I.5.2	Objectifs et usage des études probabilistes de sûreté dans l'exploitation des réseaux de distribution.....	38
I.5.3	Objectif du projet	39
I.6	CONCEPTS DE BASE DE LA SIMULATION MONTE CARLO	40
I.6.1	Méthode de Monte Carlo.....	40
I.6.2	Simulation	40
I.6.3	Concepts et définition de base de la statistique	41
I.6.3.1	Valeur moyenne	41
I.6.3.2	Variance et covariance	41
I.6.3.3	Coefficient de variation	42
I.6.4	Simulation Monte Carlo.....	43
I.6.4.1	Simulation Monte Carlo non séquentielle (ou aléatoire).....	44
I.6.4.2	Simulation Monte Carlo séquentielle ou chronologique. Application aux travaux antérieurs .	44
I.6.4.3	Réduction de la variance	48
I.7	SYNTHESE	49
CHAPITRE II APPLICATION DES METHODES DE REDUCTION DE LA VARIANCE.....		51
II.1	INTRODUCTION	51
II.2	METHODE DES VARIABLES ANTITHETIQUES (V.A.).....	52
II.2.1	Principe général.....	52
II.2.2	Variables Antithétiques - application classique.....	53
II.2.3	Variables Antithétiques - augmentation de la durée des échantillons	56
II.2.4	Variables Antithétiques - utilisation de MTBF- T_d et MTBR- T_r (2MTBF- T_d et 2MTBR- T_r)	57
II.3	METHODE DE STRATIFICATION	58
II.3.1	Principe général.....	58
II.3.2	Stratification - application « Kleijnen »	60
II.3.3	Stratification - application en fonction des défauts	64
II.4	METHODES HYBRIDES.....	65
II.4.1	Stratification englobée dans la méthode des Variables Antithétiques.....	66
II.4.1.1	Application n°1	67
II.4.1.2	Application n°2.....	69
II.4.1.3	Application n°3.....	71
II.4.2	Méthode de Variables Antithétiques englobée dans la Stratification	72
II.5	SYNTHESE.....	75
CHAPITRE III STRATEGIES DE MAINTENANCE PREVENTIVE OPTIMALES.....		77
III.1	BUT DE L'ETUDE	77
III.2	MAINTENANCE DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES	78
III.2.1	Généralités.....	78
III.2.2	Changements dans les tendances de maintenance	79

III.2.3	Maintenance corrective et maintenance préventive.....	79
III.2.4	Stratégies de maintenance préventive.....	80
III.2.5	Optimisation de la maintenance préventive.....	81
III.2.5.1	Classification de l'optimisation de la maintenance.....	81
III.2.5.2	Données et modèles nécessaires pour l'optimisation de la maintenance.....	83
III.3	APPLICATION.....	84
III.3.1	Intégration des lois de vieillissement.....	84
III.3.2	Déroulement de l'étude d'optimisation.....	91
III.3.2.1	Définition de la stratégie optimale.....	91
III.3.2.2	Modélisation des coûts associés.....	94
III.3.2.2.1	Coût de la maintenance corrective.....	95
III.3.2.2.2	Coût de la maintenance préventive.....	96
III.3.2.2.3	Coût des interruptions.....	97
III.3.2.3	Résolution de l'algorithme d'optimisation.....	99
III.3.2.3.1	Principe.....	99
III.3.2.3.2	Application et résultats.....	100
III.4	SYNTHESE.....	113
CHAPITRE IV	REFLEXIONS SUR L'ARCHITECTURE LOGICIELLE.....	115
IV.1	INTRODUCTION.....	115
IV.2	PROGRAMME PROBABILISTE DE CALCUL DE LA SURETE DE FONCTIONNEMENT.....	116
IV.2.1	Objectifs d'un programme probabiliste.....	116
IV.2.2	Besoins en modélisation pour un programme probabiliste dans notre contexte.....	116
IV.3	ARCHITECTURE ENVISAGEE DU PROGRAMME.....	117
IV.3.1	« Pré-processeur ».....	119
IV.3.2	« Cœur du programme ».....	120
IV.3.3	« Post-processeur ».....	121
IV.3.4	Validation.....	122
IV.4	PARALLELISATION DES CALCULS.....	124
IV.5	SYNTHESE.....	125
CONCLUSION GENERALE.....		127
RÉFÉRENCES.....		131
ANNEXE 1	Lois de distributions.....	137
ANNEXE 2	Description du réseau BT isolé.....	138
ANNEXE 3	Données de sûreté du réseau BT isolé.....	141
ANNEXE 4	Données de sûreté du réseau HTA.....	142
ANNEXE 5	Résultats complets– extension du Tableau III.5.....	143

ANNEXE 6 Résultats complets – extension du Tableau III.7	144
ANNEXE 7 Résultats complets – extension du Tableau III.8	145
ANNEXE 8 Fonctionnement d'un réseau électrique de distribution radial actuel.....	146

Introduction générale

Dans notre société moderne, nous utilisons de plus en plus de technologie au quotidien, à un point tel que nous sommes devenus complètement dépendants de l'énergie électrique, autant dans notre vie privée que pour nos activités industrielles. Pour arriver jusqu'aux consommateurs, l'énergie électrique est produite en grande quantité dans les centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques, transportée de façon à être répartie sur l'ensemble du territoire à travers les réseaux à haute tension et enfin distribuée à l'ensemble des clients en moyenne tension puis en basse tension.

L'industrie de l'électricité est présentement soumise à des transformations majeures structurelles et réglementaires. Un des plus importants changements est dû à la dérégulation du marché de l'électricité, avec la directive 96/92/CEE qui impose les règles de l'ouverture du marché de l'énergie électrique à la concurrence. Le processus de dérégulation a conduit l'opérateur historique EDF (Electricité de France) à séparer les activités dites « régularisées » (distribution, transport) des activités concurrentielles (production, commercialisation). De plus, les préoccupations environnementales sont de plus en plus prononcées, comme en témoigne le Protocole de Kyoto [NUN 98] portant sur les émissions de gaz à effet de serre. Ce protocole favorise notamment la recherche et la promotion de source d'énergies renouvelables.

Avec ces deux grands changements du secteur électrique, nous assistons à une émergence et à un développement de nouveaux moyens de production dits « décentralisés » connectés principalement au niveau du réseau de distribution et vendant leur énergie au réseau. Comme le système de distribution n'est pas prévu pour cela à l'origine, son architecture, son fonctionnement et même sa sécurité de fonctionnement se voient fortement remises en question, d'où la nécessité d'analyser la sûreté de fonctionnement de ces nouveaux réseaux sur les trois niveaux de gestion : conception, planification et exploitation. Par exemple, au niveau de la planification du réseau, un des objectifs est de développer le réseau au coût le plus bas possible, tout en maintenant un niveau acceptable de la qualité de l'électricité (continuité de la fourniture et régularité de la tension). Il existe, actuellement, des applications permettant de réaliser des études (évaluation des indices de sûreté de fonctionnement) d'un réseau de distribution « classique » mais celles-ci ne permettent pas de modéliser les modifications dues à la production décentralisée.

Dans ce contexte, le GIE IDEA (groupement d'intérêt économique « Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir ») a lancé en 2001 un projet de recherche à long terme dont le but est de développer un outil logiciel d'évaluation de la sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution du futur.

Une première thèse [MEG 04] a posé les bases de cet outil. Des méthodes et modèles de sûreté de fonctionnement basées sur la simulation Monte Carlo ont été développées et ont permis d'étudier l'impact l'insertion de la génération décentralisées sur les réseaux de distribution. Les travaux de cette présente thèse se placent dans la continuation logique de ce projet de recherche et le but est donc d'apporter de nouvelles fonctions et de nouveaux développements à l'outil logiciel de sûreté de fonctionnement.

Les travaux réalisés dans cette thèse, effectués au sein du GIE IDEA (dont les partenaires sont Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble, Electricité de France et Schneider Electric), ont été structurés en quatre chapitres.

Dans le premier chapitre, dédié aux concepts et notions théoriques, nous allons recenser des considérations essentielles pour la compréhension du fonctionnement des réseaux électriques et de leur sûreté. Nous présentons les nouveaux défis pour la sûreté du système de distribution de même que la problématique générale traitée dans cette thèse.

Le deuxième chapitre concerne l'étude des méthodes d'accélération de calculs dans le contexte où la méthode développée précédemment est basée sur une simulation Monte Carlo qui est reconnue pour son inconvénient majeur : elle nécessite beaucoup temps de calcul pour converger avec une bonne précision. Les méthodes abordées, les développements réalisés de même que les résultats obtenus sont présentés.

En vue des différentes études possibles au niveau de la conception, planification et exploitation des réseaux de distribution, dans le troisième chapitre, nous nous sommes concentré sur la faisabilité d'une méthode d'optimisation basée sur des critères de sûreté. Nous avons choisi une application spécifique dans les études de préparation pour l'exploitation du système : l'optimisation des stratégies de maintenance préventive des équipements du réseau.

Le quatrième et dernier chapitre de cette thèse met l'accent sur quelques réflexions liées aux développements futurs de l'outil de sûreté de fonctionnement de réseaux de distribution. Une structure modulaire de l'outil est proposée pour faciliter son utilisation, ainsi que la possibilité de parallélisation des calculs pour une meilleure efficacité.

Chapitre I

Sûreté de fonctionnement des réseaux électriques

I.1 Notions générales sur les réseaux électriques

I.1.1 Structure générale d'un réseau électrique

La fonction générale d'un réseau électrique est d'acheminer l'énergie électrique des centres de production jusque chez les consommateurs et, l'électricité n'étant pas stockable en grande quantité, d'assurer à tout instant l'équilibre production-consommation.

Le réseau électrique est structuré en plusieurs niveaux comme le montre la Figure I.1, assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions.

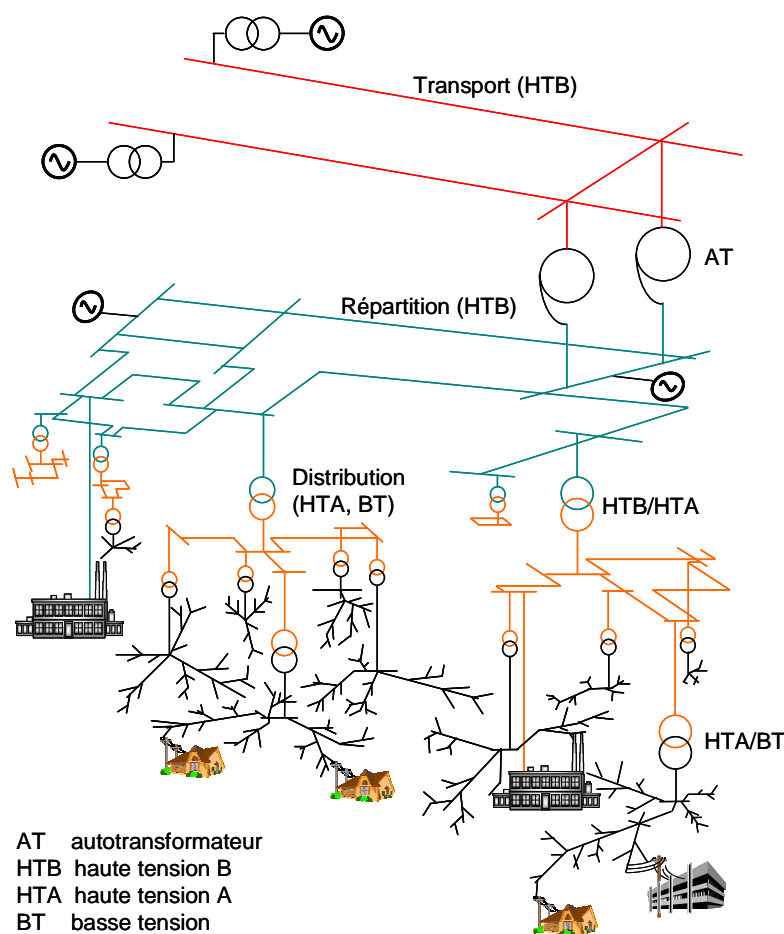


Figure I.1 : structure d'un réseau électrique [TEC 01]

- ✚ Les **réseaux de transport et de répartition** HTB – Haute Tension B (tension supérieure à 50 kV), dont le rôle est de transporter l'énergie électrique des centres de production vers les régions consommatrices. Ces réseaux réalisent la mise en commun de l'ensemble des moyens de production pour le mettre à disposition de tous les consommateurs.
- ✚ Les **réseaux de distribution** sont les réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux de transport ou de répartition. On distingue trois sous-niveaux :
 - ✚ les réseaux HTA – Haute Tension A, avec une tension comprise entre 1 kV et 50 kV ;
 - ✚ les réseaux BTB – Basse Tension B, avec une tension comprise entre 500 V et 1 kV ;
 - ✚ les réseaux BTA – Basse Tension A, avec une tension comprise entre 50 V et 500 V.

I.1.2 Réseau de transport et répartition

Le réseau de transport mutualise les différents centres de production existants (centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques) et il a une architecture bouclée et maillée. Le grand réseau de transport est né de la localisation des sources d'électricité éloignées des centres de consommation (comme l'hydroélectricité). Le transport de grandes quantités d'énergie a rapidement imposé la mise en place d'un réseau haute tension à 400 kV pour limiter les pertes Joules dans les lignes. L'interconnexion des réseaux sur tout le territoire a permis de consommer l'énergie là où l'on ne la produit pas. De plus, la mutualisation des moyens de production donne une souplesse accrue pour assurer l'équilibre production-consommation.

Etant donné que les réseaux de distribution ne sont pas prévus, à l'origine, pour fonctionner sans l'alimentation du réseau de transport, une panne généralisée au niveau d'une zone du réseau de transport entraîne une coupure d'électricité pour tous les consommateurs de cette zone. Le réseau de transport a donc une mission très importante en matière de continuité de fonctionnement, c'est la colonne vertébrale du système électrique. Les conséquences des grands incidents sont très lourdes du point de vue financier et peuvent être dommageables pour la sécurité des personnes (comme l'absence de chauffage en hiver par exemple).

Le fonctionnement du réseau de transport doit :

- ✚ Respecter les normes concernant la qualité de la tension (amplitude et fréquence)
- ✚ Garantir la sécurité du réseau en respectant les contraintes (conduite du réseau performante) et en réagissant de manière efficace aux grandes perturbations (plans de défense et procédures de reconstitution du réseau performants).

L'architecture typique d'un réseau de transport est représentée sur la Figure I.2.

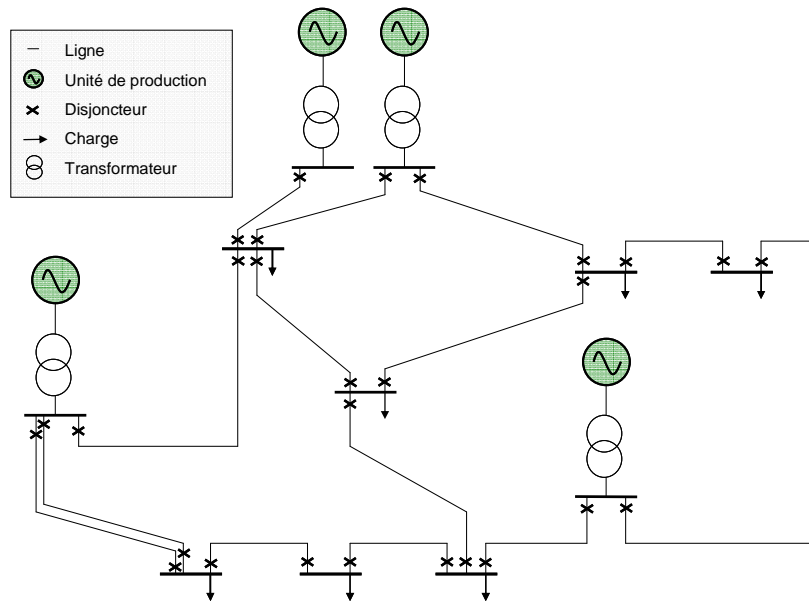


Figure I.2 : architecture d'un réseau de transport [MEG 04]

Parmi les équipements composant les réseaux de transport nous avons :

- ⚡ Les lignes aériennes triphasées ;
- ⚡ Les postes de transformation ;
- ⚡ Les unités de production ;
- ⚡ Les transformateurs déphaseurs permettant d'adapter l'impédance d'une ligne afin d'augmenter plus ou moins sa capacité de transit ;
- ⚡ Les compensateurs d'énergie réactive permettant d'ajuster les transits de puissance réactive et de réaliser un meilleur contrôle de la tension du réseau ;
- ⚡ Le système de protection poste à poste avec des disjoncteurs à chaque extrémité des lignes assurant la sélectivité sur chaque liaison du réseau ;
- ⚡ Les charges constituées par les postes HTB/HTA (sous lesquels se développent les réseaux de distribution).

I.1.3 Réseau de distribution

Les réseaux de distribution ont pour mission d'acheminer l'énergie des postes de transformation HTB/HTA, appelés « postes sources », jusqu'aux consommateurs. La distribution de l'énergie électrique doit satisfaire des critères de sécurité (des biens et des personnes), de qualité et de rentabilité.

La conception de la structure du réseau, de ses équipements ainsi que son exploitation est directement dépendante de ces contraintes. Il faut mentionner aussi que la densité de charge

sur le territoire présente des disparités assez importantes : pour cela, les zones de consommation sont classifiées suivant leur densité (inférieure à 1 MVA/km² pour les zones à faible densité et supérieure à 5 MVA/km² pour les zones à forte densité). L'impact de l'environnement sur les équipements du réseau est important : les réseaux aériens sont soumis à de nombreuses agressions extérieures comme les orages, les températures extrêmes, les vents violents, les arbres, la neige, le givre, etc. D'autre part, les réseaux souterrains sont très coûteux du fait des tranchées. Le choix de l'architecture d'un réseau de distribution fait donc l'objet d'un compromis entre la rentabilité de l'ouvrage, la qualité de service de celui-ci et d'autres critères d'ordres plus subjectifs (politiques et environnementaux).

On distingue les réseaux HTA qui, à partir d'un poste HTB/HTA, alimentent les zones de moyenne consommation d'une puissance supérieure à 250 kVA (ce sont soit des charges HTA de type industriel, soit des postes HTA/BT publics) et les réseaux BT qui, au départ d'un poste HTA/BT alimentent les clients BT.

En France, la structure typique d'un départ HTA est de type radial exploité en boucle ouverte. La structure radiale impose que chaque charge n'est alimentée que par un seul chemin (contrairement au réseau HTB maillé). Cette architecture est représentée sur la Figure I.3, où nous pouvons distinguer :

- ✚ Le disjoncteur de tête du départ à réenclenchement automatique : son rôle est de déclencher sur les défauts du départ
- ✚ Les lignes triphasées : l'artère principale et les artères secondaires.
- ✚ Les interrupteurs : lors d'une défaillance sur un composant du réseau, ils permettent d'isoler la partie comportant le composant en défaut pour effectuer la maintenance. Plusieurs types d'interrupteurs peuvent être employés comme les Interrupteurs Aériens à Commande Manuelle (IACM) ou les Interrupteurs Aériens Télécommandés (IAT).
- ✚ Les Disjoncteurs Réenclencheurs de Réseau (DRR) : placés sur des lignes du départ, ils permettent, lors d'un défaut en aval, d'isoler la partie aval sans que la partie amont subisse de coupure. Ils sont surtout employés sur les départs HTA urbains pour améliorer la continuité de l'énergie distribuée.
- ✚ Les secours : composés d'un interrupteur normalement ouvert et d'une ligne raccordée à un autre départ HTA (du même poste HTB/HTA ou d'un autre), ils servent à réalimenter des zones du départ non alimentées lors d'opérations de maintenances.
- ✚ Les Indicateurs de Passage de Défaut (IPD) ou détecteurs de défaut : placés au niveau des organes de coupure, ils indiquent, lors d'un défaut, le passage ou non d'un courant de court-circuit. Leur rôle est d'aider à la localisation du défaut sur le réseau.

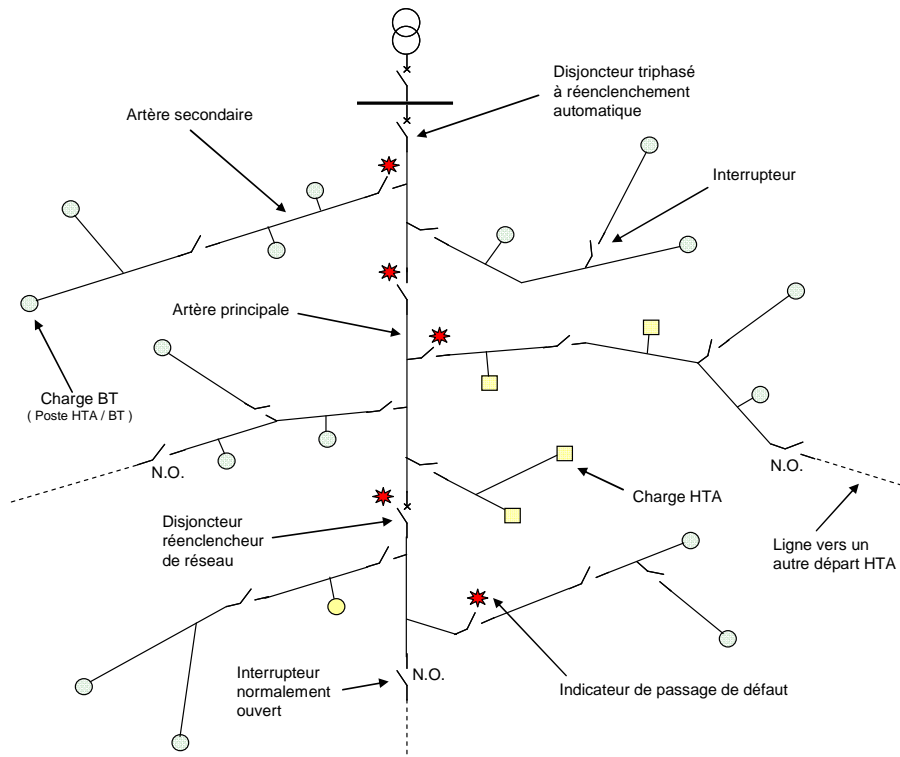


Figure I.3 : schéma unifilaire de la structure d'un départ HTA [MEG 04]

Les départs HTA ruraux se caractérisent par une structure avec beaucoup d'arborescences, du fait de la dispersion des zones de consommation. A l'inverse, les réseaux urbains ont une structure peu arborescente, voir bouclée. La longueur totale d'un départ HTA est comprise en moyenne entre 10 km et 40 km (pour des réseaux ruraux).

La topologie des réseaux BT est radiale. Les réseaux BT sont généralement issus de postes triphasés, mais dans de nombreux pays, notamment d'Amérique du Nord, les réseaux BT sont monophasés. Les techniques utilisées sont celles des réseaux aériens et des réseaux souterrains. Les schémas des réseaux BT sont très différents selon les exploitations et les habitudes des distributeurs. On décrit, ci-après, la structure d'un réseau de type souterrain (avec coupe-circuit à fusibles HTA). Un réseau BT de type souterrain, représentée sur la Figure I.4, utilisé en zone urbaine, comporte en série, depuis le client (C) jusqu'en amont du transformateur HTA/BT, les protections suivantes :

- ✚ le disjoncteur d du client ;
- ✚ les coupe-circuit à fusibles AD d'accompagnement de ce disjoncteur ;
- ✚ les coupe-circuit à fusibles sectionneurs FC des colonnes d'immeubles;
- ✚ les coupe-circuit à fusibles sectionneurs FD des départs BT ;
- ✚ les coupe-circuit à fusibles FHTA du transformateur HTA/BT.

On trouve également, de part et d'autre du transformateur T, des interrupteurs sectionneurs pour la Basse Tension (IBT) et la Haute Tension A (IHTA).

Contrairement au réseau HTA, il n'y a pas de secours susceptibles de reprendre des zones du réseau lors d'une panne d'un ouvrage. La longueur totale moyenne d'un départ BT est de l'ordre de 1 km.

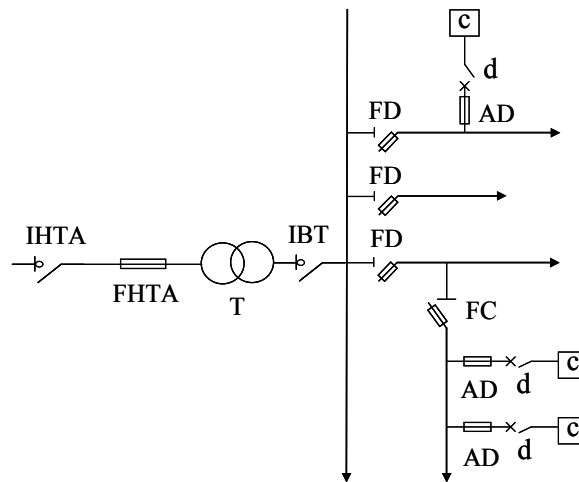


Figure I.4 : schéma d'un réseau BT de type souterrain [TEC 02]

I.1.4 Comportement des réseaux électriques

A chaque instant, le système électrique est soumis à divers aléas internes du système comme les variations de la charge, les variations de la capacité de certains moyens de production ou les pannes de composants et aussi aux agressions externes. Ainsi sont créés des perturbations qui peuvent dégrader l'état du réseau et mener éventuellement à une interruption d'alimentation de certaines charges du réseau. Pour assurer la continuité de la fourniture d'énergie, qui représente l'objectif principal du système électrique, il existe plusieurs étages de contrôle pour pouvoir faire face aux aléas décrits précédemment :

- ✚ Un contrôle local, assuré par les automatismes du système comme :
 - ✚ Les organes de coupure, qui ont le rôle de mettre hors tension les ouvrages susceptibles d'être endommagés lors d'un incident sur le réseau (protections des équipements) ou de déconnecter certaines charges dans différentes situations (délestage automatique par exemple).
 - ✚ Les réglages automatiques qui assurent l'ajustement de certaines grandeurs telles que la tension et la fréquence.
- ✚ Un contrôle global, chargé d'appliquer les mesures nécessaires pour respecter les contraintes du système lors de perturbations importantes et d'assurer la continuité d'alimentation des charges. Cette gestion centralisée est effectuée par des opérateurs

qui disposent d'un système performant d'information et de communication appelé SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) et d'un système d'analyse et d'aide à la conduite appelé EMS (*Energy Management System*) [TEC 04]. Ceux-ci permettent d'une part de connaître l'état du réseau en temps réel et d'autre part d'agir sur différents éléments : changements de consignes des générateurs, démarrage d'unités supplémentaires, manœuvres d'organes de coupure, réduction ou délestage volontaire de charges, etc. Les moyens de conduite et les manœuvres à effectuer sont différents en fonction du réseau à gérer : transport, répartition ou distribution.

Plus de détails sur les diverses architectures, le fonctionnement et le contrôle du système électrique peuvent être trouvés dans des ouvrages comme [ERE 00], [KUN 94].

I.2 Nouvelles considérations et défis pour la sûreté du système de distribution

Les structures, de même que le fonctionnement des réseaux de distribution présentés dans le paragraphe précédent sont typiques aux réseaux classiques d'aujourd'hui. Si nous prenons en compte le développement rapide des nouvelles technologies et le processus de la dérégulation du marché d'électricité, nous allons constater non seulement une évolution par rapport aux architectures des réseaux de distributions mais aussi une modification et adaptation par rapport aux approches pour les études de sûreté de fonctionnement. Nous verrons dans ce paragraphe les nouvelles considérations et les défis pour la sûreté des réseaux de distribution du futur.

I.2.1 Principales problématiques de la distribution

Le gestionnaire du réseau de distribution doit fournir le service de transit de l'électricité sur les réseaux de distribution au meilleur niveau de qualité et au meilleur coût dans des conditions de sécurité optimales. Environ 80% à 90% de l'indisponibilité de clients a comme origine le système de distribution car celui-ci comprend beaucoup plus d'équipements (environ 1 100 000 km de lignes en France contre 100 000 km pour le transport et la répartition). En outre, les réseaux de distribution représentent une partie importante du coût total des infrastructures nécessaires à la desserte d'un client. Enfin, les préoccupations liées aux développements futurs des réseaux de distribution constituent aujourd'hui un enjeu croissant : la dérégulation du marché d'électricité, la volonté internationale de réduire les émissions de gaz à effet de serre, le développement des nouvelles technologies, la génération dispersée, l'intégration dans l'environnement.

I.2.2 Dérégulation - changements dans les réseaux de distribution

Le processus de dérégulation a conduit l'opérateur historique EDF (Electricité de France) à séparer les activités dites « régulées » (distribution, transport) des activités concurrentielles (production, commercialisation). Plus de détails peuvent être trouvés dans [TEC 05].

Au niveau de la distribution, deux entités différentes peuvent être identifiées, chacune avec sa fonctionnalité :

- ✚ le gestionnaire du réseau - Cette entité couvre tous les aspects techniques nécessaires pour assurer la qualité de la tension et la continuité de l'alimentation, autant que les nouvelles connexions. Les coûts associés aux activités de réseau sont concentrés sur les investissements dans des installations, l'exploitation et la maintenance.
- ✚ le fournisseur de l'énergie - Cette deuxième entité doit rendre des comptes à la Commission de Régulation de l'Énergie, qui établit des règles pour un accès ouvert au réseau. Les prix de vente et les services délivrés sont contrôlés.

Les changements induits dans les réseaux de distribution par la dérégulation du marché d'électricité peuvent être résumés comme suit :

- ✚ l'utilisation des installations existantes en évitant les investissements excessifs. Dans le même temps, une attention particulière est attribuée pour la minimisation des coûts d'exploitation et de maintenance ;
- ✚ l'inclusion des incertitudes dans les méthodes de calcul est spécialement importante dans un environnement dérégulé. Ainsi, les méthodes probabilistes trouvent plus d'applications ;
- ✚ l'appréciation différente de la valeur de la fiabilité par chaque client. Certains sont prêts à payer des tarifs supplémentaires pour un niveau de fiabilité plus élevé.

Si jusqu'à présent la fiabilité n'était qu'une mesure de la performance du système, aujourd'hui elle est désormais un facteur explicite très important dans les processus de conception, de planification et d'exploitation des réseaux.

I.2.3 Génération d'Énergie Dispersée (GED) - changements dans les réseaux de distribution

Comme nous avons vu dans la structure générale d'un réseau électrique, l'acheminement de l'énergie électrique est conçu de façon hiérarchique : l'énergie est produite par de grosses centrales d'électricité, le réseau de transport et de répartition regroupe les différentes unités de production et transporte l'énergie sur l'ensemble des régions du territoire par des lignes HTB, puis les réseaux de distribution HTA et BT acheminent l'énergie jusqu'aux consommateurs à partir des postes HTB/HTA via un système de distribution arborescent. Ainsi, la production d'énergie se fait en grosse quantité et la connexion des unités s'effectue sur le réseau HTB.

Avec l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, nous assistons, depuis déjà plusieurs années, à une émergence et à un développement de nouveaux moyens de production dits « décentralisés » connectés principalement au niveau du réseau de distribution et vendant leur énergie au réseau. Ces « petites » productions d'énergie sont appelées Génération d'Énergie Dispersée (GED). Tout d'abord destiné aux réseaux de distribution moyenne tension, le raccordement d'unités de productions décentralisées s'est développé à travers des unités de type moteur Diesel pourvues d'un alternateur et reliées au réseau à travers un transformateur. L'avancée technologique en matière de viabilité et de rentabilité des moyens de production d'énergie non conventionnels (comme les éoliennes, les micro-turbines, les piles à combustibles ou les panneaux solaires) a permis l'expansion de l'implantation de systèmes de production électrique décentralisés. Les motivations de cette expansion sont les suivantes :

- ✚ La production d'énergie plus près des consommateurs permet de réduire des pertes dans les lignes.
- ✚ En matière de planification, face à une augmentation de la charge, l'insertion de GED sur le réseau de distribution permet d'éviter la construction de nouvelles lignes HTB et ce, avec un temps d'étude et d'installation plus courts. Ou encore pour l'alimentation de sites isolés où il peut être plus rentable d'alimenter un réseau de distribution local avec des GED plutôt que de relier le site à un poste HTB/HTA lointain [THI 04].
- ✚ La présence de GED en distribution offre des moyens de réglages supplémentaires comme l'optimisation du plan de tension, la compensation d'énergie réactive et des harmoniques au moyen d'interfaces d'électroniques de puissance. Ceci implique une coordination entre les producteurs et le gestionnaire de réseau.
- ✚ D'autre part la continuité de service peut être améliorée dans la mesure où la GED peut alimenter des charges qui ne tolèrent pas d'interruptions lorsque le réseau est en panne.

Actuellement, l'intérêt technique et scientifique se porte sur les moyens de production comme les générateurs Diesel reconvertis ou non au gaz, les turbines à gaz, les micro-turbines, les piles à combustible, les éoliennes, les panneaux photovoltaïques. Ces moyens de production peuvent être équipés de dispositifs de récupération de la chaleur (afin d'accroître la rentabilité de l'ouvrage) et de moyens de stockage. Les unités dites non conventionnelles, qui ne sont pas équipées de machines tournantes « traditionnelles », sont connectées au réseau par une interface d'électronique de puissance.

Les réseaux de distribution n'ont pas été conçus à l'origine pour accueillir des unités de production. Par conséquent, l'insertion de la GED peut créer certains problèmes puisqu'elle peut induire une modification du plan de tension, des perturbations harmoniques, des interactions avec des autres producteurs, le dysfonctionnement du plan de protection, l'instabilité du réseau, etc.

I.3 Problématique traitée

Après ces quelques considérations générales sur les réseaux de distribution et les nouveaux changements qu'ils subissent aujourd'hui, nous allons voir qu'elle est la problématique que nous traitons dans ce projet et les notions qui lui sont associées.

I.3.1 Adéquation et sécurité

L'évaluation de la sûreté des réseaux électriques peut être divisée en deux aspects : l'adéquation du système et la sécurité du système.

L'adéquation est reliée à l'existence de suffisamment d'installations pour satisfaire la demande de consommation et/ou les contraintes de fonctionnement du système. Celle-ci inclut les installations nécessaires pour générer l'électricité et les lignes de transport et de distribution requises pour l'acheminement de l'énergie jusqu'aux consommateurs. L'adéquation est donc associée à des conditions statiques qui n'incluent pas les états dynamiques et les perturbations transitoires.

La sécurité est liée à la capacité du système de répondre aux perturbations. Celles-ci comprennent les conditions associées aux perturbations locales ou généralisées, les pertes brusques et importantes d'installations de production ou de transport et distribution qui conduisent à des instabilités de tension, transitoires, etc.

Il faut spécifier que la plupart des techniques probabilistes existantes pour l'évaluation de la sûreté sont dans le domaine de l'adéquation. Cette limitation est due à la complexité de la modélisation du système dans le domaine de la sécurité. Ainsi, les indices issus de cette modélisation et évaluation sont des indices d'adéquation et non des indices globaux de sûreté. Nos études concernent *les méthodes d'adéquation* et les indices calculés sont des indices d'adéquation même si nous les appelons méthodes et indices de sûreté en général. L'aspect dynamique de la simulation n'est pas étudié ici pour cause de temps de calcul déjà très important en statique.

I.3.2 Qualité du produit électricité

La qualité de l'électricité s'identifie à la qualité de la tension, plus précisément par l'absence de déviation d'une source de tension parfaitement sinusoïdale (fréquence et amplitude constante) [BRO 02]. En tenant compte de cette définition, les interruptions d'électricité sont un problème de qualité de tension, du fait qu'elles représentent une réduction de son amplitude à zéro.

La qualité du produit électricité, au point du raccordement du client, est caractérisée par deux composantes essentielles :

- ✚ la **continuité de la fourniture** : toutes les imperfections entraînant une disparition totale de la tension (interruptions d'électricité ou coupures). En fonction de la durée de ces interruptions, nous pouvons distinguer :
 - ✚ des microcoupures ($t < 1$ s), occasionnées par exemple par un réenclenchement rapide d'un disjoncteur sur un défaut fugitif ;
 - ✚ des coupures brèves ($1 \text{ s} < t < 1 \text{ min}$), en général dues à des fonctionnements de protections telles que les réenclenchements lents sur défauts semi-permanents, ou d'automatismes de reprise de service ;
 - ✚ des coupures longues ($t > 1 \text{ min}$), qui peuvent durer jusqu'à quelques heures, voire plus en cas d'incidents généralisés ; elles peuvent être dues à des incidents ou bien à des travaux programmés. Dans ce dernier cas, la clientèle est en principe préalablement informée et peut s'organiser en conséquence.
- ✚ la **régularité de la tension** s'apprécie par : les variations de son amplitude et de sa fréquence, les distorsions de l'onde. Les problèmes associés peuvent être divisés en plusieurs catégories : surtensions, sous-tension, flicker, bruit, transitoire, distorsion harmonique, variations de fréquence. Chacune des catégories représente un sujet complexe d'une grande actualité aujourd'hui. Des informations supplémentaires peuvent être consultées dans [BRO 02] avec des références détaillées pour chaque concept.

L'objet de nos études est représenté par la première composante de la qualité de l'énergie électrique, *la continuité de la fourniture* au point du raccordement du consommateur.

I.3.3 Coûts de la sûreté

Un aspect très important dans les études de sûreté est le fait que le niveau de la sûreté d'un système est interdépendant avec l'économie [BIL 94]. Des investissements importants sont nécessaires pour arriver à une bonne sûreté ou même pour la maintenir à un niveau acceptable. Pour réaliser une bonne estimation de la partie économique et de la sûreté, il est nécessaire de comparer le coût de la sûreté (le coût d'investissement pour arriver à un certain niveau de sûreté) avec la valeur de la sûreté (le bénéfice). Le concept de base est relativement simple et peut être illustré en utilisant les courbes de coûts de la Figure I.5.

La Figure I.5 nous montre que les coûts d'investissement augmentent généralement à mesure que les consommateurs disposent d'une fourniture d'énergie plus fiable. D'autre part, le coût des consommateurs associé aux interruptions d'énergie diminue à mesure que la sûreté du système augmente. Le coût total est la somme de ces deux coûts individuels. Ce coût total montre un point minimal pour lequel le niveau « optimal » de fiabilité est atteint. Tout cela pour dire que dans la suite de ce projet, nous serons amené à réaliser une étude économique qui implique le développement de divers modèles de coût.

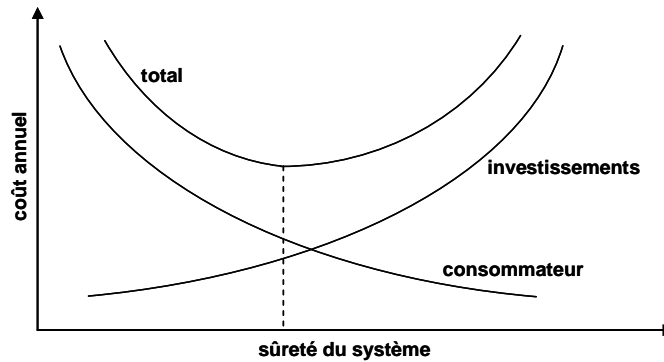


Figure I.5 : coût du consommateur, d'investissement et total en fonction de la fiabilité du système

I.3.4 Niveaux hiérarchiques

Comme nous l'avons vu dans le § I.1.1, les réseaux électriques sont structurés sur trois niveaux en fonction de la tension. Une autre décomposition sur des zones fonctionnelles, qui sert pour les études de sûreté, peut être réalisée : les installations de production, les installations de transport et les installations de distribution [ALL 93], [BIL1 96].

Les études de sûreté peuvent être réalisées pour chacune de ces zones. Les trois zones définies précédemment peuvent être combinées pour donner les niveaux hiérarchiques utilisés dans les études de sûreté (Figure I.6).

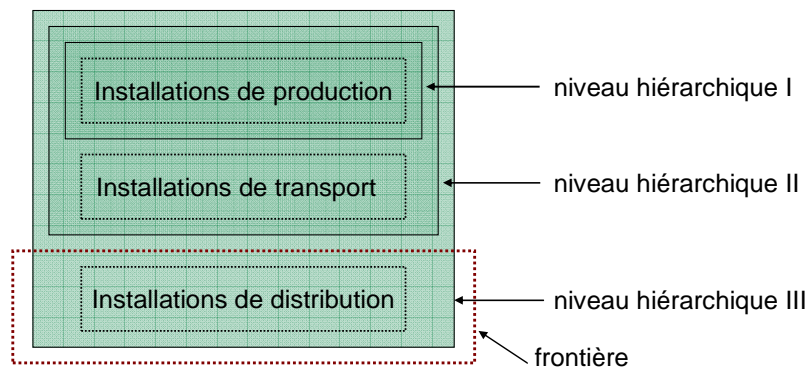


Figure I.6 : niveaux hiérarchiques des études de sûreté

Le niveau hiérarchique I est concerné par les installations de production et leur capacité à satisfaire la demande d'énergie. Dans les études réalisées à ce niveau, l'intérêt est d'estimer la capacité de production requise pour satisfaire la demande d'énergie et avoir une capacité suffisante pour réaliser les maintenances correctives et préventives sur les unités de production. La technique de base, utilisée dans le passé, pour déterminer la capacité

nécessaire est la méthode du pourcentage fixe de réserve mentionnée dans le paragraphe suivant.

Le niveau hiérarchique II comprend à la fois les installations de production et de transport. Les études de sûreté à ce niveau peuvent être utilisées pour l'évaluation des indices d'un système existant ou voir les impacts des différentes alternatives de renforcement au niveau de la production, mais aussi au niveau du transport. Plusieurs complications existent dans ce type d'études. Elles sont liées aux calculs de transits de puissance (*power flow*), aux analyses de contingences, à l'élimination des surcharges, à la répartition de la production, au délestage de charges, etc. De plus, la sélection des états du système, la considération d'événements indépendants, dépendants, de cause commune, des effets climatiques, etc., introduisent plus de complexité dans les modèles.

Le niveau hiérarchique III inclut toutes les zones pour estimer les indices de sûreté des clients du système. L'évaluation implique le calcul des indices de sûreté au point de raccordement des clients du système. Il existe deux types de systèmes de distribution : ceux en configuration radiale (les plus fréquents) et ceux en configuration maillée. Les techniques d'évaluation pour les systèmes maillés sont les mêmes que pour le niveau hiérarchique II. Les techniques pour les systèmes radiaux sont basées sur l'analyse de modes de défaillances incluant des considérations réalistes de défaillance et du processus de reconstruction du système.

Cette division des niveaux d'étude fait que le niveau III est une étude du système en entier, qui est presque impossible étant donné la dimension du problème. De ce fait, une frontière a été établie pour étudier le réseau de distribution seul (Figure I.6). Le compromis est justifié par le fait que le réseau de distribution est généralement connecté au système de transport par un seul point d'alimentation (poste source HTB/HTA dont les indices sont déjà calculés dans le niveau hiérarchique II). La deuxième justification est, comme nous l'avons dit précédemment, que ce sont les réseaux de distribution qui sont à l'origine d'une part essentielle de la qualité effectivement reçue par le consommateur. En conséquence, les études réalisées dans cette thèse, qui implique la sûreté des réseaux de distributions, sont consacrées seulement aux installations de distribution.

I.3.5 Critères et techniques probabilistes

Pour réduire la probabilité, la fréquence et la durée des interruptions d'électricité et afin de diminuer leurs effets, il est nécessaire de faire plus d'investissements dans les réseaux électriques, notamment pour les renforcer. Mais il existe toujours des contraintes économiques à respecter. Des critères et des techniques ont alors été développés depuis de

nombreuses années dans une tentative de résoudre ce problème créé par le compromis entre les contraintes économiques et la sûreté. Les critères utilisés en premier dans les applications pratiques étaient tous déterministes. Parmi eux, nous avons :

- ✚ La planification de la capacité de production: la capacité installée est égale à la demande maximale attendue plus un pourcentage fixe (réserve) de la demande maximale attendue.
- ✚ La capacité de fonctionnement : la réserve tournante est égale à la demande attendue plus une réserve égale à la plus grande unité de génération.
- ✚ La planification de la capacité du système : le critère n-1 ou n-2, c'est à dire que le système doit continuer à fonctionner dans les limites imposées lorsqu'il perd un, respectivement deux, équipements majeurs (générateur, ligne ou poste de transformation).

Le plus grand inconvénient de ces méthodes est qu'elles ne peuvent pas prendre en compte la nature stochastique ou probabiliste du comportement du système, de la demande, ou des défaillances des composants.

Même si beaucoup des critères encore utilisés aujourd'hui sont déterministes, la nécessité des techniques probabilistes a été reconnue depuis 1930 [BIL1 96]. Un grand nombre de techniques probabilistes ont été développées, incluant des techniques pour l'évaluation de la sûreté, l'analyse probabiliste de la défaillance (*probabilistic fault analysis*), la répartition de charges probabiliste (*probabilistic load flow*), l'analyse probabiliste de la stabilité transitoire (*probabilistic transient stability*), la conception probabiliste des lignes de transport (*probabilistic transmission line design*) [BIL 94].

Les aspects typiquement probabilistes dans un réseau électrique sont :

- ✚ Les taux de défaillance des systèmes de génération, qui dépendent du type et de la taille de l'unité et donc un pourcentage fixe de réserve ne peut pas éliminer un risque adéquat.
- ✚ Les taux de défaillance des lignes, qui sont fonction de leur longueur, architecture, emplacement et environnement et donc un risque associé aux interruptions ne peut pas être éliminé par la construction d'un nombre minimal de lignes.

Le point le plus important dans une analyse probabiliste est qu'il est absolument nécessaire d'avoir une compréhension complète du système. La théorie de la probabilité est juste un outil qui permet à l'analyste de transformer la connaissance du système en prévision de son futur comportement probable. Quelques difficultés majeures dans une modélisation probabiliste peuvent être spécifiées :

- ✚ Le manque de données d'entrée : les bases de données statistiques sur les défaillances des équipements sont basées sur des enregistrements sur plusieurs années en arrière et elles sont souvent incomplètes ou contiennent des erreurs.
- ✚ La modélisation des phénomènes probabilistes : les modèles probabilistes des défaillances des équipements sont souvent assez complexes.
- ✚ La modélisation de la réponse du système : l'évaluation probabiliste est réalisée avec des modèles qui doivent être capables de simuler le comportement du système sous un nombre très important de conditions de fonctionnement ; le développement, la validation et l'application de tous ces outils de calculs nécessitent des implications intellectuelles et logicielles substantielles.

Même avec tous ces inconvénients, l'analyse probabiliste devient un élément intégré dans presque tous les processus de décision qui concernent les systèmes électriques. De plus, les inconvénients ci-dessus mentionnés sont moins présents aujourd'hui, car nous commençons à bénéficier de données accumulées pendant plusieurs années et de techniques probabilistes assez développées, de même que de solutions pour réduire les limitations dans les ressources de calcul. Dans ce contexte, les techniques probabilistes ont été envisagées pour la modélisation et l'évaluation de la sûreté des réseaux de distribution.

I.4 Concepts de base de la sûreté des réseaux électriques

Dans les paragraphes antérieurs, des concepts importants liés aux études de sûreté de fonctionnement des réseaux électriques ont été introduits. Pour pouvoir passer ensuite aux objectifs de ce projet, des notions élémentaires restent encore à définir et nous allons les détailler dans ce qui suit.

I.4.1 Définition de la sûreté de fonctionnement

Au sens large, la sûreté de fonctionnement est définie comme étant la *science des défaillances* incluant leur connaissance, leur évaluation, leur prévision, leur mesure et leur maîtrise [TEC 06], [VIL 88]. Au sens strict, la sûreté de fonctionnement est vue comme la notion qui mesure la qualité du service délivrée par un système. Dans le cas d'un système électrique, elle représente la qualité du produit électricité.

I.4.2 Grandeurs de la sûreté

✚ Fiabilité

Probabilité pour qu'une entité accomplisse une fonction requise, dans des conditions données, pendant un intervalle de temps donné $[t_1, t_2]$. Généralement $t_1=0$. On note $R(t)$ la fiabilité.

Disponibilité

Probabilité pour qu'une entité soit en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données à un instant donné « t », en supposant que la fourniture des moyens extérieurs nécessaires est assurée. Elle est notée $D(t)$.

L'indisponibilité est la probabilité que l'entité ne fonctionne pas à l'instant « t », il résulte alors : $ID(t) = 1 - D(t)$.

Maintenabilité

Probabilité pour qu'une opération donnée de maintenance active puisse être effectuée pendant un intervalle de temps donné $[t_1, t_2]$. On définit avec les mêmes hypothèses que pour $R(t)$ la maintenabilité $M(t)$.

Sécurité

Probabilité d'éviter un événement dont les conséquences sont dangereuses. Cette définition est à distinguer de celle communément utilisée dans les études des réseaux électriques : capacité à survivre à des perturbations liées à des pertes d'ouvrage, sans interruption du service au consommateur.

Défaillance

Cessation de l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise. Après défaillance, l'entité se retrouve en état de panne. Une défaillance est un passage d'un état à un autre, par opposition à une panne, qui est un état.

Panne

Etat d'une entité inapte à accomplir une fonction requise, non comprise l'inaptitude due à la maintenance préventive ou à d'autres actions programmées, ou due à un manque de moyens extérieurs.

Maintenance corrective

Maintenance effectuée après une détection de panne et destinée à mettre une entité dans un état lui permettant d'accomplir une fonction requise.

✚ Maintenance préventive

Maintenance effectuée à intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits et destinée à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation du fonctionnement d'une entité.

✚ Taux de défaillance

Probabilité pour qu'une entité perde sa capacité à accomplir une fonction pendant l'intervalle $[t, t+dt]$, sachant qu'elle a fonctionné entre $[0, t]$; on le note « Λ ».

✚ Taux de réparation

Probabilité pour qu'une entité soit réparée ou remplacée pendant l'intervalle $[t, t+dt]$, sachant qu'elle a été en panne entre $[0, t]$; on le note « Ψ ».

✚ Taux de défaillance à la sollicitation

Probabilité pour qu'une entité refuse de changer d'état lorsque cela lui est demandé sous forme d'une sollicitation. On le note « γ ».

La fiabilité, la disponibilité, la maintenance et la sécurité sont les principales composantes qui définissent la notion de sûreté. Elles sont des grandeurs chiffrables qui dépendent les unes des autres et doivent être prises en compte pour toute étude de sûreté. Dans le même temps, certaines des grandeurs peuvent être contradictoires. Par exemple, pour l'amélioration de la disponibilité d'un composant, on néglige parfois la maintenance préventive et la sécurité diminue en conséquence. Les études de sûreté permettent de chiffrer le compromis optimal entre les diverses grandeurs. Pour caractériser la sûreté, en plus des probabilités définies avant, on utilise aussi des grandeurs temporelles moyennes (Figure I.7) :

✚ **MTTF ou MTFF** (*Mean Time To First Failure*) : temps moyen de bon fonctionnement avant la première défaillance.

✚ **MTTR** (*Mean Time To Repair*) : temps moyen de réparation.

✚ **MTBF** (*Mean Time Between Failure*) : temps moyen entre deux défaillances consécutives d'un système réparable.

✚ **MUT** (*Mean Up Time*) : temps moyen de bon fonctionnement après réparation.

✚ **MDT** (*Mean Down Time*) : temps moyen de défaillance (temps de détection de la panne, durée d'intervention, temps de réparation et temps de remise en service).

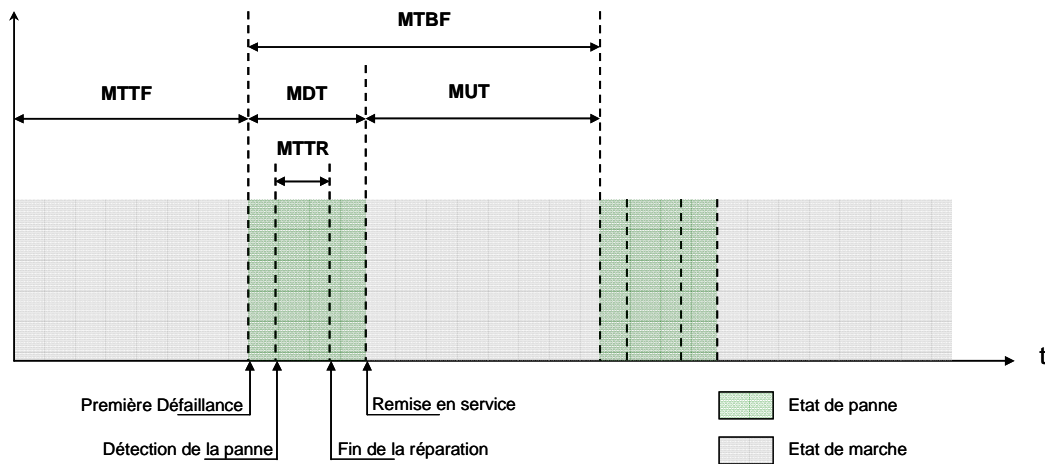


Figure I.7 : diagramme des temps moyens

I.4.3 Fonctions de distribution

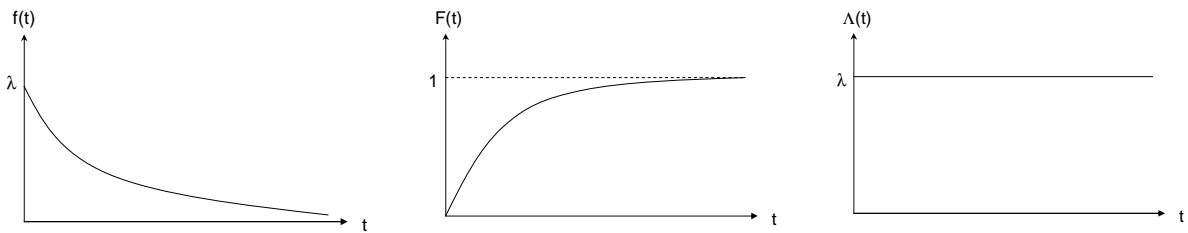
La notion de fonction de distribution est liée aux processus aléatoires. La connaissance sur un processus aléatoire est mesurée par la définition et l'énumération des événements associés, mais aussi par une mesure plus importante qui est la probabilité d'occurrence des événements. Dans un langage mathématique, des notions plus avancées que les notions d'événement et de probabilité ont été définies. Ce sont les variables aléatoires et les fonctions de distribution.

La fonction de distribution (ou la fonction de densité de probabilité) donne la probabilité d'occurrence de la variable aléatoire pour chaque essai. La fonction de distribution a une importance essentielle du fait qu'elle permet d'exprimer sous une forme analytique et condensée toutes les valeurs possibles et leurs probabilités. Si on ordonne, puis on accumule séquentiellement les valeurs des variables aléatoires et leur probabilité d'occurrence (en ordre ascendant ou descendant), on obtient la fonction cumulative de distribution (ou la fonction cumulative de densité de probabilité).

Nous présentons dans les paragraphes suivants, pour les distributions Exponentielle et Weibull, utilisées dans notre application, l'expression de la densité de probabilité $f(t)$, de la fonction cumulative de distribution $F(t)$, du taux de défaillance $\Lambda(t)$ et du temps moyen de fonctionnement MTTF. L'Annexe 1 contient d'autres exemples de lois de distributions.

I.4.3.1 Distribution Exponentielle (à un paramètre λ)

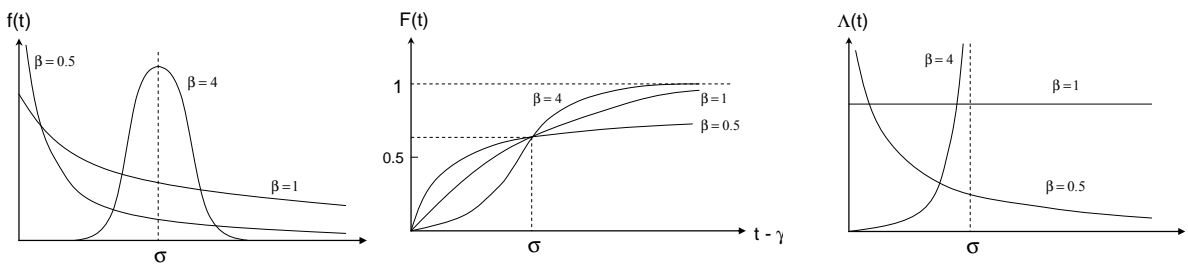
Densité de probabilité	Fonction cumulative de distribution	Taux de défaillance	Temps moyen de fonctionnement
$f(t) = F'(T) = \lambda e^{-\lambda t}$	$F(T) = 1 - e^{-\lambda t}$	$\Lambda(t) = \lambda$	$MTTF = \frac{1}{\lambda}$



Notons que pour la loi de probabilité exponentielle, le taux de défaillance est égal à λ et la moyenne de la loi, c'est-à-dire le temps moyen de fonctionnement, est égal à $1/\lambda$. Le paramètre λ de la loi se confond avec le taux de défaillance Λ . On emploiera souvent le terme λ pour qualifier le taux de défaillance Λ (et respectivement μ pour le taux de réparation Ψ). Les simplifications induites par cette loi font qu'elle est très souvent employée pour les calculs de sûreté de fonctionnement.

I.4.3.2 Distribution de Weibull (à trois paramètres β , γ et σ)

Densité de probabilité	Fonction cumulative de distribution	Taux de défaillance	Temps moyen de fonctionnement
$f(t) = \frac{\beta(t-\gamma)^{\beta-1}}{\sigma^\beta} \cdot e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\sigma}\right)^\beta}$	$F(T) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\sigma}\right)^\beta}$	$\Lambda(t) = \frac{\beta(t-\gamma)^{\beta-1}}{\sigma^\beta}$	$MTTF = \gamma + \sigma \cdot \Gamma\left(\frac{1+\beta}{\beta}\right)$



Les trois paramètres impliqués sont : γ = paramètre de location ($\gamma \in (-\infty, \infty)$), β = paramètre de forme ($\beta > 0$) et σ = paramètre de d'échelle ($\sigma > 0$). Il ne faut pas confondre le paramètre γ de cette distribution avec le taux de défaillance à la sollicitation défini dans le § I.4.2.

Γ représente la fonction gamma. Elle est une extension de la fonction factorielle à l'ensemble des nombres complexes (excepté certains points) et des nombres non entiers.

Il faut indiquer que pour $\beta = 1$, $\sigma = 1$, $\gamma = 0$ la distribution de Weibull devient une distribution Exponentielle, pour $\beta = 2$ devient une distribution Rayleigh (Annexe 1) et pour $\beta > 2$ une distribution Normale (Annexe 1).

I.4.4 Méthodologie d'une étude de sûreté. Evaluation de critères de sûreté

Une étude complète de sûreté de fonctionnement comporte en réalité deux phases : une analyse qualitative, suivie par une analyse quantitative [LOG 99]. La première phase, ou la phase d'identification du système, est constituée d'une analyse du besoin client, une analyse fonctionnelle du système et une analyse des défaillances pour chaque composant du système. La deuxième phase, ou la phase de quantification, est composée d'une phase de recherche de données nécessaires pour l'étude et d'une phase de modélisation du système et de son comportement, finissant avec une évaluation effective des critères de sûreté. La chronologie d'une étude de sûreté est présentée dans la Figure I.8.

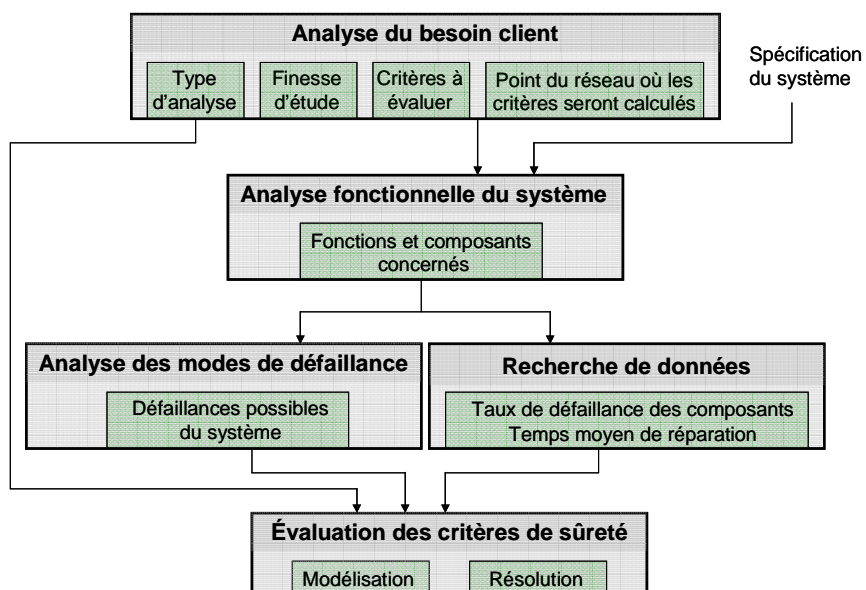


Figure I.8 : chronologie d'une étude de sûreté

L'ouvrage [VIL 88] réalise une description rigoureuse sur l'analyse qualitative des études de sûreté de fonctionnement.

La partie qui fait l'objet de nos études est l'évaluation des critères de sûreté. Pour évaluer les critères de sûreté d'un système, une partie préliminaire de modélisation du système et de son comportement est nécessaire. Une fois le modèle réalisé, nous pouvons passer à sa résolution. Le choix des méthodes de modélisation et de résolution dépend fortement de la complexité du problème à étudier, de la précision des résultats qu'on souhaite obtenir mais aussi du type des indices à calculer. Nous verrons dans les paragraphes suivants tous ces aspects.

I.4.4.1 Modélisation des composants

La définition des composants d'un système peut se faire de multiples façons. En effet, un composant peut souvent être lui-même décomposé en sous composants. Si, par exemple, on

considère un système électrique muni d'un disjoncteur, celui-ci peut être considéré soit comme un composant, soit comme plusieurs composants à savoir les capteurs de mesure, la partie électronique qui traite les signaux et la partie mécanique qui ouvre les phases. Il est ainsi nécessaire de fixer la finesse de l'étude afin de déterminer le choix des composants à modéliser.

Les composants du système sont décrits par un ensemble de paramètres issus des essais de fiabilité ou de recueils de données. Ces paramètres associés à l'évaluation des critères de sûreté sont décrits par des lois de distributions (cf. § I.4.3).

Parmi les paramètres les plus importants, on peut mentionner : le taux de défaillance au court-circuit permanent, le taux de défaillance au court-circuit fugitif, le temps moyen de réparation, etc. Une description plus détaillée peut être trouvée dans [BRO 02]. Les modèles les plus simples sont basés sur le taux de défaillance et le temps de réparation.

Pour les composants électriques, le taux de défaillance a généralement l'allure d'une courbe en baignoire comme représentée sur la Figure I.9a.

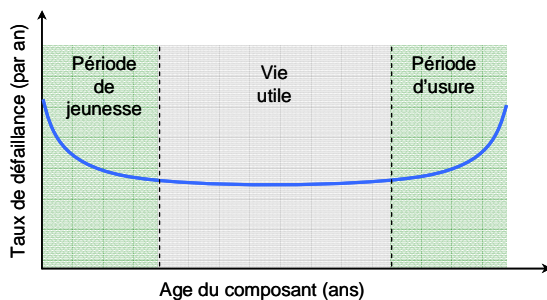


Figure I.9a : courbe en baignoire [BRO 02]

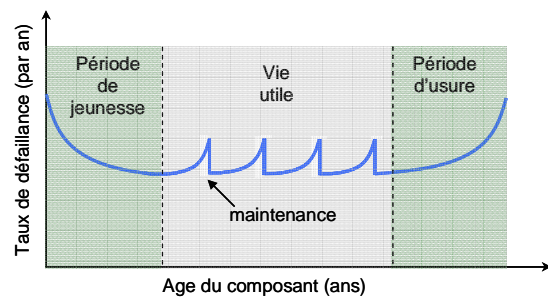


Figure I.9b : courbe en baignoire en dents de scie [RET 04]

Le taux de défaillance est ainsi élevé dans sa période de « jeunesse » et sa période d'usure. Cela peut être interprété comme les défauts d'un équipement qui sont mis en évidence dès sa mise en service (période de jeunesse), ensuite des défaillances aléatoires (vie utile), puis des défaillances du composant augmentant en fin de vie (période d'usure).

Une courbe plus détaillée pour représenter le taux de défaillance d'un équipement est la courbe en baignoire en dents de scie (*sawtooth bathtub curve*), Figure I.9b. Ce modèle est représenté par la croissance du taux de défaillance pour la période de vie utile entre deux maintenances et montre une amélioration après la réalisation de la maintenance. La courbe standard en baignoire est une approximation de la courbe en baignoire en dents de scie. Elle modélise la durée de vie utile comme une moyenne de la durée de vie utile de la courbe en baignoire en dents de scie. Cette approximation est suffisante pour la plupart des modèles, mais une modélisation complète doit être utilisée si des décisions sur la maintenance doivent

être prises. En fonction de la stratégie de maintenance adoptée, l'allure de la courbe peut être complément différente [BRO 02].

Pour chaque composant du système, il faut établir un modèle de fonctionnement suivant la façon dont il est utilisé. Le modèle le plus simple est celui à deux états représenté dans la Figure I.10a. Des modèles plus complexes peuvent être employés si nécessaire (exemples Figure I.10b, c, d [MEG 04]).

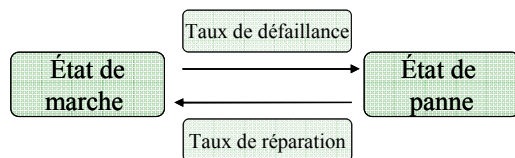


Figure I.10a : modèle à deux états

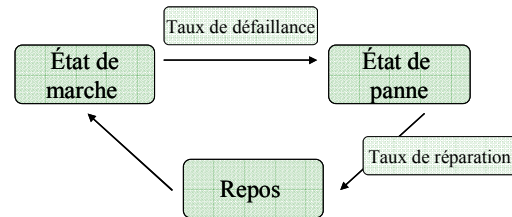


Figure I.10b : modèle avec un état de repos

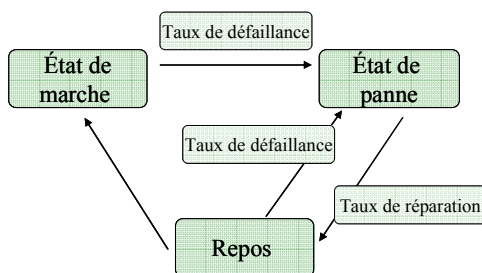


Figure I.10c : modèle avec un état de repos et un taux de défaillance à l'arrêt

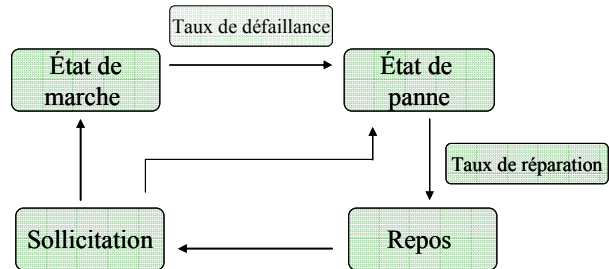


Figure I.10d : modèle avec une défaillance à la mise en service

I.4.4.2 Modélisation du système

Un système est défini comme un ensemble de composants discrets qui interagissent entre eux. Tout système est caractérisé par une ou plusieurs fonctions qu'il doit accomplir. Les éléments définissant un système sont :

- Les fonctions à assurer par le système ;
- L'architecture du système, qui comprend les divers composants mis en jeu et leurs connexions ;
- Le système d'exploitation, qui représente les comportements du système durant son fonctionnement. Cela comprend les diverses actions en réponse aux événements : cela va de la sollicitation d'un dispositif de sécurité (système d'alarme, mesures de sécurité) aux changement de configurations du système (modes de secours) en passant par les maintenances de certains composants.

Une partie considérable dans l'analyse de sûreté est représentée par le modèle qui caractérise le comportement du système. Pour le réseau de distribution, on peut illustrer cela par le calcul

de répartition de charge (*power flow*), qui donne comme résultats notamment les transits de puissance, les tensions et les courants du système en régime permanent. Il permet aux ingénieurs d'assurer que la configuration proposée respecte des critères imposés, comme la surcharge des équipements, les chutes de tension, les pertes du système. Le modèle du « *power flow* » peut être aussi utilisé pour déterminer l'impact des différentes expansions, renforcements et modernisations du système avant qu'ils ne soient réalisés.

De la même manière que le « *power flow* » donne les propriétés électriques en régime permanent du système, le modèle de sûreté prévoit les caractéristiques des interruptions du système. Il représente les dysfonctionnements du réseau. Le modèle est une représentation des combinaisons des événements déterminés par l'analyse des modes de défaillances qui contribuent, par exemple, à la perte de l'alimentation électrique de certains récepteurs et de leur processus de réparation. Le modèle, après sa résolution, est capable de donner des informations comme la fréquence et la durée annuelle des interruptions pour chaque charge du système.

Différentes techniques de modélisation sont disponibles selon l'architecture du système étudié, les événements indésirables concernés, les critères à évaluer et les hypothèses prises en compte dans les modèles. Parmi toutes ces techniques, nous mentionnons : les équivalents analytiques, les arbres de défaillance, les graphes de Markov, les réseaux de Pétri, etc. Comme l'analyse de ces méthodes ne fait pas l'objet de nos études nous n'allons pas entrer dans plus de détails. Une analyse plus précise et quelques exemples sont fournis dans [LOG 99], [CAB 99], [MEG 04].

I.4.4.3 Calcul des critères de sûreté

I.4.4.3.1 Méthodes d'évaluation

Une fois que le système et son comportement ont été modélisés, nous devons procéder à la résolution du modèle. Deux approches sont à notre disposition pour l'évaluation des indices de sûreté : une évaluation directe par une technique analytique ou une simulation stochastique.

Les différences entre les deux approches se trouvent dans la façon dont les indices sont calculés. Les méthodes analytiques représentent le système par un modèle mathématique, qui est souvent simplifié, et les indices sont évalués directement par des solutions mathématiques. De l'autre côté, les techniques de simulation estiment les indices de sûreté en simulant la « vie » du système et son comportement aléatoire de façon chronologique ou non. Par conséquent, la méthode traite le problème comme une série d'expériences conduites dans le temps de simulation. Elle estime les probabilités et les autres indices en comptabilisant le nombre de fois qu'un événement survient. En général, si on considère des conditions de fonctionnement simples du système et/ou que les probabilités de défaillance de composants

sont assez petites, les méthodes analytiques sont plus efficaces. Quand des conditions complexes de fonctionnement doivent être représentées et/ou le nombre d'événements sévères impliqués sont importants, les méthodes de simulation sont souvent préférables. Il y a des avantages et des inconvénients pour les deux approches :

- ✚ Le modèle utilisé dans l'approche analytique est généralement une simplification du système et parfois, il devient totalement irréaliste. A l'inverse, l'approche simulation peut insérer et simuler toutes les caractéristiques et processus du système qui peuvent être reconnus ;
- ✚ Le temps de résolution pour les techniques analytiques est relativement court, tandis que celui pour les techniques de simulation est généralement considérable ;
- ✚ Les modèles analytiques donnent toujours le même résultat pour le même système, le même modèle et les mêmes données d'entrée, tandis que les méthodes de simulation sont dépendantes de la précision imposée ;
- ✚ La simulation peut fournir une large gamme de paramètres de sortie, y compris les fonctions de densité de probabilité, alors que les paramètres de sortie pour les méthodes analytiques sont généralement limités aux valeurs moyennes.

Il résulte des points précédents que chaque méthode a ses propres avantages et inconvénients et aucune approche ne peut être considérée supérieure à l'autre. Le choix doit être basé sur le système et ses caractéristiques, mais aussi sur la profondeur et le détail requis de l'analyse. Les deux méthodes peuvent être utilisées dans des circonstances différentes mais l'utilisation d'un mélange des deux (solution hybride) dans des cas particuliers peut être envisagée.

A ce stade, nous pouvons faire remarquer qu'il existe plusieurs types de simulations stochastiques. Elles sont fréquemment dénommées « simulations Monte Carlo ». La simulation stochastique elle-même peut être utilisée de deux manières différentes, aléatoire ou séquentielle [BIL 94], [RIO 99]. Une description plus détaillée des méthodes de simulation Monte Carlo, et particulièrement de la simulation Monte Carlo séquentielle (autrement appelée « chronologique ») est réalisée dans le § I.6.4.2.

I.4.4.3.2 Indices de sûreté probabilistes

Il existe de nombreux indices qui peuvent être utilisés pour mesurer l'adéquation d'un système électrique. La plupart des indices d'adéquation sont essentiellement des valeurs moyennes, même si la distribution de probabilités peut être calculée dans certains cas.

Il convient également de noter que deux grands types d'indices peuvent être calculés : les indices globaux du système et les indices de chaque charge du système. Les deux types d'indices sont complémentaires et non alternatifs, et chacun sert un objectif différent.

Les indices globaux du système représentent le comportement d'ensemble du système. Nous pouvons quantifier la probabilité de rencontrer des problèmes quelque part (indéfini) sur le

système, l'énergie non distribuée du système, etc. Ces types d'indices sont essentiels pour les décisions concernant les observations globales du système et la gestion globale d'énergie. Ils peuvent être utilisés pour :

- ✚ Suivre les changements chronologiques dans le comportement du système ;
- ✚ Prévoir et contrôler les résultats du changement dans les stratégies opérationnelles du système ;
- ✚ Comparer les performances de différents systèmes ou différentes zones au sein d'un même système.

Par définition, les indices globaux ne sont pas adaptés lorsque l'on veut examiner des situations individuelles, par exemple si l'on veut quantifier l'effet du renforcement de l'alimentation d'un client donné. Ce changement local peut avoir un impact négligeable sur les indices globaux alors qu'il peut être très important de le quantifier pour ajuster le contrat de fourniture d'électricité, par exemple. Pour ce type d'évaluation de sûreté de fonctionnement, seuls des indices déterminés pour chaque charge peuvent apporter les informations nécessaires. Une description plus détaillée d'indices typiques du système et de chaque charge peut être trouvée dans [ALL 00].

Des indices couramment utilisés pour les réseaux de distribution sont les moyennes des indices sur l'ensemble des clients du réseau et sont donc des indices globaux. Les plus utilisés de ces indices sont : SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), représentant la fréquence moyenne de coupure d'un client, ASUI (*Average System Unavailability Index*), représentant l'indisponibilité moyenne d'un client et AENS (*Average Energy Not Supplied*), représentant l'énergie non distribuée moyenne d'un client. Les formules associées et d'autres indices de sûreté sont décrits dans [BIL 94], [BIL1 96], [BIL 98], [BIL 00].

I.4.4.3.3 Travail existant

La méthodologie d'études de sûreté décrite auparavant a fait l'objet d'une thèse antérieure qui va être brièvement décrite dans ce paragraphe. Les travaux de la thèse précédemment réalisée par Malik Megdiche se sont concentrés sur le développement de méthodes de sûreté de fonctionnement dans le but d'étudier l'impact de l'insertion des GED sur la sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution actuels et futurs.

Après une présentation des avantages et des inconvénients des quatre méthodes principales d'évaluation de la sûreté (équivalents analytiques, graphes de Markov, simulation Monte Carlo de réseaux de Pétri, simulation Monte Carlo au moyen d'un code informatique), une adéquation entre ces méthodes et les divers éléments de modélisation nécessaires a été réalisée, suivi par des exemples de calculs. A la fin de cette étude il a été conclu :

- ✚ La quantification de la sûreté d'un réseau de distribution « classique » (c'est-à-dire sans GED) n'est pas trop complexe puisque la seule difficulté de modélisation est la

détermination des manœuvres de localisation de défaut et de reprise de service qui nécessite un algorithme.

- ✚ Par contre, dans le cas d'un système de distribution éventuellement maillé et intégrant plusieurs unités de production, certaines contraintes identiques au réseau de transport (comme l'équilibre des puissances produites et consommées, la déconnexion de générateurs suite à une perturbation et les puissances limitées des ouvrages) doivent être envisagées. De plus, le réseau comporte certains aléas comme les variations de la puissance des charges et de la capacité de certains moyens de production (comme les éoliennes). Ainsi, pour modéliser la sûreté d'un réseau électrique comportant des GED, des algorithmes supplémentaires sont nécessaires pour traiter les nouvelles défaillances du système ainsi que ses réactions.

De plus, les indices de sûreté désirés sont des indices locaux, pour chaque section du réseau : la fréquence moyenne d'interruption (en interruptions/client/an), l'indisponibilité moyenne (en heure/client/an), l'énergie non distribuée (en kWh/client/an) et le nombre moyen de coupures des clients (en interruptions/client/an).

La méthode qui a été trouvée comme la plus adaptée en terme de modélisation du réseau et de son fonctionnement, et qui permet un calcul des critères de sûreté dans chaque point du réseau est la simulation Monte Carlo séquentielle. En outre, pour avoir encore plus de souplesse dans la modélisation et la résolution, un environnement de programmation sous Matlab a été choisi. Il faut spécifier aussi que l'inconvénient majeur de cette méthode est le temps de résolution qui est assez important. Pour plus de précisions sur les modèles réalisés et les résultats obtenus, on peut se reporter à la référence [MEG 04].

I.5 Objectifs de la thèse

Avant de définir les étapes qui ont fait l'objet des études réalisées dans cette thèse, nous essayerons de voir, tout d'abord, dans quel but les études de sûreté de réseaux de distribution se réalisent et, bien sûr, dans quel but la méthode d'évaluation des indices de sûreté du projet précédent a été développée.

I.5.1 Objectifs et usage des études probabilistes de sûreté dans le développement des réseaux de distribution

Les réseaux doivent se développer pour cinq raisons essentielles :

- ✚ Assurer la desserte des nouveaux clients ou le raccordement des nouveaux producteurs connectés au niveau de la distribution ;
- ✚ Renforcer le réseau existant pour tenir compte de l'augmentation des charges ;
- ✚ Améliorer la qualité de la fourniture en fonction des attentes des clients, en terme de continuité de la fourniture (disponibilité) et de régularité de la tension ;

- ✚ Identifier des faiblesses au niveau du système ;
- ✚ Evaluer les performances du système sous contraintes de sûreté.

A ce niveau, les études permettent de réaliser l'adéquation entre les besoins en disponibilité électrique et le réseau à mettre en œuvre. Les concepteurs et planificateurs identifient les installations (générateurs, lignes, etc.) nécessaires pour satisfaire les critères de sûreté pour des conditions futures de fonctionnement. La planification dans son principe général consiste à rechercher un optimum économique sous contraintes. En conséquence, elle se prête bien à un calcul technico-économique avec l'objectif de développer le réseau au coût le plus bas possible, tout en maintenant un niveau acceptable de qualité de service. Les études de planification nécessitent l'évaluation des coûts d'investissement, des coûts d'opération et des coûts de défaillance (les coûts des interruptions et des réparations). Dans le passé, de nouvelles installations ont été construites pour améliorer la sûreté, mais sans efforts pour quantifier ses bénéfices. La réponse à diverses questions liées aux bénéfices peut être trouvée dans les études probabilistes de sûreté.

Les Figures I.14a et I.14b montrent deux types d'analyse que nous pouvons réaliser au niveau de la conception et de la planification des réseaux de distribution en terme de sûreté [LOG 99].

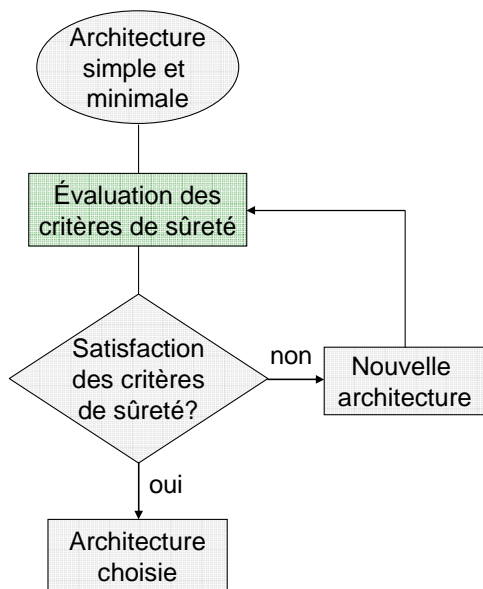


Figure I.14a : optimisation d'architecture

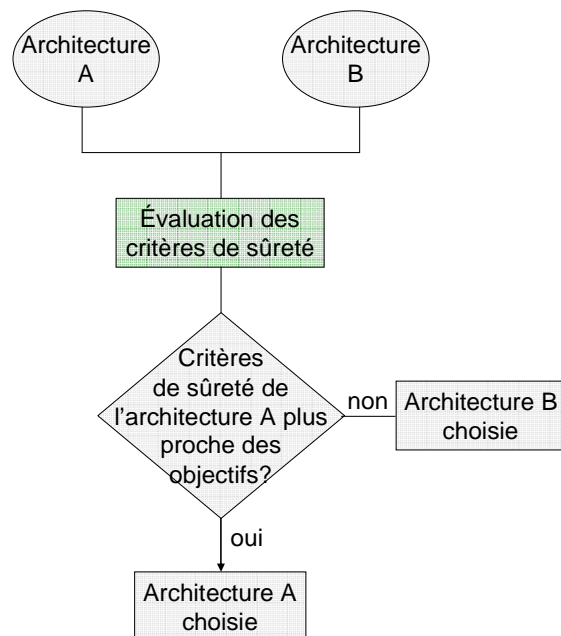


Figure I.14b : comparaison d'architecture

I.5.2 Objectifs et usage des études probabilistes de sûreté dans l'exploitation des réseaux de distribution

Au niveau de l'exploitation, le but des études est d'identifier les limites de fonctionnement du système dans lesquelles les critères de fiabilité sont satisfaits. L'exploitation des réseaux consiste à réaliser les opérations permettant de donner la meilleure qualité de fourniture au client à partir d'un réseau existant.

La conduite consiste à réaliser des manoeuvres sur le réseau pour assurer l'écoulement optimal des flux d'énergie ou pour rétablir les transits lorsqu'une défaillance d'un tronçon le rend indisponible. Elle comporte des actions effectuées à distance par des télécommandes, puis des actions effectuées sur site. Le système de téléconduite joue un rôle important dans la performance de la conduite.

Le but des études de sûreté dans l'exploitation est de fournir une assistance pour établir et exécuter les diverses politiques d'exploitation, afin d'éviter de graves perturbations du système. La différence par rapport au développement du système se trouve dans la nature de la décision à prendre. A long terme, les planificateurs identifient les moyens nécessaires pour satisfaire les critères de sûreté pour des conditions de fonctionnement attendues. La décision est de renforcer ou non le réseau. En contraste, les opérateurs identifient les limites de fonctionnement du système dans lesquelles les critères de fiabilité sont satisfaits. La décision est de prendre ou non des mesures pour modifier les conditions de fonctionnement. Ces différences ont deux importantes implications : la première concerne les conditions de charge (*loading conditions*) et les types des indices à calculer, et la deuxième concerne le délai de la décision, donc le temps de calcul.

Tout d'abord, en ce qui concerne les conditions de charge, les approches d'évaluation pour la planification mettent l'accent sur des conditions de pic de charge sur une période d'étude plus grande, par exemple les prochaines années, par rapport aux approches de la conduite où nous avons des prévisions pour les prochaines heures.

Deuxièmement, les études au niveau de la planification conduisent aux indices tels que : fréquence d'interruption, indisponibilité, énergie non distribuée. Ce type d'indices nécessite parfois des hypothèses sur les conditions de fonctionnement dans lesquels un opérateur décide volontairement de délester des charges. Du fait que les indices évalués pour la conduite sont utilisés pour aider l'opérateur, ils devraient être indépendants de toute hypothèse sur une telle décision (de délestage de charge). Un indice qui est approprié dans ce sens, reflète les violations des critères de sûreté en termes de surcharges et de sous-tensions.

Troisièmement, les opérateurs ont besoin des résultats assez rapidement afin que les décisions puissent être prises le plus vite possible. L'utilisation de méthodes d'évaluation pour la conduite dépendra du temps d'étude (l'échéancier) pour lequel elles sont appliquées. Même s'il n'existe pas un standard pour une classification, nous pouvons distinguer :

- ✚ La conduite proprement dite (du présent à quelques heures ou quelques jours dans le futur), qui implique l'application de politiques d'exploitation, comme par exemple le choix des actions correctives pendant les contingences.
- ✚ La planification ou la préparation pour la conduite (jusqu'à un an ou plus dans le futur), qui signifie d'établir les diverses politiques d'exploitation. Comme exemple : préparation des plans de dépannage permettant de concevoir à l'avance les séquences de manœuvre de réalimentation, préparation des stratégies de maintenance pour les équipements, etc.

I.5.3 Objectif du projet

A l'heure actuelle, nous disposons d'un algorithme de modélisation et de calcul des indices de sûreté des réseaux de distribution basé sur une simulation Monte Carlo séquentielle développé par Malik Megdiche dans sa thèse. Nous avons aussi vu précédemment les différentes études de sûreté qui se réalisent au niveau des réseaux de distribution.

L'objectif principal de ce projet est de concevoir un outil d'aide à la conception/planification et à la conduite des réseaux selon l'approche « sûreté de fonctionnement ». Cela veut dire un outil qui peut servir aux diverses études de sûreté pour la conception, la planification et exploitation des réseaux de distribution.

A ce niveau, une première observation s'impose. En tenant compte du fait que nous disposons d'un calcul d'indices de sûreté basé sur une simulation, dans un premier temps, l'utilisation de l'outil pour l'aide à la conduite, pour une utilisation en temps réel, n'est pas pour l'instant envisageable.

Dans le but de réaliser un outil de sûreté qui puisse répondre à plusieurs objectifs, nous définissons trois principales étapes de cette thèse :

- ✚ Etudier les possibilités d'accélération de la convergence des résultats pour les méthodes de simulation Monte-Carlo.
- ✚ Etudier la faisabilité d'une méthode d'optimisation basée sur des critères de sûreté en vue d'études comme par exemple l'optimisation de l'architecture du système ou l'optimisation de la stratégie de maintenance, etc.
- ✚ Définir une architecture logicielle performante à partir des modules de base de l'outil existant et intégrant les nouveaux modules développés.

Pour la réalisation de la première étape de la thèse, l'accélération de la simulation Monte Carlo, une partie importante est représentée par la compréhension de ce type de méthodes de simulation et des notions associées. En conséquence, avant de passer à l'étude et l'application des méthodes d'accélération nous allons voir, dans le paragraphe suivant, quelques détails sur cette méthode.

Les deux autres volets du projet vont être détaillés dans les chapitres III et IV de la thèse.

I.6 Concepts de base de la simulation Monte Carlo

I.6.1 Méthode de Monte Carlo

La méthode de Monte Carlo est définie au sens large comme étant une technique de résolution d'un modèle en utilisant des nombres aléatoires ou pseudo-aléatoires [BILL 92], [KLE 74]. Les nombres aléatoires sont des variables stochastiques qui sont uniformément distribués sur l'intervalle $[0,1]$ et qui montrent une indépendance stochastique [KLE 74]. Cela veut dire que les variables peuvent prendre n'importe quelle valeur entre 0 et 1 avec la même probabilité. L'indépendance implique que si nous connaissons les nombres aléatoires r_1, r_2, \dots, r_{i-1} nous n'avons aucune information sur r_i .

Les nombres pseudo-aléatoires sont générés en appliquant des algorithmes déterministes appelés générateurs de nombres aléatoires. Dans un but pratique, le comportement de ces nombres est considéré comme rigoureusement aléatoire. On considère alors qu'ils sont distribués uniformément et indépendants. Les algorithmes les plus répandus pour la génération de nombres aléatoires sont : le générateur congruentiel multiplicatif et le générateur congruentiel mixte [BIL 94]. Les variables aléatoires uniformes peuvent être parfois utilisées directement dans les simulations. Dans d'autres cas, elles doivent être converti dans des distributions non uniformes avant le début de la simulation. Les procédures pour la génération de variables aléatoires non uniformément distribuées peuvent être catégorisées en trois techniques : la méthode de transformation inverse, la méthode de composition et la méthode d'acceptation – rejection. Il existe aussi des méthodes particulières pour des distributions spécifiques. Une description plus détaillée est réalisée dans [BIL 92], [BIL 94]. Nous verrons dans le § I.6.4.2 l'utilisation de la méthode de transformation inverse dans nos applications.

Parmi les applications les plus répandues de la méthode de Monte Carlo nous retrouvons les simulations [KLE 74].

I.6.2 Simulation

Les simulations impliquent des expérimentations. Néanmoins, à la place d'expérimenter avec les objets du monde réel, nous expérimentons à travers un modèle de ces objets. Dans cette définition, la simulation n'implique pas nécessairement l'utilisation des nombres aléatoires.

Dans le cas où nous définissons la simulation au sens restreint comme étant une expérimentation impliquant l'utilisation des variables aléatoires, elle est appelée simulation stochastique et connue sous le nom de simulation Monte Carlo.

I.6.3 Concepts et définition de base de la statistique

Comme nous l'avons précédemment spécifié, une simulation qui est soumise à un certain degré aléatoire est connue sous le nom de simulation stochastique. Chaque fois que la simulation (ou expérience) se réalise, il existe un certain nombre de résultats possibles. Après avoir réalisé plusieurs fois la simulation, nous pouvons constater que certains résultats se produisent plus souvent que d'autres et qu'il est possible de leur assigner des probabilités d'occurrence (voir aussi § I.4.3). L'espace d'échantillonnage d'un processus stochastique contient tous les résultats possibles. Les résultats sont des conséquences des événements auxquels est soumis le système étudié.

I.6.3.1 Valeur moyenne

Si nous avons un nombre fini de résultats « x_i » et une population finie d'essais N , la valeur moyenne se calcule selon la formule [RIO 99] :

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (\text{I.1})$$

Souvent, la population totale N ne peut pas être observée, seulement une partie n sera explorée. La moyenne sera alors une estimation du résultat (\bar{x} est une estimation de x).

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (\text{I.2})$$

Une autre formule pour calculer la moyenne implique la probabilité P_i que le résultat « x_i » se produise :

$$\bar{x} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i \quad (\text{I.3})$$

I.6.3.2 Variance et covariance

La qualité totale de la convergence d'une simulation aléatoire peut être mesurée par la différence entre le résultat de chaque essai « i » et la moyenne. La simple soustraction entre le résultat de chaque essai et la moyenne n'est pas très utile, du fait qu'il y aura des différences (erreurs) positives et d'autres négatives. Cela veut dire une somme globale des erreurs proche de zéro, ainsi pas beaucoup d'informations par rapport à l'écart entre chaque essai et la moyenne. De ce fait, l'addition des erreurs quadratiques a été adoptée comme standard. Le

fait de calculer des erreurs quadratiques permet que toutes les erreurs soient plus grandes que zéro, de même que la somme globale. Cela est connu sous le nom de variance [RIO 99] :

$$\text{var}(x) = P_i \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (\text{I.4})$$

En conséquence, la variance est définie comme étant la moyenne arithmétique des carrés des différences entre les valeurs observées et la moyenne. C'est une mesure du degré de dispersion d'un ensemble de données.

L'écart type est défini comme la racine carrée de la variance ($\sqrt{\text{var}(x)}$). Plus habituellement, l'écart type se généralise à travers la variance. Il caractérise la répartition d'une variable autour de sa moyenne.

On nomme covariance de deux variables à valeurs réelles x et y , de moyennes \bar{x} et \bar{y} la valeur :

$$\text{covar}(x, y) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) \quad (\text{I.5})$$

La covariance est une mesure de la variation simultanée de deux variables. C'est-à-dire que la covariance devient plus positive pour chaque couple de valeurs qui diffèrent de leur moyenne dans le même sens, et plus négative pour chaque couple de valeurs qui diffèrent de leur moyenne dans le sens opposé.

La covariance est intéressante spécialement quand on regarde la variance de la somme de deux variables, car on peut montrer que :

$$\text{var}(x + y) = \text{var}(x) + \text{var}(y) + 2 \text{cov}(x, y) \quad (\text{I.6})$$

Nous allons utiliser cette propriété plus tard dans nos simulations.

I.6.3.3 Coefficient de variation

Le coefficient de variation (ou précision) d'un estimateur est une mesure de la dispersion relative, correspondant au rapport entre l'écart type et la moyenne [BIL 94] :

$$\varepsilon = \frac{\sqrt{\text{var}(x)}}{\bar{x} \sqrt{n}} \quad (\text{I.7})$$

Avec :

- $\sqrt{\text{var}(x)}$ l'écart type ;
- \bar{x} la moyenne ;
- n le nombre de résultats.

La précision est utilisée en général comme critère d'arrêt d'un processus de convergence stochastique comme une simulation Monte Carlo, par exemple.

I.6.4 Simulation Monte Carlo

La simulation Monte Carlo contient six aspects principaux (Figure I.15) :

- ✚ les fonctions de densité de probabilité ;
- ✚ un générateur de nombres aléatoires ;
- ✚ une règle d'échantillonnage pour prescrire la manière dont les échantillons doivent être prélevés ;
- ✚ l'addition pour accumuler les résultats de la simulation ;
- ✚ l'estimation de l'erreur (précision) ;
- ✚ la réduction de la variance (facultative) – une méthode pour réduire la variance du résultat estimé pour arriver à réduire le temps de calcul nécessaire pour une précision donnée.

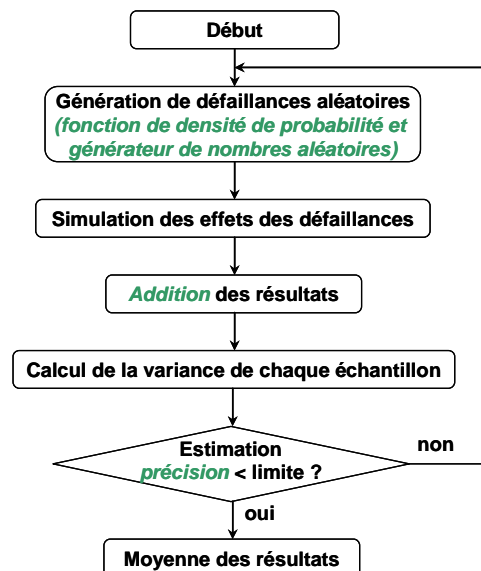


Figure I.15 : algorithme général d'une simulation Monte Carlo [RIO 99]

Comme nous avons spécifié dans le § I.4.4.3.1, il existe deux types de simulation Monte Carlo : Monte Carlo non séquentielle (par états du système) [MEL 92], [PER3 92], [RIO 99],

et Monte Carlo séquentielle (chronologique) [BIL1 99], [WAN 99], [BIL 00], [WAN 00], [BIL 06]. Une description plus précise est réalisée dans les paragraphes suivants.

I.6.4.1 Simulation Monte Carlo non séquentielle (ou aléatoire)

La différence entre la simulation Monte Carlo non séquentielle et la simulation Monte Carlo séquentielle se trouve dans la façon dont les états du système sont choisis pour être simulés (c'est la choix de la règle d'échantillonnage définie plus haut). L'approche aléatoire simule les états du système sur la durée de sa vie en les choisissant au hasard et la notion de temps n'apparaît pas. La simulation de la période de service est reproduite un grand nombre de fois pour obtenir des moyennes statistiquement fiables des résultats. Dans ce cas, les résultats sont obtenus en simulant séparément chaque état du système. Les états du système dépendent de la combinaison des états de ses composants. Chaque état de composant est déterminé en fonction de la probabilité que le composant apparaisse dans cet état.

I.6.4.2 Simulation Monte Carlo séquentielle ou chronologique. Application aux travaux antérieurs

L'approche séquentielle simule les états du système dans l'ordre chronologique, au fur et à mesure des changement d'états de ses composants. La modélisation chronologique est liée à l'évaluation de séries (ou séquences) d'états du système dans le processus stochastique du déroulement de son fonctionnement (simulation de la « vie » du système) sur une période de service donnée (par exemple un an). La simulation de la période de service est reproduite un grand nombre de fois pour obtenir des moyennes statistiquement fiables des résultats. L'estimateur est calculé de la façon suivante [MEL 94] :

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x(y_i) \quad (I.8)$$

Avec :

- N nombre d'années simulées (si l'année est la période de service) ou nombre d'échantillons ;
- y_i les séquences des différents états du système dans l'année « i » ;
- $x(y_i)$ la fonction qui calcule les indices chaque année sur la séquence y_i .

La Figure I.16 détaille l'algorithme de la simulation Monte Carlo séquentielle classique [BIL1 99], [BIL 00], [WAN 00] complété par les fonctions d'analyse de réseau définies dans la thèse de Malik Megdiche. L'application ici détaillée correspond au cas d'un réseau BT isolé fonctionnant avec de petites unités de production (cogénérations et piles à combustible)

et une architecture maillée [MEG 04]. Une brève description du réseau peut être trouvée dans l'Annexe 2.

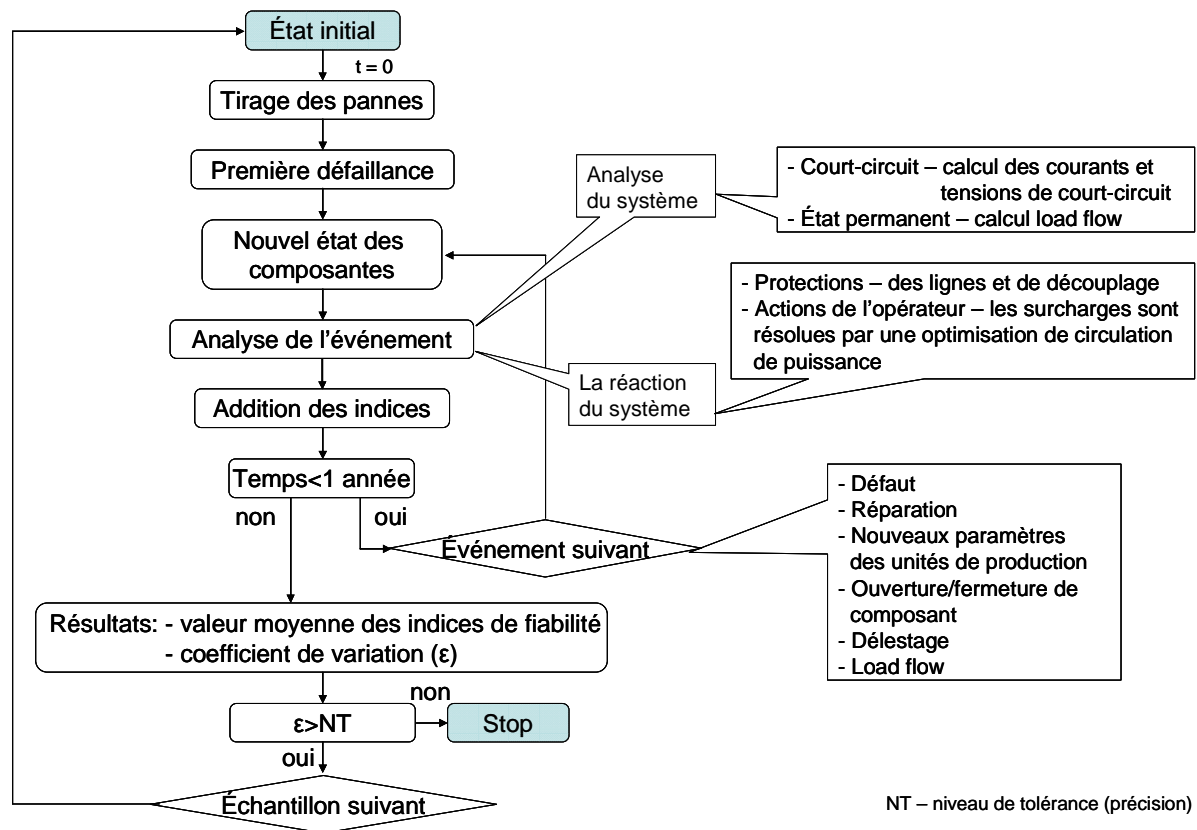


Figure I.16 : algorithme simulation Monte Carlo développé [MEG 04]

Détaillons les étapes de cet algorithme :

Pas 1. La simulation commence avec un état stable du système (tous les équipements se trouvent dans l'état de marche). Une courbe de charge horaire donne la variation de la charge pour la période de simulation (typiquement une année).

Pas 2. Générer des nombres aléatoires pour tous les équipements du réseau (générateurs, lignes, disjoncteurs ...) et les convertir en temps de défaillance (T_d) selon la distribution de la probabilité de défaillance de l'équipement. Dans notre application, on considère que les temps de défaillance suivent une loi exponentielle.

La fonction cumulative de distribution $F(T)$ (cf. § I.4.3) est :

$$F(t) = u = 1 - e^{-\lambda t} \quad (I.9)$$

Avec :

- λ le taux de défaillance [fréquence/an]. Les taux de défaillance des équipements sont donnés dans l'Annexe 3.

La méthode de transformation inverse (dont nous avons parlé dans § I.6.1) donne :

$$T_{d,j} = -\left(\frac{1}{\lambda_j}\right) \ln(1-u_j) \quad j \in [1, \dots, m] \quad (\text{I.10})$$

avec m = le nombre d'équipements, u = nombre aléatoire uniformément distribué sur l'intervalle $[0, 1]$

$(1-u)$ étant distribué de la même façon que u , on obtient :

$$T_{d,j} = -\left(\frac{1}{\lambda_j}\right) \ln u_j \quad j \in [1, \dots, m] \quad (\text{I.11})$$

Pas 3. Ranger dans l'ordre chronologique les temps de défaillance de tous les équipements du système ($T_{d,j}$). Le temps minimum donne le prochain événement et l'équipement défaillant.

Pas 4. Générer un nombre aléatoire pour l'équipement défaillant (avec le temps minimum) et le convertir en temps de réparation (T_r) selon la distribution de la probabilité de réparation de l'équipement. Ce temps T_r , sera ordonné également dans la liste chronologique précédemment créée. Dans notre application, on considère que les temps de réparation suivent une loi de Weibull à deux paramètres ($\gamma = 0$, cf. § I.4.3). La fonction cumulative de distribution $F(T)$ (cf. § I.4.3) est alors :

$$F(t) = u = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t}{\sigma}\right)^\beta\right] \quad (\text{I.12})$$

Avec :

- $\sigma = \frac{\text{temps moyen de réparation}}{\Gamma(1 + \frac{1}{\beta})}$;

- $\beta = 6$ [MEG 04]. Les temps moyens de réparation pour les équipements sont donnés dans l'Annexe 3.

La méthode de transformation inverse donne :

$$T_{r,j} = \sigma(-\ln u_j)^{1/\beta} \quad j \in [1, \dots, m] \quad (I.13)$$

Pas 5. Simuler le premier événement (ou l'événement suivant selon que l'on est dans la première itération ou dans les suivantes). À chaque événement, le système peut avoir une nouvelle topologie, de nouveaux paramètres de fonctionnement, etc. Ce nouvel état est analysé (calcul de répartition de charge, calcul de courants de court circuit, etc), les problèmes sont identifiés (fréquence, tension, courants,...) et après, si possible, des actions correctives sont accomplies (modification des consignes de productions, délestage de charge, etc). A la fin du pas, les indices de sûreté sont cumulés et un nouveau nombre aléatoire est généré et converti en temps de défaillance ou de réparation, en fonction de l'événement antérieurement simulé. Le nouveau temps est rangé dans la liste chronologique et le temps minimum donne le prochain événement.

Pas 6. Retourner au **Pas 5** si le temps de simulation est inférieur à une année. Si le temps de simulation devient plus grand qu'une année, on cumule les indices pour toute l'année et on passe au **Pas 7**.

Pas 7. Calculer la valeur moyenne \bar{x} et la variance $\text{var}(x)$ de l'indice x pour toutes les années :

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x(u_i) \quad (I.14)$$

$$\text{var}(x) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x(u_i) - \bar{x})^2 \quad (I.15)$$

Avec :

- N nombre d'échantillons (années) ;
- u_i vecteur des nombres aléatoires générés pour l'échantillon « i » (pour chaque année « i » on génère « m » nombres aléatoires).

Pas 8. Répéter les **Pas 1** à **Pas 7** jusqu'à ce que le coefficient de variation « ε » de l'indice de sûreté choisi devienne inférieur à un niveau de tolérance imposé. Le coefficient de variation se calcule selon la formule (I.7) :

$$\varepsilon = \frac{\sqrt{\text{var}(x)}}{\sqrt{N} \cdot \bar{x}} \quad (I.16)$$

Observation : En place du coefficient de variation « ε », un nombre maximal d'échantillons « N » peut être imposés comme critère d'arrêt du processus de convergence de la simulation Monte Carlo.

I.6.4.3 Réduction de la variance

La simulation de Monte Carlo a besoin de beaucoup d'échantillons pour obtenir une précision raisonnable dans le résultat de l'évaluation. En fonction de la complexité de la modélisation, chaque échantillon nécessite un temps de calcul assez important.

La réduction de la variance est une méthode permettant de mieux utiliser la connaissance existant dans le système étudié. Une plus grande connaissance conduit à une meilleure efficacité du processus de convergence et donc à une accélération de la simulation.

Si nous regardons l'équation du coefficient de variation $\varepsilon = \frac{\sqrt{\text{var}(x)}}{\sqrt{N} \cdot \bar{x}} \Rightarrow N = \frac{\text{var}(x)}{(\varepsilon \cdot \bar{x})^2}$, nous

pouvons observer que le nombre d'échantillons dépend de la variance et du coefficient de variation (la précision). Pour accélérer (cela veut dire diminuer le nombre d'échantillons en gardant la même précision pour ne pas endommager le résultat), nous devons trouver des solutions pour réduire la variance.

Cinq techniques principales de réduction de la variance sont utilisées aujourd'hui pour accélérer la simulation Monte Carlo [KLE 74], [BIL 92], [BIL 94] et toutes ont trouvés au moins quelques applications dans les réseaux électriques [RIO 99]:

- ✚ Variables de Contrôle (*Control Variates*) ;
- ✚ Echantillonnage Préférentiel (*Importance Sampling*) ;
- ✚ Corrélation (*Correlated Sampling*) ;
- ✚ Variables Antithétiques (*Antithetic Variates*) ;
- ✚ Stratification (*Stratified Sampling*).

Les techniques de réduction de la variance impliquent la substitution de l'échantillonnage normal ou « naturel » par un échantillonnage plus sophistiqué. Quelques techniques changent l'échantillonnage originel complètement. D'autres techniques utilisent le même procédé que l'échantillonnage « naturel », mais après que la simulation soit finie, ils n'utilisent pas la simple moyenne \bar{x} pour calculer le résultat, mais un estimateur plus compliqué.

Avant de passer à l'application concrète de méthodes de réduction de la variance, nous allons réaliser une brève description des méthodes.

Les méthodes de Variables de Contrôle et de l'Echantillonnage Préférentiel sont en réalité deux techniques hybrides (simulation/analytique) qui remplacent le résultat estimé par un

estimateur composé d'un résultat analytique et d'un résultat issu de simulation. Cela est possible dans le cas où nous pouvons résoudre une partie du problème par un modèle analytique et la simulation Monte Carlo est utilisée pour la résolution de l'autre partie.

Le principe de la méthode de Corrélation est de produire une corrélation positive entre deux simulations similaires pour que la variance de leur différence soit considérablement plus petite que dans le cas où ils étaient statistiquement indépendants. Cela en utilisant les mêmes nombres aléatoires pour les deux simulations. Cette technique est plutôt utilisée pour mettre en évidence des petites modifications dans le système étudié.

La méthode des Variables Antithétiques est une technique qui essaie de produire une corrélation négative entre les échantillons d'une même simulation en utilisant des nombres aléatoires « u » et l'échantillon antithétique provenant des nombres aléatoires « $1-u$ ».

La Stratification permet de classer chaque résultat d'un échantillon de la simulation dans des classes ou strates. Les résultats d'une strate sont groupés d'une certaine manière qui fait que la variance de chaque strate est diminuée et ainsi, la variance de l'estimateur total est diminuée également.

Dans un premier temps, nous avons choisi la méthode des Variables Antithétiques comme technique de réduction de la variance parce qu'elle dispose d'un certain nombre d'avantages [KLE 74] dont la simplicité, détaillés dans le chapitre d'applications suivant. La deuxième méthode appliquée, la Stratification, est une méthode souvent appliquée dans les réseaux électriques [RIO 99], [HUA 97] et connue pour ses bons résultats.

I.7 Synthèse

Dans ce premier chapitre, dédié aux concepts et notions théoriques, nous avons recensé des considérations essentielles pour la compréhension du fonctionnement des réseaux électriques et de leur sûreté. L'accent a été posé sur les changements actuels dans les réseaux de distribution et les nouveaux défis qu'ils induisent dans les études de sûreté. Avec l'arrivée de la politique de dérégulation du marché d'électricité et la connexion de nouveaux moyens de production au niveau de distribution (GED), les réseaux sont en pleine mutation. Les méthodes d'analyse de sûreté des réseaux de distribution doivent être adaptées à ces changements. En effet, on assiste à une migration des méthodes utilisées auparavant dans les réseaux de transport vers le niveau de distribution.

La méthode de Monte Carlo est une méthode très puissante en termes de modélisation et de résolution des systèmes complexes. Son grand désavantage est représenté par son temps de calcul qui est assez important. Plusieurs méthodes d'accélération de la simulation Monte Carlo ont été présentées et peuvent être utilisées afin de réduire le temps de résolution.

Dans le but de réaliser un outil de sûreté qui peut répondre à plusieurs objectifs (comme par exemple l'optimisation de l'architecture du système ou l'optimisation de la stratégie de maintenance, sur des critères de sûreté), nous nous sommes concentré dans un premier temps sur l'application et le développement de méthodes d'accélération de la simulation Monte Carlo basées sur la réduction de la variance. Ces méthodes et les résultats obtenus seront détaillés dans le chapitre suivant.

Chapitre II

Application des méthodes de réduction de la variance

II.1 Introduction

La simulation de Monte Carlo est une méthode très utilisée pour la modélisation et la résolution des systèmes complexes. Dans le même temps, elle est reconnue aussi pour son inconvénient majeur : elle nécessite beaucoup d'échantillons pour obtenir une précision raisonnable dans le résultat de l'évaluation. Les techniques de réduction de la variance sont un outil puissant pour essayer de diminuer son temps de calcul.

Parmi les études de référence sur l'application des méthodes de réduction de la variance dans les réseaux électriques, on trouve [RIO 99]. Dans ce rapport, plusieurs méthodes de réduction de la variance ont été détaillées et utilisées dans plusieurs cas d'études. Les applications réalisées montrent parfois une très bonne efficacité des méthodes et parfois des résultats moyens. Un exemple est l'application de la méthode de Stratification avec une accélération qui se situe entre 45% et 65%. A l'inverse de ce résultat, une accélération entre 5% et 25% a été obtenue sur un autre cas d'étude avec une méthode appelée « *dagger sampling* ». Cette méthode est une extension de la méthode des Variables Antithétiques.

D'autres applications [SAN 95], [BIL 97] montrent aussi l'efficacité de la méthode des Variables Antithétiques avec des accélérations qui atteignent jusqu'à 70%.

Plusieurs articles font aussi référence à l'application de deux méthodes hybrides (analytiques/simulation) des Variables de Contrôle et de l'Echantillonnage Préférentiel avec des résultats encourageants, jusqu'à 70% [PER1 92], [OLI 89]. Même si en théorie et sur la base des résultats trouvés à ce jour, les deux méthodes sont assez efficaces, il est également reconnu le fait que pour aboutir à ce succès, suffisamment de temps doit être dépensé au cours de la modélisation analytique de même qu'une connaissance sur le système est impérative.

Nous pouvons voir aujourd'hui que les méthodes d'accélération, comme le montrent un grand nombre de publications [RIO 99], [PIN 91], [BRE 90], [PER2 92], [KHA 92], [BIL2 96] sont partie intégrante de la simulation Monte Carlo. De même, il faut spécifier qu'aucune de ces méthodes n'est spécifique à certaines applications ou certains cas d'étude.

Afin de pouvoir atteindre notre objectif, la réalisation d'un outil de sûreté qui peut répondre à plusieurs objectifs (principalement l'intégration d'une méthode d'optimisation basée sur des

critères de sûreté), nous nous sommes intéressés à l'application et au développement de deux méthodes d'accélération : la méthode des Variables Antithétiques et la méthode de Stratification. Comme nous l'avons spécifié dans le chapitre antérieur, la première a été choisie parce qu'elle dispose d'un certain nombre d'avantages, et la deuxième parce que c'est une méthode souvent appliquée dans les réseaux électriques et connue pour ses bons résultats. Ces méthodes seront détaillées dans les paragraphes suivants.

II.2 Méthode des Variables Antithétiques (V.A.)

La méthode des V.A. a trois propriétés intéressantes. D'abord, elle est assez facile à mettre en application. En second lieu, elle peut être utilisée en même temps que d'autres techniques de réduction de la variance parce qu'elle change seulement le procédé de tirage aléatoire, pas le calcul des estimateurs. Troisièmement, si on peut démontrer qu'il y a une relation de monotonie entre la réponse du système et les variables stochastiques d'entrée, la méthode n'exige aucune connaissance antérieure (pas d'a priori sur les résultats).

II.2.1 Principe général

La méthode des V.A. a pour objectif de créer une corrélation négative entre deux échantillons, un échantillon obtenu avec le vecteur de nombres aléatoires « u » ($u \in [0, 1]$) et l'échantillon antithétique obtenu avec le vecteur de nombres aléatoires « 1-u ». Si on considère $x(u)$ et $x(1-u)$, les réponses des échantillons obtenus par simulation avec « u » et « 1-u » respectivement, le nouvel estimateur (résultat) et sa variance sont [RIO 99] :

$$\bar{x} = \frac{1}{2}[x(u) + x(1-u)] \quad (\text{II.1})$$

$$\text{var}(\bar{x}) = \frac{1}{4}[\text{var}(x(u)) + \text{var}(x(1-u)) + 2\text{cov}(x(u), x(1-u))] \quad (\text{II.2})$$

De l'équation (II.2), si les réponses $x(u)$ et $x(1-u)$ sont négativement corrélées, le terme $\text{cov}(x(u), x(1-u))$ est négatif et la variance de l'estimateur global \bar{x} est sensiblement diminuée. Pendant l'échantillonnage, l'effet obtenu est d'avoir des paires d'échantillons négativement corrélés de sorte que si un échantillon donne un « grand » résultat, l'autre donnera probablement un « petit » résultat.

Le bénéfice de la méthode est illustré dans la Figure II.1. La différence entre les résultats individuels et la valeur moyenne (ligne verticale verte) est représentée par les lignes horizontales noires. Dans la méthode des V.A. nous considérons les moyennes des différentes

paires. Ces moyennes sont représentées par les lignes horizontales vertes. Si un nombre important de paires d'échantillons antithétiques est réalisé, et s'il existe une corrélation négative suffisante entre les différentes paires, leur moyenne sera plus proche du résultat moyen global et donc la variance sera réduite.

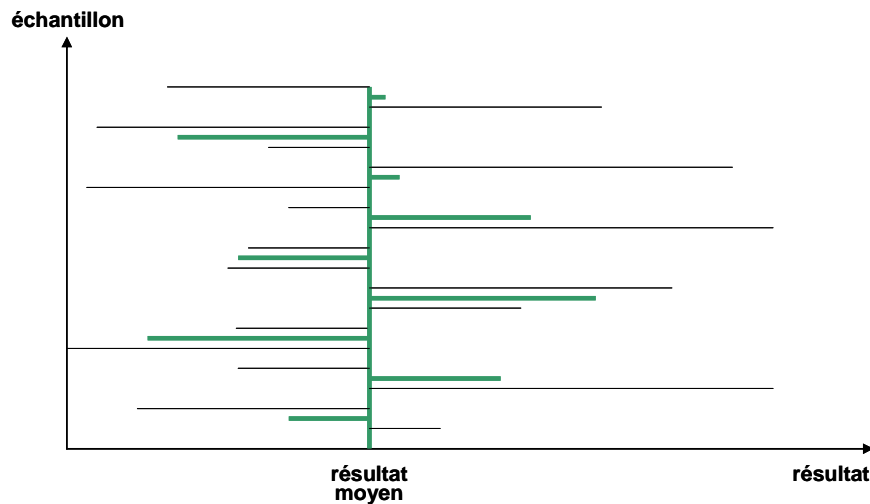


Figure II.1 : utilisation de la méthode de V.A. [RIO 99]

II.2.2 Variables Antithétiques - application classique

Les pas principaux de la simulation sont identiques à ceux de la simulation Monte Carlo « naturelle » (simulation non accélérée), cf. § I.6.4.2. Les **Pas 1** à **6** sont réalisés pour les nombres aléatoires « u » et ensuite pour « $1-u$ ». Considérant les paires d'échantillons antithétiques, en passant au **Pas 7**, le nouvel estimateur du système est calculé selon la formule :

$$\bar{x} = \frac{1}{N/2} \sum_{i=1}^{N/2} \left[\frac{x(u_i) + x(1-u_i)}{2} \right] \quad (\text{II.3})$$

$$\text{var}(x) = \frac{1}{N/2 - 1} \sum_{i=1}^{N/2} \left[\frac{x(u_i) + x(1-u_i)}{2} - \bar{x} \right]^2 \quad (\text{II.4})$$

Le coefficient de variation est calculé par:

$$\varepsilon = \frac{\sqrt{\text{var}(x)}}{\sqrt{N/2} \cdot \bar{x}} \quad (\text{II.5})$$

Avec :

- N le nombre total d'échantillons simulés.

Considérant ce qui précède, l'application de cette méthode paraît sans difficulté majeure. Néanmoins, quelques aspects essentiels doivent être pris en compte afin de bien aboutir sur le résultat souhaité. Le temps nécessaire pour calculer l'estimateur (issu dans ce cas de la simulation d'une paire d'échantillons antithétiques) est deux fois celui nécessaire pour calculer l'estimateur dans la simulation Monte Carlo « naturelle ». Ainsi, l'estimateur calculé dans le cas d'une simulation antithétique devient plus efficace et attractif par rapport à l'estimateur calculé dans la simulation Monte Carlo « naturelle » si et seulement si la variance correspondant au premier est plus petite que la moitié de la variance du dernier. Ceci peut être garanti s'il existe une relation de monotonie entre la réponse du système et les variables stochastiques d'entrée [KLE 74]. Malheureusement, dans la simulation des systèmes complexes, il n'y a presque jamais la possibilité de savoir avec certitude si cette propriété est satisfaite ou non. En effet, la réponse de la simulation dépend d'une séquence de plusieurs variables stochastiques d'entrée (ex : tous les équipements considérés dans la simulation - lignes, générateurs, disjoncteurs, etc.). De plus, on a souvent plusieurs types de variables stochastiques d'entrée (ex : les variables utilisées pour trouver les temps de défaillance et celles utilisées pour trouver les temps de réparation). Par conséquent, dans ce cas, il est impossible de prouver analytiquement qu'il y a une relation de monotonie entre la réponse de la simulation du système et les variables d'entrée. Ainsi, il est difficile d'identifier au préalable si la méthode des V.A. pourrait mener à une corrélation négative entre les paires d'échantillons antithétiques. Si nous prenons comme référence [KLE 74], les meilleurs résultats sont obtenus quand chaque variable d'entrée (temps de défaillance, temps de réparation) a son propre jeu de nombres aléatoires. Une autre manière d'augmenter la corrélation négative, et donc la probabilité de succès, est de créer une synchronisation entre les deux échantillons d'une paire d'échantillons antithétiques. Cela veut dire que si le nombre aléatoire « j » du jeu « u » génère un événement particulier, alors, dans l'échantillon antithétique « 1-u », il doit générer le même événement (mais donc à un instant différent, a priori).

En considérant les réflexions précédentes, l'algorithme antithétique a été mis en place dans la simulation Monte Carlo séquentielle détaillée au § I.6.4.2. Nous précisons que toutes les autres méthodes de réduction de la variance développées ensuite ont été appliquées sur le même cas d'étude. Pour pouvoir comparer les résultats obtenus, une simulation « naturelle », sans accélération, a été réalisée tout d'abord afin de servir de cas de référence. Pour une précision imposée de 7% pour la fréquence d'interruption (interruption/an) et 12% pour l'indisponibilité (heure/an), nous avons trouvé une valeur moyenne d'environ N=1000 échantillons pour converger. La simulation a utilisé environ 24 heures de temps de calcul. La

Figure II.2a montre un exemple de la convergence de la fréquence d'interruption pour un client du système.

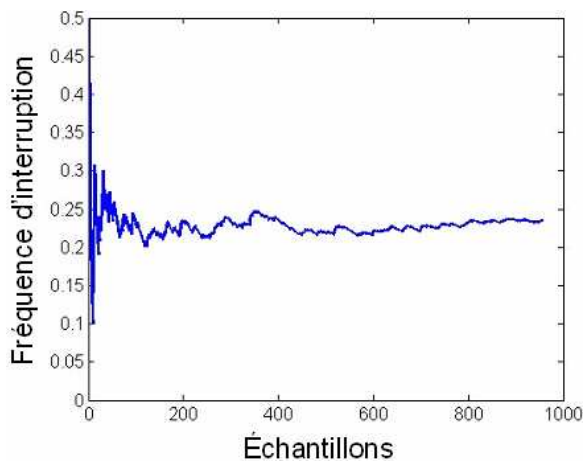


Figure II.2a : fréquence d'interruption versus échantillons pour la simulation Monte Carlo « naturelle »

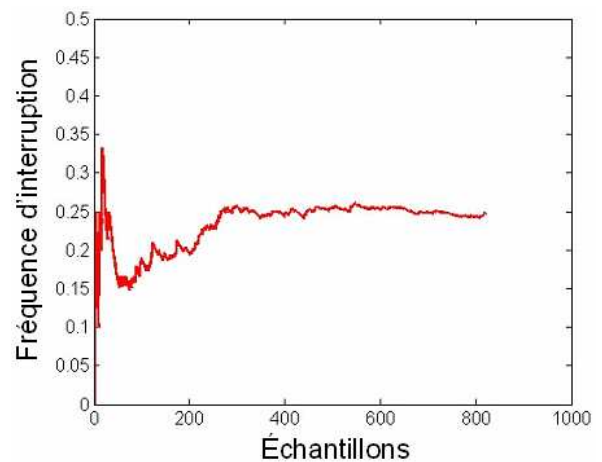


Figure II.2b : fréquence d'interruption versus échantillons pour l'application de la méthode des V.A.

En ce qui concerne l'application de la méthode des V.A., plusieurs simulations ont donné une valeur moyenne d'environ 400 paires d'échantillons antithétiques (800 échantillons simulés) pour obtenir les mêmes coefficients de variation concernant les indices de sûreté. Ainsi, une accélération d'environ 20% est obtenue avec cette méthode. Le résultat obtenu est présenté dans la Figure II.2b. La méthode des V.A. antithétiques a employé environ 19 heures pour converger. Cela signifie également une réduction du temps de simulation d'environ 20%.

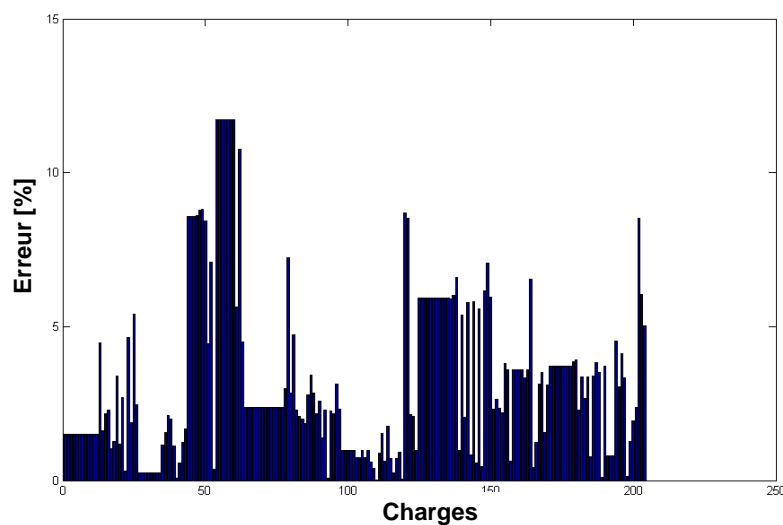


Figure II.3 : erreur entre les résultats obtenus

Les indices obtenus sont analysés individuellement pour chaque client du système. L'erreur obtenue (Figure II.3) entre les deux simulations monte jusqu'à 12% ($\text{Erreur} = \frac{N - N_{VA}}{N} \cdot 100$) pour quelques clients dispersés (environ 6% des charges). L'erreur sur le système (valeur moyenne de tous les clients) reste en général en dessous de 5%.

L'accélération de 20% obtenue en utilisant la méthode des V.A. est un résultat somme toute moyen. Donc, afin de créer une plus forte corrélation négative entre deux observations, nous avons développé des techniques simples avec lesquelles nous espérons améliorer la convergence de la méthode des V.A. Le premier essai est réalisé en augmentant le temps d'un échantillon sur 10 ans, méthode présentée dans le paragraphe suivant. La deuxième méthode est réalisée en essayant d'utiliser les valeurs de $MTBF-T_d$ et $MTBR-T_r$ à la place de « u » et et « 1-u ».

II.2.3 Variables Antithétiques - augmentation de la durée des échantillons

Un essai pour créer une corrélation négative a été réalisé en augmentant l'échantillon de simulation d'un an à dix ans, car nous étudions un système très fiable dont les taux de défaillance donnés conduisent à des pannes peu fréquentes par composant (exemple pour un disjoncteur $\lambda = 3,1 \cdot 10^{-5}$ [fr/h], donc le temps moyen de défaillance $MTBF = \frac{1}{\lambda} = 3,2 \cdot 10^4$ heures, soit environ 4 ans). De ce fait, dans une simulation d'un an, dans les échantillons antithétiques, un certain nombre d'événements ne sont pas pris en compte. Par exemple, pour $u = 0,8$ résulte un temps de défaillance d'environ 7 000 heures donc plus petit que 8 760 heures (un an). Dans l'échantillon antithétique, $1-u = 0,2$ résulte un temps de défaillance de 50 000 heures (plus grande qu'un an). Dans le cas où l'échantillon dure 10 ans, donc 87 600 heures, cet événement est compris et donc simulé pour les deux échantillons antithétiques de la même paire. La simulation sur dix ans permet donc a priori d'inclure plus d'événements antithétiques et donc d'accélérer la convergence. Les deux simulations, Monte Carlo « naturelle » et V.A. ont été réalisées pour ce type d'échantillonnage. Les mêmes coefficients de variation ont été imposés, 7% pour la fréquence d'interruption et 12% pour l'indisponibilité.

Dans un premier temps, nous avons comparé le temps de simulation pour l'échantillonnage annuel et l'échantillonnage sur dix ans seulement pour la simulation Monte Carlo « naturelle ». Les résultats étaient semblables, environ 24 heures de temps de calcul. Ce temps de calcul n'est pas différent à cause de deux raisons. Premièrement, même si la simulation se réalise sur 10 ans, nous n'avons pas toujours dix fois plus d'événements à réaliser. Deuxièmement, la génération des nombres aléatoires et les calculs de convergence (moyenne,

variance, erreur, etc.) pour la simulation sur 10 ans se réalisent une seule fois à la fin par rapport au cas d'une simulation sur 1 an où ce calcul se fait avant (pour la génération des nombres aléatoires) et après (pour la convergence) chaque année.

Ensuite, nous avons comparé les résultats en utilisant l'échantillonnage sur dix ans pour la simulation Monte Carlo « naturelle » et pour la méthode des V.A. Les résultats sont présentés dans la Figure II.4.

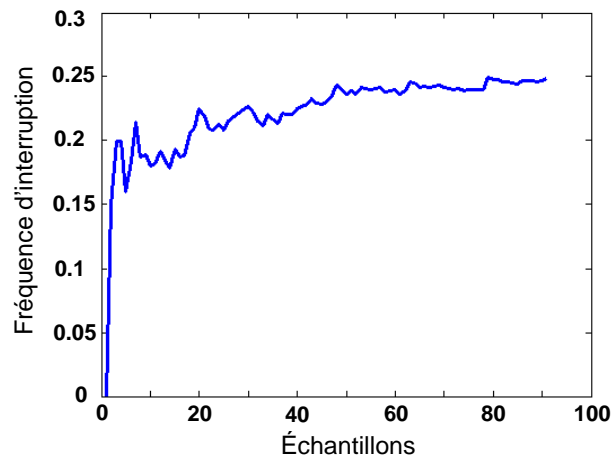


Figure 4a : fréquence d'interruption versus échantillons pour la simulation Monte Carlo « naturelle » pour un échantillon égal à dix ans

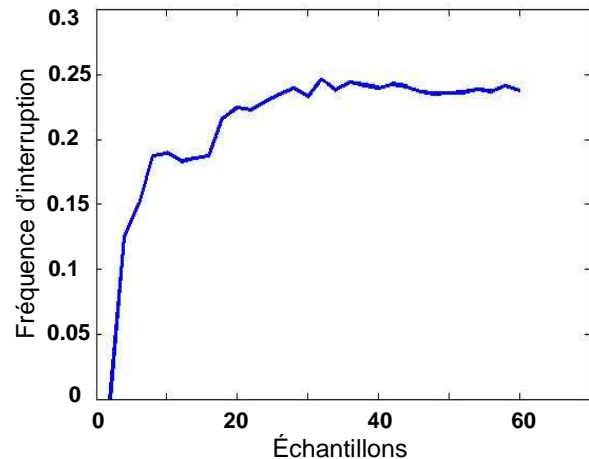


Figure 4a : fréquence d'interruption versus échantillons pour l'application de la méthode des V.A. pour un échantillon égal à dix ans

La simulation Monte Carlo « naturelle » a utilisé une valeur moyenne de 90 échantillons de dix ans pour converger. L'application classique de la méthode des variables antithétiques (« u » et « 1-u », cf. § II.2.2) conduit à une valeur moyenne de 30 paires d'échantillons antithétiques sur dix ans (60 échantillons sur dix ans simulés), ce qui signifie environ 33% d'accélération (également en temps de calcul).

Avec cette idée simple, les résultats précédemment obtenus ont été améliorés de plus de 10%.

II.2.4 Variables Antithétiques - utilisation de $MTBF-T_d$ et $MTBR-T_r$ ($2MTBF-T_d$ et $2MTBR-T_r$)

Dans le même esprit que précédemment, nous voulons essayer de créer une plus forte corrélation négative entre les deux échantillons d'une paire d'échantillons antithétiques. Pour cela, nous cherchons à utiliser, dans les échantillons antithétiques, les temps moyens de défaillance et les temps moyens de réparation.

Comme dans la simulation Monte Carlo « naturelle », le premier échantillon est créé en transformant les deux vecteurs des nombres aléatoires « u » en temps de défaillance et de réparation. Dans l'échantillon antithétique, au lieu d'employer « 1-u », nous utilisons les valeurs $MTBF-T_d$ et $MTBR-T_r$. Les MTBF et MTBR sont le temps moyen de défaillance et le

temps moyen de réparation, respectivement. Les T_d et T_r sont les temps de défaillance et réparation utilisés dans l'échantillon normal. Quand T_d ou T_r sont plus grands que MTBF ou respectivement MTBR, les événements qui devraient avoir lieu dans l'échantillon antithétique n'existent pas ($MTBF - T_d < 0$), donc il n'y a aucune correspondance (synchronisation) entre les temps d'occurrence T_d ou T_r dans la paire d'échantillons antithétiques. Il faut donc utiliser les valeurs absolues de $MTBF - T_d$ et $MTBR - T_r$. Dans ce cas aussi il y a la possibilité que les événements ne soient pas pris en compte dans l'échantillon antithétique, mais cette fois juste si la valeur de leur module dépasse une année (comme toutes les valeurs qui dépassent la période de simulation pour un échantillon).

La même technique a été appliquée en utilisant les valeurs absolues de $2MTBF - T_d$ et de $2MTBR - T_r$. Ceci permet d'avoir l'échantillon antithétique « 1-u » symétrique de « u » par rapport à MTBF ou MTBR et d'espérer une corrélation négative plus forte.

La simulation a été réalisée plusieurs fois en utilisant les deux méthodes décrites. Dans les deux cas, les résultats obtenus n'ont été pas satisfaisants : il a fallu une moyenne d'environ 1500 échantillons simulés pour obtenir la précision imposée. Nous avons donc observé une « décélération » dans notre résultat. Cela signifie que nous avons une corrélation positive entre les paires d'échantillons antithétiques au lieu d'avoir une corrélation négative. Une explication possible pour ces résultats peut être que puisque les temps de défaillance et de réparation dans l'échantillon antithétique (échantillons « 1-u ») sont obtenus directement par $MTBF - T_d$ et $MTBR - T_r$ (ou $2MTBF - T_d$ et $2MTBR - T_r$), le calcul ne passe plus par la fonction de probabilité de distribution exponentielle comme cela est fait pour l'échantillon normal « u ».

II.3 Méthode de Stratification

Si dans le cas des V.A. nous avons essayé d'accélérer les calculs à travers le tirage des nombres aléatoires, dans le cas de la méthode de Stratification nous allons essayer d'utiliser l'estimateur (résultat) de la simulation d'une manière plus astucieuse que sa simple moyenne pour réduire le temps de calcul.

II.3.1 Principe général

La méthode de Stratification consiste à mesurer, en plus de la variable qu'on cherche à calculer « x_i » (fréquence d'interruption, indisponibilité, ...), une variable supplémentaire « y_i » pour chaque échantillon « i ». « y_i » est appelée « variable de stratification » et peut varier dans une plage « y ». Elle va permettre de classifier chaque résultat d'un échantillon dans des classes ou strates. Les strates sont formées en divisant la gamme « y » en K intervalles égaux qui ne se superposent pas. Le résultat d'un échantillon, « x_i » est associé à la strate « k » si la valeur de « y_i » est comprise dans la strate « k ».

Si nous considérons qu'après « n » échantillons simulés on a « x_n » résultats et « y_n » variables de stratification, la répartition de chaque résultat « x_i » sera faite comme dans la Figure II.5.

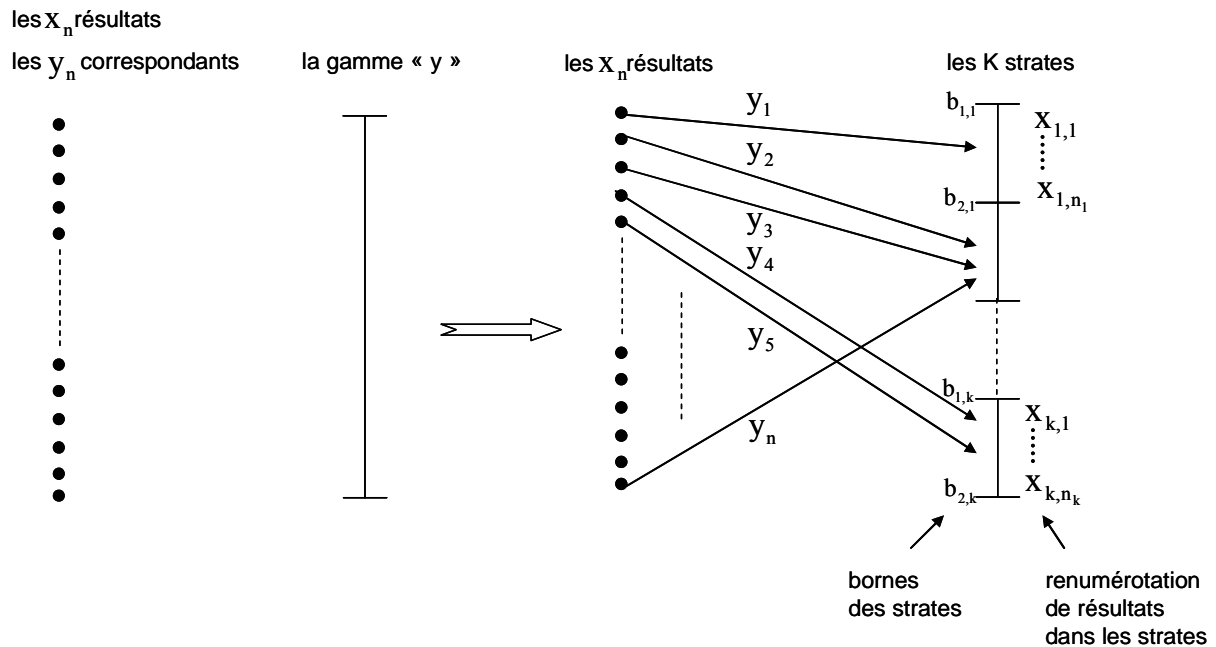


Figure II.5 : principe de la méthode de Stratification

L'estimateur stratifié est [KLE 74] :

$$\bar{x} = \sum_{k=1}^K p_k \cdot \bar{x}_k \quad (\text{II.6})$$

Avec :

$$\bar{x}_k = \frac{1}{n_k} \sum_{n=1}^{n_k} x_{k,n} \quad (\text{II.7})$$

- \bar{x}_k la moyenne dans chaque strate k ;
- n_k nombre d'échantillons dans la strate k ;
- p_k probabilité de la strate k = $p(y_i \in k)$.

La variance de l'estimateur stratifié est :

$$\text{var}(x) = \sum_{k=1}^K p_k^2 \cdot \text{var}(x_k) \quad (\text{II.8})$$

Avec :

$$- \text{var}(x_k) = \frac{1}{n_k - 1} \sum_{n=1}^{n_k} (x_{k,n} - \bar{x}_k)^2 \quad (\text{II.9})$$

- $\text{var}(x_k)$ variance dans chaque strate k.

L'erreur relative imposée pour l'arrêt de la simulation est :

$$\varepsilon = \frac{\sqrt{\text{var}(x)}}{\sqrt{N} \cdot \bar{x}} \quad (\text{II.10})$$

Avant de passer à l'application de cette méthode, une question se pose : quelle doit être la variable de stratification ? Dans la littérature, nous rencontrons plusieurs propositions pour l'utilisation de différentes variables. Une seule affirmation donne une information sur cette variable « la variable de stratification doit être fortement corrélée avec l'estimateur à calculer, idéalement la variable que nous essayons de calculer » [RIO 99]. Nous avons alors utilisé deux variables de stratification dans nos études.

La première est une variable assez générale qui ne dépend pas d'une application spécifique comme les réseaux électriques. Elle a été identifiée par Kleijnen dans [KLE 74]. La deuxième variable est utilisée dans les réseaux électriques et elle est représentée par les différents défauts du système [RIO 99].

Les deux paragraphes suivants traitent l'application de ces variables de stratification par notre simulation Monte Carlo.

II.3.2 Stratification - application « Kleijnen »

La variable de stratification proposée est calculée selon la formule [KLE 74] :

Pour l'échantillon « i »,

$$y_i = \sum_{j=1}^m t_j \quad \text{avec } t_j = 1 \text{ si } u_j \geq c \quad (\text{II.11})$$

$$t_j = 0 \text{ si } u_j < c$$

Avec :

- c : constante comprise entre 0 et 1 ;
- u_j : nombres aléatoires utilisés pour générer une réponse « x_i » ;
- m : nombre d' u_j utilisés.

Note : Pour que les strates ne changent pas pendant la simulation, le nombre « m » doit être un nombre constant. Ainsi, nous avons choisi comme valeur pour « m » le nombre d' u_j générés pour un échantillon, c'est à dire le nombre maximal de nombres aléatoires. On tire 2 nombres aléatoires (défaillance et réparation) par équipement. Dans le cas des lignes, on tire 2 nombres aléatoires pour les défaillances (court circuit permanent et fugitif).

En regardant la formule (II.11) nous pouvons voir que y_i est une variable distribuée selon une loi binomiale (voir Annexe 1), avec la probabilité de succès égal à $(1-c)$: $p(t_j = 1) = p(u_j \geq c) = 1 - c$. Ainsi la probabilité que « y_i » appartienne à la strate « k » se calcule comme suit [KLE 74] :

$$p_k = p(y_i \in k) = \sum_{j=b_{1,k}}^{b_{2,k}} C_m^j (1-c)^j c^{m-j} \quad (\text{II.12})$$

Avec :

- $b_{1,k}$ et $b_{2,k}$ les bornes de la strate « k » ;
- c la constante ci-dessus définie

Les formules précédentes conduisent à deux questions importantes pour l'implantation de cette méthode :

🔧 Quelle doit être la valeur de la constante « c » ?

Cette constante a été déterminée par une approche expérimentale de type erreur et d'essais. La discrétisation utilisée est $c \in [0,1; 0,2; \dots; 0,9]$. La valeur choisie, justifiée par la suite, est celle qui a donné la meilleure accélération.

🔧 Quel doit être le nombre de strates ?

Dans la littérature [KLE 74], [RIO 99] il est précisé que le nombre de strates optimum se trouve entre 5 et 8, sans plus d'explications.

Ainsi, nous avons réalisé une première application en choisissant le nombre des strates égal à 5. Voici comment nous avons réalisé la stratification :

Nous générons $m=271$ nombres aléatoires qui correspondent aux défaillances (incluant les courts-circuits fugitifs et permanents de lignes) et réparation pour tous les équipements du système. Nous considérons 5 strates qui impliquent une division de l'intervalle 271 en 5 comme suit : $[0, 54)$, $[54, 107)$, $[107, 161)$, $[161, 215)$, $[215, 271]$. Nous avons calculé les probabilités p_i (voir formule (II.12)) des strates avec différentes valeurs pour la constante

« c » ($c \in [0,1; 0,2; \dots; 0,9]$). Nous avons constaté des valeurs assez différentes pour ces probabilités. Voici l'exemple pour $c=0,2$:

$$p_1 = \sum_{i=0}^{53} C_{271}^i (1-c)^i c^{271-i} = 1,76 * 10^{-102}, \quad p_2 = \sum_{i=54}^{107} C_{271}^i (1-c)^i c^{271-i} = 8,62 * 10^{-49},$$

$$p_3 = \sum_{i=108}^{161} C_{271}^i (1-c)^i c^{271-i} = 2,72 * 10^{-15}, \quad p_4 = \sum_{i=162}^{216} C_{271}^i (1-c)^i c^{271-i} = 0,358,$$

$$p_5 = \sum_{i=217}^{271} C_{271}^i (1-c)^i c^{271-i} = 0,642$$

Nous pouvons voir que les probabilités p_1, p_2, p_3 , sont très faibles devant p_4, p_5 . Ce cas est valable aussi pour $c=0,4, c=0,6$ et $c=0,8$. Dans toutes les autres situations ($c=0,1$; $c=0,3$; $c=0,5$; $c=0,7$ et $c=0,9$) on constate une seule probabilité importante ($>0,9$). Ainsi, nous pouvons conclure que seulement les quatre premières valeurs pour « c » sont intéressantes dans cette situation. Nous avons donc réalisé des simulations pour ces valeurs.

Avec une telle disparité sur les p_i , il y a une grande probabilité que, suite à la simulation, nous nous retrouvions avec des strates vides (sans résultats rangés à l'intérieur). Si cela arrive, nous aurons un problème lié au calcul de la moyenne de la strate vide (cf. formule (II.7)) : on a une division par zéro. Deux solutions peuvent être envisagées dans ce cas [KLE 74]. Soit on continue la simulation jusqu'à ce que toutes les strates aient au moins un résultat compris à l'intérieur, soit nous essayons de combiner les strates qu'ils ont zéro résultats avec les autres en modifiant le nombre de strates. Dans l'esprit d'avoir une bonne précision dans l'approximation du nombre moyen d'échantillons nécessaires pour la convergence de l'algorithme, nous avons choisi la deuxième solution. Cela veut dire que si nous avons une strate vide, nous allons la regrouper avec une autre strate qui se trouve à côté en réalisant une strate plus grande avec une probabilité égale à la somme des deux probabilités.

La meilleure accélération est obtenue avec $c=0,4$. Le résultat est compris entre 800 et 900 échantillons simulés, donc une accélération de 10% à 20%, accélération qui se retrouve aussi en terme de temps de calcul.

Les observations précédentes sur les probabilités des strates font penser que seulement deux des 5 strates considérées sont « utiles » car les autres sont quasiment vides. Nous avons donc reconsidéré cette approche en réalisant une deuxième application en ne considérant que 2 strates. De la même façon, nous générons $m=271$ nombres aléatoires. On considère donc $K=2$ strates : $[0, 135), [135, 271)$. Pour déterminer la valeur de la constante « c », les mêmes essais que précédemment ont été réalisés. Nous avons calculé les probabilités p_i (voir formule (II.12)) des strates avec les différentes valeurs de la constante « c ». La seule valeur qui a permis d'avoir deux strates avec des probabilités équilibrées est $c=0,5$, avec $p_1 = 0,5$ et $p_2 = 0,5$. Les autres valeurs conduisent à une strate avec une probabilité très importante

(>0,995) et une autre avec une probabilité très petite. Dans ce cas, nous considérons qu'il n'est pas nécessaire de réaliser toutes les simulations parce que nous avons une grande probabilité de tomber sur une simulation normale (avec une seule strate), donc sans accélération possible. En conséquence, nous n'avons réalisé la simulation que pour $c=0,5$ (Figure II.6a).

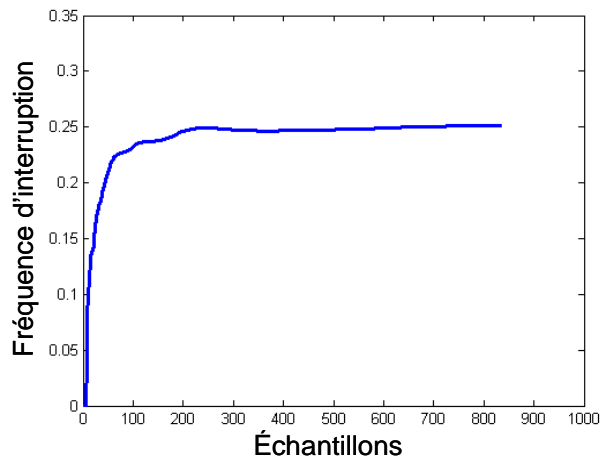


Figure II.6a : fréquence d'interruption versus échantillons pour l'application de la méthode de Stratification (p_k calculée selon la formule (II.11))

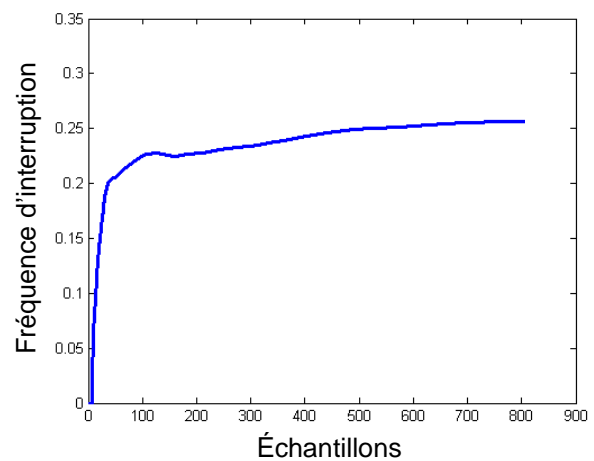


Figure II.6b : fréquence d'interruption versus échantillons pour l'application de la méthode de Stratification ($p_k = n_k/n$)

Une autre technique utilisée dans la littérature [KLE 74] est de remplacer les probabilités p_k par le rapport n_k/n , « n_k » étant le nombre d'échantillons dans la strate « k » et « n » le nombre total d'échantillons. Cela veut dire que chaque strate « k » sera pondérée par le nombre de résultats rangés à l'intérieur. La moyenne totale sera la somme pondérée des moyennes de chaque strate :

$$\bar{x} = \sum_{k=1}^K \left[\frac{n_k}{n} \right] \cdot \bar{x}_k \quad (\text{II.13})$$

Pour le calcul de la variance, nous utilisons la même logique :

$$\text{var}(x) = \sum_{k=1}^K \left[\frac{n_k}{n} \right]^2 \cdot \text{var}(x_k) \quad (\text{II.14})$$

Les simulations sont réalisées de la même façon que précédemment, c'est à dire en commençant par 5 strates et diverses valeurs de la constante « c ». Suite à ces simulations, nous avons constaté la même disparité entre les divers rapports n_k/n (probabilités) des strates que dans la première application et donc l'existence de seulement deux strates utiles. En

conséquence, nous n'avons adopté encore une fois que deux strates et de la même manière, nous avons essayé toutes les valeurs de la constante « c ». Le meilleur résultat se reproduit pour $c=0,5$. Sur la Figure II.6b, nous pouvons voir le nombre d'échantillons simulés. Le résultat obtenu est d'environ 800 échantillons, soit une accélération de 20%.

II.3.3 Stratification - application en fonction des défauts

Dans le paragraphe précédant, nous avons considéré comme variable de stratification « y », une variable calculée en fonction des nombres aléatoires tirés. Maintenant, nous allons essayer de créer les strates en fonction des défauts possibles sur le système [RIO 99]. Par exemple :

Strate1 : défauts lignes

Strate2 : défauts disjoncteurs

Strate3 : défauts générateurs

Strate4 : défauts lignes + disjoncteurs

Strate5 : défauts lignes + générateurs

Strate6 : défauts disjoncteurs + générateurs

Strate7 : défauts lignes + disjoncteurs + générateurs

Cela veut dire que dans la première strate, on va ranger les échantillons où il ne s'est produit que des défaillances de lignes. Pour la strate 2, les échantillons qui ne comprennent que des défaillances de disjoncteurs, et ainsi de suite. Si nous nous rappelons que nous avons une simulation séquentielle où la réponse d'un échantillon est issue d'une séquence d'événements et pas d'un seul événement, les trois premières strates ont une probabilité d'occurrence faible sur une période de service d'un an. A priori, la strate 7 représente le cas le plus fréquent.

Pour calculer l'estimateur, on utilise pour calculer les probabilités p_k le rapport n_k/n , avec lesquelles nous avons obtenu le meilleur résultat de la stratification jusqu'à maintenant. Le résultat (Figure II.7) montre un peu moins de 1000 échantillons simulés (soit aucune accélération). Dans certains cas, nous avons obtenu une « décélération » (échantillons simulés plus grands que 1000). Pour vérifier les résultats, nous avons regardé les probabilités, donc le rapport n_k/n , issus des simulations : $p_1 = 0$, $p_2 = 0$, $p_3 = 6 \cdot 10^{-3}$, $p_4 = 0$, $p_5 = 1,5 \cdot 10^{-2}$, $p_6 = 1,2 \cdot 10^{-2}$, $p_7 = 0,967$.

Comme nous l'avons anticipé, le plus de résultats appartient à la strate 7, où nous avons tous les types de défauts. Les strates 3, 5 et 6 ont aussi une probabilité différente de zéro, mais très faible. Cela est dû au fait qu'ils contiennent les défauts des générateurs qui ont un taux de défaillance de $\lambda = 2 \cdot 10^{-4}$ [fr/h] (une défaillance environ tous les six mois), par rapport aux autres équipements qui sont plus fiables (Annexe 3).

En conséquence, nous retrouvons une simulation avec quasiment une seule strate. Nous pouvons conclure que ce type de stratification, pour une simulation chronologique, n'est donc pas intéressant en terme de performance.

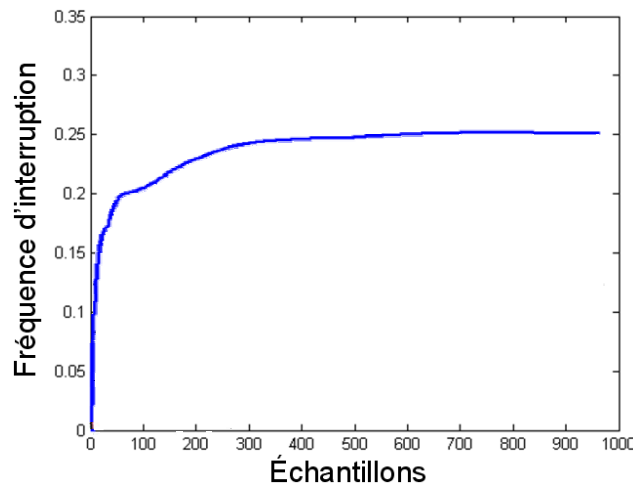


Figure II.7 : fréquence d'interruption versus échantillons pour l'application de la méthode de Stratification

II.4 Méthodes hybrides

Comme nous l'avons précisé dans la partie introductive de ce chapitre, les résultats obtenus en utilisant des méthodes de réduction de la variance sont assez divisés. L'efficacité des méthodes diffère d'un article à l'autre et d'une application à l'autre. En appliquant les méthodes telles quelles, nous n'avons pas pu obtenir le résultat souhaité, un temps de calcul raisonnable en vue de l'étude de faisabilité d'une méthode d'optimisation couplée à la simulation.

Dans la littérature, en même temps que les méthodes simples, des approches pour hybrider les méthodes d'accélération ont été développées (combinaison de différentes méthodes). Comme exemples d'application des méthodes hybrides, on peut consulter [KLE 74], [BRE 90], [MAR 91], [HUA 93], [RIO 99]. Il existe parfois même jusqu'à trois méthodes d'accélération fusionnées [WIJ 91]. Une conclusion générale issue de ce type d'approche est que, dans presque tous les cas, l'application des méthodes hybrides a conduit à de meilleurs résultats qu'une approche individuelle.

En conséquence, dans les paragraphes suivants, nous allons présenter les approches et les résultats obtenus par la jonction des deux méthodes étudiées auparavant : les Variables Antithétiques et la Stratification. Il faut préciser que la fusion a été réalisée dans les deux sens : la méthode des Variables Antithétiques englobée dans la Stratification et inversement.

II.4.1 Stratification englobée dans la méthode des Variables Antithétiques

Au début de la simulation, on fixe les « k » strates et leur bornes. Des strates identiques sont utilisées pour classer les résultats des échantillons normaux « u » d'un côté et des échantillons antithétiques « 1-u » de l'autre côté. La variable de stratification est calculée selon la même formule (cf. § II.3.2) pour les deux échantillons de la paire d'échantillons antithétiques :

Pour l'échantillon normal « i »,

$$y_i(u) = \sum_{j=1}^m t_j \quad \text{avec } t_j = 1 \text{ si } u_j \geq c \quad (\text{II.15})$$

$$t_j = 0 \text{ si } u_j < c$$

Pour l'échantillon antithétique « i »,

$$y_i(1-u) = \sum_{j=1}^m t_j \quad \text{avec } t_j = 1 \text{ si } 1-u_j \geq c \quad (\text{II.16})$$

$$t_j = 0 \text{ si } 1-u_j < c$$

Avec :

- c : constante comprise entre 0 et 1 ;
- u_j : nombres aléatoires utilisés pour générer une réponse « x_i » ;
- m : nombre d' u_j utilisés.

Nous disposons d'une paire d'échantillons antithétiques (un normal et un antithétique) dans lesquels nous avons réparti des résultats dans des strates. Ensuite nous devons procéder aux calculs des moyennes, des variances et des erreurs.

Une première idée qui vient à l'esprit est de calculer la moyenne sur les strates pour chaque échantillon de la paire d'échantillons antithétiques et à la fin de calculer le nouvel estimateur comme étant la moyenne des deux. La variance et l'erreur sont ensuite calculées pour ce nouvel estimateur. La réalisation concrète de l'algorithme est fait dans l'**Application n°1**.

Une deuxième idée, faisant suite à la première, est de calculer non seulement la moyenne stratifiée mais aussi la variance stratifiée, pour chaque échantillon de la paire d'échantillons antithétiques, et faire la moyenne pour les deux à la fin. Il reste, aussi à la fin, à calculer l'erreur en fonction de la moyenne et de la variance calculées précédemment. C'est l'**Application n°2** qui fait l'objet de cette étude.

En conséquence, une troisième idée est de calculer la moyenne, la variance et l'erreur toutes stratifiées et faire la moyenne antithétique de l'erreur à la fin. C'est l'**Application n°3**.

En passant à l'application concrète des algorithmes, nous allons expliquer les étapes suivies pour la réalisation.

II.4.1.1 Application n°1

1. Calcul des échantillons normaux

1a. Les **Pas1** à **6** de la simulation Monte Carlo sont réalisés pour les nombres aléatoires « u ». En fonction de la variable de stratification $y(u)$, les résultats seront classés dans les strates correspondantes (Figure II.8).

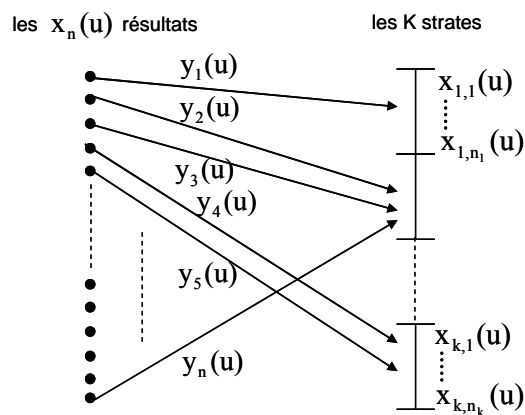


Figure II.8 : stratification des résultats des échantillons normaux

1b. Nous calculons la moyenne sur toutes les strates pour la simulation normale.

$$\bar{x}(u) = \sum_{k=1}^K \left[\frac{n_k(u)}{n(u)} \right] \cdot \bar{x}_k(u) \quad (\text{II.17})$$

Avec :

$$\bar{x}_k(u) = \frac{1}{n_k(u)} \sum_{n=1}^{n_k(u)} x_{k,n}(u) \quad (\text{II.18})$$

2. Calcul des échantillons antithétiques

2a. Les **Pas1** à **6** de la simulation Monte Carlo sont réalisés pour les nombres aléatoires « 1-u ». En fonction de la variable de stratification $y(1-u)$, les résultats seront classés dans les strates correspondantes. (Cf. Figure 8 en remplaçant « u » par « 1-u »).

2b. Nous calculons la moyenne sur toutes les strates pour la simulation « 1-u ».

$$\bar{x}(1-u) = \sum_{k=1}^K \left[\frac{n_k(1-u)}{n(1-u)} \right] \cdot \bar{x}_k(1-u) \quad (\text{II.19})$$

Avec :

$$\bar{x}_k(1-u) = \frac{1}{n_k(1-u)} \sum_{n=1}^{n_k(1-u)} x_{k,n}(1-u) \quad (\text{II.20})$$

$n(u) = n(1-u) = \frac{N}{2}$, avec N nombre total d'échantillons simulés

3. Le nouvel estimateur

Après chaque paire d'échantillons antithétiques (normaux et antithétiques), nous calculons le nouvel estimateur du système « x » comme étant la moyenne entre $\bar{x}(u)$ et $\bar{x}(1-u)$.

$$x = \frac{\bar{x}(u) + \bar{x}(1-u)}{2} \quad (\text{II.21})$$

La moyenne de « x » sur tous les échantillons simulés est :

$$\bar{x} = \frac{1}{N/2} \sum_{i=1}^{N/2} x_i \quad (\text{II.22})$$

Pour ce nouvel estimateur « x », nous calculons la variance $\text{var}(x)$ et l'erreur relative « ε » (voir formule (II.5)) pour arrêter la simulation :

$$\text{var}(x) = \frac{1}{(N/2)-1} \sum_{i=1}^{N/2} (x_i - \bar{x})^2 \quad (\text{II.23})$$

$$\varepsilon = \frac{\sqrt{\text{var}(x)}}{\sqrt{N/2} \cdot \bar{x}}$$

Les simulations sont réalisées pour K=2 strates et la constante c=0,2 (paramètres qui donnaient les meilleurs résultats dans les simulations précédentes). Le résultat est présenté sur la Figure II.9a. Nous obtenons une bonne accélération (96%) mais la convergence ne se fait

pas sur la bonne valeur (jusqu'à 40% d'erreur), donc ce résultat n'est pas satisfaisant dans l'état.

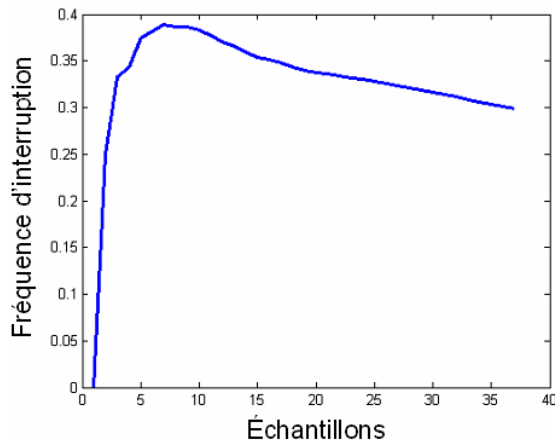


Figure II.9a : fréquence d'interruption versus échantillons pour la Stratification englobée dans la méthode des V.A. ($\varepsilon=0,07$)

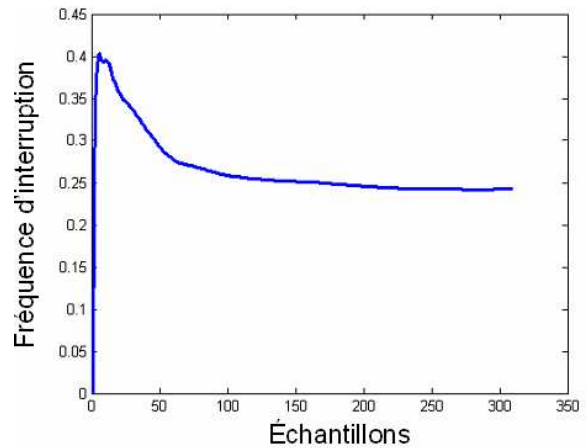


Figure II.9b : fréquence d'interruption versus échantillons pour la Stratification englobée dans la méthode des V.A. ($\varepsilon=0,01$)

Comme nous pouvons l'observer sur la Figure II.9a, l'erreur sur le résultat est due au fait que la précision a été atteinte (et donc la simulation s'est arrêtée) alors que la valeur finale n'était elle même pas encore atteinte. Nous avons alors décidé de diminuer la précision imposée pour que le résultat arrive à se stabiliser. De nouvelles simulations ont été réalisées avec un coefficient de variation $\varepsilon = 0,01$ (à la place de 0,07) pour la fréquence d'interruption des clients (Figure II.9b). Nous avons obtenu environ 300 paires d'échantillons antithétiques (600 échantillons simulés), donc une accélération de 40% avec une convergence sur le bon résultat.

Les résultats obtenus font penser qu'il y a un problème au niveau du critère d'arrêt de la simulation. En fait, il y a une diminution brutale de la variance (différence entre deux valeurs successives du résultat) qui fait que la valeur de « ε » devient trop vite inférieure à la précision imposée et la simulation s'arrête trop vite, sans avoir convergé sur la valeur finale. Nous espérons que les deux autres manières de calculer l'estimateur seront plus efficaces.

II.4.1.2 Application n°2

1. Calcul des échantillons normaux

1a. Cette étape reste inchangée par rapport à l'étape **1a** de l'application n°1.

1b. Nous calculons la moyenne (cf. formule (II.17)) et la variance sur toutes les strates pour la simulation normale.

$$\bar{x}(u) = \sum_{k=1}^K \left[\frac{n_k(u)}{n(u)} \right] \cdot \bar{x}_k(u)$$

$$\text{var}(x(u)) = \sum_{k=1}^K \left[\frac{n_k(u)}{n(u)} \right]^2 \cdot \text{var}(x_k(u)) \quad (\text{II.24})$$

2. Calcul des échantillons antithétiques

2a. Cette étape reste inchangée par rapport à l'étape **2a** de l'application n°1.

2b. Nous calculons la moyenne (cf. formule (II.19)) et la variance sur toutes les strates pour la simulation « 1-u ».

$$\bar{x}(1-u) = \sum_{k=1}^K \left[\frac{n_k(1-u)}{n(1-u)} \right] \cdot \bar{x}_k(1-u)$$

$$\text{var}(x(1-u)) = \sum_{k=1}^K \left[\frac{n_k(1-u)}{n(1-u)} \right]^2 \cdot \text{var}(x_k(1-u)) \quad (\text{II.25})$$

3. Le nouvel estimateur

Nous calculons la moyenne (voir formule (II.21)), la variance et l'erreur globale (voir formule (II.5)) de la façon suivante :

$$\bar{x} = \frac{\bar{x}(u) + \bar{x}(1-u)}{2}$$

$$\bar{x} = \frac{\sum x}{N/2} \quad (\text{II.26})$$

$$\text{var}(x) = \frac{\text{var}(x(u)) + \text{var}(x(1-u))}{2} \quad (\text{II.27})$$

$$\varepsilon = \frac{\sqrt{\text{var}(x)}}{\sqrt{N/2} \cdot \bar{x}}$$

Les simulations sont réalisées pour $K=2$ strates et la constante $c=0,2$. Les résultats obtenus sont globalement les mêmes que pour l'application n°1, donc pas d'amélioration à signaler.

II.4.1.3 Application n°3

1. Calcul des échantillons normaux

1a. Cette étape reste inchangée par rapport à l'étape **1a** de l'application n°1.

1b. Nous calculons la moyenne (cf. formule (II.17)), la variance (cf. formule (II.24)) et l'erreur sur toutes les strates pour la simulation normale.

$$\bar{x}(u) = \sum_{k=1}^K \left[\frac{n_k(u)}{n(u)} \right] \cdot \bar{x}_k(u)$$

$$\text{var}(x(u)) = \sum_{k=1}^K \left[\frac{n_k(u)}{n(u)} \right]^2 \cdot \text{var}(x_k(u))$$

$$\varepsilon(u) = \frac{\sqrt{\text{var}(x(u))}}{\sqrt{N} \cdot \bar{x}(u)} \quad (\text{II.28})$$

2. Calcul des échantillons antithétiques

2a. Cette étape reste inchangée par rapport à l'étape **2a** de l'application n°1.

2b. Nous calculons la moyenne (cf. formule (II.19)), la variance (cf. formule (II.25)) et l'erreur sur toutes les strates pour la simulation « 1-u ».

$$\bar{x}(1-u) = \sum_{k=1}^K \left[\frac{n_k(1-u)}{n(1-u)} \right] \cdot \bar{x}_k(1-u)$$

$$\text{var}(x(1-u)) = \sum_{k=1}^K \left(\frac{n_k(1-u)}{n(1-u)} \right)^2 \cdot \text{var}(x_k(1-u))$$

$$\varepsilon(1-u) = \frac{\sqrt{\text{var}(x(1-u))}}{\sqrt{N} \cdot \bar{x}(1-u)} \quad (\text{II.29})$$

3. Le nouvel estimateur

Cette fois nous n'avons à calculer que l'erreur globale de l'estimateur.

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon(u) + \varepsilon(1-u)}{2} \quad (\text{II.30})$$

Les simulations sont réalisées de la même manière pour $K=2$ strates et la constante $c=0,2$. Dans ce cas également, les résultats obtenus sont les mêmes que pour l'application n°1.

II.4.2 Méthode de Variables Antithétiques englobée dans la Stratification

Au début de la simulation, on fixe les « k » strates et leur bornes. Cette fois, on a une seule variable de stratification pour une paire d'échantillons antithétiques, un normal et un antithétique. La variable de stratification est calculée selon la même formule (cf. § II.3.2) :

Pour l'échantillon normal et antithétique « i »,

$$y_i = \sum_{j=1}^{2m} t_j \quad \text{avec } t_j = 1 \text{ si } u_j \geq c \quad (\text{II.31})$$

$$t_j = 0 \text{ si } u_j < c$$

Avec :

- c : constante comprise entre 0 et 1 ;
- u_j : nombres aléatoires utilisés pour générer une réponse « x_i » ;
- 2m : nombre d' u_j utilisés.

Note : Le nombre m (des u_j) utilisé dans le § II.3.2 est multiplié cette fois par deux du fait que l'on va classer dans des strates les résultats obtenus à partir de la paire d'échantillons antithétiques.

Pour mieux comprendre nous allons détailler les pas de l'algorithme.

1. Calcul des échantillons normaux

Les **Pas 1 à 6** de la simulation Monte Carlo sont réalisés pour les nombres aléatoires « u » sans aucune stratification et nous sauvegardons les résultats $x_n(u)$.

2. Calcul des échantillons antithétiques

Les **Pas1** à **6** de la simulation Monte Carlo sont réalisés pour les nombres aléatoires « 1-u » sans aucune stratification et nous sauvegardons les résultats $x_n(1-u)$.

3. Le nouvel estimateur

Après chaque paire d'échantillons antithétiques, on calcule le nouvel estimateur du système « x_n » comme étant la moyenne entre $x_n(u)$ et $x_n(1-u)$.

$$x_n = \frac{x_n(u) + x_n(1-u)}{2} \quad (\text{II.32})$$

Ces résultats « x_n » sont classés dans des strates en fonction de « y » calculé en considérant $2m$ nombres aléatoires (Figure II.10).

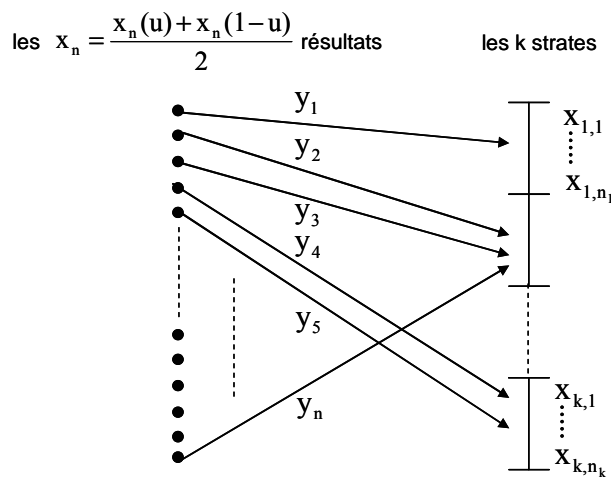


Figure II.10 : stratification des résultats pour l'estimateur x_n

La moyenne pondérée sur les strates donne l'estimateur antithétique qui a été stratifié. Il a la même forme que celui de la formule (II.13) :

$$\bar{X} = \sum_{k=1}^K \left[\frac{n_k}{n} \right] \cdot \bar{X}_k$$

Avec :

$$\bar{X}_k = \frac{1}{n_k} \sum_{n=1}^{n_k} X_{k,n}$$

La variance est calculée selon la même formule (II.14) de la stratification :

$$\text{var}(x) = \sum_{k=1}^K \left[\frac{n_k}{n} \right]^2 \cdot \text{var}(x_k)$$

Avec :

$$\text{var}(x_k) = \frac{1}{n_k - 1} \sum_{n=1}^{n_k} (x_{k,n} - \bar{x}_k)^2$$

L'erreur est calculée en utilisant la formule (II.10) :

$$\varepsilon = \frac{\sqrt{\text{var}(x)}}{\sqrt{N} \cdot \bar{x}}$$

Pour réaliser les simulations, nous générons $m=542$ nombres aléatoires qui correspondent aux défaillances (incluant les courts-circuits fugitifs et permanents de lignes) et réparation pour tous les équipements du système et pour une paire d'échantillons antithétiques. Nous considérons $K=2$ strates et la constante $c=0,2$. Le résultat obtenu est présenté dans la Figure II.11.

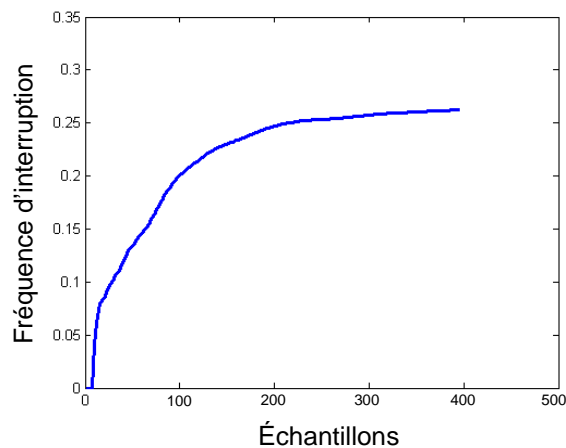


Figure II.11 : fréquence d'interruption versus échantillons pour la méthode des V.A. englobée dans la Stratification

Moins de 200 paires d'échantillons antithétiques (390 échantillons) ont été simulées pour converger cette fois sur la bonne valeur du résultat. Donc, une accélération en moyenne d'un peu plus de 60% a été obtenue avec cette méthode. Le meilleur résultat a été d'environ 70% d'accélération.

II.5 Synthèse

Malgré le fait qu'elle emploie un temps de calcul important, la simulation Monte Carlo séquentielle produit des solutions aux problèmes complexes et évalue des informations additionnelles, telle que la probabilité de distribution, qui ne sont pas réalisables avec les méthodes analytiques. Plusieurs techniques de réduction de la variance sont à notre disposition pour accélérer le temps de calcul. Deux de ces techniques, les Variables Antithétiques et la Stratification, ont été présentées dans ce chapitre.

Dans un premier temps, la méthode des Variables Antithétiques a été choisie comme technique de réduction de la variance parce que c'est une méthode simple à appliquer et elle a l'avantage de ne pas perturber le comportement dynamique du système, en changeant seulement le procédé de tirage aléatoire. Malheureusement, la complexité de la modélisation du système a apporté des résultats inattendus. Il semble que la corrélation négative entre les échantillons d'une paire antithétique était insuffisante, apportant une accélération de seulement 20% environ. Un petit progrès a été réalisé en changeant l'échantillon de simulation d'un an à dix ans, arrivant à 30% d'accélération.

Ensuite, l'application de la méthode de stratification a conduit aux mêmes résultats, en terme d'accélération, que les Variables Antithétiques (entre 20 et 30%).

Pour améliorer ces résultats, nous avons essayé de développer des méthodes hybrides. Comme nous avons vu dans la littérature, la jonction de deux ou plusieurs méthodes d'accélération conduit à de meilleurs résultats. En effet, seule la combinaison de ces deux méthodes a conduit, après plusieurs essais, à des résultats satisfaisants. La meilleure accélération (environ 60% en moyenne, avec une pointe à 70%) a été obtenue par la méthode des Variables Antithétiques englobée dans la Stratification pour ce qui concerne le nombre d'échantillons et le temps de calcul. Les résultats obtenus sont récapitulés dans le Tableau II.1.

Méthode	Antithétique				Stratification		Hybride	
	U,1-U		MTBF-T _f	2MTBF-T _f	Kleijnen	Défauts	A C S	S C A
	1 an	10 ans						
Accélération	20%	30%	< 0		20%	< 0	60%	40%

Tableau II.1 : tableau récapitulatif des résultats

Comme nous avons déjà exploré un certain nombre des possibilités d'accélération de calculs et que les résultats obtenus par nos nouvelles approches en terme de performances sont les mêmes que ceux trouvés dans la littérature, nous avons décidé d'arrêter l'étude de ces méthodes, car d'une part nous doutions de pouvoir faire mieux dans le temps restant et d'autre part, il restait à développer des méthode d'optimisation pour l'outil envisagé.

La méthode d'accélération sera appliquée par la suite et le résultat obtenu sera valorisé dans le chapitre suivant. Nous verrons plus tard de quelle façon nous allons profiter de cette accélération des calculs.

Néanmoins, en sachant que la simulation Monte Carlo se prête bien pour un calcul parallèle, il sera possible par la suite d'essayer d'améliorer encore plus ces résultats par des calculs sur des systèmes multiprocesseurs ou sur des grappes de calculateurs.

En conséquence, tenant compte que par ces deux méthodes (réduction de la variance et calcul parallèle) nous pouvons arriver à des temps de simulation assez réduits, nous nous sommes concentrés, dans le chapitre III, sur la deuxième étape de cette thèse : étudier la faisabilité d'une méthode d'optimisation basée sur des critères de sûreté.

Chapitre III

Stratégies de maintenance préventive optimales

III.1 But de l'étude

Un des objectifs de la Dérégulation du marché Européen de l'électricité est la « Création de services de production et de distribution plus compétitifs » [SOL 97]. Cela fait que le rapport coût/performances joue un rôle plus important que dans l'environnement monopolistique. Cela veut donc dire un rapport coût/performances optimisé du point de vue des investissements, de l'exploitation et de la qualité de l'alimentation électrique. Les services doivent se focaliser aussi sur la qualité de l'alimentation électrique car les consommateurs se trouveront sur un marché où ils pourront, non seulement acheter l'énergie au meilleur prix, mais également être informés et réagir sur le degré de qualité du produit.

Dans ce contexte, un outil de sûreté de fonctionnement doit avoir une certaine souplesse et doit donner la possibilité aux utilisateurs non seulement d'évaluer les performances du système électrique en termes d'indices de sûreté, mais aussi de pouvoir réaliser des études spécifiques de conception, planification ou préparation à l'exploitation sur des critères de sûreté. Cela conduit à un couplage de la partie simulation Monte Carlo avec une partie d'optimisation qui peut servir pour différentes études (Figure III.1).

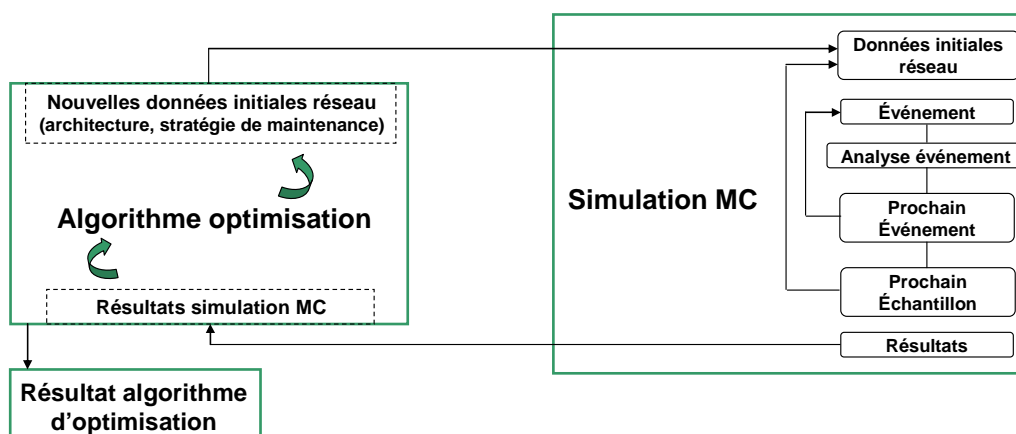


Figure III.1 : couplage simulation/optimisation

Pour cela, nous avons choisi une application spécifique dans les études de préparation à l'exploitation du système, il s'agit de l'optimisation des stratégies de maintenance préventive

des équipements du réseau. Dans cette étude, nous essayerons de trouver des stratégies de maintenance préventive des équipements avec un coût global minimal, tout en maintenant un niveau acceptable de qualité de service.

Dans les paragraphes suivants, nous verrons en quelques mots quels sont les défis actuels sur les politiques de maintenance, les différents types de maintenance (correctives et préventives) et les différentes stratégies. Nous terminerons avec les besoins en termes de modélisation et de données pour une étude d'optimisation de la maintenance préventive.

III.2 Maintenance dans les réseaux électriques

III.2.1 Généralités

Les procédures de maintenance sont une partie intégrante de la planification, construction et exploitation du système. L'objectif des activités de maintenance est de réunir les demandes de performance, de fiabilité et économiques tout en respectant les contraintes sur le système et les consommateurs.

Plusieurs facteurs sont identifiés comme raison pour laquelle le système doit être maintenu :

- ✚ Un bon niveau de disponibilité (demandé par les consommateurs) ;
- ✚ Un niveau élevé de sécurité du personnel ;
- ✚ Un vieillissement plus tardif du système ;
- ✚ Des investissements plus tardifs ;
- ✚ Une bonne connaissance du système ;
- ✚ Une compétence élevée du personnel ;
- ✚ Une réponse aux changements environnementaux (par exemple, la croissance des arbres).

Il existe également des facteurs qui représentent des problèmes dans la maintenance, comme par exemple :

- ✚ la maintenance est un processus à long terme et les conséquences induites par une maintenance insuffisante ou incorrecte apparaissent jusqu'à 3 à 6 ans plus tard (en fonction du type de maintenance) ;
- ✚ L'absence de méthodes disponibles pour l'évaluation de l'efficacité de la maintenance ;
- ✚ Les erreurs humaines se multiplient avec l'augmentation du nombre des maintenances.

Les actions de maintenance sont basées sur la dégradation du composant et sur la probabilité de défaillance et leurs conséquences. Les défaillances peuvent être groupées en deux catégories : les défaillances aléatoires et les défaillances qui sont une conséquence de la détérioration (vieillissement). Les composants qui subissent des défaillances aléatoires sont

normalement traités seulement par une maintenance corrective. Il est important d'établir pour les différents composants du système si des actions de maintenance préventive sont à réaliser ou s'il est préférable de laisser la défaillance se produire et effectuer ensuite la maintenance corrective.

III.2.2 Changements dans les tendances de maintenance

En 1997, le CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques) a mis en place un questionnaire pour obtenir plus d'informations sur les futures tendances dans la planification, conception, exploitation, développement et maintenance des postes électriques. Un résumé des 49 réponses délivrées par différents services publics ou privés peut être trouvé dans [BER 02]. Ils ont trouvé évident le changement organisationnel des entreprises après la dérégulation, avec notamment une forte pression pour réduire les coûts de fonctionnement et de maintenance. Quelques idées retenues :

- ✚ Environ 39% des entreprises réalisent les activités de maintenance avec un intervalle fixe et 30% sur la base de surveillances. Plusieurs entreprises qui font partie de la première catégorie évoluent vers une maintenance conditionnelle ou basée sur la sûreté ;
- ✚ Environ la moitié des entreprises ont réalisé des études de sûreté pour l'optimisation de la maintenance. Ces études ont généré une plus forte souplesse et diversification sur les intervalles de maintenance ;
- ✚ Les données sur la fiabilité des équipements (modes de défaillance en particulier) sont un problème réel.

III.2.3 Maintenance corrective et maintenance préventive

La maintenance corrective est la remise en état ou le remplacement d'un équipement défaillant. Elle peut être considérée parfois comme une bonne approche. Par exemple, on peut envisager de ne faire que de la maintenance corrective pour certains équipements, ou groupe d'équipements, si l'on souhaite concentrer les ressources sur d'autres besoins plus importants. Nous avons aussi vu précédemment que pour certains équipements, la maintenance corrective représente la seule option (cas des défaillances aléatoires).

La maintenance préventive est la visite d'un équipement opérationnel, son entretien, le remplacement éventuel de certains de ces éléments, voire de l'équipement lui-même. Le concept de la maintenance préventive est d'éviter le plus possible les dépenses pour la maintenance corrective et les autres coûts associés à la défaillance inattendue d'un équipement. Cela veut dire identifier les causes des défaillances et ainsi, par une maintenance préventive, réduire le taux de défaillance du composant. Une planification astucieuse des

activités de maintenance implique une maintenance sur les équipements critiques, au bon moment et avec la bonne stratégie. Cela signifie une maintenance concentrée sur les éléments qui ont un impact significatif sur la sûreté du système et donc réduire les causes dominantes des défaillances.

III.2.4 Stratégies de maintenance préventive

La maintenance préventive a pour but de minimiser les risques de défaillances autres qu'accidentelles.

Les politiques de maintenance préventive traditionnelles incluent la maintenance systématique (*time-based maintenance*) et la maintenance conditionnelle (*condition-based maintenance*) [LIW 04], [REP 01]. La maintenance systématique est effectuée régulièrement à des intervalles prévus basés sur l'histoire du composant et/ou l'expérience du personnel. Cette politique de maintenance peut être coûteuse et ne pas minimiser le coût annuel de l'équipement. La maintenance conditionnelle détermine périodiquement l'état de détérioration de l'équipement et se réalise lorsque la condition tombe en dessous de seuils acceptables. La maintenance conditionnelle est généralement une amélioration par rapport à la maintenance systématique, mais elle est toujours sous optimale car elle ne considère pas explicitement la probabilité de défaillance et, plus important encore, ne tient pas compte des conséquences de la défaillance. Par exemple, deux disjoncteurs identiques avec le même état peuvent recevoir le même niveau d'entretien, même si un d'entre eux sert des clients alimentés par un seul chemin, tandis que l'autre sert des clients qui peuvent être réalimentés par un secours en cas d'interruption d'alimentation.

Une méthode plus avancée par rapport à la maintenance systématique et conditionnelle est représentée par la Maintenance Basée sur la Fiabilité – MBF (*Reliability Centred Maintenance*) [BER 02], [HIL 05], une technique qui considère à la fois la probabilité de défaillance de l'équipement et aussi l'impact de la défaillance sur le système. Cette méthode a été développée aux États-Unis pour l'aviation militaire, puis reprise et adaptée par les exploitants de centrales nucléaires. C'est en 1990 que, sur la base de la Maintenance Basée sur la Fiabilité, EDF a commencé à développer la méthode d'optimisation de la maintenance par la fiabilité (OMF) pour réviser la maintenance préventive de ses centrales [TEC 03].

La MBF est une manière structurée d'établir des routines de maintenance. Un concept majeur impliqué dans ce type d'étude est l'Analyse des Modes de Défaillance et leurs Effets – AMDE (*Failure Mode Effects Analysis – FMEA*) qui est utilisée afin d'établir quel est le niveau de maintenance convenable pour les équipements du système. L'objectif de la méthode est de trouver le meilleur équilibre coût-efficacité entre la maintenance préventive et corrective [HIL 05].

Aujourd'hui la MBF est une méthode assez utilisée mais aussi une méthode très étudiée et en toujours en cours de développement [BER 02]. Quelques exemples d'utilisation peuvent être énumérés : la planification de la maintenance dans les centrales hydrauliques en Norvège, la maintenance de postes électriques (méthodologie développée par « Ontario Hydro Technologies »), détermination de la durée de vie restante d'un équipement (études réalisées par « Royal Institute of Technology » en Suède).

Une étude très détaillée sur l'application de la MBF a fait l'objet d'une thèse au « Royal Institute of Technology » en Suède [BER 02]. Les travaux ont porté sur le développement d'une méthodologie de MBF qui relie la maintenance préventive à la performance du système (sûreté).

Dans la littérature un certain nombre de publications, par exemple [SIM 88], [HIL 07], [ZDR 04], se focalisent sur l'optimisation de la maintenance en essayant de trouver le niveau optimal par rapport à un objectif spécifique, comme par exemple minimiser un indice d'interruption des clients tout en respectant une contrainte budgétaire.

Un article intéressant a mis l'accent sur une optimisation multiobjectifs de la maintenance basée sur une simulation Monte Carlo [HIL 07]. Les activités de maintenance sont modélisées à un niveau agrégé. Cela veut dire que le résultat de l'optimisation est une décision de type : les composants du système restent maintenus comme aujourd'hui ou la maintenance préventive doit être augmentée ou diminuée.

III.2.5 Optimisation de la maintenance préventive

L'objectif de la maintenance est de prolonger la vie des équipements, ou du moins le temps moyen jusqu'à la prochaine défaillance dont la réparation peut être assez coûteuse. Pour un réseau de puissance il est attendu que des politiques de maintenance efficaces diminuent la fréquence d'interruption des clients. La maintenance préventive impacte les composants et la sûreté du système : si on en réalise trop peu, on a beaucoup de défaillances qui coûtent et une diminution des performances du système ; si on en réalise trop souvent, la sûreté est améliorée mais le coût de la maintenance préventive augmente rapidement. Dans un schéma coût-efficacité, les deux approches doivent se trouver en balance.

III.2.5.1 Classification de l'optimisation de la maintenance

Il existe plusieurs approches pour l'optimisation de la maintenance préventive, en fonction d'objectifs, de facteurs de décision, de l'horizon de temps, du nombre de composants. La classification que nous présentons est basée sur [HIL 05] qui donne aussi d'autres références sur les méthodes.

L'optimisation de la maintenance est normalement réalisée avec un des objectifs suivants (au sens mathématique du terme) :

- ✚ La sûreté : maximiser des indices liés à la sûreté avec des contraintes données, comme par exemple des contraintes de coût ;
- ✚ Le coût : minimiser le coût de la maintenance avec différentes contraintes, sur la sûreté et/ou des exigences sur la maintenance ;
- ✚ Le coût total : minimiser le coût total (maintenance et interruptions).

En ce qui concerne l'horizon de temps, il existe deux concepts utilisés pour l'optimisation de la maintenance. La première démarche conduit à des intervalles fixes pendant les maintenances. Cette approche est normalement appliquée quand le coût n'est pas l'objectif principal. Lorsque l'on vise des objectifs de coût, et lorsque l'on utilise la valeur actualisée, les intervalles de maintenance deviennent généralement variables. Les coûts de toutes les actions et leurs effets sont recalculés à la valeur présente.

En fonction des données disponibles et des aspects d'organisation des activités de maintenance, nous pouvons avoir plusieurs objectifs (au sens technique du terme). En voici quelques uns :

- ✚ L'intervalle : maintenance optimisée et/ou remplacement et/ou intervalle d'inspection ;
- ✚ La redondance : identifier où il est le plus rentable (de point de vue sûreté) de placer des composants redondants ;
- ✚ Pièces de rechange : identifier l'allocation et le nombre de pièces de rechange ;
- ✚ Adaptative : sur une base de données prélevées pendant le processus de maintenance, des méthodes peuvent l'ajuster ;
- ✚ La main d'œuvre : identifier comment les effectifs devraient se répartir ;
- ✚ L'opportunité : pour des équipements coûteux en termes d'interruption ou difficilement accessibles, une optimisation d'opportunité est nécessaire pour décider ce qu'il faut faire pendant la maintenance.

Le nombre de composants introduits dans les modèles d'optimisation varie. Pour cette classification, les modèles d'optimisation sont divisés en deux groupes : composant seul et multi composants. Le modèle d'un seul composant est basé sur un composant générique (par exemple un générateur). Le modèle multi composants contient des sub-composants du même système.

Une optimisation complète devrait impliquer tous les facteurs mentionnés ci-dessus. En pratique, la plupart des méthodes d'optimisation de la maintenance impliquent un ou quelques

facteurs même si la solution résultante est du coup sous optimale. Néanmoins, c'est tout à fait raisonnable puisqu'il est extrêmement difficile de construire un modèle d'optimisation qui implique tous les facteurs. D'où il est très important de choisir ce qui devrait être inclus dans une chaîne d'optimisation, afin d'obtenir un résultat qui soit le plus proche possible du vrai optimum.

III.2.5.2 Données et modèles nécessaires pour l'optimisation de la maintenance

Après une décision claire sur l'objectif de l'optimisation, nous devrions être capables de rassembler toutes les données nécessaires pour la modélisation et la résolution du problème.

Les besoins pour une telle optimisation sont les suivants :

- ✚ Une modélisation du réseau électrique et de son fonctionnement est nécessaire afin d'établir les effets des stratégies potentielles de maintenance sur le système. Ce modèle est actuellement représenté par la simulation Monte Carlo développée antérieurement.
- ✚ Une modélisation de la détérioration d'état des composants dans le temps et les conséquences possibles pour le système doit être réalisée.
- ✚ Une méthode d'optimisation adaptée est nécessaire pour atteindre l'objectif. Dans la perspective d'une optimisation de la maintenance des équipements d'un réseau électrique cela se traduit par :
 - ✚ identifier le changement des performances du système avec le changement individuel du taux de défaillance de chaque composant. Cela peut être identifié par le changement du coût d'interruption d'énergie des clients.
 - ✚ identifier comment les actions de maintenance affectent chaque composant. Cela peut se refléter dans les coûts de la maintenance corrective et préventive des composants.

En considérant ce qui précède, nous pouvons voir que des modèles de coûts et des données d'entrée économiques pour une analyse coût/bénéfice sont nécessaires. Cela implique des coûts associés aux différentes activités de maintenance, aux réparations, de même que des facteurs économiques comme par exemple le taux d'actualisation. En considérant aussi que le concept que nous essayons de mettre en place est l'utilisation du coût d'interruption des clients comme mesure de la performance du réseau, nous avons aussi besoin des coûts associés à l'interruption d'énergie de chaque client du système. Une description plus détaillée des coûts engendrés sera réalisée dans le § III.3.2.2.

Une analyse intéressante a été réalisée dans [HIL 05] pour montrer l'intérêt de l'utilisation d'une fonction de coût des interruptions des clients comme mesure de la performance du système. Cette utilisation est justifiable dans les systèmes fiables et correspond à une forte

orientation client qui aujourd'hui commence à être prise en compte dans presque tous les développements du réseau électrique. C'est le critère que nous considérons par la suite.

La démarche suivie pour la réalisation d'une étude d'optimisation de la maintenance préventive, de même que les algorithmes développés et les résultats obtenus sont présentés dans le paragraphe suivant.

III.3 Application

Comme nous l'avons spécifié précédemment, nous avons deux types de défaillance des composants : aléatoires et dues au vieillissement. Les processus de détérioration font partie des modèles de défaillances des équipements où le taux de défaillance est une fonction croissante avec le temps. C'est dans ces cas que la maintenance devient une démarche intéressante. Si les défaillances sont aléatoires, le taux de défaillance est constant et la maintenance n'est d'aucune utilité. Dans la plupart des études de sûreté, les taux de défaillance des équipements sont considérés comme étant constants [RET 04]. C'est aussi le modèle employé jusqu'à maintenant dans nos études. Nous allons maintenant considérer que les équipements de notre système sont soumis au vieillissement. Ainsi, avant de passer à l'optimisation des maintenances préventives, des lois de vieillissement sur les taux de défaillance des composants doivent être intégrées dans la simulation. Cela représente la première partie de l'application. Elle sera suivie par le déroulement effectif de l'étude d'optimisation.

III.3.1 Intégration des lois de vieillissement

Une modélisation correcte du vieillissement n'est pas une tâche facile. Plusieurs publications sont disponibles pour une bonne connaissance des divers modèles existants [BOL 01], [LIW 02], [RET 04], [GHI 07]. Les équipements existants sur le réseau ont des comportements différents en termes de résistance à la fatigue et/ou dégradation du matériel en fonction des conditions de fonctionnement. Une autre difficulté est le manque de données concernant l'histoire des défaillances du composant, surtout après sa vie utile.

Nous avons vu dans le § I.4.4.1 que le taux de défaillance des équipements électriques a généralement l'allure d'une courbe en baignoire. Celle-ci est une approximation de la courbe en baignoire en dents de scie qui détaille les processus de maintenance. La courbe en baignoire modélise la durée de vie utile comme une moyenne de la durée de vie utile de la courbe en baignoire en dents de scie (§ I.4.4.1).

Le modèle que nous essayons d'implanter ne tient pas compte, pour l'instant, du processus de maintenance et il sera donc semblable à la courbe en baignoire. Ainsi, le modèle considère un taux de défaillance constant pour la période de vie utile et augmente avec l'âge de

l'équipement pour la période d'usure. Comme nous sommes à la recherche d'un modèle de vieillissement, la période de « jeunesse » de l'équipement (§ I.4.4.1) ne sera pas modélisée. Parce que différentes causes de défaillance peuvent conduire à différentes distributions de défaillance, il n'y a pas un accord général sur la meilleure façon de modéliser la période d'usure. Il existe des articles où une densité de probabilité suivant la loi de Weibull est utilisée [LIW 02], d'autres où la densité de probabilité suit une loi Gaussienne ou Exponentielle [RET 04]. Nous avons adopté une modélisation plus simpliste qui ressemble à celle utilisée dans [GHI 07]. Le taux de défaillance a une distribution uniforme entre une valeur minimale, égale au taux de défaillance de sa vie utile, et une valeur maximale égale à un multiple spécifié de la valeur minimale.

Pour intégrer les variations du taux de défaillance dans la simulation Monte Carlo, nous allons utiliser un facteur d'échelle [RET 04]. Le facteur d'échelle est une fonction temporelle qui varie pour la durée de vie de chaque composant. Il peut être constant sur une période d'un an ou sur une certaine période donnée, augmenter ou diminuer. La variation temporelle du taux de défaillance se calcule en utilisant le facteur d'échelle comme suit :

$$\lambda(t) = z(t) \cdot \lambda_c \quad (\text{III.1})$$

Avec :

- $z(t)$ le facteur d'échelle ;
- λ_c est la valeur initiale constante du taux de défaillance correspondant à la vie utile de l'équipement.

Le facteur d'échelle est dépendant de l'âge de l'équipement et il peut avoir une allure semblable à la courbe en baignoire, ou il peut suivre d'autres allures uniques en fonction des besoins.

En ce qui concerne notre modèle, le facteur d'échelle a les caractéristiques suivantes. Il prend une valeur constante, égale à 1, pour la période de vie utile du composant. Quand le composant arrive à la période d'usure, le facteur d'échelle commence à augmenter selon une distribution uniforme entre la valeur minimale de 1 et une valeur maximale choisie. La caractéristique peut être composée de plusieurs segments. Un exemple de caractéristique est donné sur la Figure III.2a. Tenant compte de l'équation (III.1), l'allure du taux de défaillance est la même (Figure III.2b).

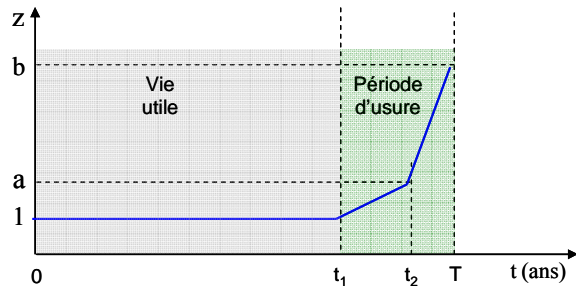


Figure III.2a : le facteur d'échelle

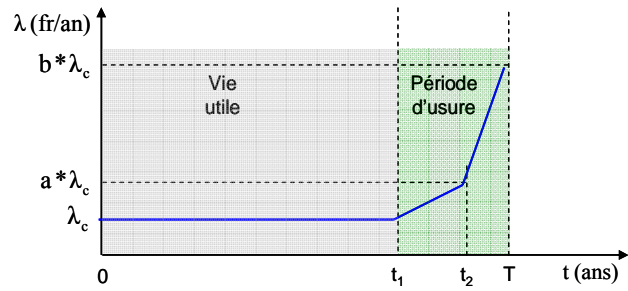


Figure III.2b : le taux de défaillance

L'intégration effective dans la simulation Monte Carlo de ce type de modèle nécessite quelques observations et hypothèses :

- ✚ Nous avons pour tous les équipements le même type de modèle avec différentes valeurs pour les paramètres a , b , t_1 , t_2 (voir Figure III.2a) ;
- ✚ Même si le vieillissement d'un équipement est un processus continu dans le temps, pour une simplification de la modélisation, le modèle est considéré discret. Le facteur d'échelle prend une valeur constante sur une période d'un an (courbe en escaliers) ;
- ✚ La durée d'un échantillon de la simulation est fixée à la période de vie (« T » sur la Figure III.2) la plus grande parmi celles de tous les équipements. Par exemple si nous avons une simulation avec un échantillon de 40 ans et un équipement avec « T » égal à 30 ans, pour les derniers 10 ans de l'échantillon, l'équipement est considéré comme remplacé (Figure III.3 en haut), donc un retour au taux de défaillance initial ;

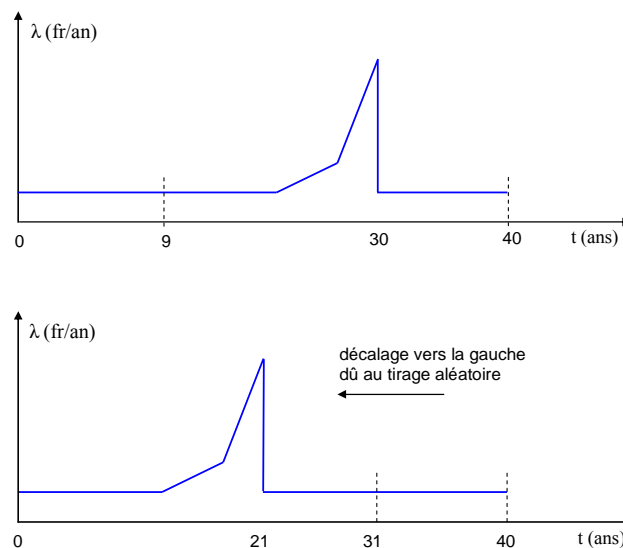


Figure III.3 : concordance entre la période de vie de l'équipement et la période d'un échantillon de la simulation pour un tirage aléatoire

- ✚ Même si la période d'un échantillon a été augmentée à une valeur plus grande qu'une année, le tirage aléatoire des événements est réalisé chaque année ;
- ✚ En considérant que les équipements n'ont pas tous le même âge et qu'ils n'ont pas été mis en fonction au même moment, le temps zéro de la courbe d'un équipement est décalé par rapport au temps zéro de début de chaque échantillon de la simulation, par un tirage aléatoire. Par exemple si nous avons une simulation avec un échantillon de 40 ans, un équipement avec « T » égal 30 ans, à un tirage égal à 0,3 correspond le fait qu'au début de l'échantillon, l'équipement a déjà 9 ans. Cela correspond pour cet exemple, à un décalage de 9 ans vers le gauche (Figure III.3).

Nous pouvons voir l'algorithme de cette simulation sur la Figure III.4. Les différences par rapport à l'algorithme classique (Figure I.16) sont montrées par des carrés verts.

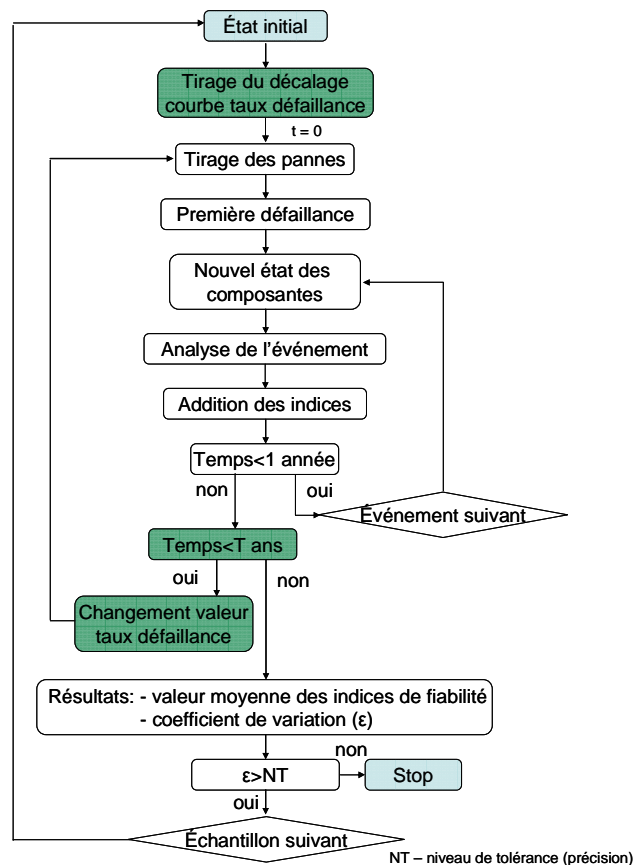


Figure III.4 : algorithme de Monte Carlo tenant compte du vieillissement

Le réseau d'application est un départ HTA qui fait partie d'un réseau de distribution développé au sein du GIE « IDEA » [IDE 01], [MEG 04]. La structure et les composants modélisés sont représentés sur la Figure III.5. Il faut spécifier que c'est un réseau qui a été réduit en formant des sections équivalentes. Une section équivalente est définie comme étant

un groupe de composants (lignes et charges) délimité par des organes de coupures. Les éléments de cette section ont les mêmes indices de sûreté car, si un des composants tombe en panne, les autres ne seront pas alimentés tant que l'élément ne sera pas réparé. Ainsi, nous avons des taux de défaillance équivalents par section. Les clients du système connectés à la même section ont les mêmes indices de sûreté. Ainsi, nous allons noter les sections du point de vue clientèle avec l'appellation *client*. Nous allons utiliser l'appellation *ligne* pour définir les sections du système du point de vue équipement.

Les données de sûreté relatives à ce départ sont détaillées dans l'Annexe 4. Le fonctionnement de ce départ ainsi que d'autres détails sur les modèles peuvent être consultés dans [MEG 04].

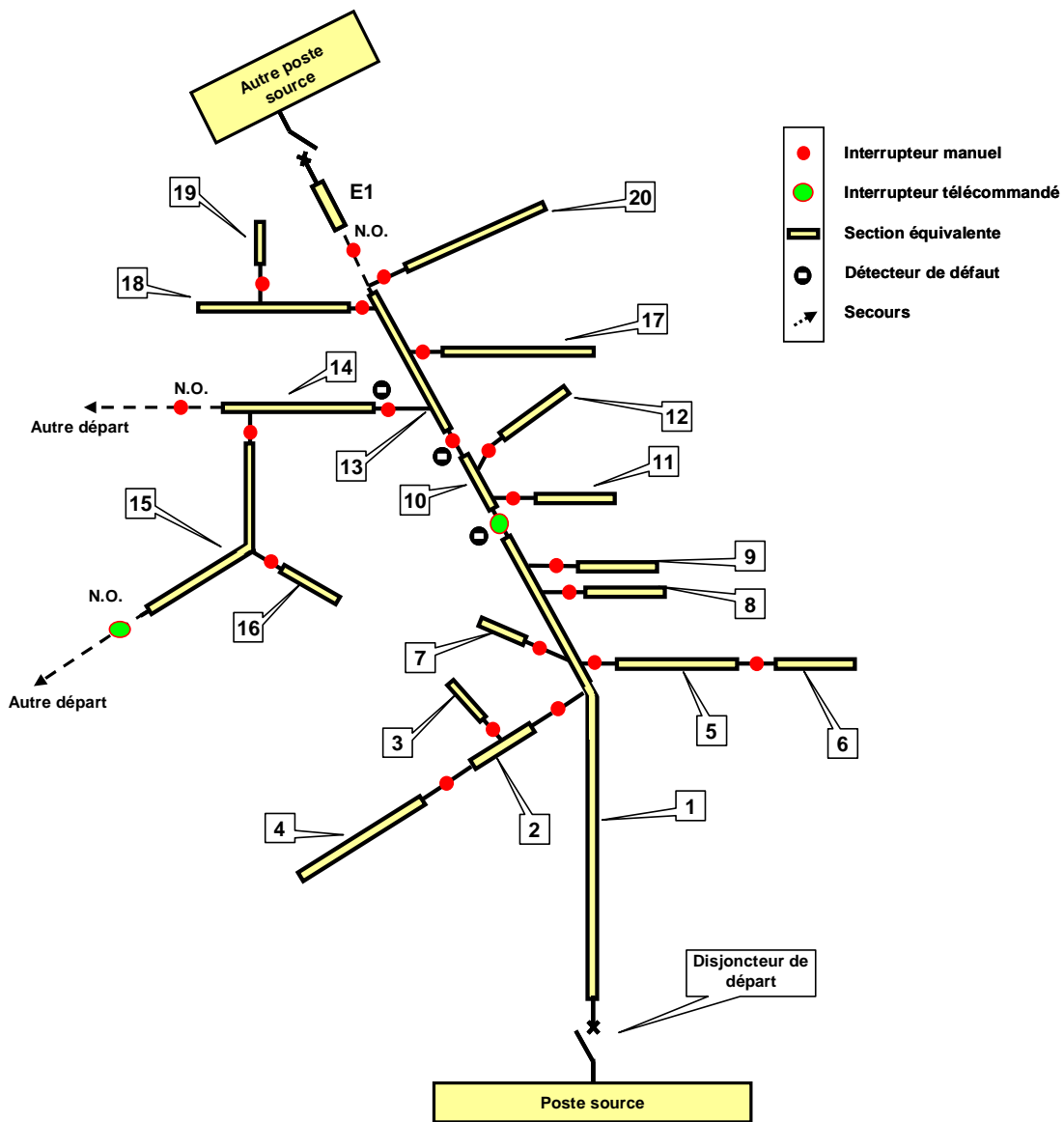


Figure III.5 : structure du départ HTA réduit [MEG 04]

Pour notre application, nous avons considéré des courbes pour le facteur d'échelle par types de composants. Pour les lignes par exemple, nous avons choisi une durée de vie de 30 ans avec une période de vieillissement de 10 ans. Dans les 7 premières années de vieillissement le facteur d'échelle augmente de 1 jusqu'à 1,5, pour que dans les derniers 3 ans il arrive jusqu'à 5 (Figure III.6).

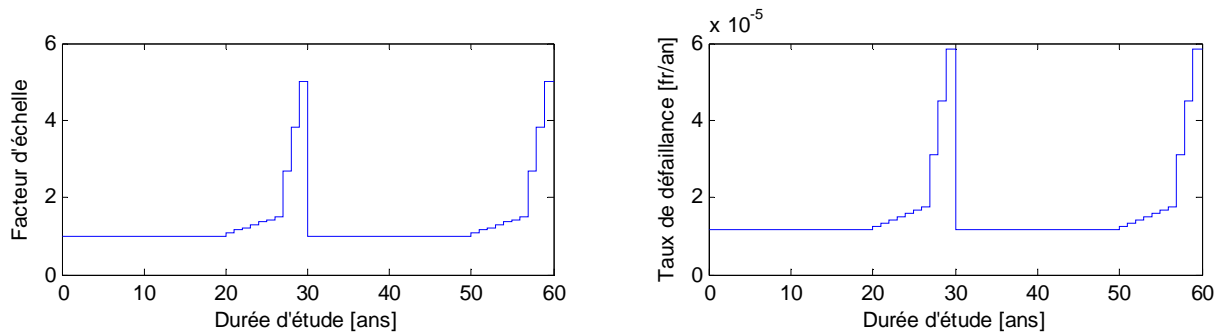


Figure III.6 : facteur d'échelle et taux de défaillance pour les lignes

Une durée de vie plus importante, de 60 ans, a été attribuée aux postes sources, avec une période de vieillissement de 15 ans. Des courbes semblables, ont été introduites pour les interrupteurs et disjoncteurs. La valeur maximale du facteur d'échelle est de 5. La période d'étude pour la simulation est la période de vie d'équipement la plus grande, soit 60 ans.

Il faut spécifier que les paramètres des divers facteurs d'échelle ne sont pas issus d'un cas d'étude réel. Ils représentent seulement des exemples pour notre application. D'autres valeurs et caractéristiques peuvent être utilisées si nécessaire [RET 04], [GHI 07].

Les résultats obtenus sont présentés dans les Figures III.7a, III.7b, III.8 et III.9.

Dans les Figures III.7a et III.7b, nous avons représenté la différence entre les indices de sûreté obtenus en considérant le vieillissement des composants du système par rapport au cas de référence sans vieillissement. Le cas de référence est réalisé avec un facteur d'échelle de 1 sur toute la période d'étude. Comme attendu, la fréquence d'interruption et l'indisponibilité de chaque client du système ont été augmentées avec l'intégration du vieillissement (Figure III.7a). Sur la Figure III.7b, nous pouvons voir l'augmentation, des indices, en pourcents. Nous avons une différence d'environ 35%, sachant que l'augmentation du taux de défaillance des équipements a été de 5 fois sur la dernière période de leur vie.

La Figure III.7b montre également que les clients connectés aux lignes 1 à 9 subissent une plus forte augmentation de l'indisponibilité que les autres. Cela peut être expliqué en observant la structure du départ HTA (Figure III.5). En cas de défaillance de n'importe quel équipement de cette portion du système, cette zone ne dispose d'aucun autre départ de secours pour être réalimentée, même en partie, pour la période de réparation de la défaillance.

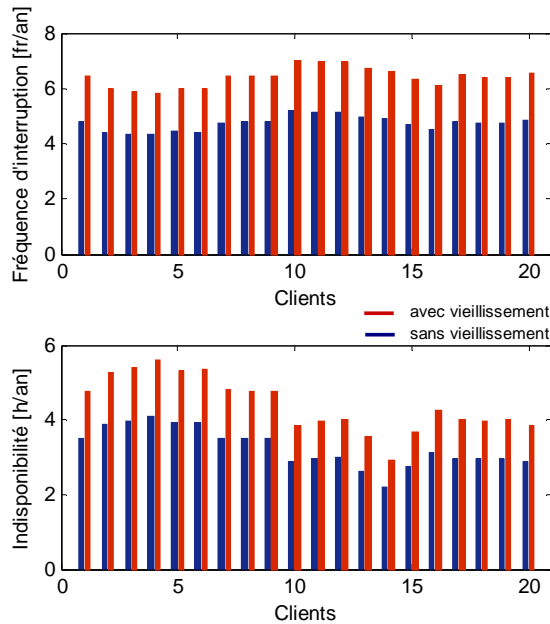


Figure III.7a : fréquence d'interruption et indisponibilité

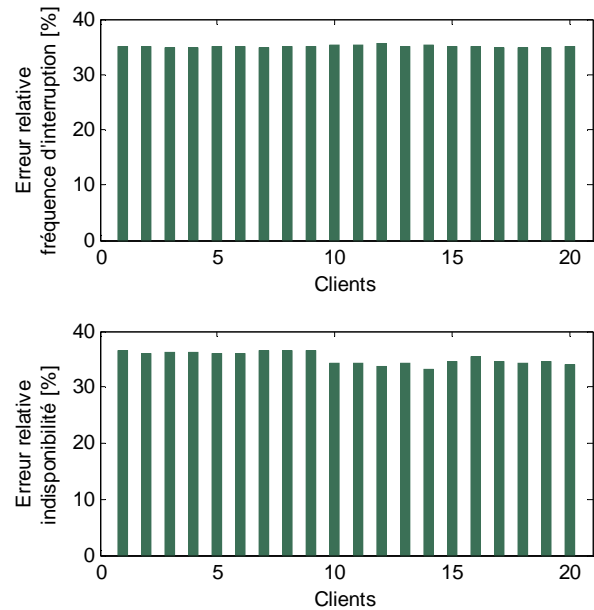


Figure III.7b : erreur relative

Sur les Figures III.8 et III.9, nous pouvons voir un autre type de résultat. Dans la Figure III.8 nous avons représenté le facteur d'échelle et le taux de défaillance pour la ligne 1 du départ. Sur la Figure III.9, nous montrons la fréquence d'interruption et l'indisponibilité moyenne pour le système en entier dû à cette ligne. La comparaison de ces courbes mène à la réflexion suivante. Dans la partie d'identification de l'influence de chaque équipement sur les indices de sûreté de chaque client et donc du système, nous avons fait une hypothèse importante. Dans le calcul des indices de sûreté par la méthode de simulation Monte Carlo séquentielle, nous pouvons avoir plusieurs équipements impliqués dans une chaîne de défaillance. Nous avons pourtant considéré, pour simplifier la simulation, que seul le premier composant défaillant (initiateur) est responsable de l'interruption d'alimentation des clients, et donc qu'il est seul pris en compte dans le calcul des indices de sûreté. Pour cette hypothèse, nous nous appuyons sur le fait que la simulation contient beaucoup d'événements et donc chaque composant sera comptabilisé à un moment donné comme étant un événement initiateur. Le seul inconvénient est que cette approche ne prend pas en compte la dépendance qui peut exister entre les divers composants.

L'hypothèse retenue nous conduit à la remarque suivante. Nous pouvons constater une certaine proportionnalité entre le taux de défaillance (Figure III.8 à droite) et la fréquence d'interruption et l'indisponibilité provoqués par cette ligne sur le système (Figure III.9). Cette affirmation est valable aussi pour les autres composants du système. Des essais ont montré aussi qu'un changement dans l'allure ou dans les valeurs du facteur d'échelle d'un composant

ne change pas l'influence des autres composants sur le système. Ainsi une dépendance linéaire existe entre le taux de défaillance de chaque équipement et les indices de sûreté induits par lui. De plus, les indices globaux du système sont la somme des indices provoqués par chaque équipement.

Cette hypothèse conduit à une autre observation qui va se révéler importante plus tard dans l'étude : il existe une indépendance entre les équipements du système.

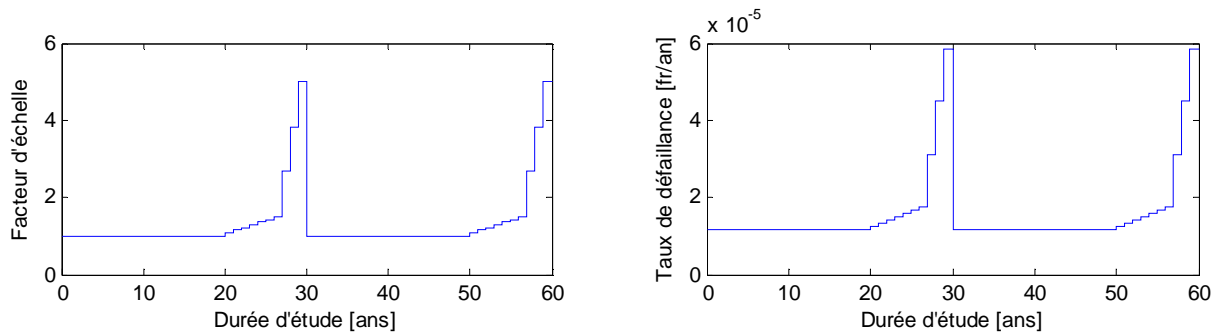


Figure III.8 : facteur d'échelle et taux de défaillance pour la ligne 1

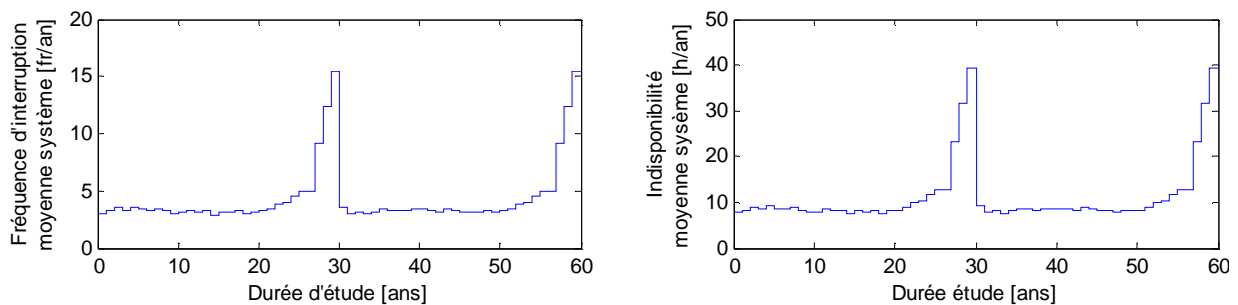


Figure III.9 : fréquence d'interruption et indisponibilité moyenne

III.3.2 Déroulement de l'étude d'optimisation

Dans le § III.2.5.1 nous avons spécifié les différentes approches pour l'optimisation de la maintenance préventive, en fonction du nombre de composants considérés, des facteurs de décision, de l'horizon de temps, des objectifs. Dans le paragraphe qui suit, nous allons fixer notre cas d'étude parmi toutes ces approches.

III.3.2.1 Définition de la stratégie optimale

Nous avons vu précédemment le comportement du système dans le cas d'intégration des lois de vieillissement en sachant que sur la période de vie utile de l'équipement, nous avons toujours un taux de défaillance constant et moyen. Le prochain pas, en vue de l'optimisation des maintenances préventives, est l'intégration de la courbe en dents de scie. Ce modèle est représenté par la croissance du taux de défaillance pour la période de vie utile entre deux

maintenances et montre une amélioration après la réalisation de la maintenance (voir § I.4.4.1). Si nous traçons l'allure de cette courbe (Figure III.10) sur la période de vie utile et d'usure, nous pouvons observer l'existence de deux paramètres qui définissent cette courbe : « m » qui est le nombre de fois que se réalise la maintenance préventive et « λ_m » qui est la valeur du taux de défaillance quand se réalise la maintenance préventive.

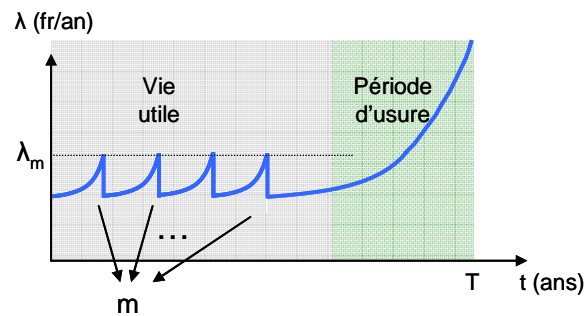


Figure III.10 : courbe en dents de scie

Nous allons considérer que ces deux paramètres ne sont pas dépendants un de l'autre. Cela veut dire qu'une valeur imposée pour « λ_m » n'implique pas une valeur fixe pour « m ». Un exemple est donné sur la Figure III.11 : pour la même valeur de « m », ici 4, nous pouvons voir que la courbe a une allure différente pour deux valeurs de « λ_m » différentes. Cette différence a des implications en termes des coûts pour la maintenance corrective, la maintenance préventive et d'interruption d'énergie.

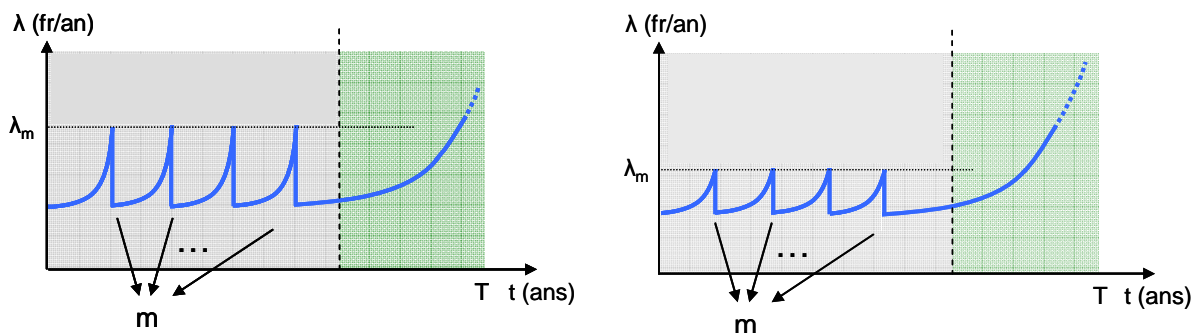


Figure III.11 : courbe en dents de scie

Le principe utilisé pour créer la courbe en dents de scie est le même que pour la courbe de en baignoire. En considérant différentes valeurs pour les deux nouveaux paramètres, « λ_m » et « m », nous pouvons facilement tracer l'allure de la courbe. Ces deux paramètres seront les variables de décision pour l'optimisation.

Maintenant, nous pouvons définir notre approche pour l'optimisation de la maintenance préventive. Ainsi, les stratégies de maintenance recherchées consistent à déterminer le nombre optimal de maintenances préventives (« m ») et la valeur du taux de défaillance maximale quand se réalise la maintenance (« λ_m »), pour tous les équipements du système, en minimisant le coût total actualisé sur le réseau (coût de la maintenance préventive, maintenance corrective et coût d'interruption des clients). L'algorithme d'optimisation est présenté dans la Figure III.12.

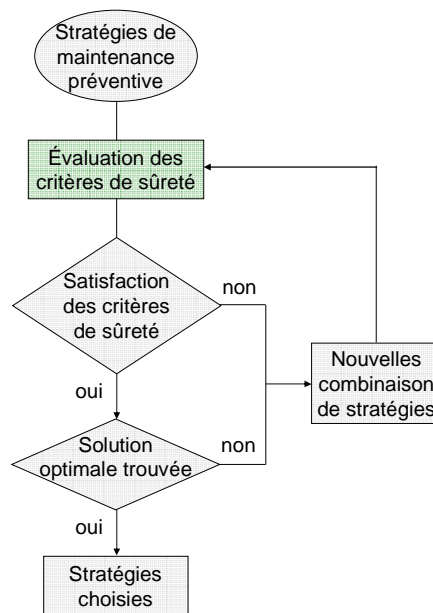


Figure III.12 : algorithme d'optimisation des stratégies de maintenance préventive

Pour définir complètement le problème d'optimisation, nous devons disposer en plus des variables de décision identifiées précédemment, de la fonction objectif et des contraintes.

La fonction objectif peut être écrite comme suit :

$$[\text{MIN}]C_{\text{tot}} = \sum_{t=0}^T [C_{\text{MC}}(t) + C_{\text{MP}}(t) + C_{\text{int}}(t)] \quad [\text{euro/période étude}] \quad (\text{III.2})$$

Les contraintes imposées concernent l'énergie non distribuée (END) de chaque client du réseau. Celle-ci ne devra pas dépasser une valeur imposée. Ainsi, nous avons :

$$\text{END}_{i,\text{fix}} - \text{END}_i \geq 0 \quad (\text{III.3})$$

Avec :

$$- C_{\text{MC}}(t) = C_{1,\text{MC}}(t) + C_{2,\text{MC}}(t) + \dots + C_{n,\text{MC}}(t) ; \quad (\text{III.4})$$

$$- C_{MP}(t) = C_{1,MP}(t) + C_{2,MP}(t) + \dots + C_{n,MP}(t) ; \quad (III.5)$$

$$- C_{int}(t) = C_{1,int}(t) + C_{2,int}(t) + \dots + C_{n,int}(t) ; \quad (III.6)$$

- C_{MC} coût de la maintenance corrective de chaque équipement ;
- C_{MP} coût de la maintenance préventive de chaque équipement ;
- C_{int} coût d'interruption d'énergie induit par chaque équipement sur le système ;
- $i \in [1, s]$ indice du client ;
- s nombre des clients du système ;
- END_i énergie non distribuée du client « i », [kWh/an] ;
- $END_{i,fix}$ énergie non distribuée fixée du client « i », [kWh/an] ;
- T période d'étude ;
- n nombre des équipements.

Pour pouvoir passer à la résolution concrète du problème d'optimisation, nous avons besoin de modéliser les coûts associés à la fonction objectif. Nous avons vu dans le § III.2.5.2, que le changement dans le coût d'interruption d'énergie des clients est reflété par le changement du taux de défaillance des composants. De la même manière, nous voyons l'effet des actions de maintenance préventive de chaque composant dans les coûts de la maintenance corrective et préventive. Nous allons détailler quelques concepts d'une analyse économique et les modèles de coûts dans le paragraphe suivant.

III.3.2.2 Modélisation des coûts associés

Comme nous l'avons spécifié précédemment, nous avons besoin de plusieurs données pour la modélisation des coûts engendrés dans l'analyse coût/bénéfice. En premier, nous avons le coût unitaire pour la maintenance corrective ou le coût de réparation du composant. Deuxièmement, nous avons besoin du coût unitaire pour la maintenance préventive. Deux cas pour l'application de la maintenance préventive sont analysés : une maintenance préventive par réhabilitation et une maintenance préventive par changement complet de l'équipement. Troisièmement, le coût unitaire pour quantifier l'interruption des clients est nécessaire. Les coûts des interruptions contiennent des termes liés non seulement à l'énergie non distribuée, mais aussi à la fréquence d'interruption des clients. Le Tableau III.1 synthétise toutes les données nécessaires.

Paramètre	Notation	Unité de mesure
Coût de maintenance corrective	C_{MC}	[euro/fr]
Coût d'échange	C_{MPech}	[euro/fr/km] ou [euro/fr]
Coût de réhabilitation	C_{MPr}	[euro/fr/km] ou [euro/fr]
Coût d'interruption (énergie non distribuée)	$C_{int,END}$	[euro/kWh]
Coût d'interruption (fréquence d'interruption)	$C_{int,fr}$	[euro/kW]
Taux d'actualisation	a	[%]

Tableau III.1 : coûts unitaires pour l'analyse coût/bénéfice

L'actualisation est une méthode qui sert à ramener sur une même base des flux financiers non directement comparables qui se produisent à des dates différentes. Cela se réalise à travers le taux d'actualisation. Une somme « S », disponible seulement à l'année « n », n'aura qu'une valeur égale à « $S/(1 + a)^n$ », si elle est considérée à l'année 0.

Dans un calcul technico-économique il existe des critères relativement différents pour effectuer un choix entre plusieurs stratégies [TEC 01]. Nous pouvons énumérer : le temps de retour, le taux de rentabilité d'un projet, le bénéfice actualisé. Un critère choisi par EDF dans les études de planification est le coût total actualisé minimal [TEC 01]. Nous allons utiliser ce dernier critère pour réaliser notre objectif d'optimisation, la minimisation du coût total actualisé sur le réseau.

Comme une étude détaillée des modèles associés aux divers coûts n'est pas le but principal de cette thèse, nous nous sommes contentés d'utiliser des fonctions de coûts assez basiques déjà existantes pour ce type d'étude. Pour les maintenances corrective et préventive, nous allons intégrer des modèles de coûts utilisés dans d'autres études de maintenance des équipements électriques [BER 02]. Pour l'évaluation du coût des interruptions des clients, nous allons nous baser sur les méthodes de valorisation des interruptions de service dans la planification de réseau de distribution existantes à EDF [TEC 01]. Nous allons les expliciter brièvement dans les paragraphes suivants.

III.3.2.2.1 Coût de la maintenance corrective

Le coût à l'année t de la maintenance corrective d'un équipement peut être exprimé comme le produit entre la fréquence de défaillance de l'équipement et le coût de la maintenance corrective :

$$C_{MC}(t) = \text{fréquence de défaillance}(t, m, \lambda_m) \cdot c_{MC}(t) \quad [\text{euro/an}] \quad (\text{III.7})$$

Avec :

- $0 \leq t \leq T$;
- la fréquence de défaillance de l'équipement [fr/an] ;
- $c_{MC}(t)$ le coût de la maintenance corrective à l'instant t [euro/fr].

La valeur actuelle de ces coûts conduit à :

$$C_{MC}(t) = \text{fréquence de défaillance}(t, m, \lambda_m) \cdot c_{MC}(t=0) \cdot \frac{1}{(1+a)^t} \quad [\text{euro/an}] \quad (\text{III.8})$$

Avec :

- $0 \leq t \leq T$;
- $c_{MC}(t=0)$ le coût de la maintenance corrective définie dans le Tableau III.1.

III.3.2.2 Coût de la maintenance préventive

Pour le modèle de coût de la maintenance préventive, nous allons utiliser une distribution annuelle des coûts sur la période d'étude en considérant la dépréciation. De plus, le modèle est basé sur un coût fixe pour la réalisation de la maintenance préventive [BER 02]. En considérant une période d'étude « T » et un nombre « j » de maintenances préventives, cette approche conduit à « j » temps différents de dépréciation pour échelonner les coûts d'investissements de la maintenance préventive. Ces temps de dépréciation peuvent être exprimés par $T - t_{MPj} + 1$, avec t_{MPj} instant de réalisation de la $j^{\text{ème}}$ maintenance préventive. Par exemple, pour la maintenance préventive par changement de l'équipement, le modèle de coût peut être formulé comme suit :

$$C_{MP}(t) =$$

$$= \begin{cases} 0 & : 0 \leq t < t_{MP1} \\ \frac{c_{MPech1}}{(T - t_{MP1} + 1)} & : t_{MP1} \leq t < t_{MP2} \\ \frac{c_{MPech1}}{(T - t_{MP1} + 1)} + \frac{c_{MPech2}}{(T - t_{MP2} + 1)} & : t_{MP2} \leq t < t_{MP3} \\ \dots & \\ \frac{c_{MPech1}}{(T - t_{MP1} + 1)} + \frac{c_{MPech2}}{(T - t_{MP2} + 1)} + \dots + \frac{c_{MPechj}}{(T - t_{MPj} + 1)} & : t_{MPj} \leq t < T \end{cases} \quad (\text{III.9})$$

Avec :

- $c_{MPech1}, c_{MPech2}, \dots, c_{MPechj}$ - coûts associés à chaque maintenance par échange (Tableau III.1) ;
- $t_{MP1}, t_{MP2}, \dots, t_{MPj}$ - instants de réalisation de chaque maintenance préventive.

Nous pouvons observer que les deux paramètres « m » et « λ_m » n'apparaissent pas explicitement dans la formule de calcul. Ils apparaissent implicitement dans l'instant de réalisation de la maintenance préventive (t_{MPj}), (Figure III.13).

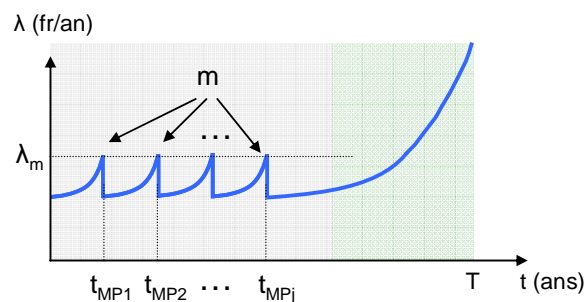


Figure III.13 : taux de défaillance

Le même type de modèle est utilisé aussi pour la maintenance préventive par réhabilitation.

Il faut spécifier que dans le cas des lignes électriques, nous pouvons avoir un modèle qui doit être adapté en multipliant le coût associé à chaque maintenance préventive [euro/fr/km] par le nombre de kilomètres de chaque ligne.

La valeur actuelle est calculée de la même manière que pour le coût de la maintenance corrective en intégrant dans la formule le taux d'actualisation.

III.3.2.2.3 Coût des interruptions

Le coût de l'interruption est lié cette fois à la qualité de l'énergie reçue par les clients. Il est basé sur la valorisation des coupures de l'électricité. Aujourd'hui l'EDF valorise les coupures longues, mais aussi les coupures brèves. Nous allons nous concentrer sur les coupures longues du fait qu'elles sont les plus coûteuses.

Pour la valorisation des coupures longues, la méthode la plus classique consiste à attribuer un coût forfaitaire à chaque kilowattheure de l'énergie non distribuée par suite de coupures [TEC 01] :

$$C_1 = \alpha_1 \cdot \text{END} \quad (\text{III.10})$$

Le coefficient α_1 est un paramètre stratégique, résultant d'un compromis prenant en compte l'estimation des préjudices subis par la clientèle en cas de coupure et les ressources que le distributeur consent à employer pour atteindre un certain niveau de qualité. Nous pouvons, éventuellement, affiner la fonction C_1 en donnant à α_1 des valeurs variables, suivant la durée et l'ampleur de la coupure ou selon la nature de la clientèle ou les régions.

Pour EDF, la fonction C_1 , bien qu'utilisée par le passé, est insuffisante pour traduire les orientations récentes de sa politique de qualité. Il a donc été ajouté un terme quadratique du nombre de coupures, afin de prendre en compte l'aspect de la fréquence des coupures et d'orienter encore plus les investissements sur les zones les plus perturbées. Les interruptions sont ainsi valorisées par une fonction C_2 [TEC 01] :

$$C_2 = \alpha_2 \cdot N_p^2 \cdot P + \beta_2 \cdot \text{END} \quad (\text{III.11})$$

Avec :

- N_p nombre de coupures longues permanentes [/an] ;
- P puissance moyenne considérée [kW] ;
- α_2 et β_2 paramètres économiques (en 1990, $\alpha_2 = 6,5$ F/kW et $\beta_2 = 15$ F/kWh).

En tenant compte des informations précédentes et encore du fait que nous sommes capables d'estimer, avec la simulation Monte Carlo, le nombre de coupures permanentes par an de même que l'énergie non distribuée, le deuxième modèle (la fonction C_2) a été employé pour calculer le coût d'interruption. Ainsi, nous pouvons écrire :

$$C_{\text{int}}(t) = c_{\text{int,fr}}(t) \cdot N_p^2(t, m, \lambda_m) \cdot P + c_{\text{int,END}}(t) \cdot \text{END}(t, m, \lambda_m) \quad [\text{euro/an}] \quad (\text{III.12})$$

Avec :

- $0 \leq t \leq T$;
- N_p fréquence d'interruption induite par l'équipement sur le système ;
- END énergie non distribuée induite par l'équipement sur le système ;
- $c_{\text{int,fr}}$ et $c_{\text{int,END}}$ paramètres économiques

L'énergie non distribuée se calcule en fonction de la puissance moyenne « P » et l'indisponibilité « Ind » pour chaque client considéré :

$$\text{END} = P \cdot \text{Ind} \quad [\text{kWh/an}] \quad (\text{III.13})$$

La valeur actuelle du coût d'interruption est alors :

$$C_{\text{int}}(t) = [c_{\text{int,fr}}(t=0) \cdot N_p^2(t, m, \lambda_m) \cdot P + c_{\text{int,END}}(t=0) \cdot \text{END}(t, m, \lambda_m)] \frac{1}{(1+a)^t} \quad [\text{euro/an}] \quad (\text{III.14})$$

Avec :

- $0 \leq t \leq T$;

- $c_{\text{int,fr}}(t=0)$ et $c_{\text{int,END}}(t=0)$, les coûts des interruptions associés à l'énergie non distribuée et à la fréquence d'interruption (Tableau III.1).

Comme dans les cas précédents, dans notre modèle, nous avons des coûts fixes associés aux interruptions. Cependant, une étude détaillée sur l'estimation des coûts des interruptions de service aux Pays-Bas a montré une forte variation en fonction de plusieurs facteurs comme par exemple : le secteur d'activité, la région et la période de la semaine concernée [KAR 96], [NOO 06]. Même si la simulation Monte Carlo nous permet d'intégrer un modèle assez détaillé prenant en compte ces variations, pour l'instant, nous ne trouvons pas essentiel le développement d'un tel modèle qui serait en contraste avec les modèles simples de maintenance présentés précédemment. De plus, pour se rapprocher d'un modèle plus réel, nous devrions disposer des données réelles de ces coûts et pour l'instant, ce n'est pas le cas.

III.3.2.3 Résolution de l'algorithme d'optimisation

III.3.2.3.1 Principe

Nous disposons maintenant de tous les modèles nécessaires pour la résolution du problème. Quelques spécifications doivent encore être faites avant la résolution. Les modèles des coûts impliqués dans l'optimisation de la maintenance préventive comportent des termes extérieurs à la simulation Monte Carlo et des termes issus de cette simulation. Ainsi, nous avons besoin de simuler le système pour déterminer :

- ✚ La fréquence de défaillance des équipements qui sert au calcul du coût de la maintenance corrective ;
- ✚ La fréquence de coupure de chaque client et son indisponibilité qui servent au calcul du coût de la maintenance préventive.

Par ces termes, le couplage entre la simulation Monte Carlo et la partie d'optimisation est réalisé. Pour la résolution du problème d'optimisation, nous pouvons envisager deux approches :

- ✚ Le couplage direct entre la simulation et l'optimisation (Figure III.14a). Cela veut dire qu'à chaque pas de l'optimisation, nous réalisons une simulation en modifiant les variables de décision « m » et « λ_m » des équipements du système ;
- ✚ La réalisation d'un modèle analytique (Figure III.14b). En simulant une seule fois le système avec des paramètres donnés, il faut être capable de créer un modèle et pouvoir prévoir son comportement dans d'autres situations. L'optimisation est réalisée sur ce modèle analytique.

En tenant compte du fait que l'accélération obtenue dans le chapitre précédent pour la simulation Monte Carlo n'était pas spectaculaire, la première solution devient délicate avec un risque d'explosion du temps de calcul. Pour un tel couplage, nous devrions trouver une méthode astucieuse d'optimisation qui ne nécessite pas souvent le calcul de la fonction objectif, avec peut-être juste une estimation sur sa variation. Un exemple d'une approche semblable est réalisé dans [HIL 07] mais sur un cas simplifié déjà évoqué au § III.2.4.

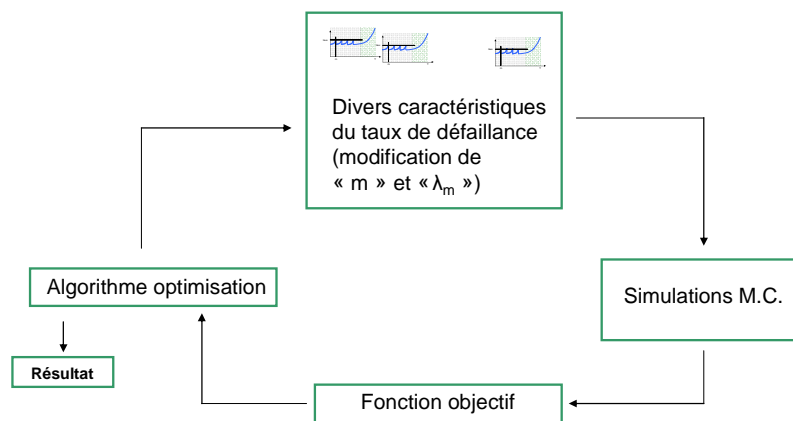


Figure III.14a : couplage direct simulation/optimisation

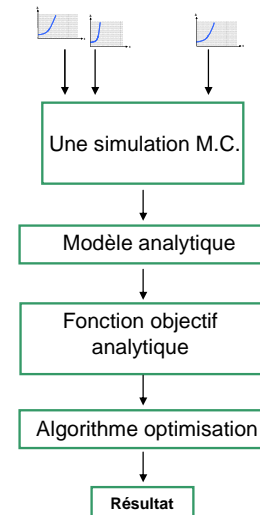


Figure III.14b : création d'un modèle analytique

La deuxième solution, la création d'un modèle analytique, a fait l'objet de nos études. Cette application et les résultats obtenus sont présentés dans le paragraphe suivant.

III.3.2.3.2 Application et résultats

a) Création du modèle analytique

Pour la création du modèle analytique, nous allons faire référence aux hypothèses réalisées auparavant. Dans le § III.3.1, nous avons vu que le modèle concernant les taux de défaillance

qui a été intégré dans la simulation est basé sur l'indépendance entre équipements. En regardant les courbes issues de l'intégration de lois de vieillissement, nous avons constaté une proportionnalité entre les variables d'entrées (les taux de défaillance) et les résultats de la simulation (la fréquence d'interruption et l'indisponibilité induites par chaque équipement).

Cela conduit à deux observations :

- ✚ Premièrement, nous allons retrouver la même proportionnalité pour le calcul des coûts. Par exemple, le coût d'interruption, résulte d'une composition entre la fréquence d'interruption et l'indisponibilité induites par chaque équipement ;
- ✚ Deuxièmement, le passage de la courbe en baignoire à la courbe en baignoire en dents de scie doit préserver l'hypothèse d'indépendance réalisée.

Nous avons précisé précédemment que le modèle analytique est créé en simulant une seule fois le système avec des paramètres donnés et ensuite il faut prévoir son comportement dans d'autres situations (en changeant les paramètres initiaux). Dans notre cas, nous allons réaliser une simulation, sur une période d'étude donnée, en considérant comme paramètres d'entrée des courbes en dents de scie spécifiques pour les taux de défaillance des équipements. Pour ces courbes, nous ne considérons pas de maintenance préventive sur les équipements. Cela veut dire que la variable « m » prend la valeur zéro. L'autre variable de l'optimisation « λ_m », dans ce cas, n'a pas de sens. A partir de cette simulation, nous obtenons la distribution sur la période d'étude considérée des coûts associés à la maintenance corrective et à l'interruption des clients. Les coûts associés à la maintenance préventive sont égaux à zéro. Le principe est présenté sur la Figure III.15.

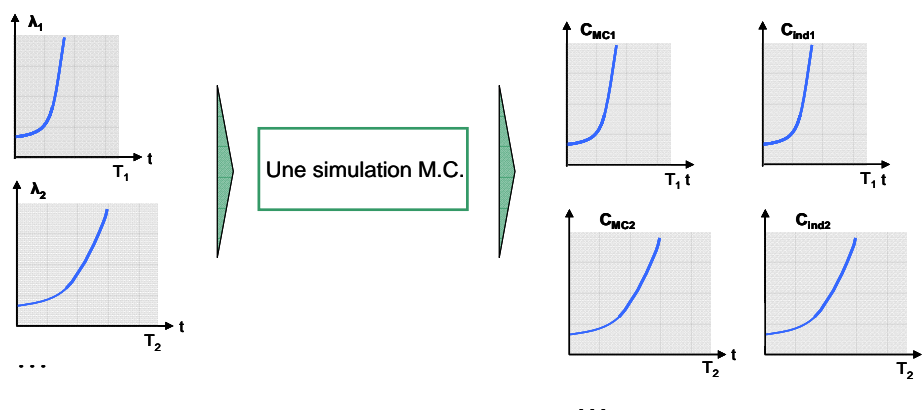


Figure III.15 : création du modèle analytique

Il faut spécifier qu'une limitation dans la valeur du taux de défaillance des équipements est nécessaire pour n'avoir pas à simuler des cas jamais rencontrés dans la réalité. Ainsi, à la fin de cette simulation nous avons pour chaque valeur du taux de défaillance les coûts de la

maintenance corrective et de l'interruption des clients correspondants. Maintenant, si nous voulons trouver les coûts correspondants pour une courbe du taux de défaillance en dents de scie avec différentes valeurs pour les variables « m » et « λ_m », il nous reste à extraire les valeurs correspondantes de la distribution complète. Ainsi, la fonction objectif peut être calculée pour diverses combinaisons de « m » et de « λ_m » sans réaliser plusieurs fois la simulation.

Nous devons préciser qu'une modification du taux de défaillance des équipements ne se produit que dans le cas de la maintenance préventive. Dans les cas de la maintenance corrective, donc en cas de défaillance, le taux de défaillance des équipements reste à la même valeur d'avant la défaillance.

Nous avons vérifié que le calcul analytique d'extraction des valeurs des coûts pour diverses combinaisons de « m » et de « λ_m » reflète bien la simulation. Ainsi, nous avons pris, au hasard, quelques combinaisons entre les deux variables de décision et nous avons sorti les résultats (les coûts associés) d'un côté par simulation et de l'autre côté par le calcul. L'application est réalisée sur le départ HTA décrit dans le § III.3.1. Les résultats présentés sont issus d'un cas d'étude fictif car nous ne disposons pas de données réelles. Ainsi, les courbes introduites pour la maintenance, de même que les données économiques utilisées ne sont pas réelles. Néanmoins, nous avons utilisé des données récoltées dans diverses publications du domaine [BER 02], [ANA 04] et adaptées à notre cas d'étude. Le Tableau III.2 montre les données utilisées pour l'analyse coût bénéfice.

Paramètre	Notation	Valeur	
		Lignes	Disjoncteurs et Interrupteurs
Coût maintenance corrective	C_{MC}	15 000 euro/fr	8 300 euro/fr
Coût échange	C_{MPech}	6 000 euro/fr/km	25 000 euro/fr
Coût réhabilitation	C_{MPr}	3 000 euro/fr/km	12 500 euro/fr
Coût interruption (énergie non distribuée)	$C_{int,END}$	5 euro/kWh	
Coût interruption (fréquence d'interruption)	$C_{int,fr}$	2 euro/kW	
Taux actualisation	a	7%	

Tableau III.2 : données d'entrée utilisées pour l'analyse coût/bénéfice

Le Tableau III.3 montre les résultats obtenus en considérant $m = 1$ et $\lambda_m = 2$ pour tous les équipements du système. Dans ce cas, l'actualisation n'a été prise en compte ($a = 0$). Nous voyons que le coût total issu de la simulation et le coût calculé ont presque la même valeur.

Coûts [euro/durée étude]	Simulation sans maintenance préventive $m = 0$	Simulation avec maintenance préventive $m = 1, \lambda_m = 2$	Calcul avec maintenance préventive $m = 1, \lambda_m = 2$
C_{MC}	$1,44 \cdot 10^9$	$1,08 \cdot 10^9$	$1,09 \cdot 10^9$
C_{MP}	-	$6,54 \cdot 10^7$	$6,5 \cdot 10^7$
C_{int}	$4,57 \cdot 10^7$	$2,9 \cdot 10^7$	$2,9 \cdot 10^7$
Total	$1,48 \cdot 10^9$	$1,174 \cdot 10^9$	$1,184 \cdot 10^9$

Tableau III.3 : comparaison entre les coûts issus simulation avec les coûts issus calcul

Ces résultats nous garantissent que le calcul est correctement réalisé et que nous pouvons ensuite appliquer un algorithme pour la résolution de l'optimisation. On constate aussi qu'en réalisant de la maintenance préventive (même si elle n'est pas optimale pour l'instant), le coût total est diminué. Cette dernière observation conduit à la conclusion qu'il existe bien un point optimal où il est bénéfique d'appliquer la maintenance préventive.

Par rapport à cette simulation utilisée pour la création du modèle analytique, nous devons faire une observation. En sachant que l'échantillon de la simulation Monte Carlo a été augmenté d'une valeur d'un an à une durée d'étude plus importante (60 ans pour notre départ HTA), et que l'augmentation du taux de défaillance conduit à plus d'événements sur le système, le temps nécessaire pour la convergence a été significativement augmenté. Dans ce cas, nous avons pu valoriser les 60% d'accélération obtenus en appliquant les méthodes développées dans le chapitre précédent. Avec cette accélération, un temps de calcul d'environ 1 semaine a été nécessaire pour que la simulation arrive à converger.

b) Algorithme d'optimisation

Le problème que nous essayons de résoudre est un problème d'optimisation combinatoire. Nous avons pour chaque équipement du système plusieurs combinaisons possibles entre le « m » et le « λ_m ».

Avant la résolution, nous allons réécrire la fonction objectif pour mettre en évidence les coûts associés à chaque équipement. Ainsi, nous allons avoir :

$$\begin{aligned}
 [\text{MIN}]C_{\text{tot}} = \sum_{t=0}^T & [C_{1,MC}(t) + C_{1,MP}(t) + C_{1,ind}(t) + \\
 & + C_{2,MC}(t) + C_{2,MP}(t) + C_{2,ind}(t) + \quad \text{[euro/période étude]} \quad (\text{III.15}) \\
 & + \dots + \\
 & + C_{n,MC}(t) + C_{n,MP}(t) + \dots + C_{n,ind}(t)]
 \end{aligned}$$

Les variables de décision sont propres à chaque équipement et elles prennent des valeurs discrètes. Elles sont définies comme suit :

Le taux de défaillance qui déclenche la maintenance préventive (« λ_m ») varie entre une valeur minimale et maximale. La valeur du « λ_m » se calcule en fonction de la valeur du taux de défaillance initial et un facteur d'échelle qui varie de un à une valeur maximale imposée par l'utilisateur. Le facteur d'échelle est discrétisé avec un pas fixe qui peut être plus ou moins fin ou grossier.

$$\lambda_m \in [\lambda_{m,\min}, \lambda_{m,\max}]$$

Le nombre des maintenances préventives à réaliser (« m ») varie de zéro à une valeur maximale. La valeur maximale dépend de la valeur du taux de défaillance quand se réalise la maintenance et de la durée de vie de l'équipement.

$$m = 0, 1, \dots, m_{\max}$$

Avec :

$$- m_{\max} = f(\lambda_m, T).$$

En fixant des limites pour les variables de décision, nous avons pour chaque équipement du système un nombre limité et raisonnable pour les diverses combinaisons de ces variables. Néanmoins, dans notre cas, nous avons dans le système un nombre très important d'équipements. Il n'est donc pas possible d'essayer toutes les solutions possibles. Nous allons alors utiliser pour la résolution une méthode heuristique. Nous nous sommes basés sur une méthode d'optimisation de recherche locale que nous avons adaptée à notre application. L'algorithme développé est le suivant :

Itération n°1

1. Toutes les combinaisons possibles pour le premier équipement entre $\lambda_{m1} \in [\lambda_{m1,\min}, \lambda_{m1,\max}]$ et $m_1 = 0, 1, \dots, m_{1\max}$ sont réalisées. Pour les autres équipements on prend $m = 0$ (pas de maintenance préventive).

En minimisant la fonction objectif (voir l'équation (III.15)), à la fin de ce pas, le coût optimal pour le premier équipement est trouvé.

2. Nous effectuons la même approche pour le deuxième équipement, mais le premier équipement conserve ses variables optimales. Les autres équipements ont toujours $m = 0$ (pas de maintenance préventive).

La fonction à minimiser est :

$$\begin{aligned}
 [\text{MIN}]C_{\text{tot}} = \sum_{t=0}^T [C_{1,\text{opt}} + \\
 + C_{2,\text{MC}}(t) + C_{2,\text{MP}}(t) + C_{2,\text{ind}}(t) + \quad (\text{III.16}) \\
 + \dots + \\
 + C_{n,\text{MC}}(t) + C_{n,\text{MP}}(t) + \dots + C_{n,\text{ind}}(t)]
 \end{aligned}$$

3. Nous effectuons la même approche pour le troisième équipement, mais le premier et le deuxième équipement conservent leurs variables optimales. Les autres équipements ont toujours $m = 0$ (pas de maintenance préventive).

La fonction à minimiser est :

$$\begin{aligned}
 [\text{MIN}]C_{\text{tot}} = \sum_{t=0}^T [C_{1,\text{opt}} + \\
 + C_{2,\text{opt}} + \quad (\text{III.17}) \\
 + \dots + \\
 + C_{n,\text{MC}}(t) + C_{n,\text{MP}}(t) + \dots + C_{n,\text{ind}}(t)]
 \end{aligned}$$

Nous continuons le même processus jusqu'au dernier équipement du système. Une indépendance complète entre les équipements du système doit garantir une solution optimale à la fin de cette première itération. Du point de vue des coûts des interruptions, nous pouvons considérer les équipements complètement indépendants. Mais il ne faut pas oublier que dans une chaîne de défaillance qui mène à des interruptions, nous avons plusieurs équipements qui doivent être réparés. Si les interruptions peuvent être associées à l'équipement initiateur (dans ce cas les coûts ne sont pas perdus mais ils sont distribués d'une certaine façon), dans le cas des réparations nous ne nous pouvons pas associer tous les coûts de réparations à un seul équipement. Nous ne pouvons pas non plus les éliminer. Les coûts des réparations sont distribués aux équipements concernés. Ainsi, nous avons une chaîne de défaillance où les équipements ont une certaine dépendance et donc les coûts de maintenance corrective sont dépendants.

Ce raisonnement nous fait supposer que la solution optimale trouvée peut être un optimum local. En conséquence, nous allons mettre en œuvre une séquence d'itérations de l'algorithme d'optimisation afin de trouver l'optimum global :

Itération n°2 à ...

Nous suivons la même approche que pour la première itération. La différence est que nous allons garder les valeurs optimales de l'itération antérieure pour commencer le calcul. Par exemple, la fonction à minimiser pour le premier équipement est :

$$\begin{aligned}
 [\text{MIN}]C_{\text{tot}} = \sum_{t=0}^T [& C_{1,MC}(t) + C_{1,MP}(t) + C_{1,ind}(t) + \\
 & + C_{2,opt} + \\
 & + \dots + \\
 & + C_{n,opt}] \quad \quad \quad (\text{III.18})
 \end{aligned}$$

L'algorithme s'arrête quand nous ne pouvons plus améliorer la solution optimale. Cela veut dire qu'entre deux itérations consécutives, nous n'avons aucun changement dans le résultat.

c) Résultats obtenus

Les données des coûts utilisées sont les mêmes que pour l'application antérieure et sont montrées dans le Tableau III.2. Comme précédemment, les résultats présentés sont issus d'un cas d'étude fictif. Le coût de la maintenance préventive par réhabilitation est considéré comme 50% moins cher que le coût de la maintenance préventive par changement [BER 02]. Les courbes des taux de défaillance introduites sont basées sur le même principe décrit dans la partie dédiée à la création du modèle analytique. Elles sont ensuite paramétrées en fonction de chaque composant.

En ce qui concerne les contraintes imposées sur l'énergie non distribuée de chaque client du réseau, nous pouvons les écrire en fonction de la puissance moyenne et de l'indisponibilité du client. Nous disposons d'une valeur moyenne acceptable aujourd'hui de l'indisponibilité reçue par chaque client sur un départ rural classique. Cette valeur est de 2h/an [MEG 04]. Ainsi, à partir de l'équation (III.13) nous pouvons écrire :

$$P \cdot \text{Ind}_{i,\text{fix}} - P \cdot \text{Ind}_i \geq 0 \quad \quad \quad [\text{kWh/an}] \quad (\text{III.19})$$

Avec :

- P puissance moyenne du client ;
- $\text{Ind}_{i,\text{fix}}$ indisponibilité moyenne acceptée du client, égale à 2h/an ;
- Ind_i indisponibilité moyenne du client ;

D'où les contraintes intégrées dans l'algorithme deviennent :

$$\text{Ind}_i \leq \text{Ind}_{i,\text{fix}} \quad (\text{III.20})$$

En ce qui concerne la valeur maximale du « λ_m » elle est choisie arbitrairement dix fois plus grande que la valeur minimale (initiale) :

$$\lambda_{m,\text{max}} = 10 \cdot \lambda_{m,\text{min}} \quad (\text{III.21})$$

Le pas de discrétisation de la variable « λ_m », choisi aussi arbitrairement, est de 0,5.

L'algorithme décrit dans la partie b) en considérant les données présentées ci-dessus a été appliqué sur le départ HTA décrit dans le § III.3.1.

Même si nous ne disposons pas d'un cas d'étude réel pour pouvoir comparer des résultats en absolu, nous avons réalisé une étude paramétrique afin de vérifier la cohérence des résultats et de tester le comportement de notre algorithme.

1. Validation stricte de l'algorithme sur un cas simple

Dans un premier temps nous avons nous voulu voir si nous pouvions valider l'algorithme sur un cas plus simple. Ainsi, nous avons pris en compte un nombre plus petit d'équipements sur le système, c'est à dire 15 équipements. Nous avons considéré l'optimisation d'une seule variable, « m ». De plus, nous n'avons attribué à cette variable que deux valeurs possibles, zéro et un. Nous avons ainsi comparé les résultats obtenus en calculant toutes les combinaisons possibles. Cela revient à 2^{15} possibilités. Les essais ont été réalisés pour deux cas. Un premier cas pour « λ_m » égal à 1,2 et le deuxième cas pour « λ_m » égal à 2.

Le Tableau III.4 montre que les valeurs obtenues par optimisation sont les mêmes que celles obtenues en essayant tous les combinaisons possibles. Avec ce résultat, et en tenant compte des hypothèses réalisées, nous pouvons conclure que l'algorithme d'optimisation trouve un optimum global.

Néanmoins, la méthode d'optimisation proposée est basée sur une méthode heuristique, ce qui inclut le risque de rester bloqué sur un optimum local pour une formulation plus complexe du problème.

Équipement	Nombre de maintenances préventives par échange issus optimisation avec « λ_m » = $2^*\lambda_{init}$	Nombre de maintenances préventives par échange issus calcul avec « λ_m » = $2^*\lambda_{init}$	Nombre de maintenances préventives par échange issus optimisation avec « λ_m » = $1, 2^*\lambda_{init}$	Nombre de maintenances préventives par échange issus calcul avec « λ_m » = $1, 2^*\lambda_{init}$
1	1	1	0	0
2	1	1	0	0
3	1	1	1	1
4	1	1	0	0
5	1	1	1	1
6	0	0	0	0
7	0	0	0	0
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	0	0	0	0
11	0	0	1	1
12	0	0	0	0
13	1	1	0	0
14	1	1	0	0
15	1	1	0	0

Tableau III.4 : validation de l'algorithme

2. Maintenance préventive par changement de l'équipement – pas d'actualisation des coûts

Le Tableau III.5 synthétise les premiers résultats obtenus. L'optimisation est réalisée en considérant la maintenance préventive par changement de l'équipement. Dans la deuxième colonne du tableau, nous avons le cas de référence, quand le nombre de maintenances préventives est égal à zéro. Dans la troisième colonne, pour la simplicité et la rapidité, nous n'avons optimisé que la variable « m » en gardant la valeur de « λ_m » constante et égale à 2 fois la valeur initiale du taux de défaillance. Nous avons passé ensuite à l'optimisation complète des deux variables (la colonne quatre). Les colonnes du bas du tableau représentent les valeurs optimales pour les variables « m » et « λ_m » pour les premiers dix équipements (ici les lignes 1 à 10 du système). Les valeurs optimales pour tous les équipements du système sont présentées dans l'Annexe 5.

Un premier regard sur ces résultats montre l'existence d'une solution optimale qui est différente de la solution de référence. Cela veut dire que nous avons des équipements sur lesquels nous devrions réaliser de la maintenance préventive. Dans le même temps, nous pouvons voir que nous avons des équipements avec un nombre de maintenances plus importantes que d'autres.

En regardant les valeurs optimales et le coût total (colonnes trois et quatre), nous pouvons observer que la solution est améliorée en optimisant les deux variables de décision « m » et « λ_m ». Nous pouvons voir également qu'une augmentation de la valeur du taux de défaillance maximal quand se réalise la maintenance préventive conduit à une diminution du nombre de maintenance à réaliser. Cela montre que l'algorithme fonctionne correctement.

Coûts [euro/durée étude]	Sans maintenance préventive sans actualisation (a=0)	Optimisation maintenance préventive par échange sans actualisation (a=0) « m » avec « λ_m » = $2 \cdot \lambda_{init}$	Optimisation maintenance préventive par échange sans actualisation (a=0) « m » et « λ_m »
C_{MC}	$1,44 \cdot 10^9$	$2,89 \cdot 10^8$	$3,01 \cdot 10^8$
C_{MP}	-	$1,21 \cdot 10^8$	$1,05 \cdot 10^8$
C_{int}	$4,57 \cdot 10^7$	$4,79 \cdot 10^6$	$4,9 \cdot 10^6$
Total	$1,48 \cdot 10^9$	$4,15 \cdot 10^8$	$4,1 \cdot 10^8$

Éq.	m_{opt}	λ_m	Éq.	m_{opt}	$\lambda_{m,opt}$
1	5	$2 \lambda_{init}$	1	4	$2,5 \lambda_{init}$
2	4	$2 \lambda_{init}$	2	4	$2,5 \lambda_{init}$
3	4	$2 \lambda_{init}$	3	4	$2 \lambda_{init}$
4	5	$2 \lambda_{init}$	4	5	$2 \lambda_{init}$
5	5	$2 \lambda_{init}$	5	5	$2 \lambda_{init}$
6	2	$2 \lambda_{init}$	6	1	$6,5 \lambda_{init}$
7	3	$2 \lambda_{init}$	7	2	$4 \lambda_{init}$
8	1	$2 \lambda_{init}$	8	1	$6,5 \lambda_{init}$
9	1	$2 \lambda_{init}$	9	1	$6,5 \lambda_{init}$
10	2	$2 \lambda_{init}$	10	1	$6,5 \lambda_{init}$

Tableau III.5 : maintenance préventive par changement de l'équipement – pas d'actualisation des coûts

Dans le Tableau III.6, nous avons détaillé un peu plus le premier essai réalisé, l'optimisation de la variable « m ».

Nous avons représenté sur la deuxième colonne du tableau le coût total associé aux dix premiers équipements du système sans la réalisation de la maintenance préventive. Les valeurs optimales pour la variable « m » sont montrées dans la troisième colonne et les coûts associés après l'optimisation dans la quatrième colonne. Dans la dernière colonne, nous avons les taux de défaillance des équipements.

Comme attendu, tous les coûts après l'optimisation de la maintenance préventive sont plus faibles que les coûts sans réalisation de la maintenance (cas de référence). Avec ce tableau, nous avons voulu montrer une situation particulière.

Équipement	Coût total sans maintenance préventive et sans actualisation (a=0) [euro/durée étude]	Nombre de maintenances préventives optimal par échange sans actualisation (a=0) « m » avec « λ_m » = $2 \cdot \lambda_{init}$	Coût total avec maintenance préventive par échange sans actualisation (a=0) « m » avec « λ_m » = $2 \cdot \lambda_{init}$ [euro/durée étude]	Taux de défaillance initial [fr/an]
1	1,83*10 ⁸	5	5,31*10 ⁷	1,17*10 ⁻⁵
2	6,62*10 ⁷	4	2,06*10 ⁷	8,72*10 ⁻⁶
3	6,36*10 ⁷	4	2,11*10 ⁷	7,40*10 ⁻⁶
4	1,24*10 ⁸	5	3,39*10 ⁷	1,42*10 ⁻⁵
5	1,68*10 ⁸	5	4,04*10 ⁷	2,05*10 ⁻⁵
6	3,14*10 ⁵	2	2,12*10 ⁵	5,65*10 ⁻⁷
7	1,65*10 ⁶	3	8,25*10 ⁵	1,92*10 ⁻⁶
8	2,97*10 ⁴	1	2,22*10 ⁴	5,02*10 ⁻⁸
9	2,75*10 ⁴	1	2,02*10 ⁴	5,02*10 ⁻⁸
10	3,06*10 ⁶	2	2,15*10 ⁶	5,57*10 ⁻⁷

Tableau III.6 : détails sur maintenance préventive par changement de l'équipement – pas d'actualisation des coûts

Si on compare les résultats des équipements 7 et 10, on trouve un nombre de maintenances préventives plus élevé pour l'équipement 7 malgré un coût total sans maintenance préventive plus faible. Ce résultat peut paraître illogique à première vue.

De plus, si nous regardons le positionnement des deux lignes, sur la Figure III.5, nous pouvons voir que l'équipement 10 se trouve sur une artère principale et l'équipement 7 sur une artère secondaire. Les puissances desservies par les deux lignes sont de 100 kW pour la ligne 10 et de 10 kW pour la ligne 7. Ceci, augmente le doute sur le résultat obtenu. Mais, il ne faut pas oublier que la simulation, et ensuite l'optimisation, tiennent compte également de la valeur initiale du taux de défaillance. Les valeurs correspondantes sont indiquées dans la cinquième colonne du Tableau III.6. Nous pouvons voir que le taux de défaillance de l'équipement 10 est plus petit, donc il est plus fiable que l'équipement 7. Ainsi, parmi tous les paramètres qui influencent l'optimisation, dans ce cas, le taux de défaillance de l'équipement est le plus décisif. Pour ce cas, nous pouvons observer, sur la Figure III.16, la variation du coût total en fonction de la variable « m » pour les deux équipements mentionnés ci-dessus.

Cette observation nous a conduit à regarder aussi les taux de défaillance initiaux des équipements 6, 8, 9 et 10 par rapport aux autres. Nous pouvons constater qu'ils sont plus petits et nous avons donc affaire à des équipements très fiables. Cela explique aussi les résultats obtenus pour ces quatre équipements dans le cas d'une optimisation complète des deux variables (« m » et « λ_m »). Dans le Tableau III.5, sur la dernière colonne en bas, nous voyons une valeur optimale pour « m » de 1 et une valeur assez élevée, de 6,5 fois la valeur initiale, pour « λ_m ». Le fait que ce soit des équipements assez fiables, nous permet de réaliser la maintenance préventive pour une valeur plus importante du taux de défaillance.

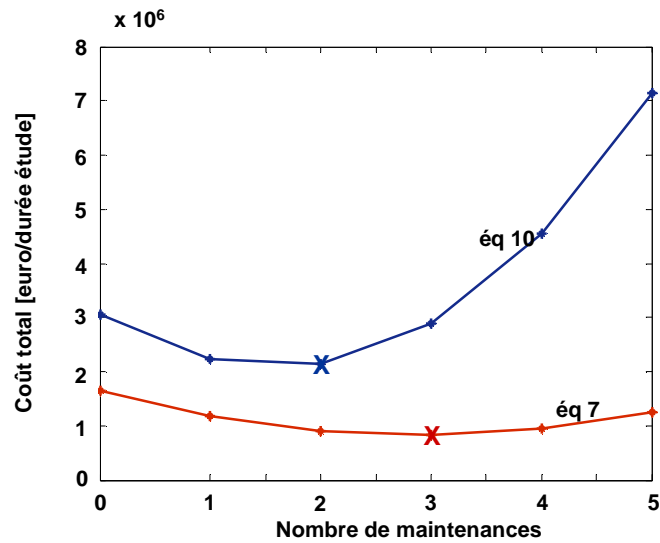


Figure III.16 : variation du coût total en fonction de la variable « m »

3. Maintenance préventive par réhabilitation de l'équipement – pas d'actualisation des coûts

Coûts [euro/durée étude]	Optimisation maintenance préventive par échange sans actualisation (a=0) « m » et « λ _m »	Optimisation maintenance préventive par réhabilitation à 80% coût réhabilitation = 50% du coût échange, sans actualisation (a=0) « m » et « λ _m »	Optimisation maintenance préventive par réhabilitation à 80% coût réhabilitation = 80% du coût échange, sans actualisation (a=0) « m » et « λ _m »
C _{MC}	3,01*10 ⁸	4,47*10 ⁸	4,56*10 ⁸
C _{MP}	1,05*10 ⁸	4,07*10 ⁷	8,62*10 ⁷
C _{int}	4,9*10 ⁶	7,49*10 ⁶	7,77*10 ⁶
Total	4,1*10⁸	5*10⁸	5,5*10⁸

Éq.	m _{opt}	λ _{m,opt}	Éq.	m _{opt}	λ _m	Éq.	m _{opt}	λ _m
1	4	2,5 λ _{init}	1	4	3 λ _{init}	1	4	3 λ _{init}
2	4	2,5 λ _{init}	2	4	3 λ _{init}	2	3	4λ _{init}
3	4	2 λ _{init}	3	4	3 λ _{init}	3	3	4λ _{init}
4	5	2 λ _{init}	4	4	3 λ _{init}	4	4	3λ _{init}
5	5	2 λ _{init}	5	4	3 λ _{init}	5	4	3λ _{init}
6	1	6,5 λ _{init}	6	2	4,5 λ _{init}	6	1	9λ _{init}
7	2	4 λ _{init}	7	2	5,5 λ _{init}	7	2	4,5λ _{init}
8	1	6,5 λ _{init}	8	1	7,5 λ _{init}	8	1	7,5λ _{init}
9	1	6,5 λ _{init}	9	1	9 λ _{init}	9	1	9λ _{init}
10	1	6,5 λ _{init}	10	1	7,5 λ _{init}	10	1	7,5λ _{init}

Tableau III.7 : maintenance préventive par réhabilitation de l'équipement – pas d'actualisation des coûts

Nous considérons ensuite le cas de la réhabilitation de l'équipement. En rappelant encore une fois que nous ne disposons pas de données réelles pour l'étude, nous avons trouvé difficile d'estimer le coût associé à un certain pourcentage de réhabilitation de l'équipement. C'est

pour cela que nous avons choisi de comparer les résultats obtenus de la façon suivante : pour une réhabilitation choisie arbitrairement d'environ 80% de l'équipement, on considère soit un coût de réhabilitation estimé à environ 50% du coût d'échange, soit un coût proportionnel avec sa réhabilitation. Les résultats sont présentés Tableau III.7 sous la même forme que précédemment. Les valeurs optimales pour tous les équipements du système sont représentées dans l'Annexe 6.

En comparant le coût total dans les trois cas nous pouvons observer que la réhabilitation des équipements, même avec 50% seulement du coût d'échange n'est pas la meilleure solution. Nous avons représenté sur la Figure III.17 la variation du coût d'interruption de l'équipement 1 dans les deux cas (pour une optimisation de la maintenance préventive par échange - courbe bleu et pour une optimisation de la maintenance préventive par réhabilitation avec un coût de 50% du coût d'échange - courbe rouge). Dans le Tableau III.7 nous pouvons voir que pour l'équipement 1 le nombre de maintenances est le même, égal à 4, et que la valeur du taux de défaillance quand nous réalisons la maintenance est 2,5 pour l'échange de l'équipement et 3 pour la réhabilitation. Nous pouvons voir l'influence de cette différence sur la Figure III.17. Cette différence contribue à une croissance plus importante du coût d'interruption et du coût de la maintenance corrective par rapport à la diminution du coût de la maintenance préventive. C'est le cas pour la plupart des équipements et en conséquence, pour le coût total identifié dans le Tableau III.7.

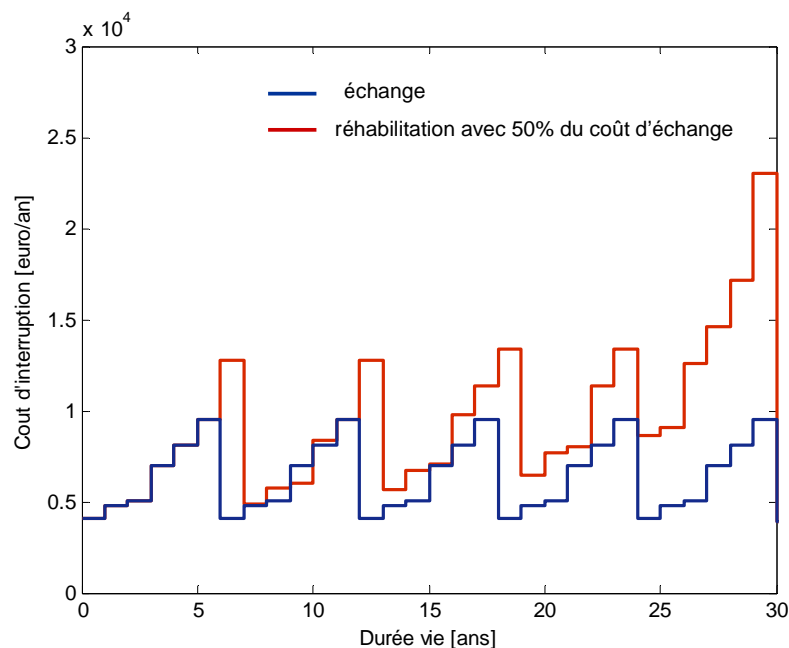


Figure III.17 : variation du coût total sur la durée de vie pour la ligne un

4. Maintenance préventive par changement de l'équipement – actualisation des coûts

Nous avons vu jusqu'à maintenant le comportement de l'algorithme d'optimisation avec un facteur d'actualisation égal à zéro. Dans la suite, nous allons voir comment l'intégration du taux d'actualisation change ces résultats. Dans le Tableau III.8, nous présentons, de la même manière que précédemment, les résultats obtenus avec un taux d'actualisation de 7%. Les valeurs optimales pour tous les équipements du système sont représentées dans l'Annexe 7. La deuxième et la quatrième colonne représentent les coûts du cas de référence pour un taux égal à zéro et pour un taux égal à 7% respectivement. Dans les colonnes trois et cinq, nous avons les résultats obtenus en optimisant les deux variables de décision (« m » et « λ_m »). Nous remarquons que le coût total dans le cas du taux égal à 7% est diminué par rapport au coût total avec un taux égal à zéro. Ce résultat est normal, et comme nous l'attendions la solution optimale a changé.

Coûts [euro/durée étude]	Sans maintenance préventive sans actualisation (a=0)	Optimisation maintenance préventive par échange sans actualisation (a=0) « m » et « λ_m »	Sans maintenance préventive avec actualisation (a=7%)	Optimisation maintenance préventive par échange avec actualisation (a=7%) « m » et « λ_m »
C_{MC}	$1,44 \cdot 10^9$	$3,01 \cdot 10^8$	$2,23 \cdot 10^8$	$7,24 \cdot 10^7$
C_{MP}	-	$1,05 \cdot 10^8$	-	$2,15 \cdot 10^7$
C_{int}	$4,57 \cdot 10^7$	$4,9 \cdot 10^6$	$6,2 \cdot 10^6$	$1,2 \cdot 10^6$
Total	$1,48 \cdot 10^9$	$4,1 \cdot 10^8$	$2,29 \cdot 10^8$	$9,5 \cdot 10^7$

Éq.	m_{opt}	$\lambda_{m,opt}$	Éq.	m_{opt}	$\lambda_{m,opt}$
1	4	$2,5 \lambda_{init}$	1	3	$2,5 \lambda_{init}$
2	4	$2,5 \lambda_{init}$	2	3	$2,5 \lambda_{init}$
3	4	$2 \lambda_{init}$	3	2	$3,5 \lambda_{init}$
4	5	$2 \lambda_{init}$	4	3	$2,5 \lambda_{init}$
5	5	$2 \lambda_{init}$	5	4	$2 \lambda_{init}$
6	1	$6,5 \lambda_{init}$	6	1	$4,5 \lambda_{init}$
7	2	$4 \lambda_{init}$	7	1	$4,5 \lambda_{init}$
8	1	$6,5 \lambda_{init}$	8	1	$4 \lambda_{init}$
9	1	$6,5 \lambda_{init}$	9	1	$4,5 \lambda_{init}$
10	1	$6,5 \lambda_{init}$	10	1	$4,5 \lambda_{init}$

Tableau III.8 : maintenance préventive par changement de l'équipement – actualisation des coûts

III.4 Synthèse

Dans ce chapitre, nous avons essayé de démontrer la faisabilité d'une étude d'optimisation basée sur la simulation. L'impossibilité d'un couplage direct entre les deux, du fait d'un temps de résolution prohibitif, nous a conduit à la recherche d'un modèle analytique.

Le modèle d'optimisation construit a été basé sur une fonction objectif de coût total (maintenance et interruptions). En ce qui concerne les objectifs techniques nous avons choisi

d'optimiser le nombre de maintenances et la valeur du taux de défaillance quand elle se réalise. En dernier, nous avons choisi de résoudre une optimisation multi composant.

Par rapport à la simulation et donc à la création du modèle, un certain nombre d'hypothèses ont été réalisées. La plus importante est l'indépendance partielle des équipements. Cette hypothèse a eu deux implications. Premièrement, elle a aidé à l'extraction du modèle analytique issu de la simulation. Deuxièmement, elle a conduit à l'application d'un algorithme d'optimisation assez simple dans son principe.

Les études réalisées ont montré un comportement correct de l'algorithme et une cohérence des résultats obtenus. Un nombre plus important de cas peut être envisagé pour une analyse plus détaillée de la sensibilité de l'algorithme.

Les améliorations de l'algorithme peuvent porter sur différents points comme, le modèle et l'optimisation. En réalité, la complexité du modèle nécessite un algorithme d'optimisation plus astucieux pour sa résolution. Quelques améliorations du modèle peuvent être :

- ✚ L'identification des interactions entre les divers équipements (ne plus supposer l'indépendance). Cela doit être réalisé par une modélisation des interactions entre équipements, en premier dans la simulation et ensuite à l'extraction du modèle ;
- ✚ L'inclusion des priorités sur les différents clients du système. Cela conduira à des priorités sur la maintenance des équipements ;
- ✚ La prise en compte du nombre d'équipes de maintenance disponibles (limité) et des régions géographiques.

Chapitre IV

Réflexions sur l'architecture logicielle

IV.1 Introduction

Comme nous l'avons précisé plusieurs fois tout au long de mémoire, l'idée générale est de réaliser un outil pour le calcul des indices de sûreté de fonctionnement des réseaux électriques de distribution (indisponibilité, fréquence d'interruption, énergie non distribuée de chaque client) basé sur une simulation de type stochastique (Monte Carlo). Cela veut dire la simulation du fonctionnement du système et de son comportement aléatoire sur une période de temps donnée. En plus de la fonction « calcul des indices de sûreté de fonctionnement » l'outil pourra être utilisé aussi dans un processus d'optimisation pour le choix des politiques de maintenance préventive, pour le choix de la configuration optimale ou autre type d'optimisation. Tout cela dans le cadre de la planification ou exploitation des réseaux de distribution.

Les divers concepts de l'outil ont été validés jusqu'à maintenant par des logiciels de type prototypes de recherche. La simulation Monte Carlo développée pendant la thèse de Malik Megdiche, l'accélération des calculs et l'optimisation des stratégies de maintenance préventive développés pendant cette thèse font partie de ces concepts.

Nous avons vu que les études qui peuvent être réalisées avec un outil semblable sont nombreuses. Pour arriver à une applicabilité assez générale et une utilisation facile, de nouveaux développements au niveau architecture logicielle et au niveau de la modélisation doivent être encore réalisés. En sachant qu'il est parfois difficile de comprendre et intégrer des lignes de code dans un programme codé en « dur », nous avons pensé qu'une bonne solution sera le développement d'une structure logicielle, basée sur des modules, sur laquelle de nouveaux modules peuvent s'intégrer facilement par des règles spécifiques. En même temps, la modularité donne une flexibilité à l'outil pour l'utilisation de modules simples pour créer ou changer les diverses fonctions du système sous étude.

En conséquence, dans ce chapitre de la thèse, nous essayons de définir les grands principes d'un programme modulaire qui pourra être développé et utilisé par la suite. Avant de présenter l'approche proposée, nous allons présenter, dans la partie suivante, différentes idées sur le développement global de l'outil de sûreté.

Avant de conclure sur ce chapitre, nous présentons aussi quelques réflexions sur le développement d'un calcul parallèle, pour lequel la simulation Monte Carlo est bien adaptée.

IV.2 Programme probabiliste de calcul de la sûreté de fonctionnement

IV.2.1 Objectifs d'un programme probabiliste

En disposant d'un cœur de calcul, comme la simulation Monte Carlo, et des études déjà réalisées, nous pouvons identifier quelques caractéristiques d'un programme probabiliste de calcul de sûreté de fonctionnement. Ainsi, un logiciel d'étude de sûreté de fonctionnement doit répondre aux spécifications suivantes pour être efficace et utile aux utilisateurs :

- ✚ Le programme doit s'adapter à la taille du système sous étude ;
- ✚ Les modèles du système et de ses composants doivent être suffisamment exacts pour les besoins de l'étude ;
- ✚ Il doit permettre une modification facile et rapide de tout ou partie du système étudié : architecture, règles de fonctionnement des composants, modes opératoires, etc. ;
- ✚ Le processus de calcul doit être suffisamment précis pour maintenir l'erreur des résultats dans des limites admissibles ;
- ✚ Le calcul doit être suffisamment rapide pour maintenir le temps de calcul acceptable.

Ce sont parfois des exigences conflictuelles. Dans le développement d'un programme, il faut engager une réflexion pour trouver un juste équilibre entre la précision et la vitesse de calcul, de même qu'un bon compromis entre la précision nécessaire dans la modélisation et celle fournie par les algorithmes utilisés dans la résolution. Nous allons voir quelques exemples dans le paragraphe qui suit.

IV.2.2 Besoins en modélisation pour un programme probabiliste dans notre contexte

Nous avons vu dans le § I.4.4.3 que d'habitude, les méthodes analytiques sont suffisantes pour résoudre les problèmes de sûreté dans les réseaux de distribution actuels. Les modèles employés sont souvent très simples. Par exemple, pour les charges, les modèles peuvent être complètement inexistantes. Le calcul de répartition de charge est rarement utilisé, uniquement dans les cas où des critères de surcharge sont imposés. Les actions correctives sont basées juste sur le basculement des charges sur un secours disponible.

Dans le § I.2, nous avons vu que les réseaux de distribution sont en pleine mutation. Si nous prenons en compte le développement rapide des nouvelles technologies (notamment les GED), le processus de la dérégulation du marché d'électricité, nous constatons non seulement une évolution par rapport aux architectures des réseaux de distribution mais aussi une

modification et adaptation des approches pour les études de sûreté de fonctionnement. Nous avons vu que les nouveaux réseaux de distribution se rapprochent de plus en plus des réseaux de transport. Ils deviennent bouclés, voire maillés, avec des contraintes identiques à celles des réseaux de transport. Dans ce cas, les modèles impliqués sont plus complexes. C'est pour cela que la méthode qui a été trouvée comme étant la mieux adaptée en terme de modélisation du réseau et de son fonctionnement, de même que pour la résolution, est la simulation Monte Carlo séquentielle.

Les modèles doivent être détaillés/adaptés et des indices adéquats calculés en fonction de l'étude à réaliser, c'est-à-dire en fonction du réseau étudié (réseau de distribution avec des fonctionnements différents) et du type d'application (calcul des critères de sûreté de fonctionnement, calcul économique, optimisation, etc.). Les processus de défaillance et de réparation peuvent devenir assez complexes et une modélisation exacte devient parfois extrêmement difficile. De plus, la complexité de l'estimation des résultats et la quantité de données nécessaires conduisent parfois à des hypothèses simplificatrices dans la construction du modèle. En conséquence, nous pourrions avoir besoin, par exemple, pour le même composant du système, de différents modèles plus ou moins complexes selon le cas d'étude. Même si la méthode ne permet pas la réalisation de modèles assez complexes, le degré de finesse dans la modélisation doit toujours être en équilibre avec la précision demandée dans les résultats. Il n'y a pas de raison de représenter un système avec des modèles très détaillés si on le résout avec des techniques mathématiques simplistes. D'un autre côté, il ne sert à rien d'appliquer des techniques de résolution sophistiquées sur des modèles approximatifs.

Tout cela pour montrer l'importance et la nécessité d'un outil souple et ouvert dans son utilisation pour les différentes études envisageables. L'utilisateur doit pouvoir introduire son propre réseau à étudier, doit avoir la possibilité de créer ses propres modèles et de choisir son application. D'un autre côté, il est difficile, voir impossible de développer un outil qui répond à tous les besoins. Ceci dit, nous pouvons envisager pour cet outil l'existence de différents modules pour différentes applications, la conception modulaire autorisant le développement ultérieur de nouvelles applications.

IV.3 Architecture envisagée du programme

L'architecture logicielle est organisée en quatre niveaux (Figure IV.1) : une base de données, une plateforme de travail, les modèles des composantes du système (composants, opérateur, automatismes, etc.) et l'analyse graphique interactive (visualisation).

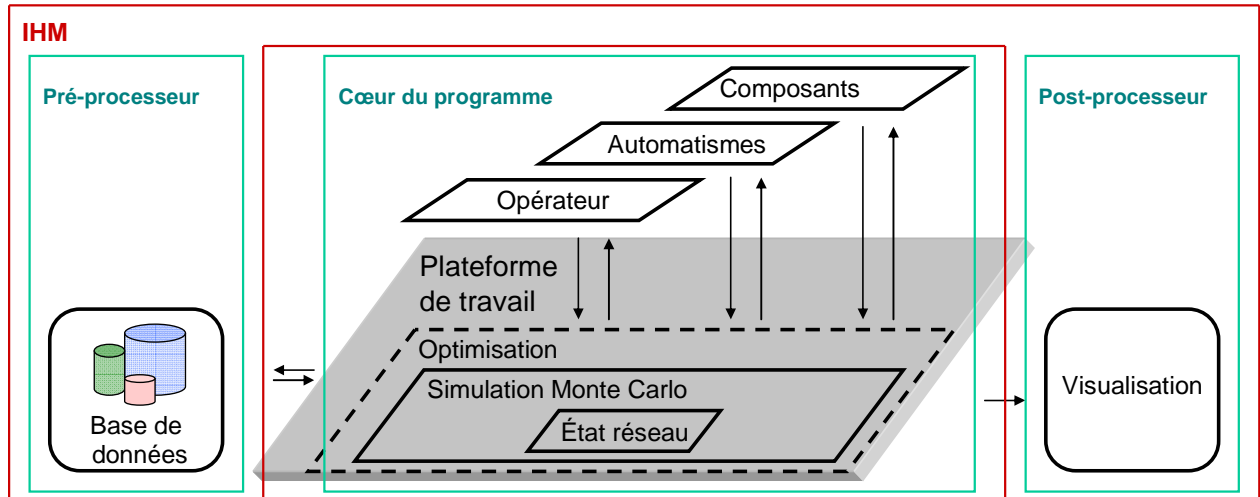


Figure IV.1 : architecture logicielle

Le programme doit être composé uniquement de modules pour que chaque utilisateur puisse dupliquer des modules existants ou créer de nouveaux modules avec des fonctionnalités différentes. Ainsi, tous les modules du programme doivent être standardisés du point de vue paramètres d'entrée et de sortie et la programmation de nouveaux modules doit se faire en respectant quelques règles standard qui doivent être mises en place. Par exemple, si on veut intégrer (programmer) un nouveau comportement de l'opérateur, on doit être capable de remplacer le module déjà existant par un autre module qui a des fonctionnalités distinctes, mais avec les mêmes types de paramètres d'entrée et de sortie pour qu'il s'insère directement dans le programme. Les données d'entrée et sortie de chaque module sont multiples. A titre d'exemples :

- ✚ Pour un interrupteur télécommandé avec détecteur de défaut, nous avons comme données d'entrée les commandes de fermeture/ouverture et comme données de sortie sa position, ouverte ou fermée et le voyant, allumé ou non (Figure IV.2a).
- ✚ Pour l'opérateur (Figure IV.2b) on peut avoir :
 - ✚ données d'entrée : la position, l'état des équipements, etc.
 - ✚ données de sortie : les commandes d'ouverture/fermeture des interrupteurs, les consignes de réglage des automatismes, les ordres de réparation, etc.

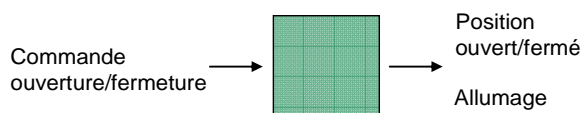


Figure IV.2a : interrupteur télécommandé avec détecteur de défaut

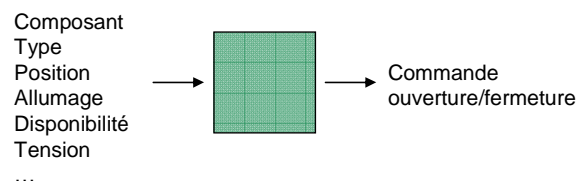


Figure IV.2b : opérateur

Dans le cas de l'opérateur du réseau nous avons plusieurs paramètres qui interviennent dans sa modélisation (Figure IV.2b).

Nous avons vu dans le § I.1.4 qu'en cas de défaillance, nous disposons en premier d'un contrôle local assuré par les automatismes du système qui agissent sur les organes de coupure. C'est le cas des interrupteurs, disjoncteurs, etc. Ils reçoivent des ordres d'ouverture, fermeture, allumage. Deuxièmement, nous avons le contrôle global assuré par les opérateurs. L'opérateur dispose d'un système d'information et de communication et d'un système d'analyse et d'aide à la décision. Ainsi, à travers le modèle de l'opérateur, nous intégrons d'une certaine manière le comportement du système. Le modèle de l'opérateur représente la partie la plus importante et la plus difficile à réaliser.

En sachant que nous voulons réaliser un outil où nous allons intégrer des réseaux avec des comportements différents, une idée est de pouvoir créer nous-mêmes le comportement désiré de l'opérateur (réseau) au moyen de sous modules ou d'objets existants (sans avoir à modifier le code de l'application) intégrés dans une interface performante.

Nous allons détailler dans la suite chaque partie de l'architecture que nous proposons.

IV.3.1 « Pré-processeur »

Le « pré-processeur », par l'intermédiaire d'une Interface Homme Machine (IHM) adaptée, doit permettre :

- ✚ De construire le système électrique à simuler, en utilisant un outil de description de l'architecture, de positionnement des différents équipements (ligne, poste source, interrupteur, disjoncteur, charges, ...), d'insertion des fonctions de contrôle automatiques et de l'opérateur, les modèles de ces équipements, automatismes et opérateurs étant sélectionnés dans une bibliothèque de modules ;
- ✚ De paramétrer tous les modèles. Par exemple, pour les composants du système, nous devrions connaître : caractéristiques mécaniques (temps d'ouverture/fermeture d'un interrupteur, ...) et électriques (puissance nominale, puissance de court-circuit d'un poste, ...), données de sûreté (taux de défaillance, taux de réparation, taux à la sollicitation, ...), etc. ;
- ✚ D'introduire les données économiques ;

Nous devons avoir à notre disposition une bibliothèque des composants de base pour pouvoir créer de nouveaux composants. La taille de la base de données dépend fortement de la taille du système analysé.

IV.3.2 « Cœur du programme »

Le « cœur du programme » est composé de quatre parties (modules) : Plateforme de travail, Opérateur, Automatismes et Composants qui interagissent entre elles.

La Plateforme pilote tout le « cœur du programme ». Elle réalise la synchronisation des différents modules et administre les flux de données entre eux et la base de données.

Un test de cohérence des données est réalisé avant de commencer la simulation. Ainsi, une fonction « d'initialisation » (non indiquée dans la Figure IV.1) doit définir le régime permanent du système électrique avant de commencer la simulation. Pour cela, le programme fait appel au calcul d'estimation de l'état du système (calcul de répartition de charge) pour définir notamment les transits de puissance initiaux.

De la même manière que précédemment, avant de commencer la simulation, nous devons la « paramétrer ». Par exemple :

- ✚ Choisir le type d'application :
 - ✚ calcul des indices;
 - ✚ optimisation ;
- ✚ Choisir le nombre d'échantillons ou la précision de la simulation ;
- ✚ Choisir les variables de calculs (les indices) ;
- ✚ Etc.

Le module principal de la Plateforme est représenté par la simulation Monte Carlo dans laquelle nous avons encapsulé le calcul de l'état du système (voir Figure IV.1, Figures IV.3b et IV.3c).

Dans la boucle Monte Carlo, nous devons avoir la possibilité :

- ✚ De choisir les lois de distribution pour les défaillances et les réparations des composants ;
- ✚ De réaliser le tirage aléatoire pour la génération des événements sur le système ;
- ✚ D'accumuler les indices de sûreté désirés ;
- ✚ D'intégrer des modules pour l'accélération des calculs.

Le fonctionnement est le suivant.

La boucle Monte Carlo génère les événements qui affectent le système (défaillances, opérations programmées, changements de valeur de charges, etc.). Ces événements produisent des réactions de la part des Automatismes et de l'Opérateur du réseau (Figure IV.3b). Les

réactions survenues changent la configuration du réseau. L'estimation du nouvel état du système est réalisée avec un calcul de répartition de charge (ou autre). En fonction de cette estimation, les modules Opérateur et Composants sont encore une fois mis en route et ils changent successivement l'état du réseau jusqu'à ce que le système atteigne une configuration et un état stables (Figure IV.3c). Les modules Composants et Opérateur contiennent des sous-modules avec leurs modèles de fonctionnement afférents. A chaque état stable du système, les indices de sûreté sont accumulés et la simulation continue avec l'événement suivant.

Dans l'Annexe 8, un exemple de fonctionnement en cas de défaut est présenté sur le réseau déjà étudié dans le § III.3.1.

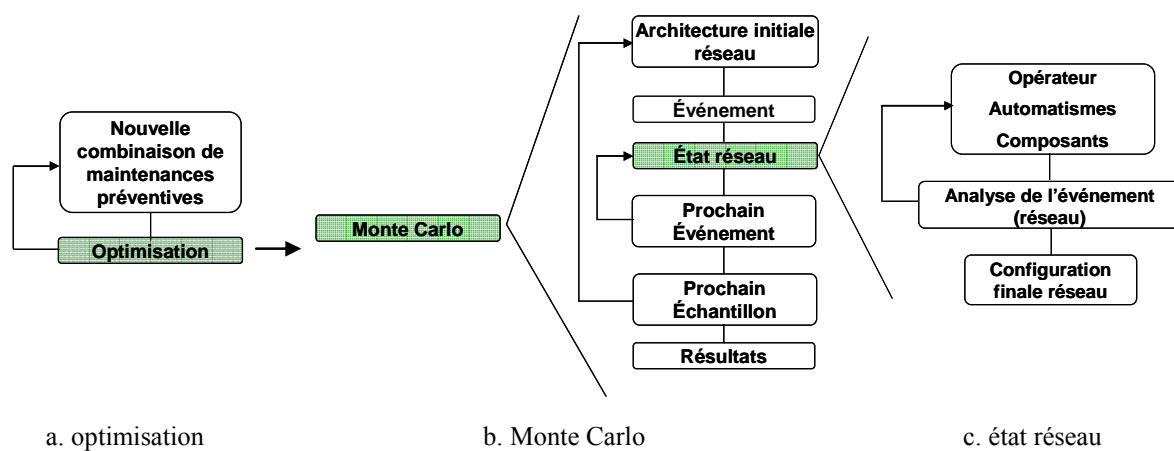


Figure IV.3 : principe de fonctionnement du « cœur du programme »

En plus du module principal de la simulation Monte Carlo, le module supérieur d'optimisation doit pouvoir être rajouté si nécessaire (Figure IV.3a). Dans le cas de l'application réalisée dans le chapitre III, cette couche fonctionne indépendamment de la simulation. A plus long terme, nous pouvons envisager aussi une connexion directe avec la simulation dans le cas où une parallélisation des calculs ramènerait le temps de simulation à des valeurs suffisamment faibles pour pouvoir l'insérer dans une boucle d'optimisation. Ces deux solutions ont été expliquées dans le § III.3.2.3.1.

IV.3.3 « Post-processeur »

Le mode « post-processeur » doit permettre de représenter les résultats de la simulation sous forme de courbes ou de tableaux. Ce mode doit co-exister avec la simulation. Il permet donc de visualiser les résultats sous deux formes : en statique (après la simulation) ou en dynamique (en cours de simulation – des fenêtres de représentation s'affichent en même temps que la simulation se déroule, représentant l'évolution des variables définies par l'utilisateur – simulation interactive).

IV.3.4 Validation

Avant de passer à la traduction complète de tout le programme existant par un programmeur spécialisé, nous avons voulu nous-mêmes évaluer la faisabilité du principe de modularité. Nous avons essayé de réaliser un programme avec une structure modulaire, semblable au prototype de recherche sur lequel nous avons travaillé jusqu'à maintenant. Nous avons choisi une modélisation plus simple des équipements pris en compte et du système global, compte tenu que le but principal n'était pas de réécrire notre programme complet.

La partie que nous avons programmée est le module de Plateforme de travail et notamment la simulation Monte Carlo, l'Opérateur et les Composants du système.

Les hypothèses réalisées pour la validation sont les suivantes :

- ✚ Les défaillances initiatrices prises en compte dans la simulation Monte Carlo ne sont que des défaillances de lignes. Les autres composants sont considérés comme parfaits ;
- ✚ Nous ne prenons pas en compte les défaillances à la sollicitation. A chaque sollicitation, le composant concerné a un fonctionnement correct ;
- ✚ L'analyse des défauts est très optimiste. Cela veut dire que l'opérateur connaît avec certitude l'emplacement du défaut. Le temps de localisation est approximé par un temps moyen.

Les résultats obtenus sont les indices de sûreté des clients du système, notamment la fréquence d'interruption et l'indisponibilité. Ils sont présentés dans la Figure IV.4c.

Ces résultats sont comparés avec la simulation originelle. Pour réaliser cette simulation originelle, dans un premier temps, toutes les défaillances des équipements ont été prises en compte (Figure IV.4a). Un deuxième cas est représenté par une simulation originelle où nous ne considérons que les défaillances des lignes (Figure IV.4b). Par contre, les défauts à la sollicitation et l'analyse de ces défaillances sont bien détaillés dans ce dernier cas.

Suite à ces simulations, nous pouvons faire deux remarques :

1. Nous pouvons, en premier lieu, observer la différence entre les valeurs des indices obtenus en ne considérant que les défauts des lignes (Figure IV.4b) par rapport à la simulation complète (Figure IV.4a). Nous voyons que la fréquence d'interruptions des clients est réduite environ de moitié. Il se produit quasiment la même chose avec l'indisponibilité des clients.

La différence existante entre les résultats obtenus en ne simulant que les défauts des lignes et la simulation modulaire (Figure IV.4b et Figure IV.4c), est due aux défauts à la sollicitation et la forme complexe d'analyse de court circuit qui normalement doivent augmenter les valeurs

des indices. Ainsi, nous voyons que la fréquence d'interruption et aussi l'indisponibilité sont un petit peu diminuées (Figure IV.4c).

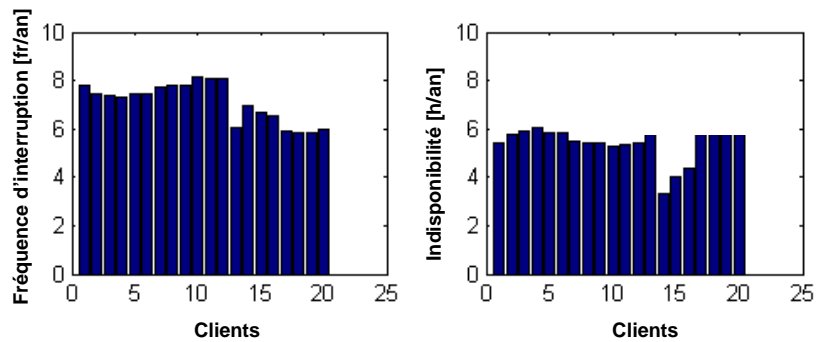


Figure IV.4a : fréquence d'interruption et indisponibilité simulation originelle avec toutes les défaillances

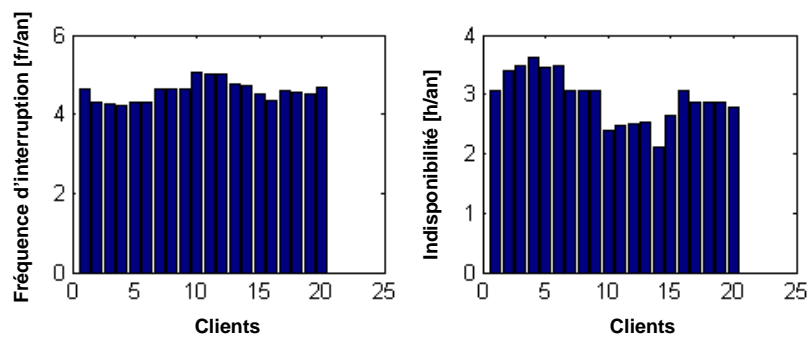


Figure IV.4b : fréquence d'interruption et indisponibilité simulation originelle avec défaillances de lignes seules

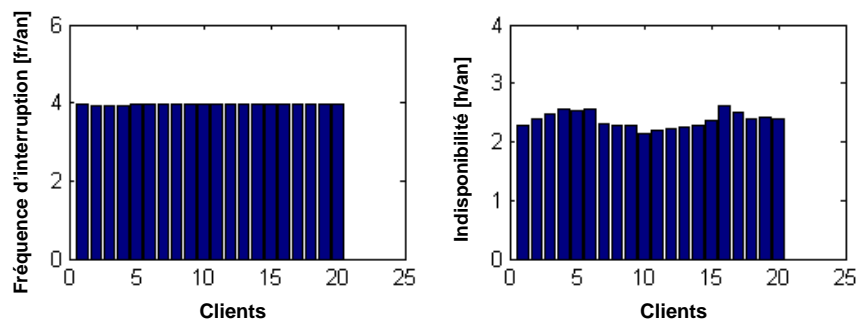


Figure IV.4c : fréquence d'interruption et indisponibilité simulation avec le nouvel outil modulaire

2. Nous observons un lissage complet de la fréquence d'interruption des clients dans la dernière simulation (Figure IV.4c). Toutes les sections du réseau subissent la même fréquence d'interruption. Tenant compte de l'hypothèse réalisée, c'est à dire du type de modèle

introduit, ce résultat est tout à fait normal. Après chaque défaillance (court circuit), le réseau se retrouve hors tension (première interruption des clients). L'hypothèse réalisée pour la dernière simulation concerne l'opérateur du système. Ainsi, pour localiser le défaut et réalimenter les charges, l'opérateur interroge un programme de localisation de défaut qui lui indique l'emplacement du défaut. Ensuite, il interroge le programme de reprise de service qui lui permet de trouver les interrupteurs qu'il faut ouvrir/fermer pour isoler le défaut, respectivement reprendre une partie du réseau. Le passage de l'état A (tout le réseau hors tension) à B (isolation et reprise) se fait sans manœuvres détaillées de localisation et reprise, donc nous n'avons pas d'interruptions intermédiaires.

Une localisation de défaut et de reprise de service détaillée consiste en plusieurs manœuvres sur des interrupteurs télécommandés et/ou manuels et des réenclenchements du disjoncteur de tête du départ. L'opérateur dispose aussi d'interrupteurs télécommandés avec détecteurs de défaut qui conduisent à une localisation plus rapide.

Etant donné les explications antérieures, nous avons considéré que les résultats obtenus sont encourageants, même si une complexité plus importante des modèles est impérative pour une bonne couverture de plusieurs cas d'étude.

IV.4 Parallélisation des calculs

Du fait que la simulation Monte Carlo est composée dans sa structure d'un nombre d'échantillons qui se reproduisent plusieurs fois, elle se prête bien à un calcul parallèle, sur des systèmes multiprocesseurs ou sur des grappes de calculateurs. Dans le cas où la convergence de l'algorithme est réalisée par un nombre maximal d'échantillons, le principe est de répartir sur chaque processeur (ou calculateur) un certain nombre d'échantillons à simuler, pour à la fin regrouper les résultats obtenus. Dans les cas où le critère d'arrêt du processus de convergence de la simulation Monte Carlo est représenté par le coefficient de variation, nous sommes obligés de restituer les résultats après chaque échantillon. Cela peut entraîner une perte importante de temps pour la transition des données.

Le principe de ce type de calcul est représenté dans la Figure V.5.

L'implantation d'un algorithme de ce type, à première vue, semble sans difficulté majeure. Pour avoir un résultat encore meilleur, la parallélisation devrait être réalisée en considérant les techniques de réduction de la variance. Dans ce cas, il faut rappeler les changements qu'ils introduisent dans la simulation originelle. Ces changements impliquent diverses liaisons entre les échantillons, qui font qu'ils ne sont plus complètement indépendants. Les liaisons sont réalisées soit au début de l'échantillon, soit à la fin, soit à ces deux endroits. Ainsi, l'algorithme de reconstitution de données doit bien prendre en compte chaque résultat, d'où il vient et avec quel autre résultat il faut le combiner dans la façon demandée. De plus, il y aura

besoin d'une synchronisation entre les résultats de chaque processeur/calculateur. En conséquence, la parallélisation du programme peut devenir un peu difficile, mais pas impossible.

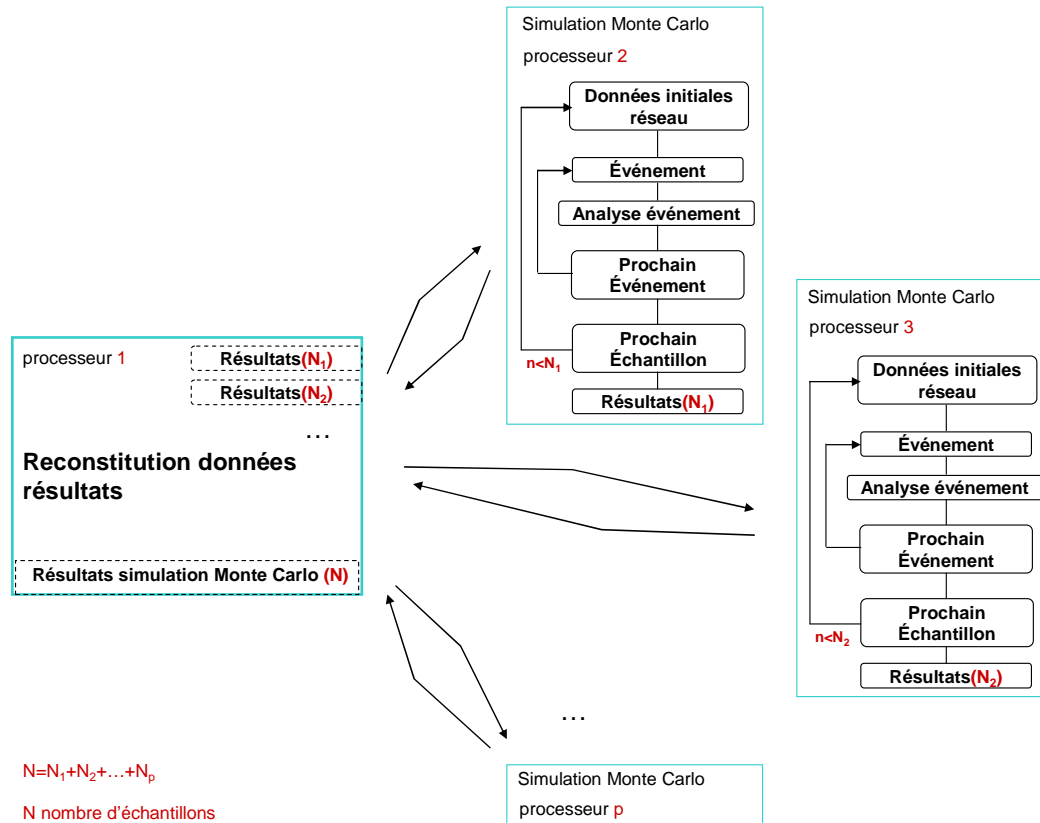


Figure IV.5 : principe de la parallélisation

La parallélisation décrite est une proposition qui n'a été pas mis en place pour l'instant, malgré une tentative.

IV.5 Synthèse

Dans ce chapitre nous avons voulu introduire quelques réflexions liées aux développements futurs de l'outil de sûreté de fonctionnement de réseaux de distribution que nous essayons de mettre en place.

Nous avons présenté au début du chapitre quelques caractéristiques liées aux différentes modélisations impliquées dans un outil de sûreté basé sur une simulation Monte Carlo. Nous avons mis l'accent sur le fait qu'il devra toujours exister une corrélation entre la finesse des différents modèles et la précision imposée dans les calculs, aussi que dans la convergence de l'algorithme. En conséquence, l'outil doit permettre la réalisation des modèles et l'utilisation d'algorithmes de résolution plus ou moins complexes. Nous avons constaté une nécessité de

souplesse dans l'architecture de l'outil, l'existence d'une structure modulaire étant obligatoire.

Avant de développer de nouveaux modèles qui vont élargir la gamme d'application de l'outil, la définition et la réalisation d'une architecture logicielle performante devient prioritaire pour augmenter l'efficacité des prochains développements. Une architecture logicielle permettant, outre la définition de composants qui ne pose pas de grands problèmes, la définition des comportements du système sans avoir à reprogrammer systématiquement une nouvelle application.

Ainsi, nous avons essayé de valider sur un cas simple d'étude, la modularité de cet outil et de voir comment nous pouvons réaliser des liaisons entre les différents modules. Nous avons défini un certain nombre de paramètres d'entrée et de sortie pour les différents composants pris en compte. Ainsi, nous avons actuellement la possibilité de changer un composant ayant un comportement donné avec un même type de composant, mais avec un comportement différent.

L'architecture réalisée est pour l'instant une proposition de notre part. Le développement de la structure proposée et l'amélioration du point de vue informatique seront réalisés à l'aide d'un programmeur spécialisé. En dernier point, pour la réalisation finale, un cahier de charges doit être rédigé pour une définition et une explication complète de toutes les détails impliqués (paramètres, variables, modules, etc.).

Dans la dernière partie de ce chapitre, nous avons proposé une structure d'algorithme permettant la parallélisation de calculs pour la simulation Monte Carlo. Cette parallélisation conduira à des temps de calcul encore plus réduits. A cause de la construction répétitive de l'algorithme de Monte Carlo, nous avons envisagé de distribuer les échantillons sur des systèmes multiprocesseurs ou sur des grappes de calculateurs. Nous avons identifié un seul problème qui peut intervenir à l'implantation de cette approche : les méthodes d'accélération déjà existantes. Ces dernières sont basées sur diverses combinaisons entre les échantillons de la simulation originelle et elles peuvent alourdir l'algorithme implanté et, ainsi, ralentir la simulation.

Conclusion générale

Nous avons présenté au début de ce rapport des notions théoriques liées à la sûreté de fonctionnement de réseaux électriques. Nous avons commencé avec un petit rappel sur la structure et le fonctionnement d'un système électrique en général, pour continuer avec des concepts liés à la sûreté de fonctionnement et les nouveaux défis auxquels les réseaux de distributions sont soumis.

Dans une thèse précédente, un algorithme de modélisation et de calcul des indices de sûreté des réseaux de distribution basé sur une simulation Monte Carlo séquentielle a été développé, ayant comme but la réalisation d'un outil qui pourra servir pour différents types d'études dans le cadre de la conception, planification et exploitation des réseaux de distribution. Dans la continuité de ce projet, en ce qui concerne les volets de la présente thèse, trois axes principaux ont été définis sur lesquels nous allons conclure dans ce qui suit.

Le premier axe de la thèse a été dédié à l'application et le développement des méthodes d'accélération de calculs. La méthode de Monte Carlo est une méthode très puissante en termes de modélisation et de résolution des systèmes complexes. Son grand inconvénient est représenté par son temps de calcul qui est assez important. Nous avons essayé de résoudre ce problème en appliquant des méthodes de réduction de la variance. Dans la littérature, les résultats obtenus de l'application de différentes méthodes d'accélération sont assez divisés. Nous avons parfois une très bonne efficacité des méthodes et des résultats qui arrivent à d'excellentes accélérations et parfois des résultats moyens. Une conclusion globale issue de plusieurs cas d'étude a été présentée dans [RIO 99] qui montre une différence essentielle entre l'application des méthodes pour un système à petite échelle et un système à grande échelle. Les performances obtenues dans le deuxième cas (qui est aussi le notre) ne sont pas très encourageantes. Nous avons choisi d'appliquer deux méthodes de réduction de la variance, les Variables Antithétiques et la Stratification.

Dans un premier temps, la méthode des Variables Antithétiques a été choisie comme technique de réduction de la variance car c'est une méthode simple à appliquer et elle a l'avantage de ne pas perturber le comportement dynamique du système. Malheureusement, la complexité de la modélisation du système a apporté des résultats inattendus. Il semble que la corrélation négative entre les échantillons était insuffisante, apportant une accélération de seulement 20% environ. Un petit progrès a été réalisé en changeant l'échantillon de simulation d'un an à dix ans, arrivant à 30% d'accélération.

L'application de la deuxième méthode, la Stratification, a conduit aux mêmes résultats, en terme d'accélération, que les Variables Antithétiques (entre 20% et 30%). Considérant ce résultat somme toute moyen, nous avons développé deux nouvelles méthodes hybrides, combinant les deux précédentes. Seule la combinaison de ces deux méthodes a amené à des résultats satisfaisants. La meilleure accélération, d'environ 60% (avec une pointe à 70%), a été obtenue par la méthode des Variables Antithétiques englobée dans la Stratification. Cette accélération concerne le nombre d'échantillons ainsi que le temps de calcul.

Nous avons abordé ensuite l'étude de faisabilité d'une méthode d'optimisation basée sur des critères de sûreté. Dans le chapitre I nous avons vu qu'en terme de sûreté nous pouvons réaliser des études simples, comme par exemple des comparaisons d'architectures ou des stratégies de maintenance, mais aussi des études d'optimisation sur des critères de sûreté, qui sont plus difficiles. L'application choisie pour être intégrée dans l'algorithme existant a été l'optimisation des stratégies de maintenance préventive des équipements du réseau. Les stratégies de maintenance recherchées consistent à déterminer le nombre optimal de maintenances préventives et la valeur du taux de défaillance maximal quand doit se réaliser la maintenance, pour tous les équipements du système et en minimisant le coût total actualisé sur le réseau (coût de la maintenance préventive, maintenance corrective et coût d'interruption des clients).

L'impossibilité d'un couplage direct entre la simulation et l'optimisation, à cause d'un temps de résolution prohibitif, nous a conduit à la recherche d'un modèle analytique et une résolution de l'optimisation à l'extérieur de la simulation. Le modèle ainsi créé, avec les différentes hypothèses réalisées, synthétise au mieux le comportement du système face à l'application de la maintenance préventive sur les équipements. Une méthode d'optimisation heuristique de recherche locale a été appliquée pour la résolution. Le résultat de l'optimisation dépend principalement des paramètres suivants : taux de défaillance et de réparation initiaux de chaque équipement, emplacement du composant dans le réseau et positionnement des secours par rapport à lui. Une hypothèse importante effectuée est la prise en compte d'une indépendance partielle entre les équipements.

Différents cas d'étude ont été réalisés pour montrer les applications possibles et en même temps valider l'algorithme développé. Dans toutes les situations envisagées, l'algorithme a montré un comportement correct avec des résultats cohérents et en concordance avec les contraintes imposées. L'algorithme a permis aussi de mettre en évidence les influences des différents paramètres impliqués dans l'optimisation.

Finalement, un ensemble de réflexions liées aux développements futurs de l'outil de sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution a été présenté. Actuellement, les divers concepts de l'outil ont été validés pour des prototypes de recherche. Le programme développé manque

de souplesse car il nécessite une réécriture quasi-complète si l'on change de cas d'application et pour un cas donné, les nouveaux modèles doivent être codés « en dur » par l'utilisateur. Ainsi, nous avons mis en évidence le fait que la définition et la réalisation d'une architecture logicielle performante sont prioritaires. Cela pour une augmentation de l'efficacité des prochains modèles développés qui vont élargir l'applicabilité de l'outil. Un cas simple d'étude, issu des hypothèses simplificatrices sur les différents modèles du programme global, a été utilisé pour valider une structure modulaire de cet outil. Pour chaque module développé, nous avons défini un certain nombre de paramètres d'entrée et de sortie à travers lesquels diverses données sont échangées.

Pour les développements futurs de l'outil, nous avons également proposé un processus de parallélisation des calculs sur des systèmes multiprocesseurs ou sur des grappes de calculateurs. Nous avons conclu que la réalisation d'une architecture distribuée peut être assez difficile, mais faisable, pour une simulation Monte Carlo qui contient, de plus, des méthodes d'accélération algorithmiques qui lui sont particulières. Ainsi, l'algorithme réalisé doit tenir compte de cet aspect dans sa réalisation et doit être optimisé du point de vue informatique pour avoir l'effet désiré.

Un certain nombre de perspectives sont envisageables pour les développements futurs de l'outil de sûreté. Nous pouvons les concentrer sur deux axes : informatique et de modélisation.

Au niveau informatique : la réécriture de l'outil par un programmeur spécialisé selon les concepts développés dans le dernier chapitre.

Du point de vue de la modélisation, nous avons des perspectives directes liées au travail réalisé dans cette thèse et aussi des perspectives plus globales. Les principales voies à explorer sur la première direction sont les suivants :

- ✚ Programmer plusieurs types de méthodes d'accélération afin de laisser leur choix à l'utilisateur en fonction de son étude. De plus, nous avons vu que leur application ne garantit pas toujours un bon résultat. Pour cela, de nouvelles méthodes doivent être développées et appliquées dans l'algorithme de la simulation Monte Carlo ;
- ✚ La réalisation de modèles pour la maintenance préventive plus détaillés : prendre en compte le nombre d'équipes de maintenance disponibles et les régions géographiques, etc. ;
- ✚ Le choix pour d'autres fonctions objectif dans l'optimisation de la maintenance préventive, par exemple maximiser la sûreté avec des contraintes de coût.

Nous pouvons noter aussi quelques perspectives au niveau global, comme par exemple :

- ✚ L'optimisation d'architectures en vue de la planification des réseaux de distribution ;
- ✚ La mise en œuvre d'autres méthodes, comme les équivalents analytiques ou les simulations Monte Carlo non chronologiques qui vont réduire le temps de calcul pour des applications au niveau de l'exploitation ;
- ✚ La modélisation des défaillances humaines dans la mise en place des actions correctives ;
- ✚ La modélisation des influences climatiques ;

Le caractère exploratoire de cette thèse, les résultats obtenus et les observations effectuées sur les études menées ont ouvert de nouvelles perspectives et ont conduit à l'avancement, sur différents plans, de l'outil de sûreté de fonctionnement de réseaux de distribution.

Références

- [ALL 93] R. N. Allan, R. Billinton, "Power System Reliability and its Assessment", IEEE Power Engineering Journal, Août, 1993.
- [ALL 00] R. N. Allan, R. Billinton, "Probabilistic Assessment of Power Ssystems", Proceedings of IEEE, Vol. 88, n°2, Février, 2000.
- [ALL 01] R. N. Allan, M. Rios, K. Bell, D. Kirschen, "Computation of the Value of Security", Manchester Centre for Electrical Energy, UMIST, EPSRC/ERCOS référence n° GR/K 80310, Octobre 2001.
- [ANA 02] Annales de Mines "Le Concept d'Energie Non Distribuée, Outil d'Aide à la Décision dans la Gestion des Réseaux Electriques", Août 2002.
- [BER 02] L. Bertling, "Reliability Centred Maintenance for Electric Power Distribution System", mémoire de thèse préparé à Royal Institute of Technology (KTH), Stockholm, Août, 2002.
- [BIL 92] R. Billinton, R. N. Alan, "Reliability Evaluation of Engineering Systems", Plenum Press, 2nd Edition, New York, 1992.
- [BIL 94] R. Billinton, W. Li, "Reliability Assessment of Electric Power Systems using Monte Carlo Methods", Plenum Press, New York, 1994.
- [BIL1 96] R. Billinton, R. N. Alan, "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Press, 2nd Edition, New York, 1996.
- [BIL2 96] R. Billinton, A. Jonnavithula, "Variance Reduction Techniques for use with Sequential Monte Carlo Simulation in Bulk Power System Reliability Evaluation", Conference on Electrical and Computer Engineering, Vol. 1, Calgary, Mai, 1996.
- [BIL 97] R. Billinton, A. Jonnavithula, "Composite System Adequacy Assessment using Sequential Monte Carlo Simulation with Variance Reduction Techniques", IEE proceedings-Generation Transmission and Distribution, Vol. 144, n°1, Janvier, 1997.
- [BIL 98] R. Billinton, P. Wang, "Distribution System Reliability Cost/Worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Techniques", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 13, n°4, Novembre, 1998.
- [BIL1 99] R. Billinton, P. Wang, "Teaching Distribution Reliability Evaluation using Monte Carlo Simulation", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 14, n°2, Mai, 1999.

- [BIL2 99] R. Billinton, P. Wang, “Reliability Worth of Distribution System Network Reinforcement Considering Dispersed Customer Cost Data”, IEE Proceedings on Generation Transmission Distribution, Vol. 146, n°3, Mai, 1999.
- [BIL 00] R. Billinton, A.M. Leite da Silva, L.A da Fonseca Manso, J.C. de Oliveira Mello, “Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, n°1, Février, 2000.
- [BIL 06] R. Billinton, W. Wangdee, “Delivery Point Reliability Indices of a Bulk Electric System Using Sequential Monte Carlo Simulation”, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 21, n°1, Janvier, 2006.
- [BOL 01] M. H. J. Bollen, “Effects of Adverse Weather and Aging on Power System Reliability”, IEEE Transaction on Industry Applications, Vol. 37, n°2, Mars/Avril 2001.
- [BRE 90] A. Breipohl, F. N. Lee, J. Huang, Q. Feng, “Sample Size Reduction in Stochastic Production Simulation” IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 5, n°3, Août, 1990.
- [BRO 02] R. E. Brown, “Electric Power Distribution Reliability”, Marcel Dekker, New York, 2002.
- [CAB 99] E. Cabau, “Introduction à la Conception de la Sûreté”, Cahier Technique Schneider Electric, n°144, Juin, 1999.
- [ERE 00] M. Eremia, J. Trecat, A. Germond, “Réseaux Electriques : Aspects actuels”, Editura Technica, Bucarest, 2000.
- [GHI 07] E. Ghiani S. Mocci, F. Pilo, “Distribution System Reliability Assessment Considering Equipment Ageing”, Cired, Vienne, Mai, 2007.
- [HIL 05] P. Hilber, “Component Reliability Importance Indices for Maintenance Optimization of Electrical Networks”, mémoire de thèse préparé à Royal Institute of Technology (KTH), Stockholm, Avril, 2005.
- [HIL 07] P. Hilber, V. Miranda, M. A. Matos, L. Bertling, “Multiobjective Optimization Applied to Maintenance Policy for Electrical Networks”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 22, n°4, Novembre, 2007.
- [HUA 93] S. R. Huang, S. L. Chen, “Evaluation and Improvement of Variance Reduction in Monte Carlo Production Simulation”, IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 8, n°4, Décembre, 1993.
- [HUA 97] S. R. Huang, “Effectiveness of Optimum Stratified Sampling and Estimation in Monte Carlo Production Simulation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, n°2, Mai, 1997.
- [IDE 01] S. Martino, “Réseau de Distribution Commun au GIE IDEA”, Note technique IDEA NTe/IDEA/01/001/A, 2001.

- [KAR 96] K. K. Kariuki, R. N. Allan, “Assessment of Customer Outage Cost due to Electric Service Interruption: Residential Sector”, IEE Proceedings on Generation Transmission Distribution, Vol. 143, n°2, Mars, 1996.
- [KHA 92] M. E. Khan, R. Billinton, “A Hybrid Model for Quantifying Different Operating States of Composite Power Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, n°1, Février, 1992.
- [KLE 74] J. P. C. Kleijnen “Statistical Techniques in Simulation”, Marcel Dekker, Part I, New York, 1974.
- [KUN 94] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, McGraw-Hill, New York, 1994.
- [LIW 02] W. Li, “Incorporating Aging Failures in Power System Reliability Evaluation”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 17, n°3, Août, 2002.
- [LIW 04] F. Li, R. E. Brown, “A Cost-Effective Approach of Prioritizing Distribution Maintenance Based on System Reliability”, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 19, n°1, Janvier, 2004.
- [LOG 99] E. Cabau, “Etude de Sûreté des Installations Electriques”, Cahier Technique Schneider Electric, n°184, Janvier, 1999.
- [MAR 91] C. Marnay, T. Strauss, “Effectiveness of Antithetic Sampling and Stratified Sampling in Monte Carlo Chronological Production Cost Modeling”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 6, n°2, Mai, 1991.
- [MEG 04] M. Megdiche, “Sûreté de Fonctionnement des Réseaux de Distribution en Présence de Production Décentralisée”, mémoire de thèse préparé à l’Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre, 2004.
- [MEL 92] J.C.O. Mello, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva, “Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 7, n°2, May, 1992.
- [MEL 94] J.C.O. Mello, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva “Evaluation of Reliability Worth in Composite System Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 9, n°3, Août, 1994.
- [NOO 06] M. de Nooij, C. Koopmans, C. Bijvoet, “The Value of Supply Security. The Cost of Power Interruptions: Economic Input for Damage Reduction and Investment in Networks”, Elsevier, Energy Economics, Vol. 29, n°2, Mai 2006.
- [NUN 98] Nations Unie, "Protocole de Kyoto à la Convention – Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques", 1998.
- [OCN 07] A.B. Ocnasu, Yvon Bésanger, Jean Pierre Rognon, Philippe Carer, “Distribution Systems Availability Assessment – Monte Carlo and Antithetic Variates Method”, Cired, Vienne, Mai, 2007.

- [OLI 89] G. C. Oliveira, M. V. F. Pereira, S. H. F. Cunha, "A Technique for Reducing Computational Effort in Monte-Carlo Based Composite Reliability Evaluation", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 4, n°4, Octobre, 1989.
- [PER1 92] M. V. F. Pereira, M. E. P. Maceira, G. C. Oliveira, "Combining Analytical Models and Monte Carlo Techniques in Probabilistic Power System Analysis", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 7, n°1, Février, 1992.
- [PER2 92] M. V. F. Pereira, L. M. V. G. Pinto, "A New Computational Tool for Composite Reliability Evaluation", Transaction on Power Systems, Vol. 7, n°1, Février, 1992.
- [PER3 92] M. V. F. Pereira, N. J. Balu, "Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation", Proceedings of the IEEE, Vol. 80, n°4, 1992.
- [PIN 91] L. M. V. G. Pinto, M. V. F. Pereira, "A Variance Reduction Technique to the Reliability Analysis of a Generation/Transmission System", IEEE International Symposium on Circuits and Systems, Vol. 2, Juin, 1991.
- [REP 01] Risk and Probability Applications Subcommittee, "The Present Status of Maintenance Strategies and the Impact of Maintenance on Reliability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, n°4, Novembre, 2001.
- [RET 04] B. Retterath, S. S. Venkata, A.A. Chowdhury, "Impact of Time-Varying Failure Rates on Distribution Reliability", 8^e International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power System, Iowa, Septembre, 2004.
- [RIO 99] M. Rios, K. Bell, D. Kirschen, R. Allan, "Computation of the Value of Security", Manchester Centre for Electrical Energy, UMIST, EPSRC/ERCOS référence n° GR/K 80310, Octobre, 1999.
- [SAN 95] A. Sankarakrishnan, R. Billinton, "Sequential Monte Carlo Simulation for Composite Power System Reliability Analysis with Time Varying Loads", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 10, n°3, Août, 1995.
- [SIM 88] S. H. Sim, J. Endrenyi, "Optimal Preventive Maintenance with Repair" IEEE Transaction on Reliability, Vol. 37, n°1, Avril, 1988.
- [SOL 97] N. A. Solvik, S. Barmada, F. Nilsen, "Concept for Optimised Operation of Distribution Network", Cired, Birmingham, Juin, 1997.
- [TEC 01] Techniques de l'ingénieur, "Réseaux de Distribution : Structure et Planification", D4 210.
- [TEC 02] Techniques de l'ingénieur, "Protection des Réseaux à Basse Tension de Distribution Publique", D4 815.
- [TEC 03] Techniques de l'ingénieur, "Optimisation de la Maintenance par la Fiabilité (OMF)", MT9 310.
- [TEC 04] Techniques de l'ingénieur, "Conduite d'un Système de Production-Transport", D4080.

- [TEC 05] Techniques de l'ingénieur, "Le Secteur Electrique : du Monopole à la Concurrence", D4007.
- [TEC 06] Techniques de l'ingénieur, "Sûreté de Fonctionnement des Systèmes Industriels Complexes", S8 250.
- [THI 04] D. Thirault, "Architecture des Réseaux de Distribution pour l'Electrification Rurale des Pays en Voie de Développement", mémoire de thèse préparé à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Mars, 2004.
- [VIL 88] A. Villemeur, "Sûreté de Fonctionnement des Systèmes Industriels", EYROLLES, Paris, 1988.
- [WAN 99] P. Wang, R. Billinton, "Time Sequential Distribution System Reliability Worth Analysis Considering Time Varying Load and Cost Models", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, n°3, Juin, 1999.
- [WAN 00] P. Wang, R. Billinton, "Reliability Cost/Worth Assessment of Distribution Systems Incorporating Time-Varying Weather Conditions and Restoration Resources", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, n°1, Janvier, 2002.
- [WIJ 91] P. D. C. Wijayatunga, B. J. Cory, " Sample Size Reduction in Monte Carlo Based Use-of-System Costing", IEE International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Vol. 1, Hong Kong, Novembre, 1991.
- [ZDR 04] M. Zdrallek, "Reliability Centred Maintenance Strategy for High-Voltage-Networks", 8^e International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power System, Iowa, Septembre, 2004.

Annexe 1 Lois de distributions

La distribution normale (deux paramètres μ et σ)

Densité de probabilité	Fonction cumulative de distribution	Taux de défaillance	Temps moyen de fonctionnement
$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2}$	$F(T) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}} dt$	$\Lambda(t) = \frac{f(t)}{F(t)}$	$MTTF = \mu$

La distribution log-normale (deux paramètres μ et σ)

Densité de probabilité	Fonction cumulative de distribution	Taux de défaillance	Temps moyen de fonctionnement
$f(t) = \frac{1}{\sigma \cdot t \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln t - \mu}{\sigma}\right)^2}$	$F(T) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_0^t \frac{1}{t} e^{-\frac{(\ln t - \mu)^2}{2\sigma^2}} dt$	$\Lambda(t) = \frac{f(t)}{F(t)}$	$MTTF = e^{\mu + \frac{1}{2}\sigma^2}$

La distribution Rayleigh

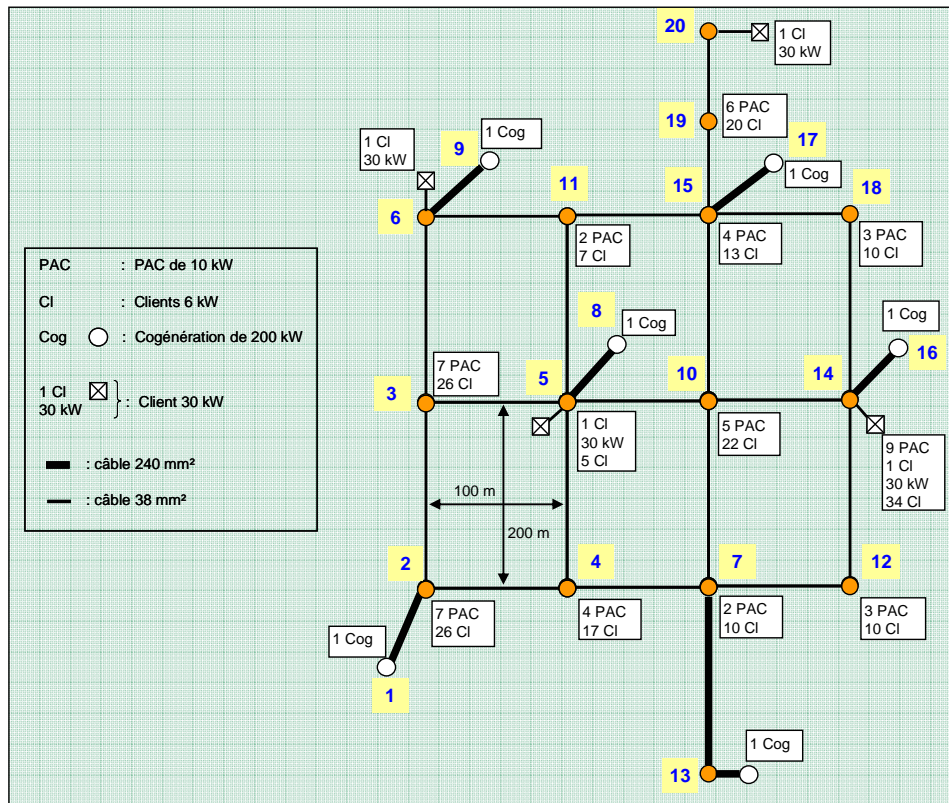
Densité de probabilité	Fonction cumulative de distribution	Taux de défaillance	Temps moyen de fonctionnement
$f(t) = \lambda \cdot t \cdot e^{-\frac{1}{2}\lambda \cdot t^2}$	$F(T) = 1 - e^{-\frac{1}{2}\lambda \cdot t^2}$	$\Lambda(t) = \frac{f(t)}{F(t)}$	$MTTF = \sqrt{\frac{\pi}{2 \cdot \lambda}}$

La distribution Binomiale

Densité de probabilité	Fonction cumulative de distribution	Taux de défaillance	Temps moyen de fonctionnement
$f(t) = C_n^t \cdot p^t \cdot (1-p)^{n-t}$	$F(T) = \sum_{i=0}^k C_n^i \cdot p^i \cdot (1-p)^{n-i}$	$\Lambda(t) = \frac{f(t)}{F(t)}$	$MTTF = n \cdot p$

Annexe 2 Description du réseau BT isolé

Son architecture



Le réseau se compose de :

- 25 lignes BT aériennes (leurs impédances directes R_d , X_d , C_d , homopolaires R_o et X_o et leur courant maximal [6]).
- Un système de protection composé de disjoncteurs placés à chaque extrémité des lignes.
- 200 clients domestiques de 6 kW et 4 clients industriels de 30 kW affectés de priorité de 1 (priorité la plus haute) à 5 (priorité la plus basse).
- Un parc de production de 6 cogénérations de 200 kW et 52 piles à combustibles (PAC) de 10 kW.
- L'évolution des charges du réseau est décrite par une courbe de charge échantillonnée heure par heure sur une semaine pour les différentes saisons (Figure 3). La consommation en terme de puissance active et réactive est définie par un $\text{Tan}\phi$ de 0,2 pour toutes les charges du réseau.

Caractéristiques électriques des lignes

ligne	Rd (Ohm)	Xd (Ohm)	Cd (Ohm)	Ro (Ohm)	Xo (Ohm)	Imax (A)
6 -- 3	0.631	0.010	16.000	0.078	0.220	100
3 -- 2	0.631	0.010	16.000	0.078	0.220	100
2 -- 1	0.242	0.010	54.000	0.054	0.430	480
2 -- 5	0.631	0.010	16.000	0.078	0.220	100
5 -- 8	1.262	0.020	32.000	0.156	0.440	100
2 -- 4	1.262	0.020	32.000	0.156	0.440	100
3 -- 7	1.262	0.020	32.000	0.156	0.440	100
6 -- 14	1.262	0.020	32.000	0.156	0.440	100
8 -- 4	0.631	0.010	16.000	0.078	0.220	100
8 -- 12	0.001	0.000	0.270	0.000	0.002	480
4 -- 7	0.631	0.010	16.000	0.078	0.220	100
7 -- 14	0.631	0.010	16.000	0.078	0.220	100
7 -- 11	0.001	0.000	0.270	0.000	0.002	480
14 -- 18	1.262	0.020	32.000	0.156	0.440	100
7 -- 15	1.262	0.020	32.000	0.156	0.440	100
4 -- 9	1.262	0.020	32.000	0.156	0.440	100
8 -- 16	1.262	0.020	32.000	0.156	0.440	100
16 -- 9	0.631	0.010	16.000	0.078	0.220	100
9 -- 15	0.631	0.010	16.000	0.078	0.220	100
9 -- 13	0.001	0.000	0.270	0.000	0.002	480
9 -- 17	0.121	0.005	27.000	0.027	0.215	480
17 -- 19	0.631	0.010	16.000	0.078	0.220	100
15 -- 18	0.631	0.010	16.000	0.078	0.220	100
18 -- 20	0.001	0.000	0.270	0.000	0.002	480
10 -- 6	0.001	0.000	0.270	0.000	0.002	480

Son fonctionnement

Gestion de la production

Le système, étant séparé du réseau HTA, doit assurer l'équilibre des puissances et la régulation de la tension : ainsi, les cogénérations du réseau sont équipées d'une régulation V, f (tension, fréquence). Les piles à combustibles sont, elles, équipées de régulateurs P, Q. On définit deux modes de fonctionnement du réseau : le mode 1 où les PAC délivrent en permanence leur puissance maximale et le mode 2 où la puissance des PAC suit la courbe de charge.

Suivant les exigences de l'opérateur du réseau (pour satisfaire les contraintes des générateurs en terme de puissance maximale et minimale), les PAC peuvent être déconnectées et reconnectées.

Comportement du système face aux pannes des composants

- Lors d'un court-circuit sur une ligne, les disjoncteurs à chaque extrémité de la ligne déclenchent. Pour un court-circuit fugitif, le disjoncteur est réenclenché au bout de 6 minutes.
- La défaillance d'un disjoncteur entraîne le déclenchement des disjoncteurs environnants de manière à isoler les équipements défaillants du reste du réseau.

- La défaillance d'une machine entraîne sa déconnexion du réseau.

Comportement du système face aux phénomènes de dégradation

- Lors d'une surcharge d'une ligne, une protection de surcharge est prévue pour déclencher les disjoncteurs de la ligne en 20 minutes. D'autre part, l'opérateur peut, si c'est possible, éliminer la surcharge en agissant sur les consignes des cogénérations et en déconnectant ou en reconnectant des PAC ou des clients : le délestage de clients est, bien sûr, en dernier recours.
- Lors d'un déficit de puissance, des relais fréquentiels de délestage rapide permettent de rétablir l'équilibre des puissances.
- L'écroulement de tension n'est pas envisagé car les limites imposées par les puissances maximales transmissibles des lignes sont beaucoup plus hautes que les puissances mises en jeu dans le réseau et que les limites thermiques (car les lignes sont courtes et que l'on se trouve en basse tension).
- Lorsqu'une cogénération perd la stabilité, sa protection machine déclenche. Son temps de reconnexion est de 30 minutes (incluant le temps de démarrage et le temps de synchronisation).
- La protection de découplage des cogénérations déclenche instantanément pour une tension inférieure à 15 % de U_n .

On affecte des priorités de 1 à 5 aux clients et le délestage de charge s'effectue en fonction de ces priorités (la priorité 5 étant la plus faible).

On pourra se reporter à la référence [MEG 04] pour plus de détails sur la modélisation du système et son fonctionnement.

Annexe 3 Données de sûreté du réseau BT isolé

Composant	Taux de défaillance (par an)		Taux de défaillance à la sollicitation	Temps de réparation (en heure)
	λ permanent	λ fuyitif		
Ligne	1,14E-06	4,57E-06	-	15
	1,14E-06	4,57E-06		
	2,28E-06	9,13E-06		
	1,14E-06	4,57E-06		
	2,28E-06	9,13E-06		
	2,28E-06	9,13E-06		
	2,28E-06	9,13E-06		
	2,28E-06	9,13E-06		
	1,14E-06	4,57E-06		
	1,14E-08	4,57E-08		
	1,14E-06	4,57E-06		
	1,14E-06	4,57E-06		
	1,14E-08	4,57E-08		
	2,28E-06	9,13E-06		
	2,28E-06	9,13E-06		
	2,28E-06	9,13E-06		
	2,28E-06	9,13E-06		
	1,14E-06	4,57E-06		
	1,14E-06	4,57E-06		
	1,14E-08	4,57E-08		
1,14E-06	4,57E-06			
1,14E-06	4,57E-06			
1,14E-06	4,57E-06			
1,14E-08	4,57E-08			
1,14E-08	4,57E-08			
Disjoncteur	3,1E-5	-	5E-2	4
Cogénération	2E-4	-	-	50
PAC	2E-4	-	-	50

Annexe 4 Données de sûreté du réseau HTA

Composant	Taux de défaillance (par an)	Taux de défaillance à la sollicitation	Temps de réparation (en heure)
Ligne	1,17E-05	-	6,435
	8,72E-06		3,309
	7,40E-06		2
	1,42E-05		2,358
	2,05E-05		2,137
	5,65E-07		3
	1,92E-06		1,663
	5,02E-08		3
	5,02E-08		3
	5,57E-07		3
	5,21E-06		2,013
	4,93E-06		3
	1,00E-05		2,004
	1,07E-05		2,281
	1,92E-05		2,264
	1,99E-05		2,443
	1,82E-05		2,041
	1,24E-05		2,584
	1,43E-06		1,208
	1,10E-05		2,298
	5,64E-04		2,19
	5,64E-04		2,19
5,10E-04	2,7		
Disjoncteurs	7,5E-07	3,5E-04	4
Interrupteurs	2,00E-08	1E-02	2
	2,00E-08		
	7,60E-06		
	7,60E-06		
	2,00E-08		
	2,00E-08		
	2,00E-08		
	2,00E-08		
	7,60E-06		
	7,60E-06		
	2,00E-08		
	2,00E-08		
	7,60E-06		
	7,60E-06		
	7,60E-06		
	2,00E-08		
	2,00E-08		
	2,00E-08		
	2,00E-08		
2,00E-08			
2,00E-08			
Postes Source	1E-6	-	1

Annexe 5 Résultats complets– extension du Tableau III.5

Coûts [euro/durée étude]	Sans maintenance préventive sans actualisation (a=0)	Optimisation maintenance préventive par échange sans actualisation (a=0) « m » avec « λ_m » = $2 \cdot \lambda_{init}$	Optimisation maintenance préventive par échange sans actualisation (a=0) « m » et « λ_m »
C_{MC}	$1,44 \cdot 10^9$	$2,89 \cdot 10^8$	$3,01 \cdot 10^8$
C_{MP}	-	$1,21 \cdot 10^8$	$1,05 \cdot 10^8$
C_{int}	$4,57 \cdot 10^7$	$4,79 \cdot 10^6$	$4,9 \cdot 10^6$
Total	$1,48 \cdot 10^9$	$4,15 \cdot 10^8$	$4,1 \cdot 10^8$

m_{opt}	λ_m	m_{opt}	$\lambda_{m,opt}$
5	$2 \lambda_{init}$	4	$2,5 \lambda_{init}$
4	$2 \lambda_{init}$	4	$2,5 \lambda_{init}$
4	$2 \lambda_{init}$	4	$2 \lambda_{init}$
5	$2 \lambda_{init}$	5	$2 \lambda_{init}$
5	$2 \lambda_{init}$	5	$2 \lambda_{init}$
2	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
3	$2 \lambda_{init}$	2	$4 \lambda_{init}$
1	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
1	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
2	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
4	$2 \lambda_{init}$	3	$3 \lambda_{init}$
4	$2 \lambda_{init}$	3	$3 \lambda_{init}$
4	$2 \lambda_{init}$	4	$2,5 \lambda_{init}$
5	$2 \lambda_{init}$	4	$2,5 \lambda_{init}$
5	$2 \lambda_{init}$	4	$2,5 \lambda_{init}$
5	$2 \lambda_{init}$	5	$2 \lambda_{init}$
5	$2 \lambda_{init}$	5	$2 \lambda_{init}$
5	$2 \lambda_{init}$	4	$2,5 \lambda_{init}$
3	$2 \lambda_{init}$	2	$4 \lambda_{init}$
5	$2 \lambda_{init}$	4	$2,5 \lambda_{init}$
0	-	0	-
1	$2 \lambda_{init}$	2	$1,5 \lambda_{init}$
0	-	0	-
6	$2 \lambda_{init}$	2	$9 \lambda_{init}$
0	-	2	$7,5 \lambda_{init}$
3	$2 \lambda_{init}$	2	$4 \lambda_{init}$
3	$2 \lambda_{init}$	2	$4 \lambda_{init}$
3	$2 \lambda_{init}$	2	$4 \lambda_{init}$
4	$2 \lambda_{init}$	3	$3 \lambda_{init}$
3	$2 \lambda_{init}$	2	$4 \lambda_{init}$
2	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
2	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
3	$2 \lambda_{init}$	2	$3,5 \lambda_{init}$
1	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
2	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
2	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
2	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
5	$2 \lambda_{init}$	9	$1,5 \lambda_{init}$
2	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
1	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
3	$2 \lambda_{init}$	2	$4 \lambda_{init}$
3	$2 \lambda_{init}$	2	$4 \lambda_{init}$
1	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
1	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
5	$2 \lambda_{init}$	5	$2 \lambda_{init}$
2	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
3	$2 \lambda_{init}$	2	$4 \lambda_{init}$
2	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
1	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
2	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
1	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
2	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$
1	$2 \lambda_{init}$	1	$6,5 \lambda_{init}$

Annexe 6 Résultats complets – extension du Tableau III.7

Coûts [euro/durée étude]	Optimisation maintenance préventive par réhabilitation à 80% coût réhabilitation = 50% du coût échange, sans actualisation (a=0) « m » et « λ _m »	Optimisation maintenance préventive par réhabilitation à 80% coût réhabilitation = 80% du coût échange, sans actualisation (a=0) « m » et « λ _m »
C _{MC}	4,47*10 ⁸	4,56*10 ⁸
C _{MP}	4,07*10 ⁷	8,62*10 ⁷
C _{int}	7,49*10 ⁶	7,77*10 ⁶
Total	5*10 ⁸	5,5*10 ⁸

m _{opt}	λ _m	m _{opt}	λ _m
4	3 λ _{init}	4	3 λ _{init}
4	3 λ _{init}	3	4 λ _{init}
4	3 λ _{init}	3	4 λ _{init}
4	3 λ _{init}	4	3 λ _{init}
4	3 λ _{init}	4	3 λ _{init}
2	4,5 λ _{init}	1	9 λ _{init}
2	5,5 λ _{init}	2	4,5 λ _{init}
1	7,5 λ _{init}	1	7,5 λ _{init}
1	9 λ _{init}	1	9 λ _{init}
1	7,5 λ _{init}	1	7,5 λ _{init}
3	4 λ _{init}	2	5,5 λ _{init}
4	3 λ _{init}	2	5,5 λ _{init}
4	3 λ _{init}	3	4 λ _{init}
4	3 λ _{init}	3	4 λ _{init}
4	3 λ _{init}	4	3 λ _{init}
4	3 λ _{init}	4	3 λ _{init}
4	3 λ _{init}	4	3 λ _{init}
4	3 λ _{init}	4	3 λ _{init}
2	5,5 λ _{init}	2	4,5 λ _{init}
4	3 λ _{init}	3	4 λ _{init}
5	1,5 λ _{init}	5	1,5 λ _{init}
2	1,5 λ _{init}	2	1,5 λ _{init}
0	-	0	-
3	7,5 λ _{init}	2	10 λ _{init}
2	10 λ _{init}	2	10 λ _{init}
3	4 λ _{init}	2	4,5 λ _{init}
2	5,5 λ _{init}	2	4,5 λ _{init}
2	5 λ _{init}	1	7,5 λ _{init}
3	4 λ _{init}	2	5,5 λ _{init}
2	5,5 λ _{init}	2	5 λ _{init}
1	7,5 λ _{init}	1	7,5 λ _{init}
1	7,5 λ _{init}	1	7,5 λ _{init}
2	5,5 λ _{init}	1	7,5 λ _{init}
1	7,5 λ _{init}	1	7,5 λ _{init}
2	4,5 λ _{init}	1	7,5 λ _{init}
2	4,5 λ _{init}	1	9 λ _{init}
2	5 λ _{init}	1	7,5 λ _{init}
4	3 λ _{init}	4	3 λ _{init}
2	5 λ _{init}	1	10 λ _{init}
1	7,5 λ _{init}	1	9 λ _{init}
2	5,5 λ _{init}	2	4,5 λ _{init}
2	5,5 λ _{init}	2	5 λ _{init}
1	7,5 λ _{init}	1	7,5 λ _{init}
1	7,5 λ _{init}	1	7,5 λ _{init}
4	3 λ _{init}	4	3 λ _{init}
2	4,5 λ _{init}	1	9 λ _{init}
2	5,5 λ _{init}	2	4,5 λ _{init}
2	5 λ _{init}	1	7,5 λ _{init}
1	9 λ _{init}	1	9 λ _{init}
2	5 λ _{init}	1	7,5 λ _{init}
1	9 λ _{init}	1	9 λ _{init}

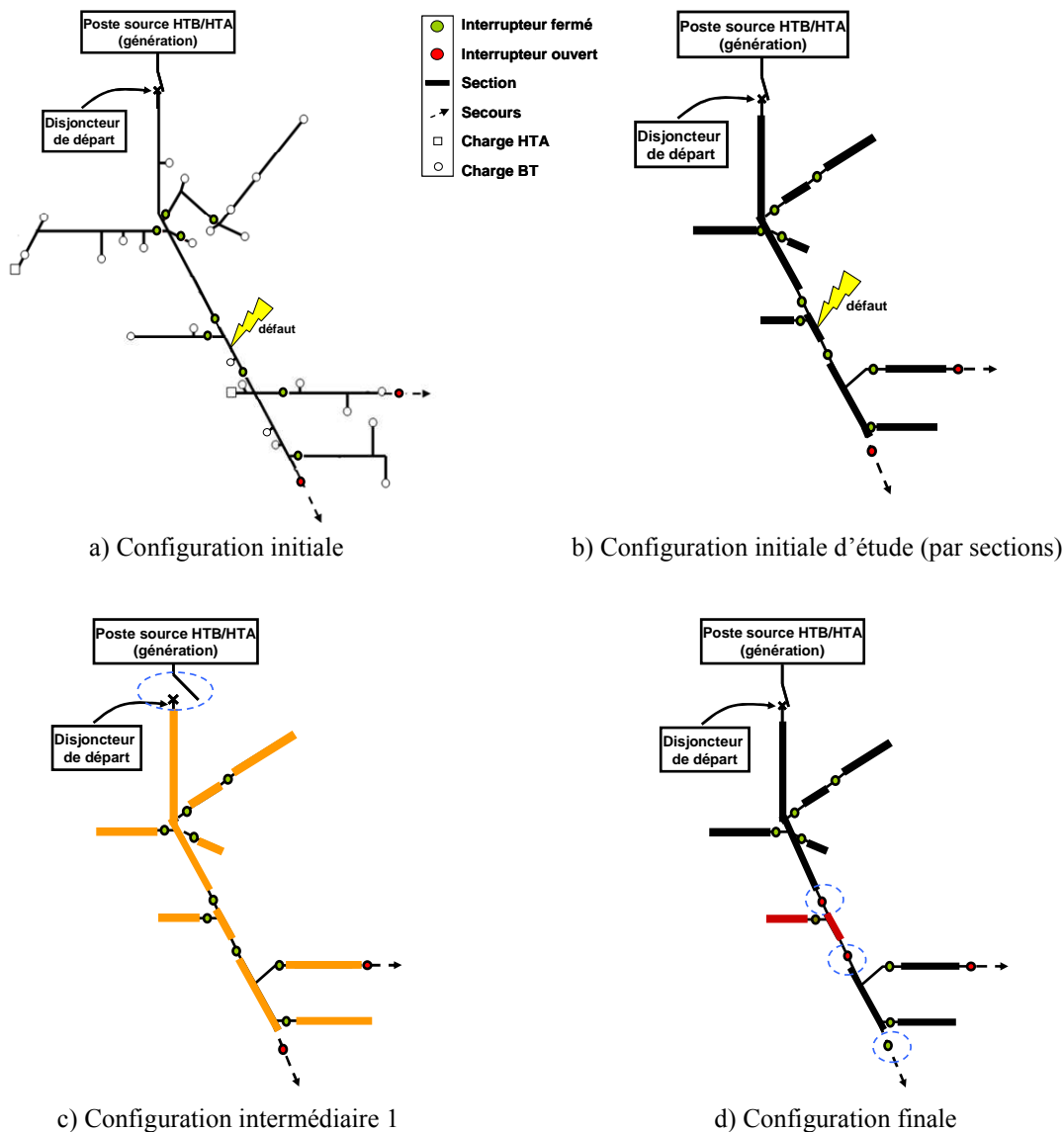
Annexe 7 Résultats complets – extension du Tableau III.8

Coûts [euro/durée étude]	Sans maintenance préventive sans actualisation (a=0)	Optimisation maintenance préventive par échange sans actualisation (a=0) « m » et « λ _m »	Sans maintenance préventive avec actualisation (a=7%)	Optimisation maintenance préventive par échange avec actualisation (a=7%) « m » et « λ _m »
C _{MC}	1,44*10 ⁹	3,01*10 ⁸	2,23*10 ⁸	7,24*10 ⁷
C _{MP}	-	1,05*10 ⁸	-	2,15*10 ⁷
C _{int}	4,57*10 ⁷	4,9*10 ⁶	6,2*10 ⁶	1,2*10 ⁶
Total	1,48*10 ⁹	4,1*10 ⁸	2,29*10 ⁸	9,5*10 ⁷

m _{opt}	λ _{m,opt}	m _{opt}	λ _{m,opt}
4	2,5 λ _{init}	3	2,5 λ _{init}
4	2,5 λ _{init}	3	2,5 λ _{init}
4	2 λ _{init}	2	3,5 λ _{init}
5	2 λ _{init}	3	2,5 λ _{init}
5	2 λ _{init}	4	2 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	4,5 λ _{init}
2	4 λ _{init}	1	4,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	4 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	4,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	4,5 λ _{init}
3	3 λ _{init}	2	3,5 λ _{init}
3	3 λ _{init}	2	3,5 λ _{init}
4	2,5 λ _{init}	3	2,5 λ _{init}
4	2,5 λ _{init}	3	2,5 λ _{init}
4	2,5 λ _{init}	3	2,5 λ _{init}
5	2 λ _{init}	4	2 λ _{init}
5	2 λ _{init}	4	2 λ _{init}
4	2,5 λ _{init}	3	2,5 λ _{init}
2	4 λ _{init}	1	5,5 λ _{init}
4	2,5 λ _{init}	3	2,5 λ _{init}
0	-	0	-
2	1,5 λ _{init}	2	1,5 λ _{init}
0	-	0	-
2	9 λ _{init}	2	4,5 λ _{init}
2	7,5 λ _{init}	1	6,5 λ _{init}
2	4 λ _{init}	1	5,5 λ _{init}
2	4 λ _{init}	1	5,5 λ _{init}
2	4 λ _{init}	1	4,5 λ _{init}
3	3 λ _{init}	2	3 λ _{init}
2	4 λ _{init}	1	5,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	5,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	5,5 λ _{init}
2	3,5 λ _{init}	1	5,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	4,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	4,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	5,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	4,5 λ _{init}
9	1,5 λ _{init}	9	1,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	4,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	5,5 λ _{init}
2	4 λ _{init}	1	5,5 λ _{init}
2	4 λ _{init}	1	5,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	4 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	5,5 λ _{init}
5	2 λ _{init}	4	2 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	4,5 λ _{init}
2	4 λ _{init}	1	5,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	4,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	4,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	4,5 λ _{init}
1	6,5 λ _{init}	1	4 λ _{init}

Annexe 8 Fonctionnement d'un réseau électrique de distribution radial actuel

Les Figures a) et b) présentent l'architecture simple d'un réseau électrique de distribution radial.



Lorsqu'un défaut se produit sur le réseau, la configuration initiale du système change à cause des automatismes. L'équipement en défaut est ensuite isolé pour la réparation et le reste des clients du système sont réalimentés. Donc, le système passe par un certain nombre de configurations intermédiaires (Figure c) – tous les clients non alimentés) jusqu'à la

configuration finale (Figure d) – une partie des clients (sections) non alimentés). Pour atteindre ces configurations le système subit plusieurs interventions de la part des automatismes et de l'opérateur qui change l'état des certains composants (interrupteurs, disjoncteurs). Dans cet exemple, comme on peut voir dans la configuration finale, on a des composants qui ont changé d'état (entourés en bleu).

Il faut préciser que l'ensemble des figures présentées ne montre pas toutes les configurations intermédiaires ainsi que l'ordre des changements d'état des composants. En fonction de la stratégie abordée par l'opérateur, les configurations intermédiaires peuvent être différentes.

Pour chaque événement réalisé sur le réseau, on est sensé trouver les configurations intermédiaires et finales pour enregistrer à la fin les nombres de clients non alimentés (nombre d'interruptions et temps de coupure d'électricité).

RESUME

« Evaluation de la sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution par la simulation Monte Carlo : application à des stratégies de maintenance optimales »

Le secteur électrique est confronté aujourd'hui à de nouveaux défis imposés par la dérégulation du marché d'électricité, la volonté de réduire les émissions de gaz à effet de serre, le développement des nouvelles technologies. Nous assistons à un besoin croissant en terme d'analyse de sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution, qui se manifeste par une migration des méthodes utilisées auparavant dans les réseaux de transport vers le niveau de la distribution. Dans une thèse précédente, une méthode de calcul basée sur une simulation Monte Carlo séquentielle a été développée. Une première partie de la présente thèse concerne l'étude des méthodes d'accélération de calculs. Les meilleurs résultats ont été obtenus pour une hybridation des méthodes des Variables Antithétiques et de Stratification.

Nous avons abordé ensuite l'étude de faisabilité d'une méthode d'optimisation basée sur des critères de sûreté. L'application choisie a été l'optimisation des stratégies de maintenance préventive des équipements du réseau. Nous avons cherché, pour tous les équipements du système, le nombre optimal de maintenances préventives et la valeur du taux de défaillance maximal quand la maintenance est réalisée, en minimisant le coût total (coût de la maintenance préventive, maintenance corrective et coût d'interruption des clients). Au final, un ensemble de réflexions liées au développement futur d'un outil d'analyse de sûreté a été présenté. Une structure modulaire de l'outil est proposée pour faciliter son utilisation, ainsi que des possibilités de parallélisation des calculs pour une meilleure efficacité.

Mots-clés : simulation Monte Carlo, techniques de réduction de la variance, optimisation de la maintenance préventive, architecture logicielle.

ABSTRACT

“Distribution power system reliability assessment using Monte Carlo simulation: optimal maintenance strategies application”

Today, the electricity sector is confronted with new challenges imposed by the deregulation of the electricity market, the international desire to reduce the greenhouse gases emissions, the development of new technologies. There is an increasing need to assess the reliability of the distribution systems. We can see a migration of methods specially used at transmission level to the distribution level. In a previous PhD, a method based on a sequential Monte Carlo simulation has been developed. The first part of this thesis deals with the study of acceleration methods. Two methods were tested, Antithetic Variates and Stratification. The best acceleration was achieved by a combination of these two methods. Then, we discussed the feasibility study of an optimization method based on reliability criteria. The chosen application was the preventive maintenance strategies optimization. We looked for the optimal number of preventive maintenance and the maximum value of failure rate when maintenance is carried out, minimising the total cost (cost of preventive maintenance, corrective maintenance and the cost of interruptions). In the end, a series of reflections related to the future development of a reliability analysis tool were presented. A modular structure of the tool is proposed to facilitate its use, and the possibility of parallel calculations for a better efficiency.

Keywords: Monte Carlo simulation, variance reduction techniques, preventive maintenance optimization, software structural design.