

Table des matières

Résumé.....	iii
Liste des figures	ix
Liste des tableaux.....	xiii
Dédicaces	xiv
Remerciement	xv
Chapitre 1 Introduction générale	1
Chapitre 2 Contexte du projet et problématique	9
2.1. Introduction	9
2.2. Environnement spatiotemporel	9
2.2.1. Données spatiales.....	9
2.2.2. Objets spatiaux et relations spatiales	9
2.2.3. Données temporelles.....	10
2.2.4. Relations temporelles.....	10
2.2.5. Situation spatiotemporelle	10
2.2.6. État	10
2.2.7. Événement.....	11
2.2.8. Processus.....	11
2.2.9. Outils de collecte de données – Réseaux SWE.....	12
2.2.10. Système d’acquisition de données.....	13
2.3. Complex event processing et patron spatiotemporel.....	14
2.3.1. Complex event processing	14
2.3.2. Patron spatio-temporel	15
2.4. Problématique.....	17

2.5.	Objectifs du mémoire	19
2.6.	Conclusion.....	19
Chapitre 3 CEP à base de connaissance dans un milieu pratique		20
3.1.	Introduction	20
3.2.	Exemples d'application du CEP dans un milieu pratique	20
3.2.1.	GEMINI2 – Système CEP implanté dans le domaine de contrôle des grilles intelligentes.	20
3.2.2.	Système DPCEP – CEP implanté dans le domaine IOT.....	21
3.2.3.	Système de Barouni	22
3.2.4.	Synthèse	22
3.3.	Étude approfondie du système de Barouni.....	23
3.3.1.	Apports de l'approche.....	23
3.3.2.	Fonctionnement de l'ensemble du système	27
3.4.	CEP à base de connaissance (Knowledge-based CEP).....	29
3.4.1.	CEP à base de règles dans le domaine de transport	29
3.4.2.	Détermination des patrons CEP par des techniques d'apprentissage automatique.....	31
3.4.3.	Analyse de données de capteurs dans le domaine de l'environnement	32
3.4.4.	Synthèse	35
3.5.	Discussion	35
3.6.	Conclusion.....	36
Chapitre 4 Modélisation d'un réseau de distribution électrique		37
4.1.	Introduction	37
4.2.	Catégories des réseaux électriques.....	37
4.2.1.	Réseau de production.....	38
4.2.2.	Réseau de transport.....	38

4.2.3.	Réseau de distribution.....	39
4.3.	Les facteurs influençant le réseau de distribution électrique	39
4.3.1.	Les conditions météorologiques	40
4.3.2.	La localisation géographique	41
4.3.3.	Les équipements.....	41
4.3.4.	Le type de zone desservie	42
4.3.5.	Des facteurs humains	42
4.4.	Les zones de consommation.....	42
4.4.1.	Zone 1 : zone de consommation municipale.....	43
4.4.2.	Zone 2 : zone de consommation commerciale.....	44
4.4.3.	Zone 3 : Zone de consommation industrielle.....	45
4.4.4.	Système de reconfiguration automatique.....	47
4.5.	Proposition de modélisation du réseau de distribution électrique.....	49
4.5.1.	Concepts fondamentaux.....	49
4.5.2.	Vue d'ensemble	52
4.5.3.	Modèle proposé.....	53
4.6.	Application au cas d'étude : Réseau de Galveston	55
4.6.1.	Étape 1 : Visualisation des zones de Galveston.....	56
4.6.2.	Étape 2 : Visualisation du réseau de distribution sur CYME	58
4.6.3.	Étape 3 : Visualisation du réseau de distribution sur QGIS.....	59
4.6.4.	Étape 4 : Localisation du réseau de distribution sur la carte avec les zones.....	60
4.6.5.	Étape 5 : Mapping du réseau de distribution sur la carte des zones	61
4.6.6.	Étape 6 : Modélisation de la topologie du réseau réel sur Visio.....	62
4.6.7.	Étape 7 : Simplification du modèle sur Visio	64
4.6.8.	Étape 8 : Conception du modèle dans le logiciel de simulation YFA	66

4.6.9.	Étape 9 : Proposition d'une méthode de nommage des composantes du site	
		67
4.6.10.	Étape 10 : Visualisation des zones fonctionnelles sur le site du simulateur	
		69
4.7.	Conclusion.....	74
Chapitre 5 Contribution théorique à la modélisation des patrons d'événements.....		75
5.1.	Introduction	75
5.2.	Notation des graphes conceptuels utilisés.....	75
5.3.	Approche de Barouni pour la détection des patrons spatio-temporels.....	79
5.3.1.	Présentation de l'approche.....	79
5.3.2.	Les points faibles de l'approche de Barouni.....	83
5.3.3.	Présentation de nos contributions	86
5.4.	Contributions à la modélisation du domaine d'application.....	86
5.5.	Extension des relations spatiales	88
5.6.	Base de données représentant le contexte géographique du réseau	92
5.7.	Modélisation des pannes	93
5.8.	Extension proposée au formalisme de patrons de Barouni	94
5.8.1.	Notion de contrainte.....	96
5.8.2.	Ajout de la structure du Résumé dans notre formalisme de patrons.....	99
5.8.3.	Impact de la structure proposée sur la traduction des patrons en langage EPL	
		101
5.9.	Synthèse du formalisme proposé	104
5.10.	Démarche progressive et itérative de détection des patrons.....	107
5.11.	Protocole d'expérimentation.....	109
5.12.	Conclusion	110
Chapitre 6 Expérimentation		111

6.1.	Introduction	111
6.2.	Spécification des macro-scénarios de test.....	113
6.2.1.	Structure contextuelle de la notion de zone	113
6.2.2.	Spécification des macros-scénarios	114
6.2.3.	Structure contextuelle du macro-scénario de test	115
6.2.4.	Outil de génération des scripts de simulation	115
6.3.	Simulation des scénarios avec YFA.....	119
6.4.	Filtrage et prétraitement des fichiers Logs.....	119
6.5.	Détection des patrons : approche par itération.....	120
6.6.	Exemple de simulation d'un macro-scénario.....	121
6.7.	Structuration des instances de patron détectées	123
6.7.1.	Les patrons simples :.....	123
6.7.2.	Les patrons complexes de type 1 :.....	123
6.7.3.	Les contraintes spatiales :	124
6.7.4.	Les patrons complexes de type 2 :	128
6.8.	Validation et interprétation des résultats.....	130
6.9.	Comparaison entre les deux types de scénarios	135
6.10.	Apport de l'approche pour la spécification des patrons complexes dans un moteur CEP - Esper	138
6.11.	Conclusion.....	138
	Conclusion générale.....	140
	Références.....	145
	Bibliographie.....	146
	Annexe	149

Liste des figures

Figure 1 : Caractéristiques Big Data (3V)	1
Figure 2: Processus de traitement des données massives suivant la vision de [B. Di Martino, 2014]	3
Figure 3 : Cas d'application de Big Data dans le domaine de l'internet des objets - milieu industriel [Serillon,2016]	4
Figure 4 : Cas d'application de Big Data dans le domaine des grilles intelligentes [3M solutions, 2016, Modifié]	5
Figure 5 : Variation de la dégradation de la performance d'un équipement en fonction du coût en fonction du temps	7
Figure 6 : Exemple d'un événement spatio-temporel.....	11
Figure 7 : Système d'acquisition et de traitement des données	13
Figure 8 : Filtrage des données (événements) avec un moteur CEP.....	14
Figure 9 : Exemple d'un patron spatio-temporel.....	16
Figure 10 : Définition d'un patron spatiotemporel [Barouni et Moulin, 2012].....	17
Figure 11 : Réseau de distribution électrique [Quadrennial Technology Review 2015]..	18
Figure 12 : Exemple d'un patron spatiotemporel simple [Barouni et Moulin, 2012]	24
Figure 13: Exemple d'un patron spatiotemporel simple [Barouni et Moulin, 2012]	25
Figure 14: Exemple d'un patron spatiotemporel [Barouni et Moulin, 2012].....	25
Figure 15 : Exemple de patron simple [Barouni et Moulin, 2016].....	26
Figure 16 : Exemple de patron complexe [Barouni et Moulin, 2016]	27
Figure 17 : Vue d'ensemble sur le système de Barouni.....	28
Figure 18 : Architecture de l'approche d'Akbar, 2015	30
Figure 19 : Exemple de patron à base de règle permettant de détecter un état de trafic routier complexe	31
Figure 20 : Graphique de corrélation [Hroumic et al, 2015]	32
Figure 21 : Coefficient de Pearson [Hroumic et al, 2015].....	33
Figure 22: Regroupement géographique par les méthodes des k-means [Hroumic et al, 2015]	33

Figure 23 : Variation des corrélations dans différents «time window» dans une zone X [Hroumic et al, 2015].....	34
Figure 24 : Variation des corrélations dans différents «time window» dans une zone Y [Hroumic et al, 2015].....	34
Figure 25 : Acheminement de l'énergie électrique à partir des zones de production vers les zones de consommation	37
Figure 26 : Différents composants du réseau électrique.....	43
Figure 27 : Zone de consommation municipale.....	44
Figure 28 : Zone de consommation commerciale.....	44
Figure 29: Zone de consommation industrielle	45
Figure 30: Zone de consommation mixte	46
Figure 31 : Étape 1 Détection de la panne [Uluski, 2012].....	48
Figure 32: Étape 2 Localisation de la panne [Uluski, 2012].....	48
Figure 33 : Étape 3 Isolation de la panne [Uluski, 2012]	49
Figure 34: Étape 4 Restauration du service [Uluski, 2012].....	49
Figure 35: Concepts fondamentaux de notre modèle de réseau de distribution électrique	50
Figure 36 : Différence entre les deux types de ligne de distribution	51
Figure 37 : Zone élémentaire de distribution – Résidentielle.....	51
Figure 38 : Zone fonctionnelle de distribution - Mixte.....	52
Figure 39 : Vue d'ensemble du modèle proposé.....	52
Figure 40 : Répartition en zones de la ville Galveston	57
Figure 41 : Code couleur de chaque type de zone	57
Figure 42: Visualisation des données du réseau sur CYME [CYME, 2016].....	59
Figure 43 : Visualisation du réseau de distribution sur QGIS [QGIS, 2016]	60
Figure 44 : La partie alimentée par le réseau de distribution... Erreur ! Signet non défini.	
Figure 45 : Mapping du réseau de distribution sur la carte de zones.....	61
Figure 46 : Zoom sur le mapping de la figure 45	62
Figure 47 : Modélisation du résultat du mapping dans Visio	63
Figure 48 : Zoom sur le modèle de la figure 47.....	63
Figure 49 : Simplification du modèle sur Visio.....	65

Figure 50 : Zoom sur le modèle simplifié de la figure 49	65
Figure 51: Topologie du site de Galveston sur YFA	66
Figure 52: Légende des principaux symboles utilisés par YFA	67
Figure 53 : Premier cas d'utilisation d'un Recloser ouvert.....	68
Figure 54 : Deuxième cas d'utilisation d'un Recloser ouvert.....	68
Figure 55 : Notation d'un Recloser fictif	68
Figure 56 : Notation d'une zone élémentaire simple.....	69
Figure 57 : Notation d'une zone élémentaire composite.....	69
Figure 58 : Visualisation des zones fonctionnelles sur le site du simulateur - Partie 1	70
Figure 59 : Visualisation des zones fonctionnelles sur le site du simulateur - Partie 2....	70
Figure 60 : Visualisation des zones fonctionnelles sur le site du simulateur - Partie 3....	71
Figure 61 : Visualisation des zones fonctionnelles sur le site du simulateur - Partie 4....	71
Figure 62: Représentations graphiques et linéaires du graphe conceptuel	77
Figure 63 : Taxonomie du domaine d'application	78
Figure 64: Représentation d'un patron spatiotemporel	79
Figure 65: Exemple d'un patron spatiotemporel complexe.....	80
Figure 66: Exemple d'un patron de type simple	81
Figure 67 : Exemple d'un patron de type complexe.....	81
Figure 68: Exemple de patron Timer	82
Figure 69 : Exemple d'un patron répétitif	83
Figure 70: Exemple de corrélation de deux patrons complexes modélisé avec l'approche de Barouni.....	85
Figure 71 : Priorité de rétablissement du service d'électricité [Hydro-Québec, 2006].....	88
Figure 72 : Exemple de localisation des éléments d'un réseau électrique dans deux zones de consommation différentes	91
Figure 73 : Modélisation de la base de données des relations spatiales	93
Figure 74 : Exemple de représentation de contrainte.....	97
Figure 75 : Exemple de représentation sémantique d'un patron	100
Figure 76 : Exemple de représentation en patrons.....	101
Figure 77 : vue d'ensemble de la représentation d'un patron.....	105
Figure 78 : Exemple qui met en évidence les formalismes proposés	106

Figure 79 : Approche par itérations proposée.....	109
Figure 80: Processus d'expérimentation	112
Figure 81: Aperçu de la table Zone Fonctionnelle.....	113
Figure 82: Structure contextuelle de la notion de scénario.....	115
Figure 83: Interface de l'outil développé	116
Figure 84 : Algorithme de l'outil développé	117
Figure 85 : Script de simulation de sortie	118
Figure 86 : Outil d'automatisation de la détection itérative des patrons	120
Figure 87 : Exemple de macro-scénario simulé.....	122
Figure 88 : Fichiers output résultant	122
Figure 89: Algorithme de recherche de voisins	125
Figure 90 : Explication du processus de la recherche des relations spatiales.....	126
Figure 91: Algorithme d'ajout de chargement des contraintes (relations spatiales)	127
Figure 92: Validation des resultats	133
Figure 93: Potentiel de notre système pour découvrir de nouvelles relations	133
Figure 94 : Moyenne du nombre d'instances de patrons détectées dans les scénarios de type EquipBS	136
Figure 95 : Moyenne deu nombre d'instances de patrons détectées dans un scénario de type GeoBS	136
Figure 96 : Nombre d'instances de patrons détectées pour un ensemble de 20 scénarios de type EquipBS	137
Figure 97 : Nombre d'instance de patron détectées pour un ensemble de 20 scénarios de type GeoBS	137

Liste des tableaux

Tableau 1 : Différence entre les différentes stratégies de maintenance.....	6
Tableau 2: Profil de consommation des zones commerciales	45
Tableau 3: Profil de consommation des zones mixtes	47
Tableau 4 : Caractéristiques des différents concepts du modèle (les attributs en anglais sont exprimés en Italique).....	54
Tableau 5 : Correspondance entre les zones proposées par notre modèle et la répartition de zones en 2015.....	58
Tableau 6 : Codes de correspondances pour les zones	62
Tableau 7 : Liste des Reclosers alimentés par chaque Feeder	69
Tableau 8 : Attribution des zones fonctionnelles aux zones élémentaires.....	72
Tableau 9: Spécification conceptuelle de la notion de panne	93
Tableau 10 : Liste des patrons envisageables	95
Tableau 11: Exemple d'une instance de patron simple détecté.....	123
Tableau 12 : Exemple d'une instance de patron complexe de type 1 détecté	123
Tableau 13: Exemple de contrainte spatiale	124
Tableau 14 : Exemple d'une instance de patron complexe de type 2 détecté	128
Tableau 15 : Types de patrons simples envisageables.....	129
Tableau 16 : Types de patrons complexes de type 1 envisageables	129
Tableau 17: Types de patrons complexes de type 2 envisageables	129
Tableau 18 : Type de contraintes	130
Tableau 19 : Pourcentage des zones fonctionnelles isolées détectées par notre système	132
Tableau 20 : Exemple de validation des résultats pour les deux types de scénario.....	134

Dédicaces

À mes parents Mohamed et Hedia

À mon mari Yassine

À mon frère Mohamed et Ma sœur Ons

À ma tante Houria

Remerciement

J'adresse mes remerciements à tous ceux et celles, qui de près ou de loin, ont permis par leurs conseils et leurs compétences la réalisation de ce mémoire.

Je tiens tout d'abord à remercier sincèrement mon directeur de mémoire **Dr. Bernard Moulin** pour son encadrement, sa grande disponibilité et ses précieux conseils. Je le remercie de m'avoir soutenue, orientée et aidée tout au long de ma maîtrise et du déroulement du projet.

Un grand merci à notre partenaire **Eaton** qui nous a offert l'occasion extraordinaire d'utiliser plusieurs logiciels de simulation dans ce projet. Je souhaite remercier en particulier les experts **Dr. Foued Barouni** et **Guillaume Cottinet** de Eaton pour leurs directions, leur entière disponibilité et leurs aides qui m'ont été d'une grande utilité pour la réalisation du projet. Soulignons que les modèles et les résultats présentés dans ce mémoire ont été validés par Dr. Foued Barouni.

Je tiens à témoigner mes remerciements à tout le corps professoral de l'**Université Laval** pour le travail énorme qu'il effectue pour nous créer les conditions les plus favorables et les laboratoires les biens équipés pour le déroulement de nos études et nos projets.

J'exprime ma reconnaissance et gratitude à toute ma famille pour leur soutien moral qui m'a aidé et encouragé aux moments opportuns durant ce mémoire.

Chapitre 1 Introduction générale

Les systèmes d'information d'aujourd'hui sont confrontés à l'explosion des données suite à l'essor de l'internet, aux progrès technologiques de la téléphonie mobile, du web 2.0 et avec développement de nouveaux usages (réseaux sociaux, objets connectés, etc.). Ce volume gigantesque de données entraîne des tensions sur les systèmes d'information et suscite des besoins accrus pour l'analyse des données massives pour mieux supporter la prise de la décision. C'est ainsi que le terme de « Big Data » est apparu.

En général, ce nouveau concept est défini comme étant l'émergence de données volumineuses qui sont produites en temps réel, à partir de plusieurs sources distinctes [Brasseur, 2013]. Il en résulte un flux de données structurées et non-structurées difficiles à manipuler et à gérer par des systèmes conventionnels de traitement et de stockage (SGBD relationnel) dans un délai tolérable [Chen et al, 2014].

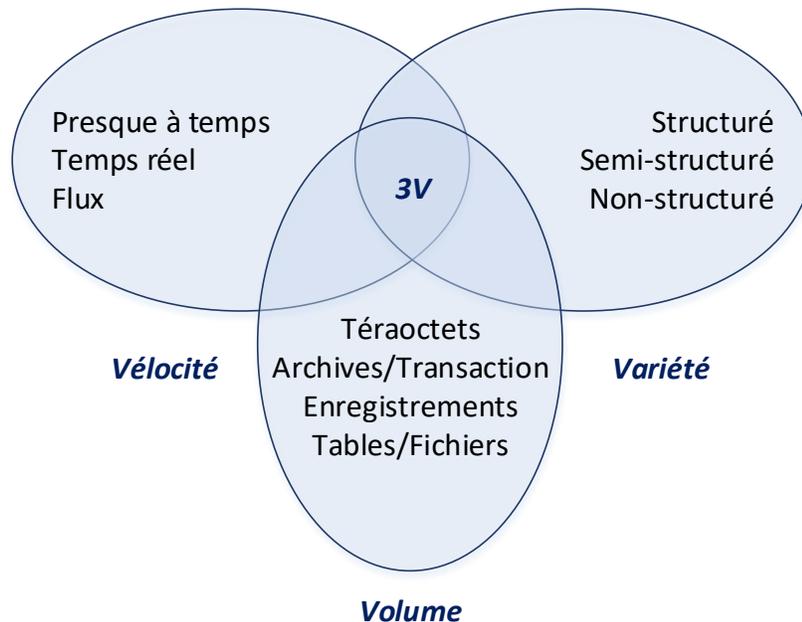


Figure 1 : Caractéristiques Big Data (3V)

Les données massives se caractérisent essentiellement par les 3V [Doug, 2001] (Figure1) :

La vélocité concerne la vitesse avec laquelle les données sont produites et celle avec laquelle elles doivent être traitées. En effet, les dernières avancées de la technologie de l'information rendent plus facile de générer des données. Par exemple, en moyenne, 72 heures de vidéos sont téléchargées sur YouTube à chaque minute [Chen et al, 2014].

Comme le nom « Big Data » l'indique, les données massives se caractérisent aussi par **un grand volume**. En effet, les unités de mesure des volumes à traiter passent du téraoctet au pétaoctet et passeront prochainement à l'exaoctet. Au cours des 20 dernières années, les volumes des données disponibles ont augmenté énormément dans divers domaines. En 2011, le volume global de données créées et copiées dans le monde était de 1,8 ZB. Ce chiffre va doubler au moins tous les deux ans [Chen et al, 2014].

D'autre part, la **variété** reflète la diversité des sources de production telles que les pages web, les fichiers logs, les sites de média sociaux, les capteurs, etc. Ces données sont de types différents (image, son, vidéo) et peuvent être structurées, non structurées ou semi structurées. Aussi, elles sont difficiles à exploiter en termes de stockage et d'analyse par des outils classiques tels que les bases de données relationnelles.

Les industries sont de plus en plus intéressées au fort potentiel des données massives. En effet, ces données apportent de nouvelles opportunités en aidant les spécialistes à acquérir une nouvelle compréhension de valeurs cachées. Le nouveau défi pour eux est de trouver la meilleure manière d'organiser et de gérer efficacement de telles masses de données.

Avant d'identifier les principales phases de la chaîne du processus de traitement des données, nous présentons ici les quatre fonctionnalités majeures qu'un environnement Big Data devrait fournir :

- Des outils de collecte des données à partir de sources hétérogènes, non structurées ou structurées.
- Un espace de stockage fiable, cohérent et extensible pour stocker et gérer de grandes masses de données.
- Des outils d'analyse des données pour fournir de nouvelles connaissances.
- Des applications qui supportent les processus de Big Data et les activités d'intelligence d'affaires.

Il peut être difficile de diviser clairement la chaîne des processus de traitement de données dans des étapes majeures distinctes, puisqu'elles se chevauchent souvent. Toutefois, il existe des tentatives visant à identifier les éléments généraux d'un Framework de traitement de données massives, parmi lesquelles on cite la vision de B. Di Martino [2014] qui consiste à diviser le processus de traitement des données en six phases (Figure2) :

- **Collecte de données** : Rassemblement, filtrage et nettoyage des données
- **Vérification de la cohérence des données** : Production de métadonnées, standardisation, sélection des modèles et structures de données.

- **Intégration et agrégation de données** : Choix d'un modèle de stockage et de traitement de la cohérence des données.
- **Stockage de données** : Utilisation d'un espace de stockage.
- **Analyse et interprétation de données** : Application des techniques d'analyse sur les données prétraitées afin d'en extraire de la connaissance pour appuyer la prise de décision.



Figure 2: Processus de traitement des données massives suivant la vision de [B. Di Martino, 2014]

Malgré la légère différence entre l'organisation de ces divers processus, les fonctionnalités ainsi que les capacités, qui y sont présentes, sont pratiquement les mêmes dans la plupart des méthodes proposées. Le choix d'une méthode par rapport à une autre dépend du cas d'application, de la technologie et des outils disponibles et de l'implémentation envisagée.

Certes, les applications et les secteurs d'utilisation du « Big Data » sont nombreux [Brasseur, 2013]. Nous nous intéresserons à divers cas d'application dans les milieux industriel et énergétique. Par exemple, l'internet des objets, les systèmes de gestion de panne et les grilles intelligentes.

- L'Internet des objets

L'émergence de l'internet des objets permet de suivre et de tracer l'état de tout objet mobile étiqueté lors de son déplacement et/ou de son interaction avec l'environnement. Cette technologie concerne plusieurs domaines d'application : médical, environnemental et industriel.

Dans le domaine industriel, grâce à l'internet des objets, on parle de machines (équipement de production) connectées, d'opérateurs connectés et d'usines connectées via divers types de capteurs installés dans les bâtiments (Figure3). Toute cette masse de données collectées est exploitable pour améliorer la précision des indicateurs de performance (temps de réponse, vitesse de production, capacité des ateliers, fiabilité des équipements, etc.) et révéler d'autres informations susceptibles d'améliorer la prise de décision [Wang et al, 2015]. Plusieurs techniques d'analyse peuvent être appliquées pour bâtir des modèles de prédiction telles que la maintenance préventive [Chen et al, 2015].



Figure 3 : Cas d'application de Big Data dans le domaine de l'internet des objets - milieu industriel [Serillon,2016]

- Les systèmes de gestion de panne

Dans les applications industrielles, il existe plusieurs types de paramètres qui peuvent influencer le fonctionnement des systèmes. D'un autre côté, ces systèmes génèrent plusieurs types de données durant le processus de production. Par exemple, les données des capteurs de mesure, les données historiques des systèmes, les données provenant de sources additionnelles (les données des systèmes d'informations géographiques : GIS), les données des systèmes de positionnement global (GPS) et les données de références temporelles, etc.

Un besoin important dans ces industries est de mettre en commun toute cette masse de données variées pour avoir une compréhension de l'état des divers systèmes, de l'état de fonctionnement de chaque équipement, pour faire l'analyse des facteurs influençant leurs fonctionnements, l'estimation des durées de vie et la prévision des pannes. C'est ce qu'on appelle la maintenance préventive [Chen et al, 2014]. Ce fut le but des systèmes de gestion de panne où la qualité de service implique la minimisation du temps d'interruption d'un service et d'isolement d'une zone d'interruption. Ce genre de systèmes est largement utilisé dans le domaine de l'approvisionnement électrique, plus précisément les systèmes de distribution électrique [Chen et al, 2015]. Leur principal défi est de trouver des corrélations entre les données de systèmes et les données externes pour améliorer les indicateurs de performance ; par exemple, l'indicateur SAIDI, « durée moyenne d'interruption » et l'indicateur CAIDI « durée moyenne de coupure pour chaque client servi », etc.

- Les grilles intelligentes

Les données des grilles intelligentes ['smart grids'] sont aussi obtenues de plusieurs sources (Figure 4) : les données des sources de production (énergie hydraulique, énergie solaire, énergie éolienne, etc.), les données

des habitudes de consommation des utilisateurs, les données des prix de l'énergie sur le marché, les données des réseaux de distribution, les données du système d'information géographique et les données météorologiques, etc.

Il s'agit d'une masse de données hétérogènes qui sont potentiellement corrélées et il est intéressant d'utiliser les techniques d'analyse de données massives pour découvrir ces corrélations et les utiliser dans des applications de planification de la production et d'optimisation de la consommation [Aman et al, 2014] [Zhan et al, 2014].

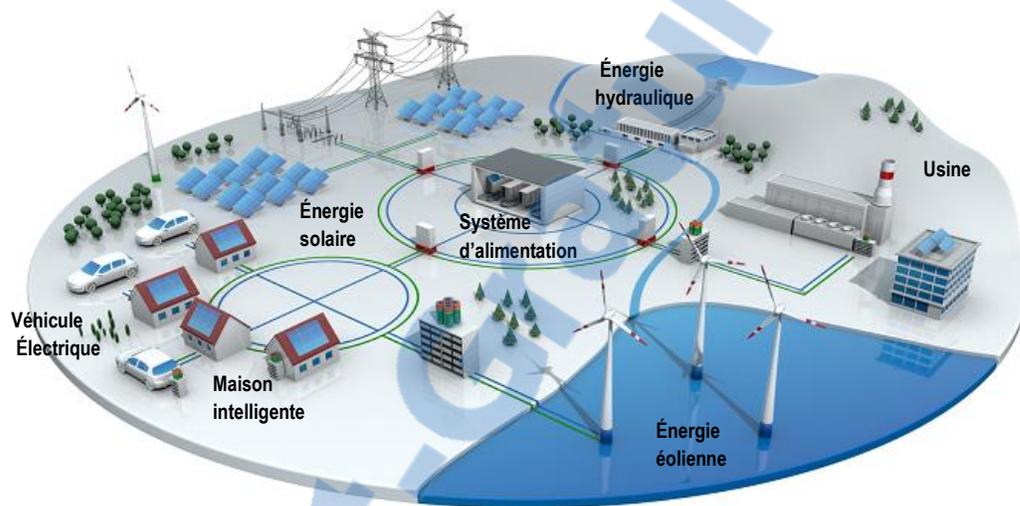


Figure 4 : Cas d'application de Big Data dans le domaine des grilles intelligentes [3M solutions, 2016, Modifié]

En général, l'utilité des données massives varie selon le secteur et suivant la stratégie de l'entreprise. Dans ce mémoire, nous nous intéressons au domaine énergétique, et plus particulièrement à la modélisation des corrélations des données massives des systèmes de contrôle et d'aide à la décision dans les compagnies de distribution électrique.

Dans ce genre de système, la maintenance des dispositifs physiques représente toujours un défi afin d'assurer la sécurité du réseau de distribution et de garantir à la clientèle une bonne qualité de service. En effet, les compagnies de distribution électrique se font concurrence pour minimiser le temps de coupure de service ainsi que l'ampleur des zones affectées lors d'une panne. Ainsi, afin de garantir une meilleure efficacité, chaque compagnie met en place un plan de maintenance déterminé.

On distingue quatre types de maintenance (Tableau 1) :

Tableau 1 : Différence entre les différentes stratégies de maintenance

Stratégie de maintenance	Méthodologie
Maintenance proactive	Re-conception, Atténuation de contre-mesures, corrections des causes profondes des échecs
Maintenance prédictive	Contrôle des vibrations, Mesure de la chaleur, l'alignement, et les débris d'usure
Maintenance préventive	Remplacement périodique des composants
Maintenance corrective	Réparations et remplacements planifiés

La **maintenance proactive** aborde les éléments systématiques beaucoup plus qu'un programme d'entretien, c'est à dire plutôt que l'examen de la machine elle-même. Par exemple, certaines industries ont abordé une stratégie de maintenance proactive pour les machines de lubrification afin de contrôler et corriger les causes profondes des échecs telles que la contamination [Muller et al, 2008].

La **maintenance prédictive** implique l'inspection régulière des machines avec des équipements dédiés tels que les technologies infrarouges et à ultrason. Cette maintenance est basée sur l'état de l'équipement. C'est ce qu'on appelle « condition-based maintenance ». Elle peut aussi utiliser l'historique des pannes pour prévenir une défaillance [Mobley, 2002].

La **maintenance préventive** est basée sur la durée estimée d'utilisation des équipements («time-based maintenance»). Elle consiste à remplacer périodiquement des composants en se basant sur leur fiabilité et la durée de vie déterminées par le fournisseur de ces équipements. L'inconvénient de la maintenance préventive est le fait de remplacer des pièces qui sont encore en bon état de fonctionnement. En effet, l'entretien périodique n'est pas toujours rentable [Gertsbakh, 2013].

La **maintenance corrective** est une forme d'intervention qui est effectuée suite à une panne ou un problème qui survient sur le système, afin de rétablir l'opérabilité. Dans certains cas, il est difficile, voire impossible, de prédire ou prévenir une panne ; ce qui explique le recours à ce type d'intervention comme dernière option. Les coûts associés regroupent les coûts de réparation et les coûts de perte de production [Wang, 2014].

La maintenance proactive n'est pas classée avec les trois autres types de maintenance puisqu'elle intervient avant la mise en marche de l'équipement.

De point de vue des coûts, la maintenance prédictive est la moins coûteuse, la maintenance corrective est la plus coûteuse (Figure 5).

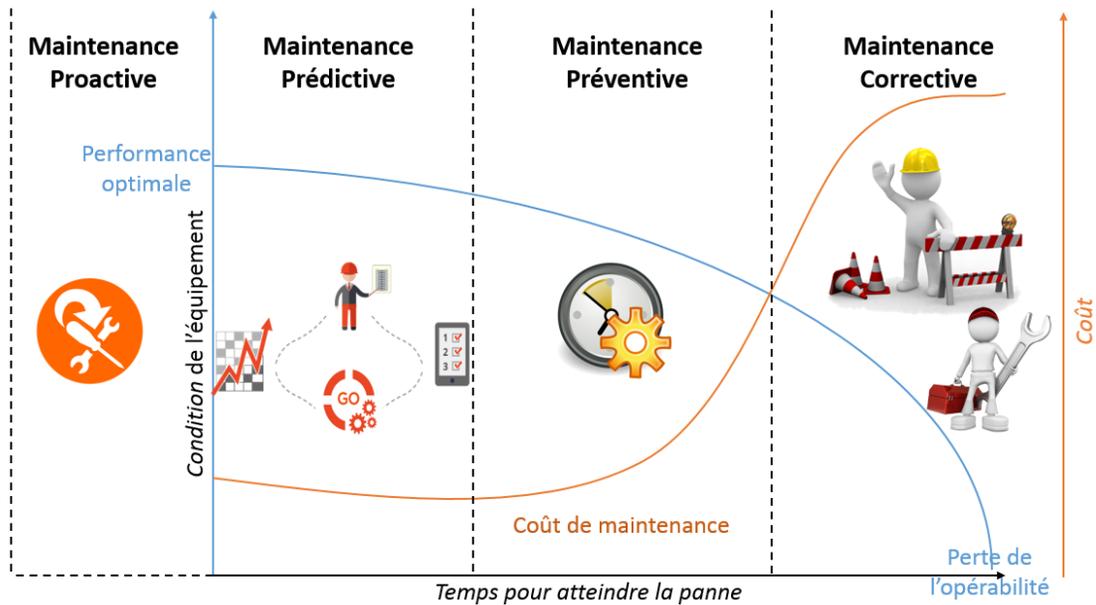


Figure 5 : Variation de la dégradation de la performance d'un équipement en fonction du coût en fonction du temps

Dans le cadre d'un réseau intelligent, les compagnies de distribution et de génération d'énergie font des investissements initiaux sur les capteurs et les dispositifs de contrôle pour prédire les pannes avant qu'elles surviennent et prévenir les temps d'arrêt. Elles utilisent soit la maintenance préventive soit la maintenance prédictive la plupart du temps ; mais elles ont aussi recours à la maintenance corrective dans certains cas.

Nous signalons aussi l'importance de combiner la maintenance prédictive avec la maintenance préventive. En effet, le nombre d'heures de fonctionnement d'un appareil ou d'un composant d'une machine n'est pas toujours responsable de la panne. Plusieurs autres facteurs entrent en considération comme par exemple les conditions climatiques et les effets d'un autre composant défectueux.

L'idéal est d'utiliser les deux types de maintenance et de mentionner les différents détails reliés à chaque intervention (type d'intervention et réparation effectuée), même si on a recours à la maintenance corrective. Entre autres, il est préférable d'enregistrer tous les détails des différentes actions effectuées (durée de maintenance, cause probable, intervention effectuée) car ceci offre la possibilité d'analyser les données de toutes les interventions pour éventuellement prévenir d'autres défaillances dans le futur.

Nous avons remarqué que peu de compagnies combinent dans leur stratégie de maintenance la prévention et la prédiction. De plus et même si elles le font, elles n'enregistrent que rarement les interventions effectuées, que ce soit avec la maintenance préventive lors d'un remplacement d'un composant avant son temps d'arrêt ou avec la maintenance corrective où les équipes de maintenance interviennent pour effectuer les réparations nécessaires afin de rétablir l'opérabilité du système [Stenström, 2016].

Notre mémoire se situe dans ce contexte. Nous nous intéresserons à l'analyse des données relatives à un réseau de distribution électrique : les données de fonctionnement usuel, les données des historiques des pannes et des interventions et les données contextuelles. Toute cette masse de données variées est en forte croissance et représente un défi pour les entreprises. Nous estimons que grâce à l'analyse et la compréhension de celles-ci, il serait possible de repérer des informations pertinentes susceptibles d'améliorer le service de maintenance et de garantir ainsi une meilleure qualité de service.

Nous avons présenté dans ce chapitre le cadre global de notre maîtrise. La suite du rapport comporte 6 parties.

Nous présentons dans le prochain chapitre la notion d'environnement spatiotemporel ainsi que les principaux concepts de base associés (objets spatiaux et relations spatiales, données temporelles et relations temporelles, Complex Event Processing et patron spatio-temporels). Puis, nous exposerons la problématique ainsi que les objectifs de notre projet.

Dans le troisième chapitre, nous nous intéressons à l'approche de « Complex Event Processing » et à ses applications dans un milieu pratique, ainsi qu'à son extension sous la forme de CEP à base de connaissances.

Dans le quatrième chapitre, nous proposons une modélisation pour un réseau de distribution électrique. Nous présentons dans le cinquième chapitre nos apports théoriques pour modéliser les patrons d'événements qui peuvent surgir sur le réseau en utilisant les graphes conceptuels.

Dans le sixième chapitre, nous exposons le processus de l'expérimentation que nous avons suivi pour valider notre contribution théorique. Nous clôturons le chapitre en présentant les résultats des expérimentations effectuées et la validation de notre modèle.

Le dernier chapitre conclut le mémoire avec une discussion des différents apports de notre projet, de ses éventuelles limites et des différentes perspectives et extensions de nos travaux.

Chapitre 2 Contexte du projet et problématique

2.1. Introduction

Dans notre projet nous nous intéressons à l'analyse des données massives relatives à un réseau de distribution électrique. Il s'agit d'un environnement spatio-temporel dans lequel diverses caractéristiques sont importantes telles que la topologie de réseau, la localisation des pannes, la date de chaque panne, la date de chaque intervention, etc.

Dans ce chapitre, nous présentons d'abord les concepts de base permettant de définir un tel environnement. Puis nous exposons la problématique de notre recherche, ainsi que les principaux objectifs qu'on vise à atteindre dans le cadre de ce mémoire.

2.2. Environnement spatiotemporel

2.2.1. Données spatiales

Les données spatiales permettent de décrire l'orientation géographique spécifique des objets spatiaux et la distribution spatiale dans le monde réel [Shuliang, 2013]. Elles spécifient également les attributs des entités spatiales (le nombre d'individus, leur emplacement et leurs relations mutuelles) et permettent de décrire l'information spatiale sur plusieurs niveaux. Par exemple, grâce à des technologies de détection avancées, il est possible de détecter les coordonnées d'une surface point par point à un micro-niveau et d'extraire ses propriétés géométriques et physiques grâce à des images fournies pour un macro-niveau. Plusieurs chercheurs ont montré l'importance de l'information spatiale qui représente implicitement près de 80 % de l'information contenue dans les bases de données [Bedard, 2015]. En effet, la présence de plus en plus importante de capteurs sur la planète permet de générer un volume croissant de données qui contiennent souvent de l'information spatiale : coordonnées GPS, adresse, code postal, adresse IP, numéro de téléphone, etc. De plus, les données spatiales sont de types variés : elles peuvent décrire la valeur de la hauteur d'un point, la longueur des routes, la superficie des polygones, le volume de bâtiments, la valeur des pixels, les graphiques des images, etc.

2.2.2. Objets spatiaux et relations spatiales

Les objets spatiaux sont considérés comme des entités spatiales qui sont situées dans l'espace. Un objet spatial contient des informations sur ses propres limites (frontières) qui le distinguent des autres objets dans l'espace [Barouni et Moulin, 2016].

Les relations spatiales sont utilisées pour décrire les positions relatives de plusieurs entités définies par des attributs spatiaux [Cohn et Renz, 2007]. Les relations spatiales sont classées en trois grandes familles : relations de distance, relations topologiques et relations directionnelles (orientation).

2.2.3. Données temporelles

Les données à dimension temporelle sont généralement utilisées dans les systèmes d'aide à la décision. Ce sont des données qui réfèrent spécifiquement au temps et/ou à des dates. Les données temporelles peuvent référer à des événements discrets tels que des coups de foudre, à des objets en mouvement tels que des voitures, des trains ou à des répétitions d'observations telles que des données de capteurs.

2.2.4. Relations temporelles

Les relations temporelles sont utilisées pour décrire les positionnements relatifs des événements et/ou de processus sur l'axe du temps. À partir des relations temporelles, nous pouvons distinguer deux types de corrélations possibles dans le temps. La première concerne la découverte de relations causales entre des événements ayant des attributs temporels. La deuxième concerne l'identification de modèles similaires dans la même séquence de temps ou entre différentes séquences de temps [Roddick, 1999].

2.2.5. Situation spatiotemporelle

Une situation est une configuration finie de quelques aspects du monde de référence qui a une caractéristique spatiale et une caractéristique temporelle, et dans laquelle des objets possèdent des propriétés et peuvent être en relation avec d'autres objets [Moulin, 2015].

Une situation temporelle est une situation associée à un intervalle de temps. Elle peut être une configuration statique (un état) qui ne change pas sur une période de temps, une configuration de changement (un événement) qui se produit à un instant déterminé (à un instant inférieur à un seuil bien déterminé) ou une configuration de changement qui évolue dans le temps (un processus) [Moulin, 2015].

Une situation spatiotemporelle est une situation associée à des positions spatiales et temporelles [Haddad, 2009].

2.2.6. État

Un état est défini comme étant une situation statique décrivant la stabilité et la non-modification (du point de vue de la localisation spatiale et temporelle ou les propriétés des objets) [Desclés, 1994]. Haddad et Moulin [2007] ont défini un état du monde (« A state of the world ») comme étant la description du monde à un instant

t. Il s'agit du résultat de l'attribution d'une valeur à chaque entité et à chaque relation entre les entités qui décrivent le monde et qui sont utilisées dans la représentation des situations.

Haddad et Moulin [2010] ont représenté un état comme étant une situation spatiotemporelle définie par des attributs spatiaux et temporels.

2.2.7. Événement

Selon [Desclés, 1994], un événement exprime une occurrence temporelle de durée négligeable, qui apparaît dans un monde statique et qui peut changer ou ne pas changer l'état de ce monde. Haddad et Moulin [2010] ont proposé une approche complémentaire où un événement représente une situation spatiotemporelle qui fait la liaison entre deux états en utilisant des relations spatiales. Barouni et Moulin [2012] ont utilisé cette approche pour définir un événement spatiotemporel. Dans cette définition, ils utilisent aussi bien les attributs spatiaux que les attributs temporels.

Par exemple, la figure 6 présente une instance d'événement de coupure d'une ligne électrique. Cet événement s'est produit sur la ligne L1 (attribut spatial) à 17h21 (attribut temporel). Suite à cet événement, le capteur C1L1 qui se situe sur la ligne L1 (attribut spatial) passe de l'état « en fonctionnement », à 17h20 (Attribut temporel) à l'état « hors tension » à 17h22 (Attribut temporel).

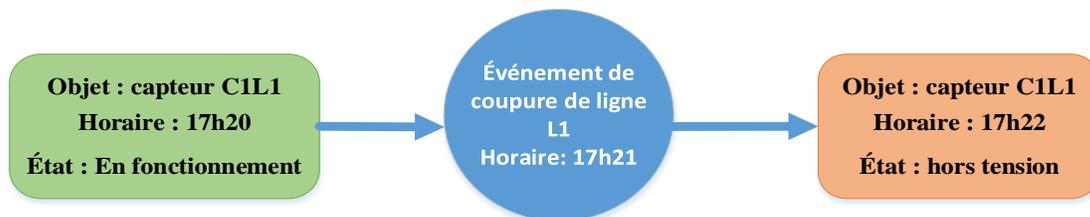


Figure 6 : Exemple d'un événement spatio-temporel

2.2.8. Processus

Galton a distingué deux types d'événements : les événements ponctuels et les événements ayant une durée déterminée, qu'on appelle aussi processus [Galton, 2004]. Un processus exprime un changement déclenché par un événement et peut avoir un état final (résultat) [Desclés, 1994]. Moulin et Haddad [2010] ont proposé une définition de trois relations en liaison avec le processus, en utilisant trois opérateurs temporels (avant, durant et après).

La relation «Avant la situation» définit la situation initiale avant le déclenchement du processus, la relation «Durant la situation» définit la situation intermédiaire durant le processus et la relation « Après la situation » définit la situation finale après la fin du processus.

2.2.9. Outils de collecte de données – Réseaux SWE

Les données spatiotemporelles sont utilisées pour décrire des changements temporels qui peuvent survenir sur des objets spatiaux. C'est par exemple l'objectif d'un système d'information géographique, il permet d'acquérir des événements horodatés relatifs à des objets spatiaux [Roddick, 1999].

Les outils de collecte des données spatiotemporelles, génèrent non seulement des données volumineuses et de types variés, mais souvent aussi un flux continu de données en temps réel. D'où le caractère vélocité des données. Les outils de collecte de données spatio-temporelles sont utilisés par des systèmes d'aide à la décision dans un grand nombre de domaines (télécommunication, écologie, climat, etc.) [Sakr, 2011].

Parmi ces outils, nous nous intéressons aux « Sensor Web Enabled networks » (SWE Networks). C'est une nouvelle génération de réseaux de capteurs utilisés généralement pour la surveillance de l'environnement. Il s'agit de plusieurs capteurs montés sur des dispositifs qui fonctionnent avec la même fréquence, dans la même zone, et utilisent le même protocole de communication [Townsend et al, 2002]. Ainsi, les réseaux SWE ont les avantages suivants [Li, 2014] :

- L'interopérabilité : Les différents capteurs sont capables de fonctionner ensemble tout en produisant une sortie commune.
- La scalabilité : La configuration de l'ajout ou de la suppression d'un capteur est relativement facile.
- L'autonomie : Les capteurs peuvent agir automatiquement sans l'intervention humaine.

Ce genre de capteurs est géo-référencé et collecte des informations horodatées. Puis il génère des événements spatiotemporels en temps réel qui seront traités par la suite par des applications dédiées [Haddad et Moulin, 2010].

Les données extraites des événements bruts, collectées par les réseaux sont trop primitives pour appuyer le raisonnement humain et la prise de décision. Le premier défi en lien avec les SWE est la nature de ces données. En effet, elles ne sont pas intuitives et sont représentées dans des formats non facilement interprétables par un opérateur humain [Barouni et Moulin, 2010]. De plus, ce sont des données volumineuses en explosion (si on collecte les données d'un capteur 10 fois par heure, on aura 87600 lignes par année pour chaque capteur) dont le stockage dans des bases de données conventionnelles présente des limites de point de vue scalabilité. En fait, étant donné que ces données sont souvent semi structurées (qui pourraient être transformées vers des données structurées, relationnelles), il faut établir des requêtes complexes pour en extraire de l'information [Bruchez, 2013]. Les événements détectés par les capteurs SWE sont acheminés vers un système dit d'acquisition de données pour les traiter et les analyser.

2.2.10. Système d'acquisition de données

Un système d'acquisition de données est un système composé de capteurs de mesure et d'un ordinateur équipé d'un logiciel programmable (Figure 7). Dans le domaine électrique, le but d'un tel système est de collecter des données de mesure d'un phénomène électrique ou physique telles que le courant, la tension, la pression, la température, etc.

Un autre défi des SWE est la vitesse avec laquelle ces données sont acheminées vers les systèmes d'acquisition. En effet, elles arrivent en flux continu et peuvent contenir des informations pertinentes (panne, interruption de service, etc.) nécessitant une intervention humaine urgente (diagnostic, maintenance, etc.). C'est ce qui explique le besoin d'un traitement en temps réel pour filtrer les événements pertinents dès qu'ils arrivent.

Notre intérêt dans ce mémoire se focalise sur l'analyse des données spatiotemporelles complexes collectées par les capteurs SWE pour les exploiter au niveau de la prise de décision.

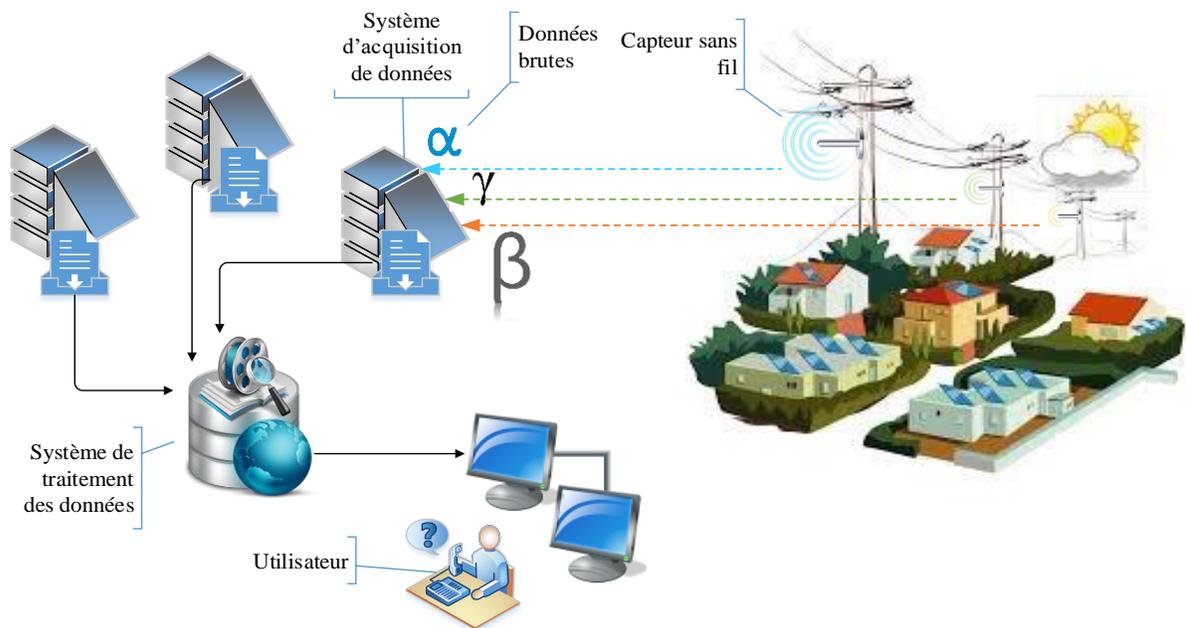


Figure 7 : Système d'acquisition et de traitement des données

2.3. Complex event processing et patron spatiotemporel

Étant donné le caractère vélocité et complexe des données acheminées vers les systèmes d'acquisition, les techniques d'exploration de données telles que le Data Mining s'avèrent habituellement inefficaces pour effectuer des traitements adéquats [Barouni et Moulin, 2012]. Pour ce genre de systèmes, Lukham [2002] a introduit une nouvelle approche de traitement des événements complexes appelée *Complex Event Processing* (CEP).

2.3.1. Complex event processing

« Le CEP est un ensemble de techniques et d'outils permettant de comprendre et contrôler les systèmes d'information à base d'événements » [Lukham, 2002]. Il consiste à utiliser diverses techniques (système à base de règles, patrons d'événements et relations entre événements) pour prétraiter des événements complexes. Lukham définit un événement complexe comme étant un événement qui ne pourrait se produire si plusieurs autres événements ne s'étaient pas produits auparavant. Le but du CEP est de combiner des données hétérogènes provenant de plusieurs sources pour déterminer des corrélations entre elles (causalité, temporelle, etc.). Le mécanisme du CEP est simple, il se compose d'une base de configurations typiques qu'on appelle « patrons » et d'un moteur de filtrage (Figure 8).

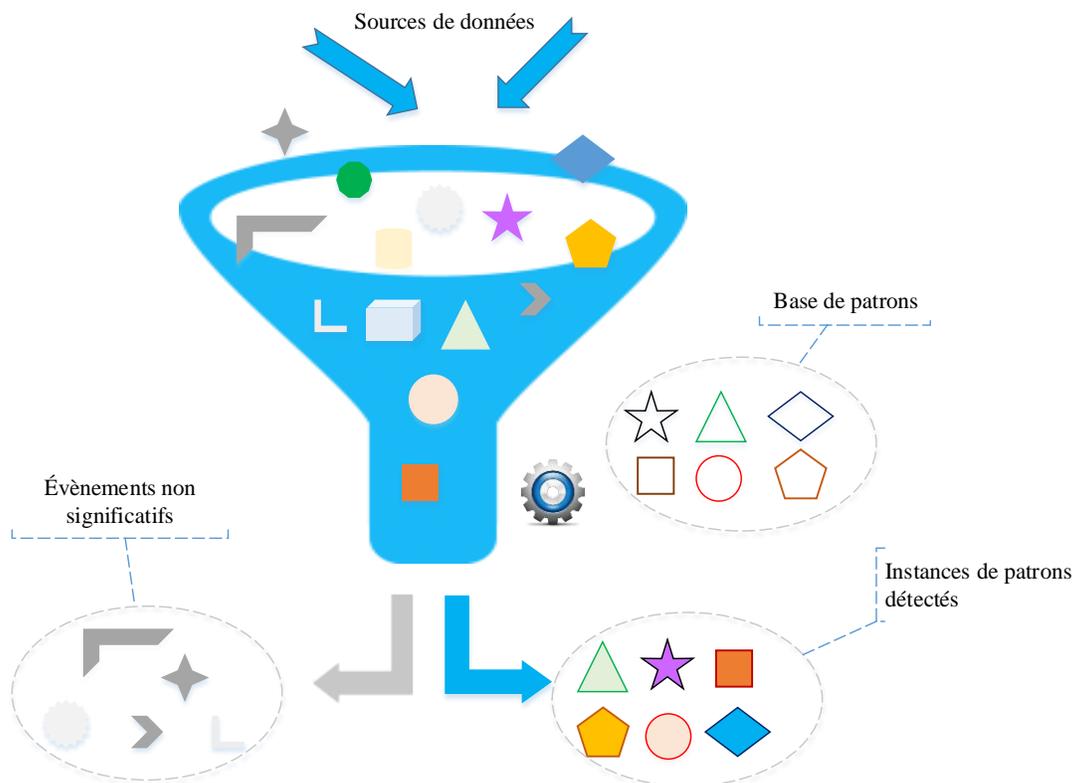


Figure 8 : Filtrage des données (événements) avec un moteur CEP

Ce moteur prend en entrée un flux d'événements et permet de faire la correspondance entre les attributs des événements reçus avec des configurations typiques appelés « patrons des événements ». En cas de correspondances détectées, le moteur de filtrage signale la présence d'une instance de patron. Ces patrons sont exprimés en EPL, un langage de description de patrons d'événement (Event Pattern Language) en se basant sur une algèbre des événements.

Le but de l'approche de Lukham est d'identifier les événements les plus significatifs, à partir du flux des événements bruts provenant de plusieurs sources de données et de la base de patrons prédéfinis (Figure 8).

Le moteur CEP permet de distinguer les instances de patrons détectées afin d'y répondre le plus rapidement possible, et d'écarter les événements non significatifs [Buchmann et Koldehofe, 2009]. En fait, un événement ne peut contenir qu'un petit bout de l'information. Pour donner sens à cette information, on pourrait avoir besoin d'autres événements qui sont reliés d'une façon ou d'une autre à l'événement origine.

Le cas d'utilisation principal que Lukham avait présenté se situe dans le secteur financier, plus particulièrement dans les marchés de capitaux (Trading Bonds, Change, etc.) où le CEP a pu servir à détecter des cas de fraude dans un flux de données. Par exemple, sur un compte bancaire, on pourrait détecter un changement de mot de passe suivi d'une transaction. Toutefois, avec les extensions et les améliorations ajoutées par la suite (tableaux de bord, interfaces personne-machine, etc.), le CEP peut être utilisé dans un grand nombre de domaines d'application parmi lesquels les systèmes de gestion de pannes dans les réseaux de distribution électriques. Parmi les implémentations les plus matures, nous citons ESPER [ESPER, 2016]. C'est un logiciel open source implémenté en Java et dédié au CEP. Il fournit un langage de traitement d'événements riche pour exprimer le filtrage, l'agrégation et la jointure d'événements.

Dans ce mémoire, nous nous intéressons aux systèmes de contrôle et de gestion de données qui utilisent les capteurs SWE pour détecter les événements spatiotemporels. Nous considérons l'approche de CEP qui s'avère efficace pour filtrer les événements correspondant à des configurations dites « intéressantes ».

2.3.2. Patron spatio-temporel

Barouni a défini un patron spatiotemporel comme étant une configuration finie comportant un ensemble d'événements et d'états reliés entre eux par des attributs spatiaux et temporels [Barouni et Moulin, 2012].

La Figure 9 présente un exemple simple de patron spatiotemporel. Il représente un premier événement de coupure de ligne L12 suivi par un deuxième événement de coupure de ligne L13. Le premier s'est produit sur la ligne L12 (attribut spatial) à 17h21 (attribut temporel). Suite à cet événement, le capteur C1L12 qui se situe

sur la ligne L12 (attribut spatial) passe de l'état « en fonctionnement », à 17h20 (Attribut temporel) à l'état « hors tension » à 17h22 (Attribut temporel). Le premier s'est produit sur la ligne adjacente L13 (attribut spatial) à 17h22 (attribut temporel). Suite à cet événement, le capteur C1L13 qui se situe sur la ligne L13 (attribut spatial) passe de l'état « en fonctionnement », à 17h21 (Attribut temporel) à l'état « hors tension » à 17h23 (Attribut temporel). Nous pourrions conclure que probablement le premier événement a causé le deuxième. Ce qui pourrait représenter une situation d'intérêt.

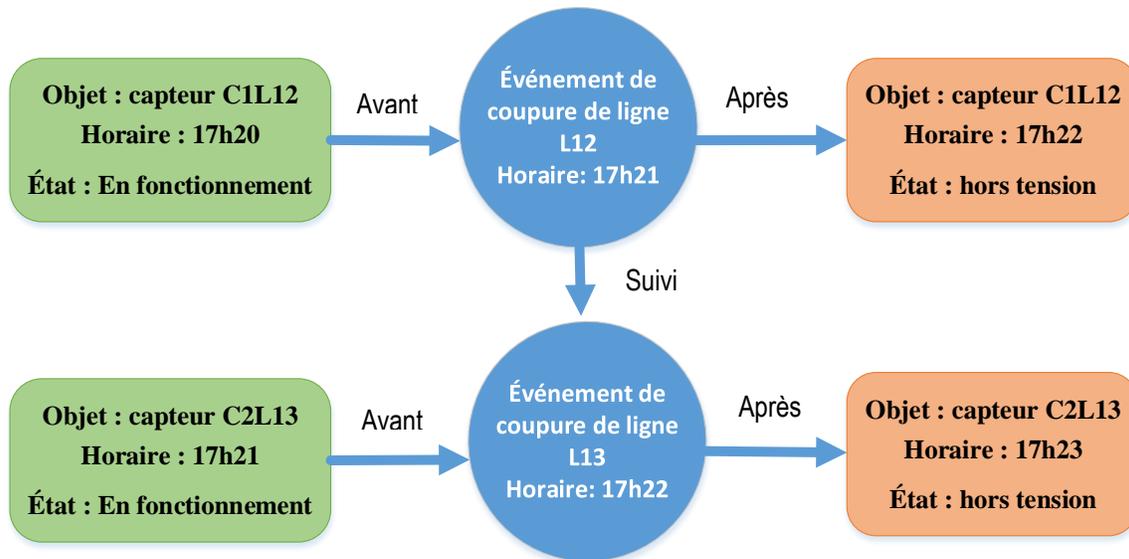


Figure 9 : Exemple d'un patron spatio-temporel

De façon générale, Barouni a proposé la définition suivante d'un patron spatiotemporel [Barouni et Moulin, 2012] :

$P=(E, TR, SR, L, T)$ avec :

- P : le patron spatiotemporel
- E : l'ensemble des événements spatiotemporels
- TR : l'ensemble des relations temporelles entre les événements
- SR : l'ensemble des relations spatiales entre les objets spatiaux.
- L : l'ensemble des localisations
- T : l'ensemble des références temporelles.

En effet, comme le représente la figure 10, un patron spatiotemporel est un ensemble d'événements spatiotemporels ayant une relation spatiale et/ou temporelle entre eux.

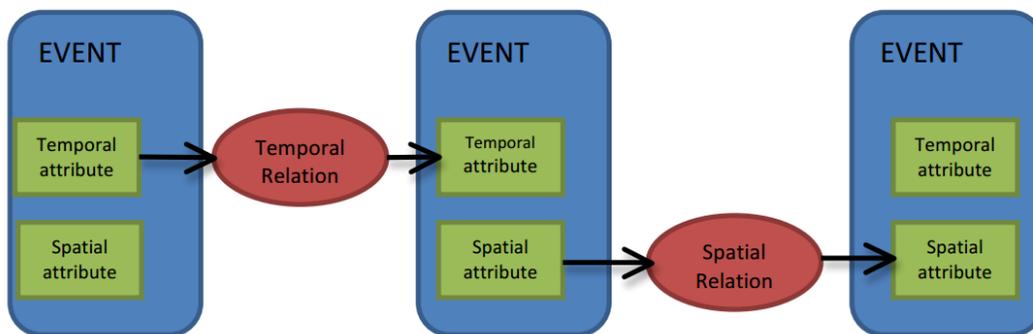


Figure 10 : Définition d'un patron spatiotemporel [Barouni et Moulin, 2012]

Dans ce mémoire, nous nous intéressons à la modélisation des patrons spatiotemporels simples et complexes afin de pouvoir alimenter une base des patrons du CEP. En effet, ces patrons peuvent représenter des scénarios de pannes et/ou d'interventions de maintenance dans plusieurs domaines. Sur ces bases nous pouvons formuler notre problématique.

2.4. Problématique

Dans ce mémoire, nous nous intéressons au domaine énergétique, plus particulièrement aux réseaux de distribution électrique.

Le courant électrique suit tout un circuit à partir de la source de génération d'énergie électrique jusqu'au consommateur. Comme le montre la figure 11, il est transporté dans un réseau de transmission avant d'atteindre une sous-station de distribution. C'est à partir de là qu'il va être distribué vers diverses zones : résidentielles, industrielles et/ou commerciales. ***Dans ce mémoire, nous nous intéressons au réseau de distribution.***

Lors de cette étape de distribution (comme les autres d'ailleurs), plusieurs types de pannes peuvent surgir. Les causes de celles-ci peuvent varier selon le contexte. Par exemple, une tempête de neige ou une vague de chaleur peut perturber le réseau, et/ou modifier la demande en énergie dans des zones particulières.



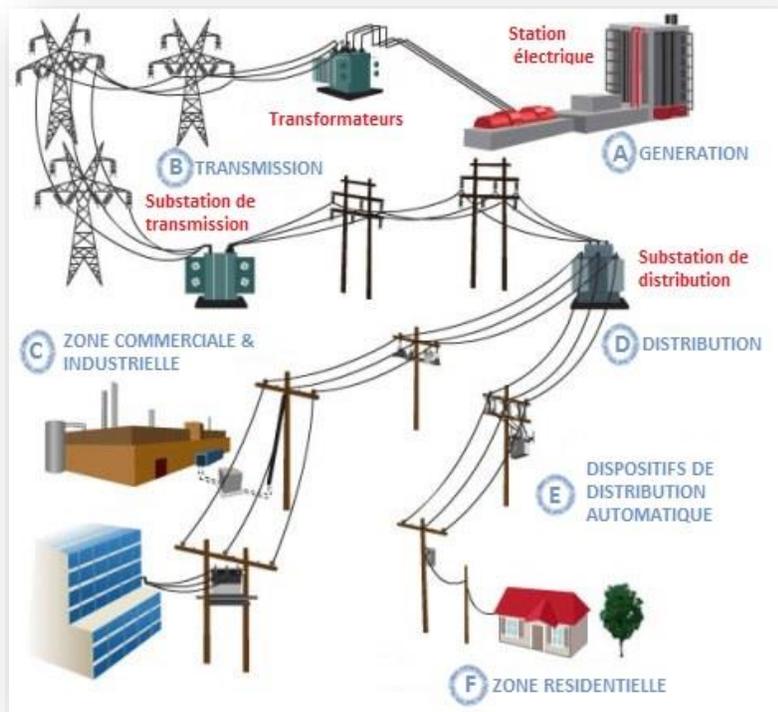


Figure 11 : Réseau de distribution électrique [Quadrennial Technology Review 2015]

On remarque aussi que les pannes qui peuvent apparaître dans des zones résidentielles semblent être de natures différentes de celles qui peuvent apparaître dans des zones industrielles. Les sociétés de distribution électrique optent pour des systèmes de reconfiguration automatique en cas de pannes afin de minimiser les temps d'arrêt, ainsi que le nombre de clients affectés. D'autres attribuent des priorités aux diverses zones selon une stratégie préétablie.

Les dates et lieu de pannes, les causes probables, les interventions effectuées par les équipes de maintenance, les conditions météorologiques, les informations relatives aux zones, la topologie du réseau, les événements sociaux, les priorités attribuées aux zones : toute cette variété de données peut être collectée et analysée. En fait, il existe certainement des corrélations entre toutes (ou certaines de) ces données, mais mettre en évidence ces corrélations n'est pas une tâche facile et nécessite de recourir à l'expérience d'un expert afin de les comprendre et de détecter des corrélations significatives.

Notons que, les systèmes de reconfiguration automatique utilisés dans l'industrie minimisent les impacts des pannes, mais ils ne traitent pas des détails relatifs aux pannes. De plus, ils sont incapables de prévoir qu'un même type de panne pourrait se répéter. Aussi, il serait intéressant d'utiliser l'expertise d'un expert afin de pouvoir caractériser des corrélations significatives et complexes et de les intégrer dans les systèmes de

traitement de données. Ceci permettrait d'améliorer l'efficacité des systèmes de reconfiguration automatique. D'ailleurs, c'est cette problématique que nous considérons dans notre projet.

Notre intérêt se situe dans ce contexte et se focalise plus particulièrement sur la modélisation des patrons spatiotemporels complexes qui caractérisent des situations d'intérêt à partir des données fournies par les outils de collectes de données (réseaux de capteurs intelligents, Système d'information géographique, etc.) ainsi que les données contextuelles (données météorologiques, données des zones, etc.). En effet, ce genre de patrons pourrait dévoiler les sources d'une panne et permettrait ainsi d'en prévenir ou de minimiser l'impact d'une panne selon les zones.

La principale problématique de notre mémoire consiste à pouvoir gérer les données du système et à fouiller des corrélations entre elles, en tenant compte des données contextuelles disponibles.

Nous cherchons également à démontrer la pertinence de l'utilisation des patrons spatiotemporels, comme un formalisme de représentation, pour modéliser des situations d'intérêt non seulement simples, mais aussi complexes, dans un cas d'utilisation pratique tel que le réseau de distribution électrique.

2.5. Objectifs du mémoire

Dans ce mémoire, nous visons à atteindre les objectifs suivants :

- Proposer une modélisation des corrélations entre des événements complexes et des changements d'état (patrons d'événements complexes, patrons d'état complexes, patrons de situations complexes : phénomènes) à partir des événements simples collectés par un réseau de capteurs intelligents et détectés par un CEP.
- Représenter ces nouvelles configurations en utilisant un formalisme à base de connaissances (par exemple les graphes conceptuels).
- Proposer une extension du CEP pour pouvoir supporter l'intégration de ces nouvelles configurations dans sa base de patrons (en utilisant le langage de traitement des événements EPL).
- Démontrer la pertinence de l'approche de modélisation proposée, dans un cas d'application réel (milieu pratique : industrie de distribution électrique).

2.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les concepts fondamentaux sur lesquels se base notre projet, la problématique et les principaux objectifs à atteindre. Dans le troisième chapitre, nous exposerons l'état de l'art et les travaux de recherche relatifs à notre problématique.

Chapitre 3 CEP à base de connaissance dans un milieu pratique

3.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons étudier des exemples de cas d'application du CEP dans des milieux pratiques. Nous étudierons plus particulièrement le système proposé par Barouni qui servira de cadre de développement pour ce mémoire.

3.2. Exemples d'application du CEP dans un milieu pratique

Dans la littérature, il existe plusieurs travaux qui ont démontré la pertinence de l'approche CEP. Dans le domaine d'application qui nous intéresse, nous citons le système GEMINI2, le système DPCEP et le système de Barouni.

3.2.1. GEMINI2 – Système CEP implanté dans le domaine de contrôle des grilles intelligentes.

Typiquement, dans le domaine des grilles intelligentes, les systèmes de contrôle des données utilisent des agents logiciels distribués pour la collecte et l'agrégation des données sources, puis pour le stockage dans une base de données globale. Toutefois, dans certains cas, il est nécessaire d'accéder aux flux de données en temps réels et de récupérer les résultats du traitement à la volée. Ce fut l'objectif du système GEMINI2. L'idée des auteurs [Balis et al, 2011] est d'utiliser le CEP pour contrôler et agréger plusieurs flux de données de contrôle en temps réel. Ils ont utilisé ESPER comme implémentation de CEP et EPL le langage déclaratif pour l'expression des requêtes.

Les auteurs ont démontré que le CEP permet un accès en temps réel aux données et offre la capacité de formuler des requêtes complexes sur le flux de données pour en extraire de nouvelles métriques en se basant sur le filtrage, la corrélation et la jointure des événements.

Le système proposé GEMINI2 a été utilisé pour le contrôle et la gestion de l'allocation dynamique des ressources dans les grilles. Il a été évalué et jugé cohérent selon des critères de performance de benchmarks du domaine. Les auteurs ont testé comment les assertions en EPL influencent l'utilisation des ressources, et

ils ont confirmé que la charge CPU causée par le moteur CEP dépend essentiellement de l'intensité du flux des événements.

Le système présente quelques limites. En effet, les auteurs ne mentionnent pas si GEMINI2 permet la gestion des pannes au niveau du réseau. De plus, ils n'évoquent pas non plus si le système permet de garder la trace des requêtes effectuées pour personnaliser ou adapter les futures requêtes en se basant sur les données historiées. En revanche, dans leurs travaux futurs, ils envisagent de créer un CEP personnalisé dédié à d'autres cas d'utilisation de contrôle, probablement la gestion de pannes.

3.2.2. Système DPCEP – CEP implanté dans le domaine IOT

Dans le domaine de l'internet des objets, les sources qui produisent des événements afin d'alimenter un système CEP peuvent incorporer des imprécisions dans les données. Cette imprécision peut figurer dans la valeur de l'attribut d'un événement ou dans l'apparition de l'événement lui-même. Face à ce problème [Wang et al, 2013] ont proposé un système à base de CEP, pour extraire des patrons complexes à partir des données brutes (événements des flux). Leur défi était de gérer l'incertitude des données à cause des erreurs possibles de transmission. Ils proposent une modélisation des patrons par automate probabiliste fini non déterministe et ils ont implémenté un CEP distribué pour gérer les différents flux de données. Dans leur modèle, les auteurs différencient un événement probabiliste primitif d'un événement probabiliste complexe.

Un événement probabiliste primitif est représenté par : $\langle A, T, Pr \rangle$ avec A l'ensemble des attributs, T le temps de l'occurrence de l'événement et Pr la probabilité d'occurrence de l'événement.

Un événement probabiliste complexe présenté par une combinaison d'événements primitifs et exprimé par $\langle E, R, Ts, Pr \rangle$ avec E l'ensemble des événements primitifs qui composent l'événement complexe, R l'ensemble des règles de la combinaison d'événements primitifs, Ts le temps d'occurrence de l'événement complexe et Pr la probabilité de l'occurrence de l'événement complexe. Le système a été implanté dans un système de simulation de Traffic routier.

Pr est le produit des probabilités des événements primitifs lorsqu'ils sont indépendants.

$$Pr(E) = \prod_{e_j \in T} Pr(e_j) \cdot \prod_{s_i \in S} \left(Pr(e_{i1}) \prod_{m=1}^{|s_i|-1} Pr(e_{m+1} | e_m) \right)$$

L'étude expérimentale du système a démontré son efficacité dans le traitement des événements complexes, par rapport à d'autres systèmes semblables (CEDDS, CEPUD). Toutefois, elle a présenté certaines limites. En effet, le formalisme de représentation de patron utilisé était assez complexe pour établir les requêtes. De plus, les auteurs définissent des patrons en se basant sur la probabilité de l'occurrence des événements,

mais ils n'ont pas évoqué la possibilité de la mise à jour de ces patrons en se basant sur leurs résultats d'expérimentation (fréquence de détection de certains patrons par exemple).

3.2.3. Système de Barouni

Dans le domaine de la distribution énergétique, plusieurs types de pannes sont susceptibles de se produire et d'influencer ainsi la qualité du service des compagnies de distribution (durée d'interruption de service, nombre de clients affectés, etc.). Pour gérer ce genre de problème et améliorer la localisation des pannes ainsi que le temps pris pour la maintenance, Barouni a présenté un système à base de CEP pour le traitement de données dans le domaine des réseaux de distribution électrique. Le défi de son système est de recueillir les données de plusieurs sources (données de capteurs, données météorologiques, données contextuelles : en particulier spatiales et temporelles), de les prétraiter et de fournir une réponse (décision pour une réaction : intervention) le plus tôt possible. Le but est de chercher des corrélations spatiales et/ou temporelles entre les différentes pannes qui peuvent survenir et d'utiliser des informations contextuelles pour la prise de décision à propos de ces corrélations (par exemple, utiliser la familiarité du décideur avec la localisation des pannes pour décider les priorités des interventions). Ces corrélations représentent des situations dites d'intérêt. Barouni a proposé de modéliser ces situations d'intérêt par des patrons spatio-temporels. L'utilisation du CEP permet de faire un prétraitement rapide et efficace des données [Barouni et Moulin, 2015] et d'extraire les instances de patrons spatio-temporels détectées.

L'approche de Barouni est pertinente parce que dans son domaine d'application, le CEP répond au besoin d'intervention rapide (le plus tôt possible) pour des mesures de maintenance et/ou de contrôle, permettant de garantir une qualité de service demandée. Le système de Barouni est flexible et la représentation des situations d'intérêt par des patrons est personnalisable et pourrait supporter l'intégration de l'expertise du décideur. Toutefois, Barouni n'a pas évoqué la possibilité de garder l'historique des instances de patrons détectés ainsi que les décisions prises (intervention des équipes de maintenance) qui peuvent révéler des informations pertinentes supplémentaires.

3.2.4. Synthèse

Dans cette partie, nous avons présenté plusieurs cas d'application de l'approche CEP dans des milieux industriels. Certes, chaque approche est prometteuse et a été validée dans son domaine d'application particulier. Toutefois, nous avons remarqué qu'aucune d'elles n'a traité la possibilité d'analyser les corrélations relatives aux instances de patrons détectées. D'après nous, ces données agrégées pourraient être pertinentes pour les décideurs afin de déduire des patrons plus complexes après l'analyse. Nous nous intéressons à un cas d'application du CEP dans un milieu pratique où on peut intégrer des informations

contextuelles. C'est pour cela, nous allons étudier plus en détail le système de Barouni afin d'évaluer différentes pistes d'amélioration.

3.3. Étude approfondie du système de Barouni

Les travaux de Barouni se situent dans un cadre industriel. En effet, dans le domaine des sociétés de distribution électrique et de l'industrie des télécommunications, les compagnies se concurrencent pour fournir et assurer des services de haute qualité afin de garantir la satisfaction des clients (service de distribution électrique, fournisseur d'internet, les opérateurs cellulaires, services de radiodiffusion TV, etc.). Plusieurs indicateurs de performance comptent dans l'évaluation des services de la compagnie tels que la durée moyenne d'interruption SAIDI (System Average Interruption Duration Index) utilisée dans les installations électriques et la validation du niveau de service SLA (Service Level Agreement) utilisée dans le domaine des télécommunications.

Ce genre de compagnies utilise des systèmes de contrôle et de maintenance pour leurs équipements qui se basent sur des réseaux de capteurs et des systèmes d'acquisition de données. Ces systèmes génèrent un grand nombre de données dans des formats variés et en temps réel. Les défis de la gestion de ces flux de données se situent au niveau du stockage, de la vitesse et de l'interopérabilité entre les différents formats des données. L'un des principaux objectifs est d'offrir à l'utilisateur final (l'opérateur humain) la possibilité de prendre des décisions relatives à des situations spatiotemporelles particulières détectées par les systèmes d'acquisition de données (par exemple : des pannes, des dégradations de service, etc.). Celles-ci sont rapportées par les réseaux de capteurs du réseau de distribution aux systèmes d'acquisition de données.

Le système de Barouni s'articule sur cet axe et se base sur un Framework de gestion d'événements spatiotemporels en temps réel pour détecter des situations d'intérêt. Ce Framework génère des messages permettant aux décideurs de prendre des décisions rapides et informées (intervention, maintenance, etc.) en se basant sur leur expertise.

3.3.1. Apports de l'approche

3.3.1.1. Situation d'intérêt et contexte

Dans son approche, Barouni a proposé une solution de détection de situations d'intérêts dans un environnement spatiotemporel dynamique. Il a défini la situation d'intérêt suivant deux critères :

- Le premier critère est sémantique du fait qu'elle est exprimée en utilisant un formalisme compréhensible par un expert humain, qui dispose de capacités cognitives d'interprétation.

- Le deuxième critère est la représentation explicite du changement. En effet, tout changement qui se produit sur un objet spatial doit être représenté dans la situation d'intérêt afin d'être capable d'établir des liens potentiels avec d'autres changements.

Pour la modélisation du contexte, Barouni a adapté les approches de Brezillon et Freksa [Freksa, et al. 2007] qui considèrent le contexte d'un point de vue cognitif. En effet, trois types de contextes ont été considérés en se basant sur le type d'événement : contexte temporel, contexte spatial et contexte sémantique. Le contexte sémantique est une description conceptuelle d'une information spatiale, ou temporelle qui est associée à un patron pour décrire les caractéristiques pertinentes qui accompagnent les situations. Par exemple : les jours de fête, les weekends, etc.

Afin de représenter ces situations d'intérêt et de modéliser leurs contextes, Barouni a choisi les patrons spatio-temporels comme formalisme de représentation. Nous expliquons dans la section suivante le formalisme utilisé et ses caractéristiques.

3.3.1.2. *Extension spatiale du CEP- patron spatiotemporel*

Afin d'assurer la gestion en temps réel des événements spatiotemporels, le Framework proposé se base sur le modèle CEP. Barouni a proposé une extension spatiale de ce modèle en créant des alertes en temps réel lorsqu'un changement survient au niveau d'un objet spatial. Ainsi, son approche permet de combiner les événements spatiotemporels en corrélation (attributs spatiaux et/ou attributs temporels) pour détecter des patrons spatiotemporels. Pour supporter cette modification, il a proposé la définition d'un patron spatiotemporel comme le montrent les figures 12 et 13 (deux exemples simples de patrons spatiotemporels). Dans le premier, l'événement est en relation spatiale avec un objet spatial (à travers son attribut spatial) et dans le deuxième, l'événement est en relation temporelle avec une référence temporelle (à travers son attribut temporel).

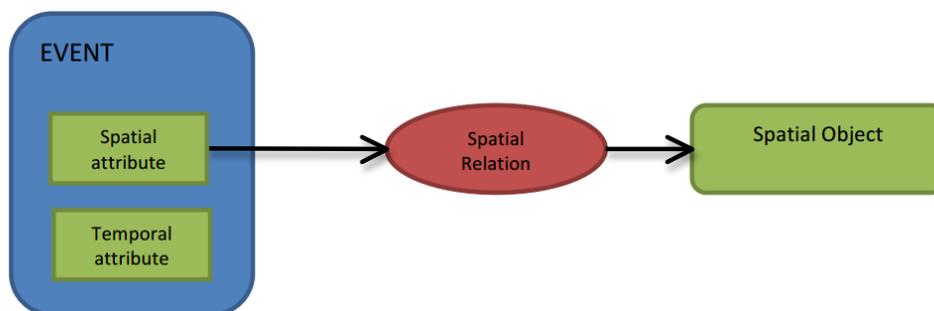


Figure 12 : Exemple d'un patron spatiotemporel simple [Barouni et Moulin, 2012]

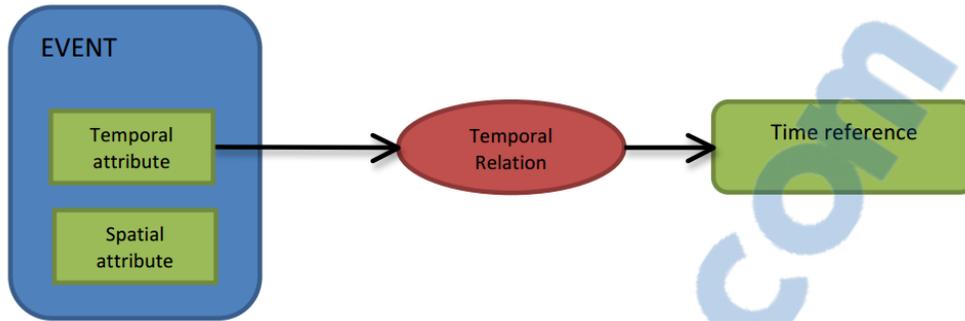


Figure 13: Exemple d'un patron spatiotemporel simple [Barouni et Moulin, 2012]

De façon générale, un patron spatiotemporel est un ensemble d'événements spatiotemporels reliés entre autres par des relations temporelles et/ou spatiales (à travers leurs attributs spatiaux et temporels, figure 14).

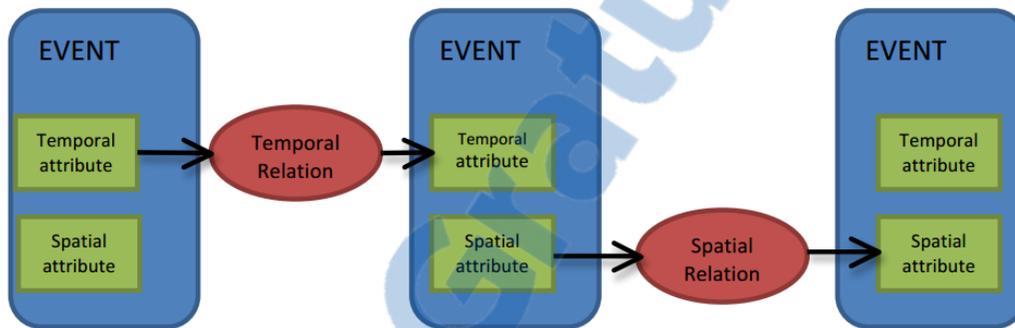


Figure 14: Exemple d'un patron spatiotemporel [Barouni et Moulin, 2012]

3.3.1.3. Représentation qualitative des patrons spatiotemporels en utilisant les graphes conceptuels

Barouni a proposé un modèle de représentation des patrons spatiotemporels en utilisant les graphes conceptuels de Sowa [34]. C'est un système de logique basé sur les graphes existentiels de Charles Sanders Peirce et les réseaux sémantiques de l'intelligence artificielle. Les graphes conceptuels constituent un formalisme puissant de représentation des connaissances puisqu'il permet d'établir simplement une correspondance entre les graphes et leur expression en langage naturel. Il permet de représenter les patrons qualitativement et de bâtir une base de connaissances manipulables par des agents logiciels. De plus, l'interprétation proche du langage naturel permet de faciliter pour le décideur la compréhension, la manipulation et le raisonnement avec les patrons spatiotemporels. Barouni a distingué deux types de patrons spatiotemporels : des patrons simples et des patrons complexes ;

Les patrons simples représentent les situations uniquement lorsqu'un événement survient. Cet événement crée un changement spatial et/ou temporel qui peut être qualifié par des relations spatiales et/ou temporelles par rapport à l'environnement (Référence spatiale et/ou temporelle).

La figure 15 présente un exemple de patron simple décrivant un événement de coupure de ligne près d'un point d'accès. Dans le formalisme de représentation utilisé, le patron simple « Simple_Break_Pattern » est représenté par un graphe conceptuel de type *Proposition* et d'identifiant #BreakPattern001. Cette proposition exprime un événement de coupure de ligne (Sous graphe : *Break_Event*) d'identifiant *break1001* qui s'est passé le 15 janvier 2015 à 9h : 43min :57s. Le concept *Break_Event* est localisé entre deux concepts : *Access Point* (ayant l'identifiant : *XZ-23H-AP4*) et *SpatialCorner* (ayant l'identifiant : *4thandMain*). La relation spatiale utilisée « *near* » a été définie par Barouni. L'événement de coupure surgit sur la fibre (ayant l'identifiant : *XZ-23H*), à une distance de *38.1km*. L'état de celle-ci devient « en panne » (*Broken*).

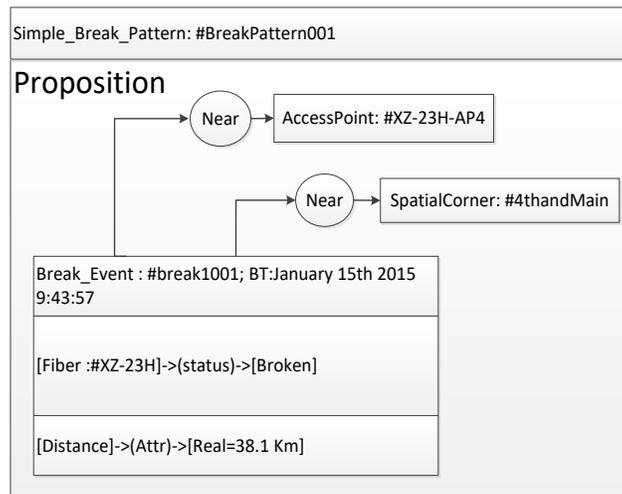


Figure 15 : Exemple de patron simple [Barouni et Moulin, 2016]

Les patrons complexes associent plusieurs patrons simples reliés entre eux par des relations spatiales et/ou temporelles.

La figure 16 présente un exemple de patron complexe où la relation temporelle « *After* » est utilisée pour relier les deux patrons simples « *Communication error pattern* » et « *Emergency pattern* ». Dans le formalisme de représentation utilisé, le patron complexe « *Device_Inspection_Pattern* » est représenté par un graphe conceptuel, composé de deux sous-graphes (deux patrons simples) reliés entre eux par une relation temporelle « *After* ». Le premier patron simple représente un événement de problème de communication « *Communication_Error_Event* ». Le deuxième patron simple représente un événement d'urgence « *Emergency_Event* », qui surgit sur une fibre près (*Near*) d'un bâtiment d'administration centrale à Québec.

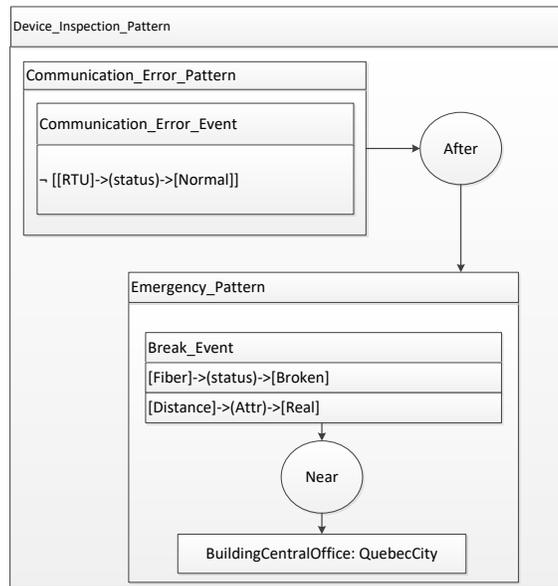


Figure 16 : Exemple de patron complexe [Barouni et Moulin, 2016]

3.3.1.4. *Modèle de raisonnement à base de règle*

Barouni a proposé un modèle de raisonnement contenant une base de connaissances et une base de règles qui peuvent être utilisées par des agents logiciels pour aider les utilisateurs à prendre des décisions telles que la planification et l'optimisation de l'affectation des équipes de maintenance d'urgence. En effet, suite à la détection d'une instance de patron spatiotemporel, le système génère des messages d'alertes pour signaler une panne. Il peut proposer l'affectation de l'équipe de maintenance libre dont la localisation est la plus proche (distance) de la localisation de la panne.

3.3.2. Fonctionnement de l'ensemble du système

Les approches citées précédemment sont mises en œuvre dans le système complet de Barouni schématisé dans la Figure 17.

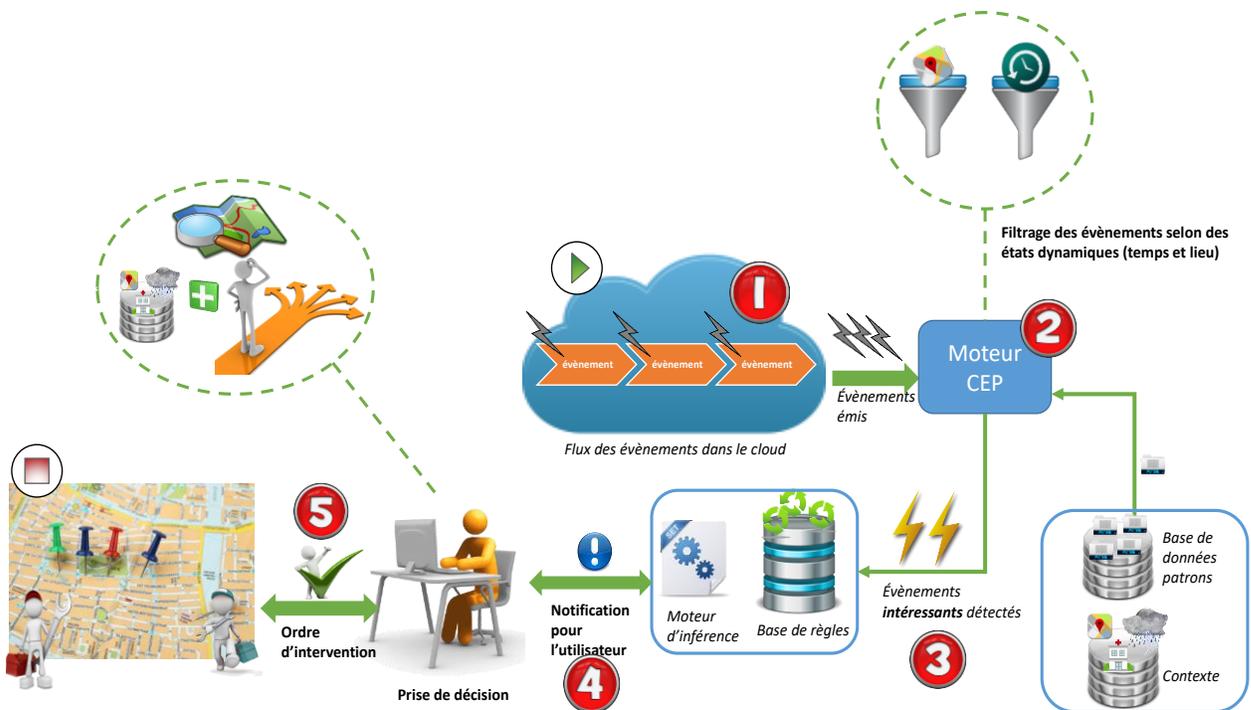


Figure 17 : Vue d'ensemble sur le système de Barouni

Ainsi, ce système s'alimente à plusieurs sources de données, principalement les capteurs SWE qui génèrent un flux continu d'événements (1). Ces événements sont prétraités par un moteur de CEP qui détecte en temps réel les événements correspondant aux patrons prédéfinis par l'utilisateur (2). Ces patrons mettent en évidence les relations entre attributs spatiotemporels de ces événements. L'information spatiale et/ou temporelle détectée constitue une information contextuelle utile au décideur. Elle est détectée grâce au fonctionnement du module CEP. Une fois un patron détecté, les événements correspondants sont qualifiés d'intéressants (3) et représentent ainsi une situation d'intérêt, et sont transmis à l'opérateur humain sous forme d'alertes visualisables à l'aide d'un système d'information géographique (4). L'opérateur peut utiliser un module de raisonnement composé d'une base de connaissances et d'une base de règles pour qualifier une distance entre l'événement et des objets de référence (Repères personnalisables grâce au système GIS) (5). Par exemple, une panne sur une ligne électrique qui se produit près d'un hôpital.

En se basant sur cette qualification, et en tenant compte de plusieurs autres facteurs reliés à d'autres informations contextuelles (familiarité de l'utilisateur avec la zone, état des routes, par exemple), le décideur peut prendre des décisions d'intervention relatives à la situation (par exemple l'envoi d'une équipe de maintenance, gérer les priorités des interventions, etc.). L'approche de Barouni offre ainsi une extension à l'approche de CEP qui peut être qualifiée de «Knowledge-based CEP». Cette approche permet d'intégrer la connaissance du décideur dans le processus de prise de décision et d'améliorer le système en minimisant le

temps de réponse pour la gestion de situations relativement critiques (localisation plus rapide des pannes et planification des interventions).

L'architecture du CEP utilisée est basée sur le logiciel ESPER. C'est un Framework open source qui offre un langage déclaratif pour spécifier des événements en EPL (Event Pattern Language). Les patrons spatiotemporels sont définis dans la base de patrons pour être utilisés par la suite dans le processus de mise en correspondance entre les événements survenus et les patrons enregistrés.

3.4. CEP à base de connaissance (Knowledge-based CEP)

Outre Barouni, d'autres chercheurs ont signalé l'intérêt d'intégrer la connaissance des experts dans le concept CEP pour l'étendre vers ce qui a été appelé un *knowledge-based CEP*. Nous présentons ici trois exemples de systèmes où les auteurs ont proposé diverses extensions du CEP avec des connaissances.

3.4.1. CEP à base de règles dans le domaine de transport

Dans le domaine du transport et de la logistique des chaînes d'approvisionnement, les applications demandent des méthodes capables de détecter et d'interpréter les patrons de congestion dans le réseau de transport. Par exemple, plusieurs capteurs de trafic sont déployés dans la ville de Madrid. Ils permettent de fournir des informations en temps réel sur le trafic routier (Vitesse moyenne, intensité du trafic, type du trafic, type de la route, etc.). Les décideurs ont besoin de traiter ces données qui arrivent en temps réel, pour pouvoir prendre des décisions pertinentes (planification des trajets de transporteurs, par exemple). De plus, chaque segment/partie de route possède ses propres caractéristiques (seuils de l'intensité de trafic, congestion, etc.). Ce niveau de détails ainsi que la vélocité de données ne sont pas gérables par des serveurs de données classiques. Akbar et al. [2015] ont proposé une approche dynamique à base de CEP distribué pour gérer ce genre de problème. Le moteur du CEP s'alimente à des patrons à base de règles, permettant de traiter les flux de données du trafic collectées, et générer des alertes aux utilisateurs pour prendre des décisions adéquates (par exemple, changer le trajet d'un transporteur s'il y a des congestions sur son trajet actuel, etc.).

Le problème auquel s'attaque l'approche d'Akbar est le paramétrage des patrons. Ce sont des patrons à base de règles qui utilisent des valeurs seuils statiques prédéfinies manuellement par les experts. Toutefois, le contexte dynamique de l'application impose l'utilisation de valeurs seuils personnalisables au cours du temps dépendamment du contexte. Par exemple, dans un temps pluvieux, le trafic routier peut être fluide, mais la vitesse moyenne de circulation est au-dessous de la vitesse habituelle (quand il fait beau) : cela peut générer des fausses alertes de congestion. Aussi, les valeurs seuils peuvent différer dans certaines conditions (conditions météorologiques, matin/midi/soir/heures de pointes, etc.).

Pour assurer les paramétrages des patrons à base de règles, Akbar et al, ont décidé d'utiliser les techniques d'apprentissage automatique pour calculer des valeurs seuils différentes selon l'horaire. En effet, ils ont opté pour diviser la journée en 4 plages horaires (matin, après-midi, soir et nuit) étant donné que la vitesse moyenne du trafic dans une circulation fluide/ congestion dépend des périodes de la journée. Par exemple, la circulation est relativement plus fluide la nuit que dans la matinée. Les valeurs seuils sont calculées périodiquement à partir des données historiques et mises à jour dans les paramètres des patrons (Figure 18).

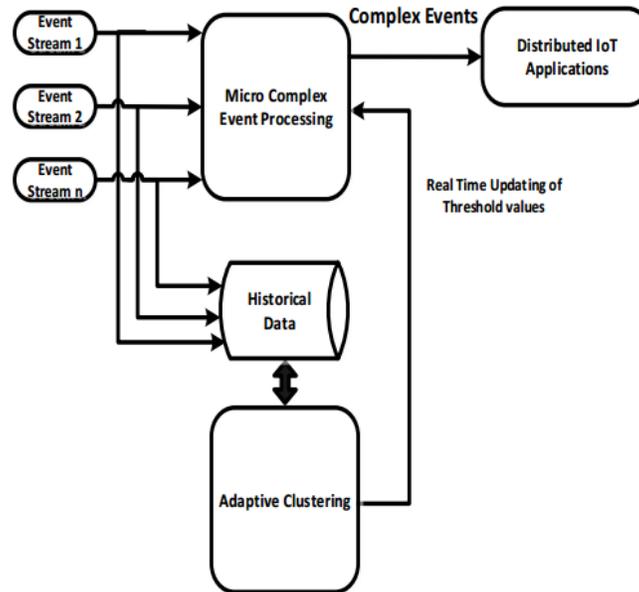


Figure 18 : Architecture de l'approche d'Akbar, 2015

Par exemple, la figure 19 présente un exemple de patron permettant de détecter une congestion, suite à trois lectures consécutives de la vitesse de circulation et de l'intensité du trafic routier. Si ces deux paramètres ne dépassent pas leurs valeurs seuils dans au moins une lecture, le trafic peut être qualifié de « mauvais », c'est-à-dire on signale un embouteillage sur la route.

L'approche est intéressante puisqu'elle permet de détecter des patrons de congestion plus complexes et plus significatifs. Toutefois, elle présente des limites. Les auteurs devraient aussi prendre en considération le contexte spatial. En effet, les valeurs seuils ne dépendent pas uniquement des conditions météorologiques et des périodes de la journée, elles pourraient dépendre aussi de la zone spatiale. Entre autres, l'intensité du trafic et la vitesse moyenne de circulation dans le centre-ville, diffèrent suivant qu'on est dans un quartier résidentiel ou sur une autoroute, etc.

Algorithm 1 Example Rule for CEP

```
1: for (speed, intensity) ∈ TupleWindow(3) do  
2:   if (speed(t) < speedthr and intensity(t) <  
   intensitythr AND  
3:     speed(t + 1) < speedthr and intensity(t + 1) <  
     intensitythr AND  
4:     speed(t + 2) < speedthr and intensity(t + 2) <  
     intensitythr) then  
5:       Generate complex event Bad Traffic  
6:   end if  
7: end for
```

Figure 19 : Exemple de patron à base de règle permettant de détecter un état de trafic routier complexe

3.4.2. Détermination des patrons CEP par des techniques d'apprentissage automatique

Dans le domaine de la cyber-santé, Nijat et al, [2015] ont présenté une approche à base de CEP pour traiter les données de capteurs munis d'un accéléromètre mobile qui caractérisent les activités physiques quotidiennes de l'utilisateur (marche, course, montée d'escalier, descente d'escalier, etc.). Les auteurs ont remarqué que les experts du domaine ne peuvent pas fournir manuellement des patrons pour la base EPL du CEP. En effet, ces patrons (les patrons simples qui alimentent premièrement la base EPL) peuvent évoluer au cours du temps suite à une mise à jour en se basant sur les instances de patrons détectées. Ainsi, les patrons mis à jour peuvent détecter des événements plus complexes d'un point de vue sémantique (les experts doivent ainsi faire des itérations de mise à jour des patrons quotidiennement et manuellement). C'est pourquoi, les auteurs proposent d'utiliser des techniques d'apprentissage automatique dans le mode déconnecté pour générer des patrons à base de règles qui seront exprimées en langage EPL, puis intégrés dans le moteur CEP. En effet, ils appliquent des algorithmes de classification de règles de patrons (OneR, RIPPER, PART, NNge, Ridor, CTNB) sur les données de capteurs d'accéléromètres collectées sur 23 individus. L'avantage de cette méthode est l'ajustement quotidien des règles. Ainsi, le CEP peut s'ajuster dans sa détection d'événements pertinents ; ce qui garantit une mise à jour fréquente des patrons utilisés. Toutefois, l'une des limites de cette approche est qu'elle ne tient pas compte du contexte. En effet, l'approche ne prend pas en considération le contexte spatial (caractéristiques du lieu de déplacement) qui peut influencer l'activité de l'utilisateur. Par exemple, courir dans une piste de course génère des données différentes par rapport à des données générées lorsqu'on court dans une zone de montagne.

De plus, l'analyse actuelle se concentre uniquement sur trois mesures (mouvement vertical de la jambe, nature de mouvement : vers le haut ou vers le bas, mouvement horizontal de la jambe) : c'est pourquoi les techniques d'apprentissage automatique sont applicables (grâce à un nombre réduit de paramètres). Si

l'application avait à traiter plusieurs types de données de sources différentes, l'utilisation des techniques d'apprentissage automatique toutes seules deviendrait très compliquée et nécessiterait le recours à des experts pour modéliser les patrons dans un format plus flexible. Ainsi, la mise à jour quotidienne des patrons ne serait plus faisable.

3.4.3. Analyse de données de capteurs dans le domaine de l'environnement

Dans le domaine de l'étude du phénomène complexe de la pollution et de ses implications sur la santé de l'être humain, Hroumic et al, [2015] ont proposé un Framework à base de réseau de capteurs, doté d'un système d'acquisition de données pour analyser et corréler les données collectées du flux de données. Ces capteurs sont déployés dans l'environnement et permettent de mesurer les coordonnées géographiques (longitude, latitude), la température, la pression, l'humidité et la concentration de gaz électrochimiques (monoxyde de carbone(CO), de dioxyde d'azote (NO₂) et de dioxyde de soufre (SO₂)). Le but est de comprendre comment les différentes variables sont reliées les unes aux autres dans le temps et dans l'espace (contexte spatio-temporel).

La figure 20 présente un exemple de graphique de corrélation qui évolue au fil du temps. Les corrélations sont modélisées par un graphe non orienté dont les sommets représentent les variables mesurées au cours de l'expérience, tandis que les arêtes (couleur et épaisseur) représentent les types de corrélations entre les variables (positive, négative ou sans corrélation). La largeur des arêtes est proportionnelle à la force de corrélation.

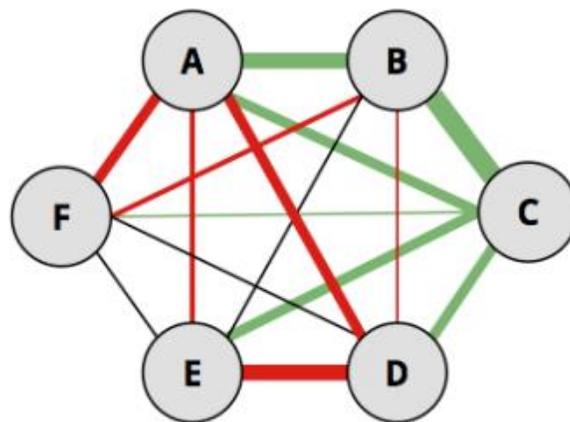


Figure 20 : Graphique de corrélation [Hroumic et al, 2015]

Pour déterminer la corrélation entre deux variables X et Y, Hroumic a proposé d'utiliser le coefficient de Pearson r (\bar{X} et \bar{Y} les moyennes respectivement de X et Y) :

Si $r \simeq 1$, alors il y a une corrélation positive parfaite entre X et Y

Si $r \simeq -1$, alors il y a une corrélation négative parfaite entre X et Y (relation linéaire inverse)

Si $r \simeq 0$, alors il n'y a pas de corrélation linéaire entre les deux variables.

$$r_{X,Y} = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}}$$

Figure 21 : Coefficient de Pearson [Hroumic et al, 2015]

La couleur d'une arête dans le graphe dépend aussi de la valeur de r :

Si $r > 0$ l'arête est verte (corrélation positive);

Sinon si $r < 0$ l'arête est rouge (corrélation négative);

Sinon l'arête est grisée (pas de corrélation).

Afin de donner plus du sens aux corrélations des variables, Hroumic a proposé de mettre le graphe dans un contexte spatiotemporel, c'est-à-dire étudier les corrélations dans des zones différentes. Ceci permet d'analyser et de comprendre comment évolue la corrélation entre les variables au cours du temps et dépendamment des zones géographiques.

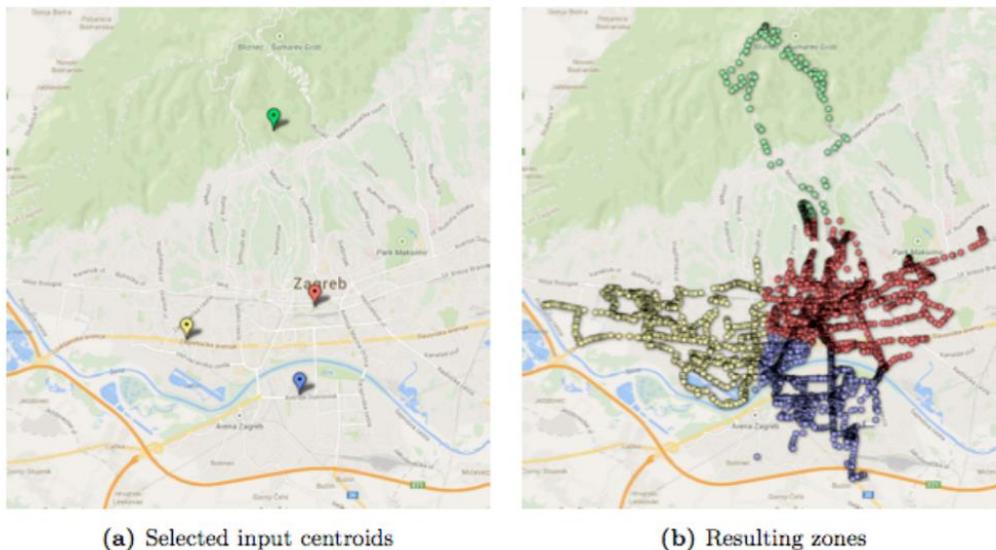
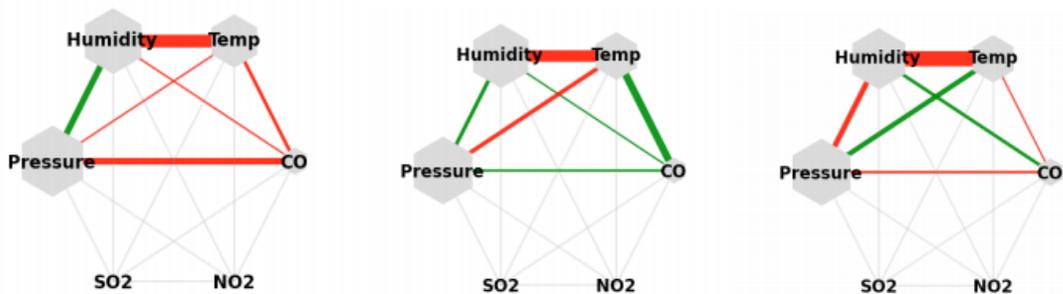


Figure 22: Regroupement géographique par les méthodes des k-means [Hroumic et al, 2015]

Concernant le contexte temporel, les auteurs ont décidé de faire la collecte des données de capteurs toutes les deux heures, c'est ce qu'ils s'appellent un « time window ». Par rapport au contexte spatial, ils ont décidé de diviser la zone de l'expérience (où les capteurs étaient déployés) en un certain nombre de zones géographiques afin de spécifier la nature de chaque zone (des espaces verts, des zones industrielles ou

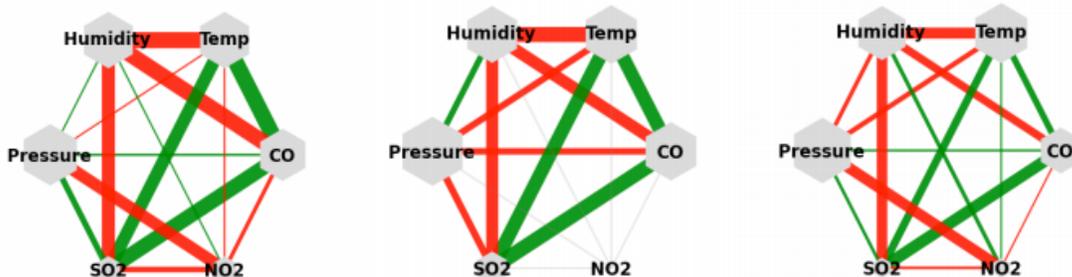
résidentielles). Pour ce faire, ils ont choisi un point de référence dans chaque zone, puis ils ont utilisé la méthode des k-means pour la classification et le regroupement géographique des capteurs dans les diverses zones (Figure 22).

Le but de cette approche est de caractériser les différentes zones, de point de vue de l'émission de certains gaz chimiques et de contrôler la qualité de l'air et la pollution. Les figures 23 et 24 présentent le résultat de l'analyse des corrélations faites aux mêmes dates dans deux zones différentes, sur la même largeur de « time window » (2 heures).



(a) 2014-07-10 00:00 to 01:59 (b) 2014-07-10 02:00 to 03:59 (c) 2014-07-10 04:00 to 05:59

Figure 23 : Variation des corrélations dans différents «time window» dans une zone X [Hroumic et al, 2015]



(a) 2014-07-08 10:00 to 11:59 (b) 2014-07-08 12:00 to 13:59 (c) 2014-07-08 14:00 to 15:59

Figure 24 : Variation des corrélations dans différents «time window» dans une zone Y [Hroumic et al, 2015]

Dans cet article, l'approche proposée s'avère intéressante pour représenter les corrélations entre les différents paramètres dans un contexte spatiotemporel. Toutefois, le modèle de représentation proposé ne supporte ni la notion d'événement ni la corrélation entre événements. De plus, les auteurs n'ont pas spécifié la technologie utilisée pour le traitement en temps réel du flux de données. La technique de CEP serait pertinente dans ce cas d'application, surtout pour générer des messages permettant aux décideurs de prendre des décisions urgentes dans certaines situations. Par exemple, il serait intéressant de créer des

alertes lorsqu'un certain gaz chimique excède un certain seuil dans une zone industrielle pour éviter des incendies.

3.4.4. Synthèse

À travers ces travaux récents, nous remarquons que plusieurs chercheurs commencent à découvrir l'importance d'inclure explicitement des connaissances des experts dans la définition des patrons pour pouvoir détecter des situations d'intérêt significatives. Certainement, la maturité des approches diffère selon le domaine d'application et le besoin de l'analyse. L'approche de Barouni est parmi les seules approches proposées dans le domaine énergétique. L'intégration des informations contextuelles ainsi que le formalisme de représentation des patrons offrent une facilité dans la gestion des instances détectées et une flexibilité pour définir des patrons à base de graphes conceptuels plus complexes à partir des patrons élémentaires. ***Aussi, nous choisissons l'approche de Barouni dans notre projet de recherche pour proposer une amélioration dans la modélisation des patrons et la gestion des informations contextuelles.***

3.5. Discussion

L'approche de Barouni est prometteuse et offre une représentation avancée des patrons spatiotemporels en utilisant les graphes conceptuels. Nous soulevons cependant quelques limites pour lesquelles nous voudrions proposer des améliorations.

Dans certains domaines tels que les réseaux de distribution électriques, il est intéressant de détecter des situations significatives afin d'appuyer la prise de décision. Nous recommandons aussi d'enregistrer les traces des décisions prises. Par exemple, si un événement de panne survient quelque part sur le réseau, il serait bon d'historier toutes les données relatives à cette panne (panne voisine, envois d'équipe pour inspection) et la solution proposée pour résoudre cette panne (changement de la ligne, maintenance de la ligne, etc.). Ces informations peuvent être intéressantes pour découvrir de futures situations d'intérêt similaires et pour proposer des actions d'intervention.

Le formalisme de représentation de patrons proposé par Barouni offre une bonne flexibilité pour la modélisation et la compréhension des patrons. Toutefois, il pourrait être intéressant de définir des patrons pour des situations plus complexes. Par exemple, la répétition d'une panne sur la même ligne pourrait nécessiter le changement du câble, ou encore, une panne sur une ligne le jour dans une zone industrielle est plus urgente qu'une panne se produisant la nuit sur la même ligne et dans la même zone. Ceci représente des corrélations plus complexes que ce que le formalisme de Barouni peut traiter actuellement. C'est pourquoi nous suggérons de stocker toutes les instances de patrons détectées. Ces données historiques pourraient être traitées pour définir d'autres corrélations significatives et plus complexes.

Le contexte temporel pris en considération dans la modélisation des patrons actuels est limité à des événements instantanés. Lorsque les corrélations deviennent complexes, elles peuvent être repérées au cours du processus ayant un événement de déclenchement (date de début) et un événement de fin. La notion de processus n'a pas été intégrée dans la représentation actuelle des patrons [Barouni et Moulin, 2015]. Celle-ci peut être significative si on veut présenter des phénomènes qui se déroulent dans le temps, par exemple une tempête qui peut induire plusieurs événements de panne sur un réseau de distribution électrique.

Le contexte spatial est limité à la familiarité de l'utilisateur avec la zone pour évaluer la criticité d'un événement ou un patron détecté. Nous estimons que cette évaluation peut être subjective parce que la familiarité de l'utilisateur avec la zone de panne et avec les points de référence diffère d'un individu à un autre dépendamment de ses connaissances. Cette évaluation est alors relative et ne peut pas être considérée comme une base solide pour la prise de décision. Nous proposerons dans notre démarche un modèle général pour améliorer cette base et spécifier le contexte spatial qui soit indépendant de la familiarité de l'utilisateur avec le milieu.

3.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté plusieurs travaux qui utilisent le CEP dans un milieu pratique, et d'autres travaux qui ont signalé l'importance de l'extension du CEP pour supporter l'expertise du décideur. Nous avons constaté que l'approche de Barouni est parmi les seules approches qui joignent nos deux intérêts de recherche. Certes, cette approche présente encore des limites que nous essayerons de traiter dans les chapitres suivants.

Chapitre 4 Modélisation d'un réseau de distribution électrique

4.1. Introduction

Nous avons présenté dans les chapitres précédents notre intérêt pour un environnement spatiotemporel. Nous nous intéressons plus particulièrement au réseau de distribution électrique, à sa topologie, à différentes données reliées à son comportement, etc. Dans ce chapitre, nous présentons plus en détails notre proposition pour modéliser un tel réseau.

4.2. Catégories des réseaux électriques

Afin d'acheminer l'énergie électrique à partir des centrales de production vers les zones de consommation, le courant électrique est transporté par trois types différents de réseaux électriques : le réseau de production, le réseau de transport et le réseau de distribution électrique (Figure 25).

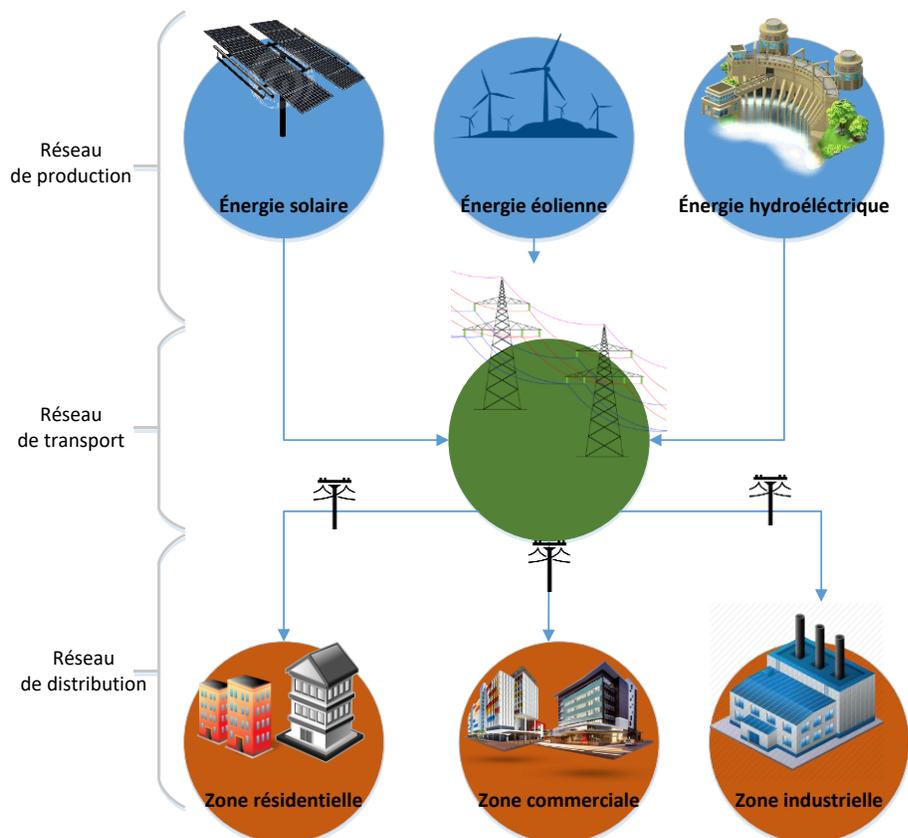


Figure 25 : Acheminement de l'énergie électrique à partir des zones de production vers les zones de consommation

Le réseau de production garantit la fusion de l'énergie électrique provenant des différentes sources d'énergie (énergie solaire, énergie éolienne, énergie hydroélectrique, etc.) ; le réseau de distribution permet de distribuer le courant électrique entre les différentes zones de consommation (résidentielles, commerciales, industrielles, etc.).

Le réseau de transport permet de transmettre le courant sur des lignes de haute tension sur une grande distance (peut s'étaler sur 100000 km) [EDF, 2016].

4.2.1. Réseau de production

Le réseau de production de l'énergie électrique se compose de plusieurs zones de production selon la nature de la source. L'électricité produite est rassemblée dans un site industriel, appelé centrale électrique. Une fois que l'énergie quitte une centrale, elle se mélange à l'énergie électrique produite ailleurs [EDF, 2016]. La capacité de production de chaque source est sûrement limitée et affectée par plusieurs facteurs.

- **Énergie éolienne**

L'énergie éolienne consiste à transformer l'énergie cinétique de l'air en mouvement, en électricité grâce à des éoliennes. La production dépend des conditions météorologiques (Vitesse du vent, saison de l'année, etc. ...) et des conditions géographiques (zones de hautes et de basses pressions) [Hydro-Québec, 2016].

- **Énergie solaire**

L'installation de panneaux photovoltaïques permet de capter la lumière solaire pour la transformer en électricité. La production dépend des conditions météorologiques (journée ensoleillée, etc.) [Hydro-Québec, 2016].

- **Énergie hydro-électrique**

L'énergie hydro-électrique consiste à transformer l'énergie cinétique des courants de l'eau pour la transformer en électricité grâce à des hydroturbines. La production est sensible également aux conditions météorologiques, notamment le niveau de précipitations [Hydro-Québec, 2016].

Outre celles-ci, il existe plusieurs autres sources d'énergie telles les centrales thermiques, la biomasse, etc. Le choix de la source dépend du coût de génération, de la rentabilité de la centrale et des conditions météorologiques et/ou géographiques du pays.

4.2.2. Réseau de transport

Le réseau de transport permet d'acheminer le courant électrique des centrales de production vers les stations appelées aussi «poste» de distribution. La tension du courant produit par une centrale peut atteindre 13800

volts. Grâce aux transformateurs, l'électricité transportée peut atteindre 44000 à 765000 volts pour être transportée sur de longues distances. Le but de l'augmentation de la tension est la réduction des pertes électriques et donc la diminution du coût total du transport.

Le réseau de transport est composé des lignes à haute tension et des pylônes permettant de transporter l'énergie électrique sur une longue distance, qui peut s'étaler sur 100000 km.

4.2.3. Réseau de distribution

Le réseau de distribution part des stations de distribution où la tension du courant est abaissée par des transformateurs, puis distribue l'énergie aux zones de consommation [EDF, 2016].

Tout comme les deux autres types de réseaux, le comportement du réseau de distribution électrique est sensible à plusieurs facteurs. Nous nous intéressons dans ce mémoire à l'étude de la topologie de ce type de réseau, et aux différents facteurs qui peuvent influencer son comportement. Nous cherchons à établir des corrélations entre ces facteurs susceptibles d'expliquer différentes perturbations possibles. Les pannes causées par ces perturbations peuvent durer quelques secondes, quelques heures, voire une durée plus longue.

4.3. Les facteurs influençant le réseau de distribution électrique

Plusieurs facteurs différents peuvent influencer le comportement du réseau en causant des pannes sur les équipements ; l'ampleur des pannes peuvent varier suivant le type du facteur (Conditions météorologiques, localisation géographique, etc...).

De façon générale, quel que soit le type du facteur, l'influence de celui-ci peut être modélisée sous la forme de phénomène. On appelle **phénomène**, un ensemble d'événements successifs qui s'étalent sur une période x de temps qui est caractérisée par un début (date de début) et une fin (date de fin). Le phénomène peut agir sur plusieurs composants du réseau et induire des pannes de même type ou de type différents, dépendamment du type du facteur responsable. Par exemple, une tempête de neige est un phénomène météorologique (les conditions météorologiques sont le facteur responsable) qui peut causer des pannes sur les lignes de distribution du réseau de distribution et des dommages sur les interrupteurs. Ce phénomène se caractérise par une date de début (date de début de la tempête) et date de fin (date de fin de la tempête) et s'étale sur une période du temps (durée de la tempête). Il est caractérisé par un ensemble d'événements qui interviennent sur les équipements du réseau et peuvent perturber son fonctionnement.

4.3.1. Les conditions météorologiques

Dans les réseaux de distribution électrique, la plupart des pannes de courant sont dues aux conditions météorologiques extrêmes telles que les vents forts, la foudre, la pluie verglaçante et les tempêtes de neige. [Énergie NB Power, 2016].

- *La pluie :*

En effet, la pluie peut endommager l'isolation des lignes électriques. L'isolateur étant un composant qui permet de maintenir le débit d'électricité et de prévenir des courts-circuits. Un dégât ou une fente au niveau de l'isolateur permet à l'eau de causer une défaillance lors de son infiltration. Et cela peut même endommager les panneaux électriques et les disjoncteurs (fusibles).

- *La pluie verglaçante :*

La pluie verglaçante représente aussi un danger pour le réseau et peut même détruire les lignes électriques. En effet, elle s'accumule sur tous les fils conducteurs pour former une couche de glace épaisse susceptible de les briser, si le poids de la glace dépasse la résistance du fil. D'un autre côté, la pluie verglaçante peut avoir le même effet sur les branches des arbres et accumuler une couche de glace dont le poids fait pencher les branches. Ainsi, les branches peuvent soit toucher les lignes soit les briser et tomber par terre, causant un court-circuit.

- *La neige sèche :*

L'effet de la neige sèche est minime par rapport à celui de la pluie verglaçante. Elle peut causer des dommages aux isolateurs à cause de l'humidité, ainsi que le poids de la glace accumulée sur les lignes. Les effets peuvent être plus graves s'il s'agit d'une tempête de neige où la neige est accompagnée par des vents forts (au-delà de 90 km/h).

- *Les vents forts :*

Les vents forts peuvent entraîner des défaillances sur le réseau soit à cause du bris des branches des arbres qui seront tombées sur les lignes, soit à cause de la défaillance directe des fils. Dans les régions tropicales, les cyclones peuvent causer des dégâts plus importants à cause de la force du vent. Ils peuvent créer aussi du brouillard susceptible d'endommager les équipements (disjoncteur).

- *Les vents modérés :*

Les vents modérés (de 60 à 90 km/h) quant à eux sont susceptibles de causer des problèmes moins critiques sous forme de pannes momentanées lorsque des feuilles des branches touchent les lignes électriques. Ils peuvent néanmoins causer la défaillance des équipements ; mais c'est moins probable.

- *La foudre :*

Pendant un orage, les pylônes ou les poteaux électriques peuvent être frappés par un coup de foudre ; ce qui engendre une panne. Pour réduire cet effet néfaste, des parafoudres sont placés à des endroits bien étudiés pour protéger les équipements du réseau.

- *Les vagues de chaleur et les vagues de froid :*

Dans certaines régions, il peut y avoir des vagues de chaleur en été ou des vagues de froid en hiver, ce qui pousse les consommateurs à demander plus de climatisation ou d'énergie pour le chauffage. Cette demande excessive d'énergie peut causer une surcharge sur le réseau ; ce qui provoque l'activation des disjoncteurs pour isoler certaines lignes et garantir la sécurité des équipements et des habitants.

4.3.2. La localisation géographique

La localisation géographique de certaines parties du réseau de distribution permet d'anticiper certaines pannes. Par exemple, la couverture forestière d'une partie du réseau permet de prévoir certaines défaillances liées au contact des branches d'arbre avec les lignes [Énergie NB Power, 2016]. Pour assurer la distribution de l'énergie de façon sécuritaire et fiable, et pour des mesures de maintenance préventive, certaines compagnies ont installé un système de reconfiguration automatique, permettant de couper le courant au moment du contact des branches avec les lignes et de reprendre le circuit lorsque la situation est rétablie. Nous discutons les fonctionnalités de ce genre de système dans une autre partie de ce mémoire.

Outre la localisation géographique, la présence de certains animaux dans certaines régions peut causer des pannes aussi bien sur les lignes que sur les équipements. Par exemple, les oiseaux, les écureuils, les rats laveurs, qui peuvent grimper sur les poteaux, marcher sur les lignes ou se cacher dans un équipement. Il y a même des oiseaux qui bâtissent leurs nids sur les dispositifs d'un pylône.

4.3.3. Les équipements

Afin d'assurer la maintenance préventive et en se basant sur la durée de vie des équipements et leur fiabilité, certaines pannes peuvent être évitées. En effet, des interruptions de service sont planifiées pour effectuer des travaux de maintenance et de réparation, ou des changements d'équipements dont la durée de vie a atteint son échéance. De plus, les équipements doivent être entretenus et inspectés régulièrement pour éviter les pannes inattendues et assurer ainsi une maintenance prédictive. De temps en temps, les équipes d'inspection doivent se charger de vérifier le bon fonctionnement des câbles, des interrupteurs et de tout autre équipement.

Dans les deux cas, l'interruption de service effectuée pour des mesures de maintenance doit être planifiée, pour minimiser les inconvénients possibles. L'intervention doit être effectuée au moment où la consommation des

clients est minimale. Par exemple, il est recommandé de planifier une activité de maintenance dans une zone résidentielle au cours de la journée (au cours de la semaine) au lieu du soir ou la fin de semaine. Par contre, il est préférable de planifier une activité de maintenance le soir ou la nuit lorsqu'il s'agit d'une zone commerciale.

4.3.4. Le type de zone desservie

La zone alimentée par une partie du réseau peut influencer le comportement du réseau lui-même. Nous présenterons dans une autre section les différents types de zones de consommation. En fait, la répartition de l'énergie dépend de la nature du besoin des clients en énergie et du moment de la demande en énergie. Dans les zones industrielles par exemple, il y a plus de demandes le jour que le soir, contrairement aux zones résidentielles. Dans ce cas, on recommande d'attribuer des priorités dynamiques au niveau de la répartition de l'énergie en cas de panne.

De plus, certaines activités industrielles peuvent être cause de pannes spécifiques et engendrer des perturbations sur le réseau de distribution, par exemple à cause des ondes électromagnétiques générées.

4.3.5. Des facteurs humains

Certains facteurs humains peuvent aussi causer des pannes sur les réseaux de distribution, mais leurs probabilités restent relativement faibles [Énergie NB Power, 2016].

Les accidents de la route peuvent endommager l'infrastructure du réseau lorsqu'un véhicule ou un camion heurte un poteau et cause ainsi une panne.

Les actes de vandalisme sur les équipements du réseau peuvent également interrompre les services d'électricité et causer un danger public.

4.4. Les zones de consommation

Le réseau de distribution électrique se charge de distribuer l'énergie sur plusieurs types de zones de consommation. Nous distinguons dans notre modèle quatre types de zone de consommation : les zones municipales, les zones commerciales, les zones industrielles, et les zones mixtes (Figure 26). Le profil de consommation diffère d'une zone à une autre au cours des journées et durant l'année.

Le réseau de génération d'énergie peut se composer de plusieurs zones de production selon le type d'énergie : éolienne, solaire, hydroélectrique, etc... Le réseau de distribution quant à lui se compose des fils électriques et équipements d'équilibrage et d'amplificateurs de charge. C'est lui qui achemine le courant aux zones de

consommation. Les zones de consommation sont classifiées selon le type de consommateur. Nous expliquerons dans la section suivante plus de détails sur chaque type.

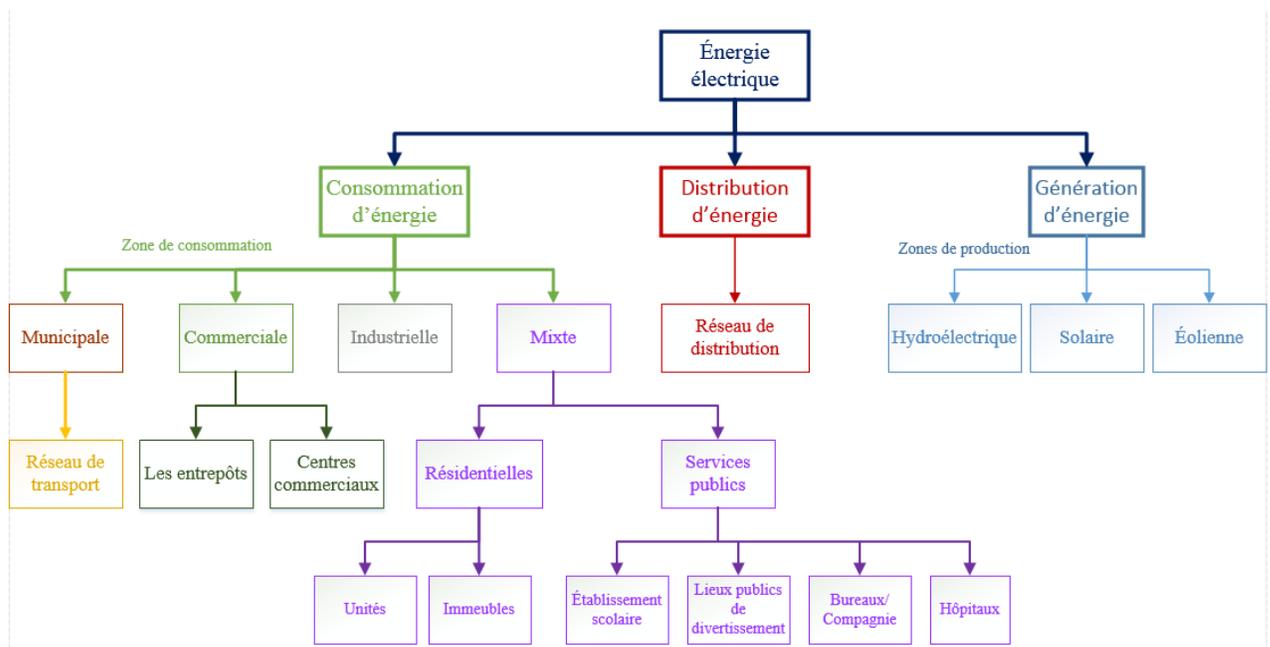


Figure 26 : Différents composants du réseau électrique

4.4.1. Zone 1 : zone de consommation municipale

Dans notre modèle, nous distinguons la zone municipale comme une zone de consommation à part (Figure 27). Elle couvre le réseau d'installation de lumières des rues, les feux de circulation, le réseau électrique de métro (tramway, etc.). Son profil de consommation est relativement stable. Il s'agit d'une consommation régulière quotidiennement, non influençable par les conditions météorologiques ou par les événements sociaux. La consommation est relativement plus élevée la nuit que le jour.

Concernant la priorité de distribution, nous pourrions évaluer une priorité élevée par rapport aux autres zones, puisqu'il s'agit d'un service public nécessaire à la communauté.

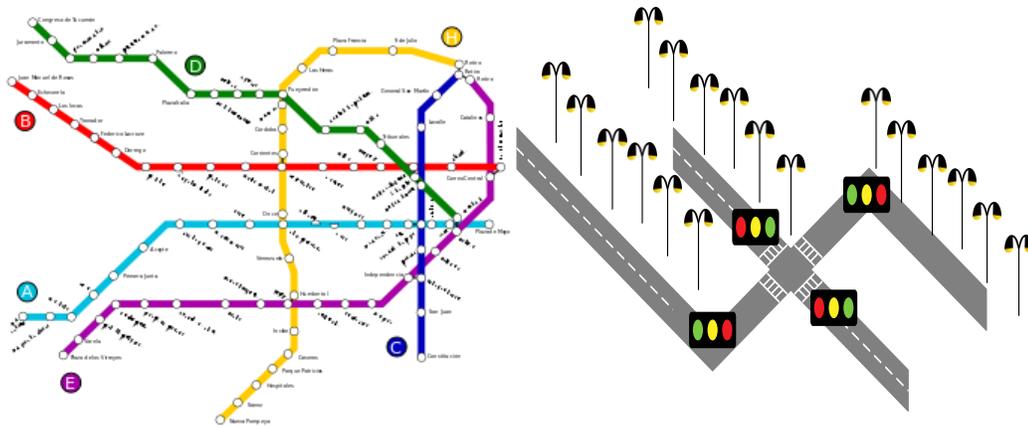


Figure 27 : Zone de consommation municipale

4.4.2. Zone 2 : zone de consommation commerciale

Une zone de consommation commerciale couvre aussi bien les entrepôts que les centres commerciaux (Figure 28).

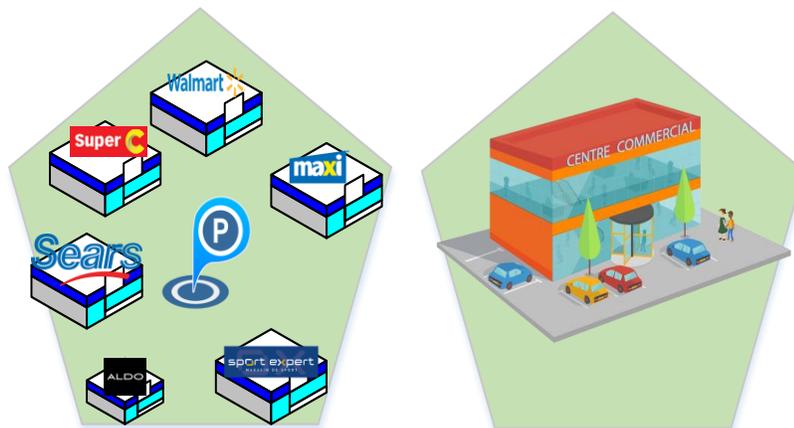


Figure 28 : Zone de consommation commerciale

Le profil de consommation est pratiquement semblable entre les deux, seul l'horaire des pics de consommation diffère légèrement (tableau 2). Concernant la priorité, nous estimons que la priorité de distribution de l'énergie est dynamique, elle est faible le soir et élevée le jour et encore plus élevée s'il s'agit d'une période de soldes où le nombre de clients serait plus important.

Tableau 2: Profil de consommation des zones commerciales

	Entrepôts	Centres Commerciaux
Caractéristiques	Horaire d'ouverture prolongé	Horaire d'ouverture limité Horaire prolongé durant la période des soldes et les fêtes
	Consommation relativement plus élevée le jour que la nuit Réduction de consommation durant les jours fériés Consommation relative au nombre de magasins	
Contraintes	Délocalisés des zones résidentielles et industrielles	Toujours proches ou dans les zones résidentielles

Concernant la localisation géographique, les centres commerciaux sont généralement situés près (ou imbriqués dans) des zones résidentielles alors que les entrepôts sont généralement délocalisés des zones résidentielles et industrielles.

4.4.3. Zone 3 : Zone de consommation industrielle

Une zone de consommation industrielle (Figure 29) couvre les usines et les firmes manufacturières et elle est généralement délocalisée des zones commerciales et résidentielles.



Figure 29: Zone de consommation industrielle

La consommation est relative au nombre d'unités et au secteur d'activité (pharmaceutique, agroalimentaire, transformation de matière première, chimique, de bois, etc.). Elle est minimale pendant les fêtes et les jours fériés, et est maximale au cours de la journée (cela peut dépendre des différents quarts de travail, aussi).

Nous désignons par **zone de consommation mixte**, une zone géographique qui couvre les zones résidentielles (les unités et les immeubles), les établissements scolaires, les hôpitaux, les compagnies de services, les établissements municipaux et les lieux publics (Figure 30).

Concernant le profil de consommation, la consommation des zones résidentielles est élevée le soir par rapport au jour et peut enregistrer des pics de consommation dans certaines périodes en été comme en hiver à cause des vagues de chaleur ou de froid.



Figure 30: Zone de consommation mixte

Nous avons synthétisé dans le tableau 3 les différentes caractéristiques et contraintes liées à la consommation en énergie électrique dans la zone de consommation mixte (résidentielle et lieux publics).

Tableau 3: Profil de consommation des zones mixtes

	Résidences		Services publics			
	Unités	Immeubles	Établissement scolaire	Lieux de divertissement	Bureaux/ Compagnie	Les hôpitaux
Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> - Consommation électrique est relativement faible chez les unités par rapport aux immeubles (nombre de consommateurs) - Consommation élevée le soir par rapport au jour - Pics de consommation, dans certaines périodes de l'été/l'hiver (climatisation, chauffage) 		<ul style="list-style-type: none"> - Consommation élevée le jour par rapport au soir - Consommation élevée pendant les deux sessions (Automne/hiver printemps) - Consommation faible pendant les vacances et les weekends - Type d'établissement (université, Cégep, école, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> Consommation élevée les weekends, et les vacances et les périodes des fêtes. Consommation saisonnière (hiver et été) suivant le type (exemple : Parc la Ronde) 	<ul style="list-style-type: none"> Consommation élevée le jour par rapport à la nuit Consommation faible pendant les jours fériés et les weekends Nombre de consommateurs 	<ul style="list-style-type: none"> Consommation régulière Nombre de patients
Contraintes	Consommation relative à la localisation (proximité des établissements scolaires)			Localisation variée		Distribution d'énergie prioritaire
	<p>Les différents types des résidences et des services publics peuvent être voisins ou délocalisés La zone mixte est nécessairement délocalisée des zones industrielles.</p>					

Par contre, le profil de la consommation des zones des services publics est caractérisé par une consommation élevée le jour plus que la nuit, avec une faible consommation les fins de semaine et les jours fériés.

Quant à la priorité, certains bâtiments de services publics sont plus prioritaires, surtout lorsqu'il s'agit du domaine médical, tels que les hôpitaux. Pour les autres bâtiments, les priorités sont dynamiques. Par exemple, pour les établissements scolaires, la priorité est assez élevée le jour par rapport à la nuit et c'est le cas contraire pour les zones résidentielles.

4.4.4. Système de reconfiguration automatique

Afin de garantir une meilleure qualité de service, les compagnies de distribution électrique optent de plus en plus pour une nouvelle technologie dite *système de reconfiguration automatique de localisation et d'isolation de panne et de restauration de service* (FLISR : *Fault Location, Isolation and Service Restoration*) [Jinsong et al. 2010]. Ce système garantit une localisation immédiate de la panne et permet de limiter la zone hors service en attendant l'envoi de l'équipe de maintenance pour diagnostiquer et résoudre le problème puis réinitialiser le système. Il assure également la répartition des charges lors d'une interruption [CYME, 2016].

- *Détection de la panne*

Un ou plusieurs détecteurs de pannes sont installés sur le réseau et ce sont eux qui déclenchent le fonctionnement du FLISR, lorsqu'il s'agit d'un court-circuit ou d'un fonctionnement inhabituel sur le réseau (Figure 31). Noter que dans les figures suivantes la couleur des liens représentent la source de l'énergie qui alimente chaque zone (rouge, orangé et bleu).



Figure 31 : Étape 1 Détection de la panne [Uluski, 2012]

- *Localisation de la panne*

La deuxième étape consiste à déterminer la section du réseau qui contient la panne. Chaque interrupteur du circuit contient un indicateur de panne (FCI : *Fault Circuit Indicator*) qui indique si la panne s'est propagée à travers l'interrupteur. Le FLISR se charge de comparer les indicateurs des FCI avec la topologie d'alimentation de l'état initial pour déterminer quelles sont les sections en panne (Figure 32).



Figure 32: Étape 2 Localisation de la panne [Uluski, 2012]

- *Isolation de la panne*

À cette étape, le FLISR envoie des signaux pour ouvrir les interrupteurs nécessaires pour isoler la zone de la panne en fonction de sa localisation (Figure 33).



Figure 33 : Étape 3 Isolation de la panne [Uluski, 2012]

- *Restauration du service*

Une fois que la section en panne est isolée, le FLISR envoie des commandes pour tenter de restaurer le service sur le maximum de sections non affectées via les sources d'énergie disponibles (Figure 34).



Figure 34: Étape 4 Restauration du service [Uluski, 2012]

L'avantage de ce genre de système est de minimiser le temps d'interruption lors d'une panne, ainsi que le nombre de clients affectés, et de garantir la sécurité des équipements du réseau [Friend et Al, 2014].

4.5. Proposition de modélisation du réseau de distribution électrique

Dans cette partie, nous présentons notre proposition de modélisation pour le réseau de distribution électrique. Nous étudions par la suite un cas pratique réel, puis nous utiliserons un simulateur pour simuler le comportement d'un réseau dans différents cas de pannes.

4.5.1. Concepts fondamentaux

Comme, on l'a mentionné dans la partie 4.2.3., le réseau de distribution électrique part des stations de distribution pour alimenter les zones de consommation. Dans notre modèle, le réseau se compose de lignes, de dispositifs de contrôle (disjoncteur, commutateur, transformateur, etc.) et de « Feeder ». Les Feeders

représentent les sources d'alimentation qui sont liées à la station de distribution. Un réseau de distribution se compose de plusieurs Feeders qui ne sont pas tous nécessairement liés à la même station. Un feeder alimente le réseau (ou la section du réseau) par une ligne de transmission.

Afin de sécuriser le réseau, d'éviter d'endommager ses équipements et ainsi pour garantir la sécurité des consommateurs, des dispositifs de contrôle sont mis en place : des commutateurs (« recloser »), des interrupteurs, des transformateurs, etc. Un dispositif de contrôle relie deux lignes (deux lignes de distribution ou une ligne de distribution et une ligne de transmission).

En plus des Feeders et des dispositifs de contrôle, le réseau est composé de lignes qui se chargent de transporter le courant électrique. Nous distinguons deux types de lignes : les lignes de transmission qui relient un Feeder à un dispositif de contrôle (interrupteur) et les lignes de distribution qui alimentent les différentes zones de consommation.

La figure 35 présente une vue d'ensemble des concepts fondamentaux que nous proposons de considérer pour la modélisation d'un réseau de distribution électrique.

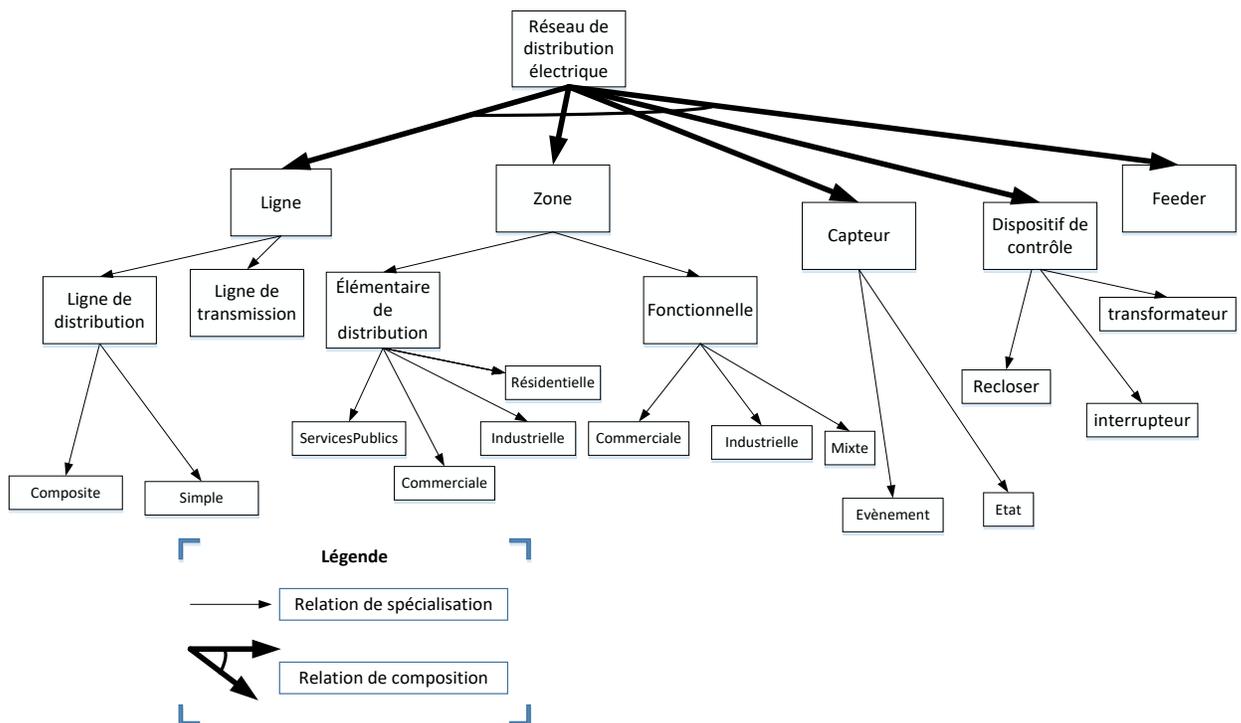


Figure 35: Concepts fondamentaux de notre modèle de réseau de distribution électrique

De plus, on distingue deux types de lignes de distribution : une ligne de distribution simple (Figure 36 à gauche) qui est attachée à deux dispositifs de contrôle et une ligne de distribution composite qui est attachée à trois dispositifs de contrôle (Figure 36 à droite).

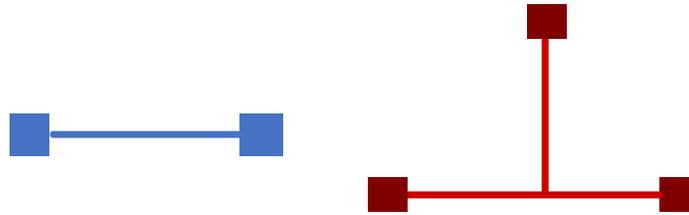


Figure 36 : Différence entre les deux types de ligne de distribution

Afin de pouvoir détecter les différentes pannes qui peuvent survenir sur le réseau, plusieurs capteurs sont mis en place pour envoyer au système d'acquisition de données des données concernant les changements et les perturbations rapportées. Nous distinguons deux types de capteurs : les capteurs d'état et les capteurs d'événements. Un capteur d'état signale un changement d'état sur un équipement (par exemple, un commutateur passe d'un état « ouvert » à un état « fermé ») ou une ligne (par exemple, la ligne peut passer d'un état « connecté » à un état « déconnecté »), etc.

Un capteur d'événements rapporte un événement qui survient sur l'installation du réseau comme par exemple un événement de panne momentanée, un événement de panne prolongée, etc.

Pour pouvoir tenir compte du contexte d'utilisation du réseau de distribution, nous proposons de distinguer les rôles opérationnels et fonctionnels d'une ligne. À cette fin, nous suggérons d'associer la notion de zone à une ligne électrique pour relier chaque ligne à la zone de consommation qu'elle alimente.

Lorsqu'il s'agit d'une seule ligne de distribution, la zone correspondante est dite « **zone élémentaire de distribution** » (Figure 37). Nous pouvons distinguer quatre principaux types de zones élémentaires de distribution selon leur profil de consommation : Résidentielle, commerciale, industrielle et services publics.

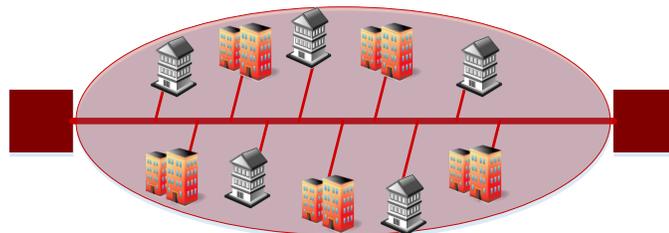


Figure 37 : Zone élémentaire de distribution – Résidentielle

Lorsqu'on considère deux ou plusieurs lignes de distribution de même nature, et/ou de profil de consommation semblable et qui doivent être reliées, la zone correspondante est dite **zone fonctionnelle** (Figure 38). Nous distinguons trois principaux types de zones fonctionnelles : commerciale, industrielle et mixte.

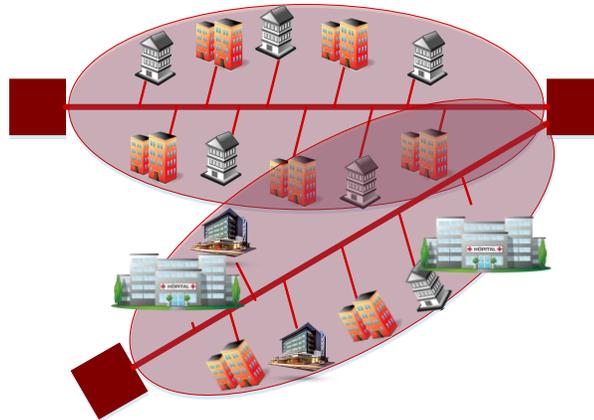


Figure 38 : Zone fonctionnelle de distribution - Mixte

4.5.2. Vue d'ensemble

La figure 39 illustre les différentes parties du modèle proposé :

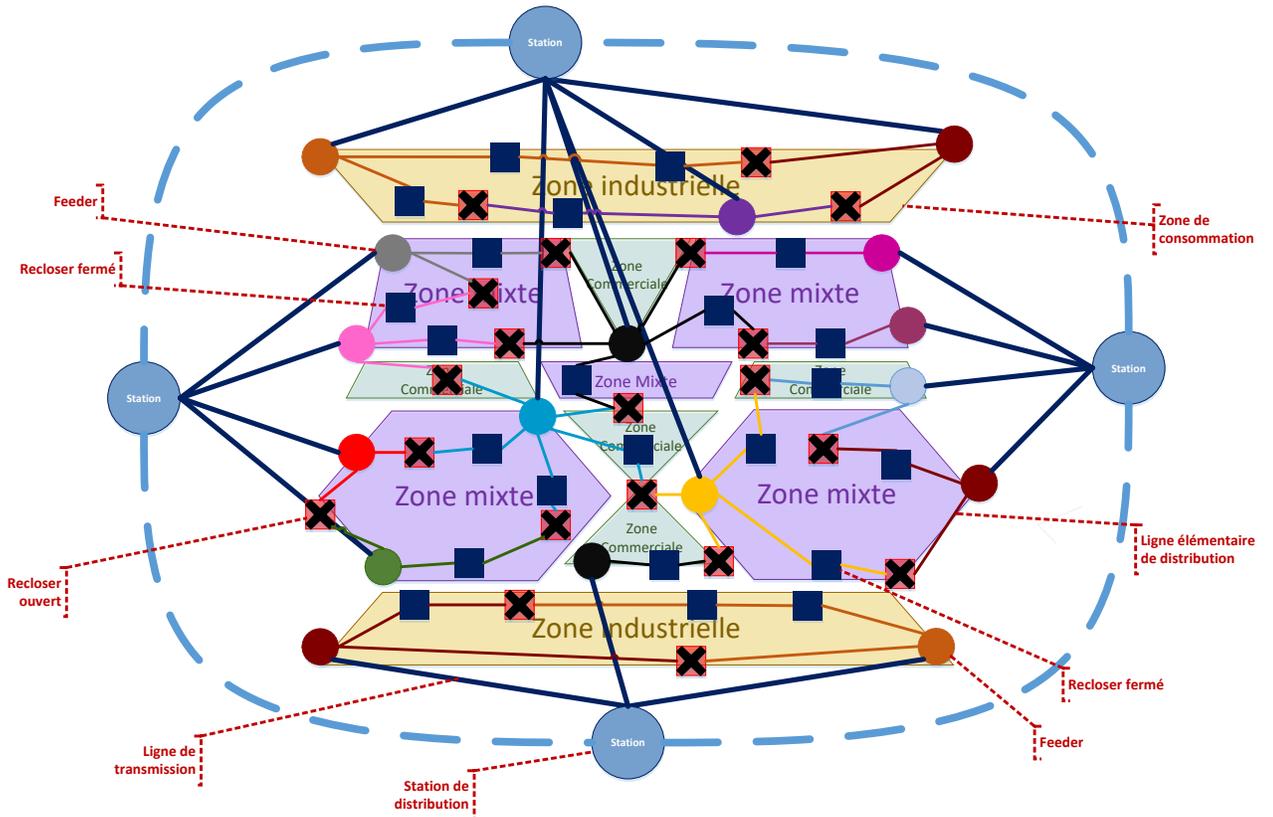


Figure 39 : Vue d'ensemble du modèle proposé

Nous distinguons trois principales catégories de zones fonctionnelles (Zone industrielle/Zone mixte et zone commerciale). Les zones industrielles sont généralement délocalisées par rapport aux zones commerciales et mixtes. Par contre, les zones mixtes et commerciales sont souvent géographiquement localisées l'une près de l'autre.

Une ou plusieurs stations peuvent fournir de l'énergie électrique à la zone globale étudiée. Une station peut servir plusieurs Feeders. Une zone fonctionnelle peut être alimentée par plusieurs Feeders. Elle peut être servie indirectement par une ou plusieurs stations. On note qu'il existe des Feeders qui alimentent uniquement les zones industrielles à cause du haut voltage demandé. En outre, les Feeders qui servent les zones mixtes et commerciales sont pratiquement les mêmes, puisque les demandes en énergie de ces deux types de zones sont pratiquement du même ordre de grandeur.

4.5.3. Modèle proposé

Le modèle que nous proposons permet d'enregistrer les données associées à un réseau électrique dans une base de données relationnelle. Aussi nous mettons en évidence les identifiants (correspondant à des clés de tables relationnelles) pour certains des concepts présentés dans le tableau 4. Pour plus de détails, nous présentons dans le tableau 4 les différentes caractéristiques (attributs) de chaque concept de notre modèle de réseau.

En effet, nous distinguons deux catégories de capteurs ; les **capteurs d'état** qui vont rapporter les informations concernant l'état des équipements et les **capteurs d'événements** qui se chargent d'envoyer les événements subis par l'équipement.

Pour pouvoir gérer la structure de données, nous proposons d'attribuer à chaque composant du réseau un identifiant unique qu'on appelle (**IDComposant**). Par exemple, pour le Feeder, nous lui attribuons un identifiant : **IDFeeder**, ainsi que d'autres caractéristiques telles que l'identifiant de la ligne de distribution auquel il est attaché, le voltage, la puissance maximale d'énergie qu'il peut fournir et son état (normal, anormal, en hors charge).

De même, nous attribuons à la ligne de distribution composite un identifiant (**IDLigneDS**) et d'autres caractéristiques telles que les identifiants des Reclosers auxquels elle est liée, son état (connectée, déconnectée, ou isolée) et la puissance consommée.

Le but de notre modèle est de pouvoir simuler des événements de pannes. Donc, nous avons introduit **la notion d'événement**, puis nous avons différencié les événements qui peuvent affecter les lignes et ceux qui peuvent affecter les **Reclosers (LigneEvennt, RecloserEvennt et FeederEvennt)**. Et pour chaque événement, nous

proposons de lui attribuer un identifiant, l'identifiant du dispositif qui a subi cette panne, sa cause probable, son type et les détails de la reconfiguration effectuée.

Tableau 4 : Caractéristiques des différents concepts du modèle (les attributs en anglais sont exprimés en Italique)

Concept	Identifiant	Caractéristique/Attribut
CategorieCapteur		État/Événement
CategorieControle		<i>Transformer/Switcher/Recloser</i>
CategorieZone		ElementaireDistribution/Fonctionnelle
CategorieZF		Mixte/Industrielle/Commerciale
CategorieZED		Résidentielle/Industrielle/Commerciale/ServicePublic
CategorieLigne		Tranmission/Distribution
CategorieLigneD		SimpleComposite
Feeder	IDFeeder	IDLigneT/Voltage/PuissanceMaximale/EtatFeeder
EtatFeeder		<i>Normal/ LoadOff/Abnormal</i>
LigneTransmission	IDLigneT	IDFeeder/IDSwitcher
Recloser	IDRecloser	{IDLigneDS1/IDLigneDC1}/{IDLigneDS2/IDLigneDC2}/EtatRecloser
EtatRecloser		Opened/Closed/Disconnected/OutOfService
LigneDistributionS	IDLigneDS	IDRecloser1/ IDRecloser2/EtatLigne/PuissanceConsommée
LigneDistributionC	IDLigneDC	IDRecloser1/ IDRecloser2/ IDRecloser3/ EtatLigne/PuissanceConsommée
EtatLigne		<i>Connected/Disconnected/Isolated</i>
ZoneElementaireD	IDZED	{IDLigneDS/IDLigneDC}/EtatAlimentation/SurfaceAlimentée/ CategorieZED/ProfileConsommation
ZoneFonctionnelle	IDZF	{ IDZED, PrioriteZoneElementaire}/ CategorieZF
EtatAlimentation		TotalementAlimentée/PartiellementIsolée/TotalementIsolée
EtatCapteur	IDCapteur	IDDevice/EtatBatterie/Voltage/Intensité
CapteurEvevnt	IDSensor	IDDevice/IDEvevnt
FeederEvevnt	IDFeederEvevnt	IDFeeder/DateFeederEvevnt/CauseEvevntFeeder/TypeFeederEvevnt/ DetailsReconfigurationFE
LigneEvevnt	IDLineEvevnt	{IDLigneDS/IDLigneDC}/DateLigneEvevnt/CauseLigneEvevnt TypeLigneEvevnt/DetailsReconfigurationLE
RecloserEvevnt	IDRecloserEvevnt	IDRecloser/DateRecloserEvevnt/CauseRecloserEvevnt/TypeRecloserEvevnt/ DetailsReconfigurationRE)
TypeLigneEvevnt		<i>MomentaryFaultEvent/SustainedFaultEvent/PeakCurrentEvent/ResetEvent/ BreakingCurrentEvent/UnderVoltageEvent/OverVoltageEvent</i>
TypeRecloserEvevnt		<i>Open/Close/Disconnect/Disable</i>

Nous visons à étudier l'état du réseau avant et après une panne et surtout l'état des zones de consommation. Pour cela, nous avons introduit la notion de **zone élémentaire** et la **zone fonctionnelle** et leurs caractéristiques.

Par exemple, la **zone élémentaire de distribution** est caractérisée par son ID, l'identifiant de la ligne correspondante, son état d'alimentation (TotalementAlimentée/ PartiellementIsolée/ TotalementIsolée), la surface alimentée, sa catégorie (Résidentielle/ Industrielle/ Commerciale / ServicePublic) et son profil de consommation.

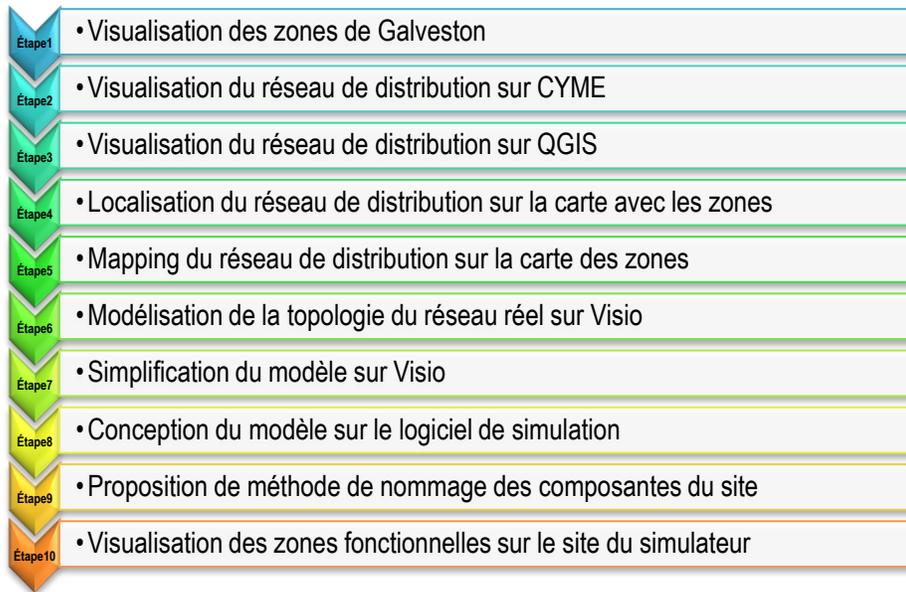
Finalement, nous avons introduit la notion de **zone fonctionnelle** comme étant une zone qui regroupe plusieurs zones élémentaires ayant des caractéristiques de consommation semblables. Nous lui avons attribué un **identifiant (IDZF)**, sa **catégorie (Mixte/Industrielle/Commerciale)**, et la liste des identifiants des zones élémentaires qu'elle alimente ainsi que leurs priorités correspondantes.

4.6. Application au cas d'étude : Réseau de Galveston

Dans cette partie, nous présentons un cas de pratique, où nous étudions le comportement d'un réseau de distribution réel. Les données relatives à la topologie du réseau nous ont été fournies dans le cadre de notre partenariat avec la compagnie EATON. Elle nous a fourni également deux logiciels de simulation : CYME et YFA. Nous avons utilisé CYME (voir partie 4.6.2) [CYME, 2016] pour la visualisation de la topologie du réseau et YFA [YFA, 2016] pour la simulation de son comportement. Les données fournies représentent un réseau de distribution qui se situe aux USA, plus spécifiquement dans la ville Galveston.

Galveston est une île qui fait partie de l'état du Texas aux États-Unis. Sa superficie est environ de 540 km². Elle se situe dans une zone tropicale, donc elle est menacée par les cyclones comme l'Ouragan Ike qui a frappé la ville en 2008 [Wikipedia Galveston, 2016].

Nous présentons ici la démarche en dix étapes que nous avons élaborées et suivies pour visualiser le réseau de Galveson et pour lui attribuer un contexte spatial (voir le schéma suivant) :



4.6.1. Étape 1 : Visualisation des zones de Galveston

Selon l'activité de répartition en zones (Zoning) effectuée en 2015 [Galveston TX, 2016], la ville se compose des 11 types de zones principaux suivants (Figure 40 et 41) :

- Résidences unifamiliale-Type1 (*Single-Family Residential R-0*)
- Résidences unifamiliale-Type2 (*Single-Family Residential R-1*)
- Ensemble de 2 à 8 maisons (*Duplex to eight-plex*)
- Résidences multifamiliales (*Multi-Family Residential*)
- Quartier urbain (*Urban NeighBorhood*)
- Quartier traditionnel (*Traditional NeighBorhood*)
- Centre de loisir (*Resort-Recreation*)
- Centre d'affaires (*Central business district*)
- Centre commercial (*Commercial*)
- Zone de monuments historiques (*Historic Zoning district*)
- Zone d'industrie artisanale (*Light industrial*)
- Zone d'industrie lourde (*Heavy Industrial*)

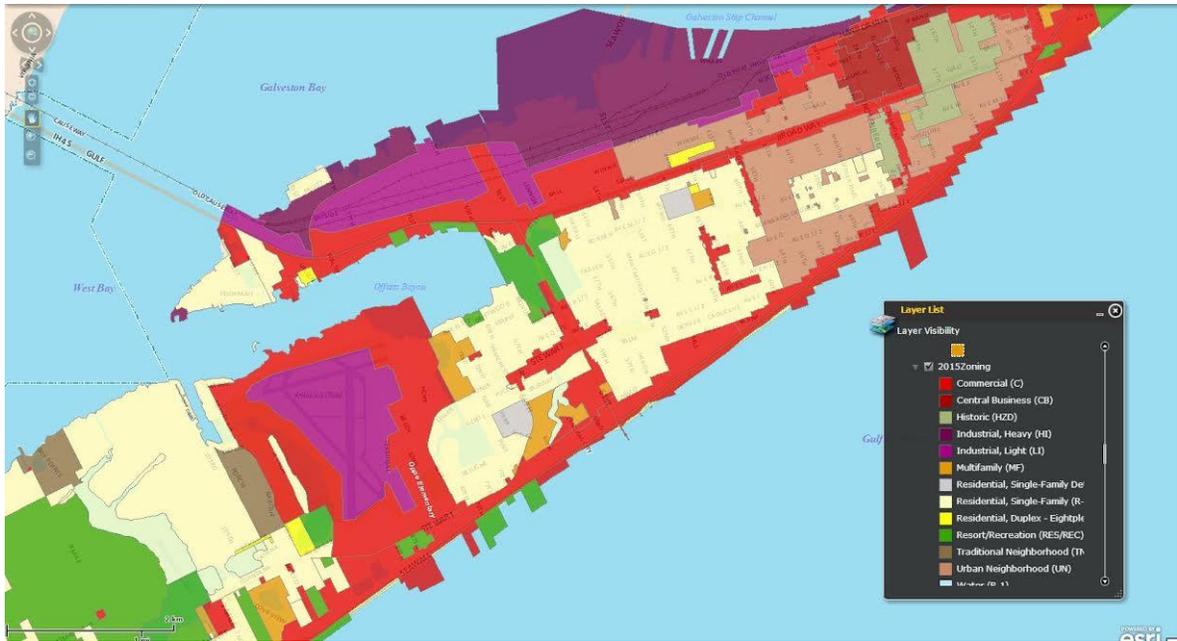


Figure 40 : Répartition en zones de la ville Galveston



Figure 41 : Code couleur de chaque type de zone

Chaque zone possède ses propres caractéristiques, comme les dimensions d'un lot standard, la hauteur des bâtiments, le nombre de stationnements autorisés, etc. Pour notre modélisation, nous proposons de simplifier la répartition en zones ainsi :

Tableau 5 : Correspondance entre les zones proposées par notre modèle et la répartition de zones en 2015

Zone de notre modèle	Répartition de zones 2015
Résidentielle	Single-Family Residential – Type1 Single-Family Residential – Type2 Multi-Family Residential Urban NeighBorhood Traditional NeighBorhood
Commerciale	Commercial
Industrielle	Light industrial Heavy Industrial
Services Publics	Resort-Recreation Central business district Historic Zoning district

4.6.2. Étape 2 : Visualisation du réseau de distribution sur CYME

Nous avons visualisé les données topologiques du réseau en utilisant le logiciel CYME (Figure 42). C'est un logiciel d'analyse du système de distribution [CYME, 2016]. Il fournit un éditeur de réseau et comporte des outils évolués pour l'analyse de réseaux de transport et de distribution d'énergie ainsi que d'installations industrielles. La visualisation du réseau met en évidence 5 sources d'énergie.



Figure 42: Visualisation des données du réseau sur CYME [CYME, 2016]

Chaque source est distinguée par une couleur et se charge d'alimenter une partie du réseau. Nous pouvons également visualiser les différents composants du réseau (lignes, transformateurs, interrupteurs, etc.).

4.6.3. Étape 3 : Visualisation du réseau de distribution sur QGIS

Cette étape consiste à visualiser le réseau de distribution sur la carte géographique pour pouvoir situer le réseau dans son contexte géographique. Nous avons utilisé le logiciel QGIS [QGIS, 2016]. C'est un système d'information géographique libre qui permet la visualisation, l'édition et l'analyse des données géographiques. Nous avons utilisé Google Maps API pour charger la carte de Galveston, puis les données de format vecteur géospatial (Shape file) qui contiennent l'information sur la topologie du réseau. Le résultat de la visualisation est affiché dans la figure 43.

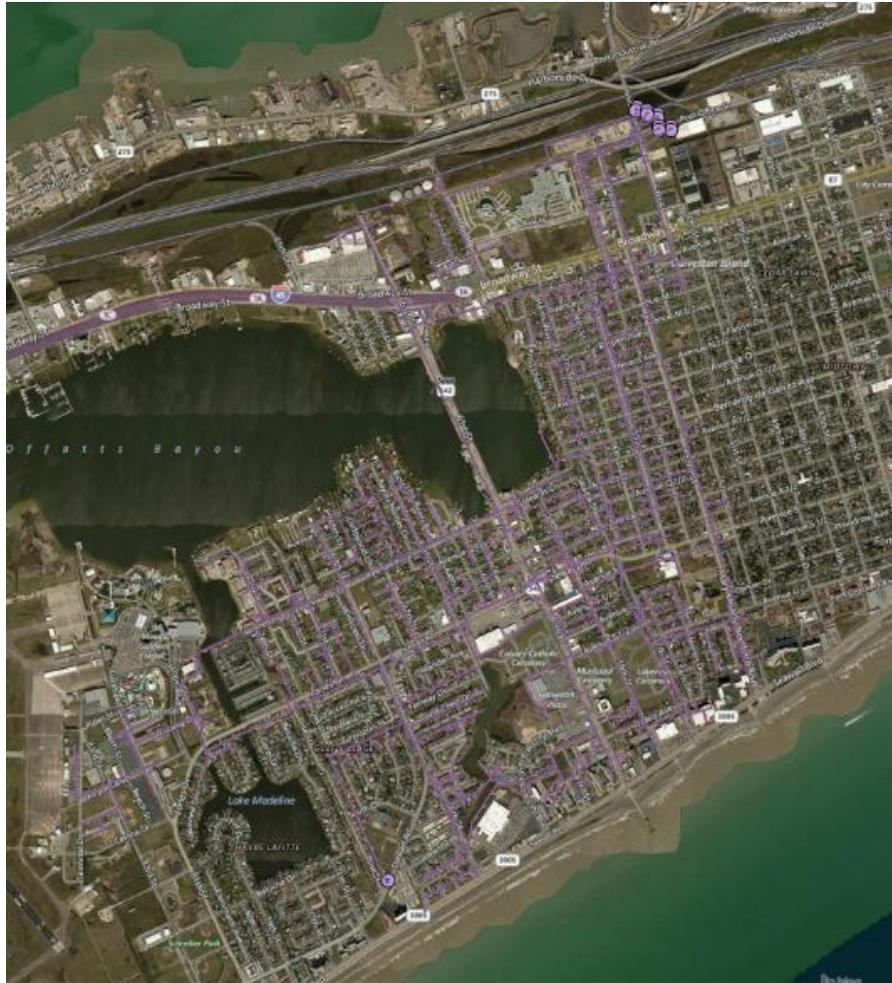
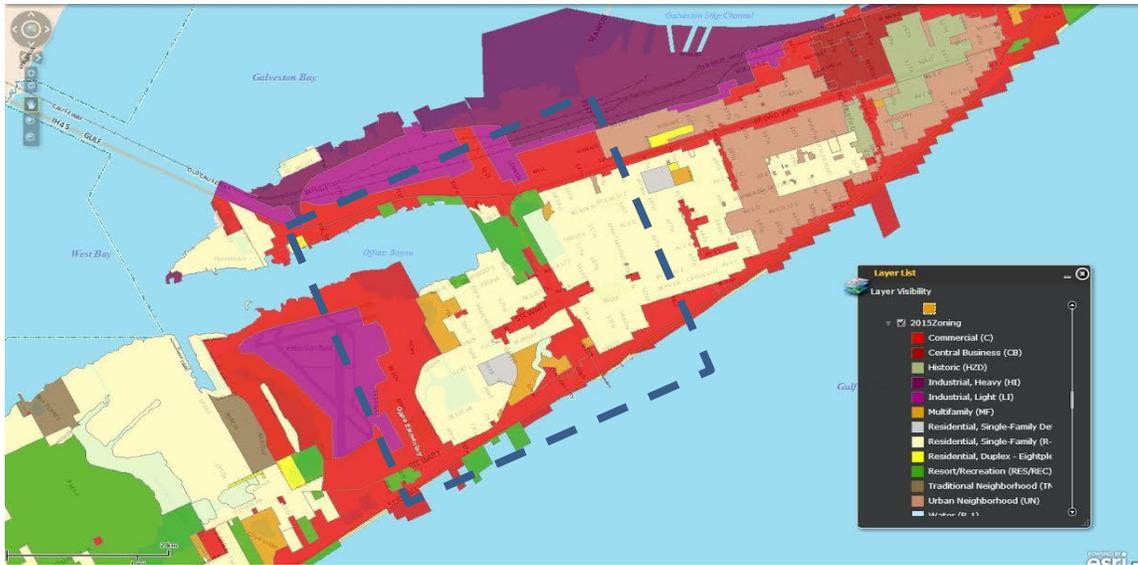


Figure 43 : Visualisation du réseau de distribution sur QGIS [QGIS, 2016]

Nous avons remarqué que les données disponibles du réseau ne couvrent pas la totalité de la ville. Cependant, ces données couvrent une partie de la ville où il y a une variété de zones sur lesquelles on peut illustrer l'application de notre modèle et effectuer des expérimentations.

4.6.4. Étape 4 : Localisation du réseau de distribution sur la carte avec les zones

Nous visons à localiser chaque ligne de distribution électrique sur la zone de consommation correspondante. Pour cela, nous essayons dans une première étape de cerner la zone totale alimentée par le réseau et nous la considérons comme un échantillon d'étude dans nos expérimentations. Dans cet échantillon, nous disposons de plusieurs zones résidentielles, de zones industrielles, de zones commerciales et de zones de services publics. Concernant les bâtiments municipaux, les écoles et les hôpitaux, ils sont situés en dehors de la zone étudiée. Toutefois, l'aéroport de la ville et la gare ferroviaire y sont inclus et sont considérés comme des zones industrielles. La zone en pointillé bleu dans la figure 44 représente cet échantillon.



4.6.5. Étape 5 : Mapping du réseau de distribution sur la carte des zones

L'étape suivante consiste à associer le réseau électrique à la carte qui comporte les différentes zones. Dans cette étape, nous avons pu associer chaque ligne à la zone élémentaire fonctionnelle correspondante (Figure 45). Pour effectuer cette association, nous avons utilisé l'outil de visualisation de données Tableau, qui permet de visualiser les *shapes files* associés au réseau électrique sur les différentes zones de la carte.

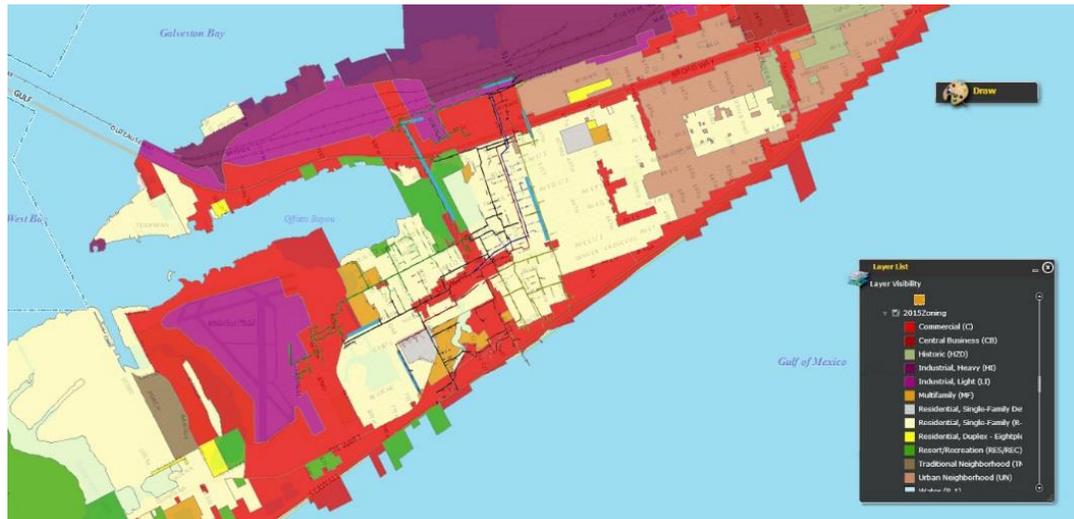


Figure 44 : Mapping du réseau de distribution sur la carte de zones

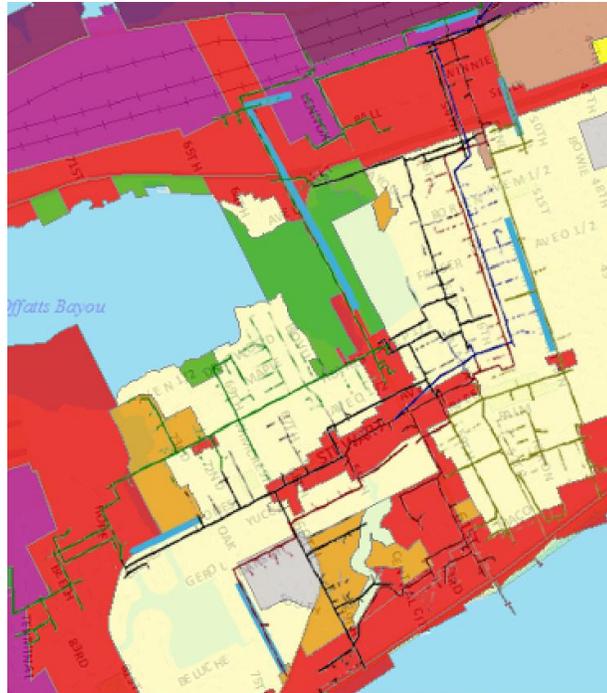


Figure 45 : Zoom sur le mapping de la figure 45

4.6.6. Étape 6 : Modélisation de la topologie du réseau réel sur Visio

L'étape suivante consiste à reprendre la topologie du réseau dans Visio et d'indiquer manuellement sur chaque ligne la zone correspondante (Figure 47). Les rectangles vides correspondent aux fins de lignes, et les rectangles remplis correspondent aux interrupteurs/commutateurs (Recloser). Les cercles remplis correspondent aux sources (Feeder).

Pour des raisons de simplifications, nous avons utilisé des numéros pour distinguer les types de zones élémentaires alimentées par chaque ligne (Tableau 6).

Tableau 6 : Codes de correspondances pour les zones

Numéro	Zone correspondante
1	Industrielle
2	Résidentielle
3	Commerciale
4	Services publics

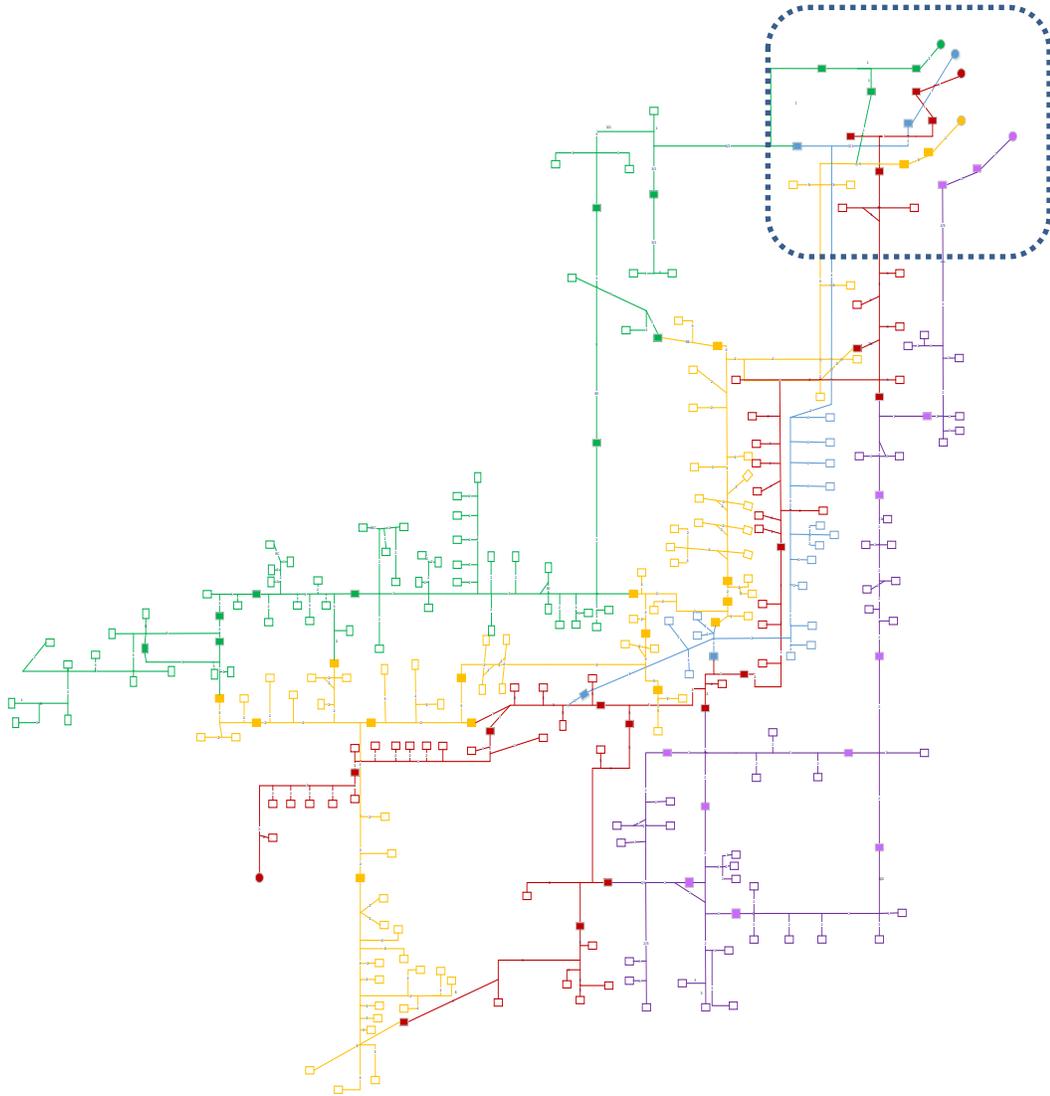


Figure 46 : Modélisation du résultat du mapping dans Visio

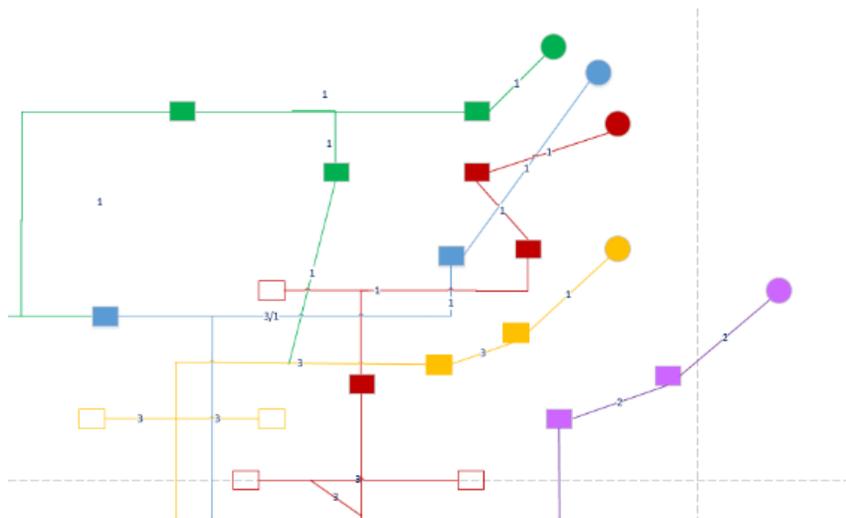
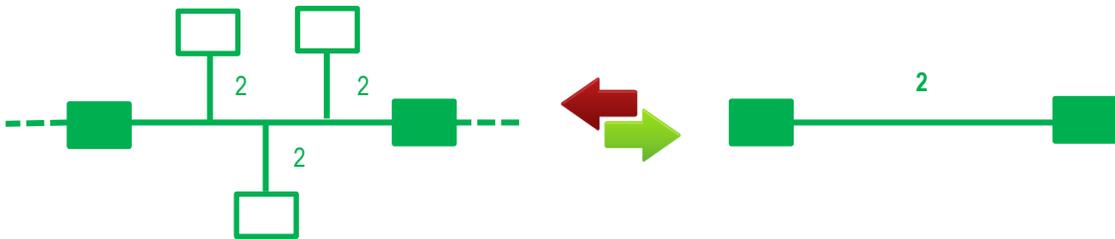


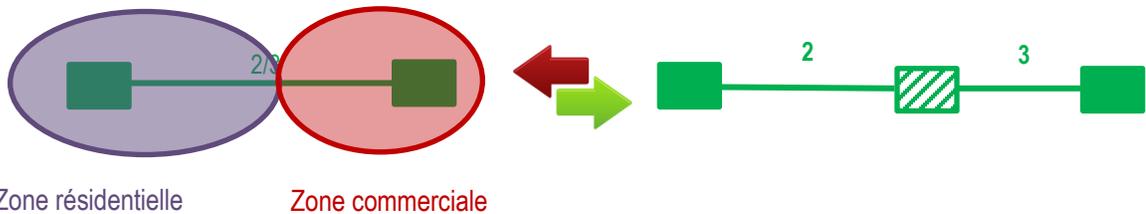
Figure 47 : Zoom sur le modèle de la figure 47

4.6.7. Étape 7 : Simplification du modèle sur Visio

L'objectif de cette étape de modélisation est d'avoir un aperçu de la topologie du réseau avant de passer à l'étape de l'expérimentation. Nous avons remarqué que le modèle établi contient plusieurs ramifications. En accord avec l'expert de Eaton, nous estimons que, pour des raisons de simplifications, nous pouvons éliminer ces ramifications et considérer que l'alimentation de celles-ci peut être représentée par la branche principale. Voici un exemple de correspondance :



Nous proposons également d'ajouter un Recloser fictif pour distinguer deux zones élémentaires lorsqu'une ligne traverse deux zones différentes. Tel est l'exemple suivant ; la ligne alimente à la fois une zone résidentielle et une zone commerciale, nous proposons alors d'ajouter un Recloser fictif (en remplissage zébré) pour différencier la zone élémentaire commerciale et la zone élémentaire résidentielle.



À la suite du processus de simplification expliqué ci-dessus nous obtenons le modèle suivant (Figures 49 et 50).

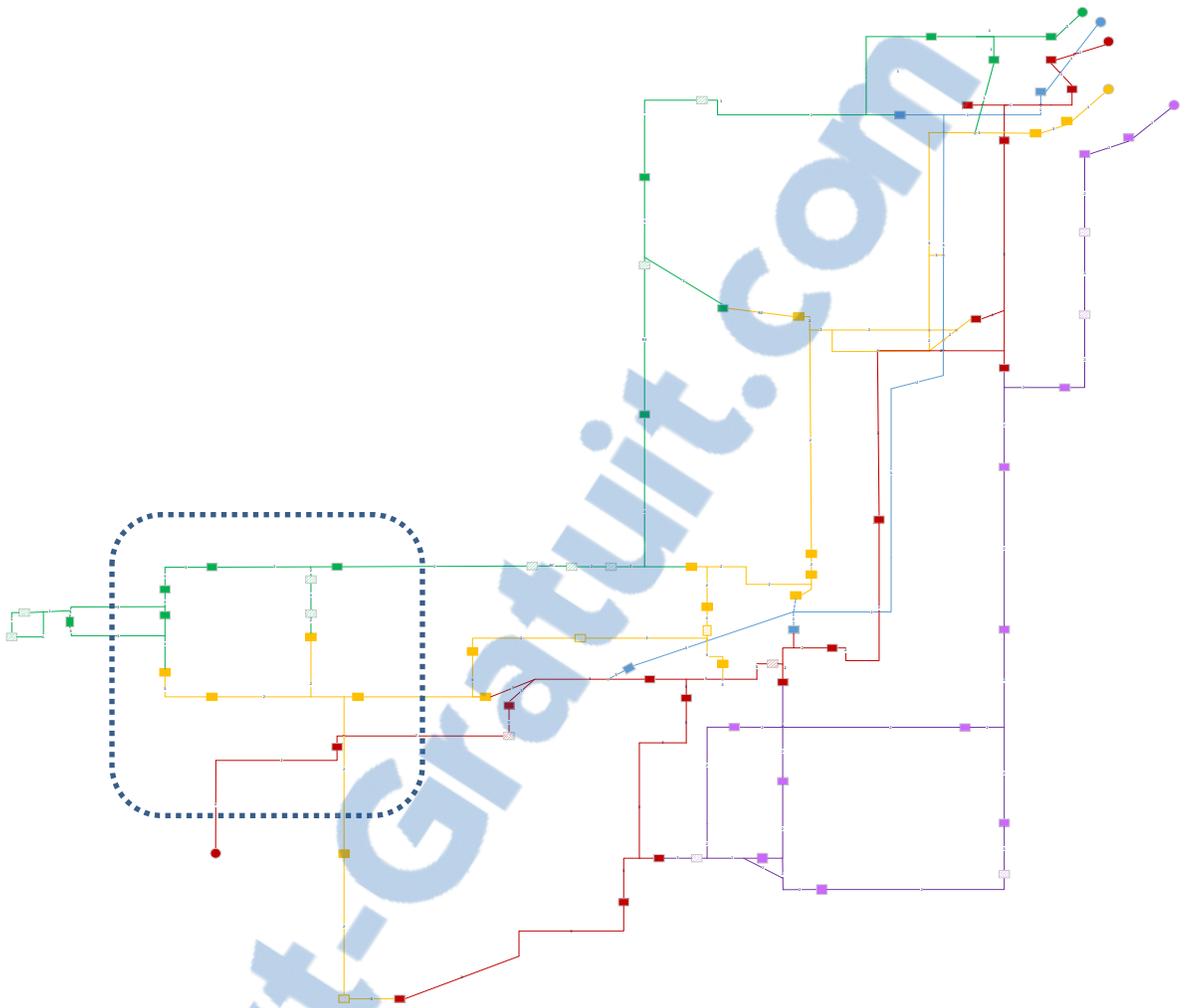


Figure 48 : Simplification du modèle sur Visio

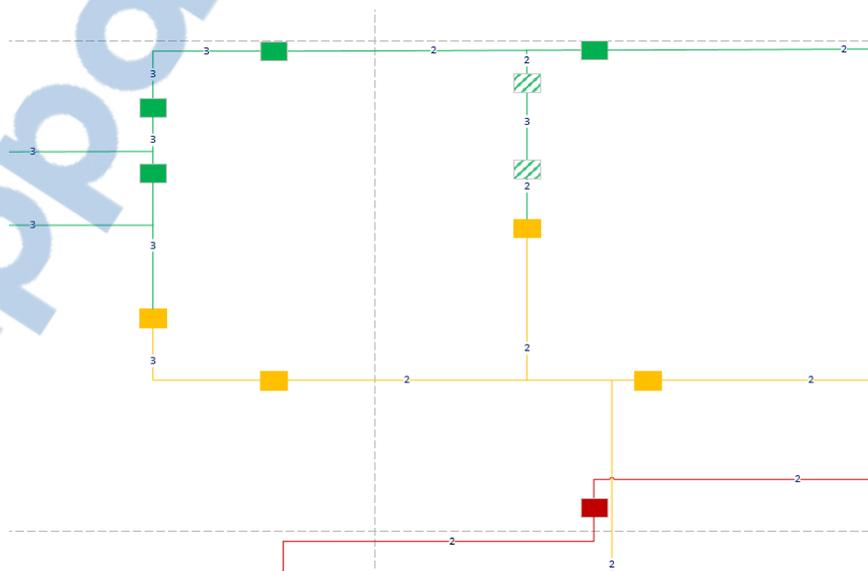


Figure 49 : Zoom sur le modèle simplifié de la figure 49

4.6.8. Étape 8 : Conception du modèle dans le logiciel de simulation YFA

L'étape suivante consiste à spécifier le modèle simplifié dans le logiciel de simulation. Nous avons utilisé Yukon Feeder Automation (dont la License a été fournie par EATON, notre compagnie partenaire) pour simuler le comportement du réseau en termes de pannes et de reconfiguration.

Yukon Feeder Automation Software [YFA, 2016] est un logiciel d'auto-correction ("self-healing") dynamique avancé qui consiste à intégrer des données en temps réel du réseau de distribution afin de détecter les perturbations du réseau électrique, reconfigurer automatiquement le système pour isoler les perturbations et garantir la minimisation du nombre total de clients touchés. Ce logiciel fournit un configurateur pour modifier la topologie du site du réseau de distribution et un simulateur qui offre la possibilité de tester la configuration programmée et son éventuelle réponse à la suite à des événements simulés de panne.

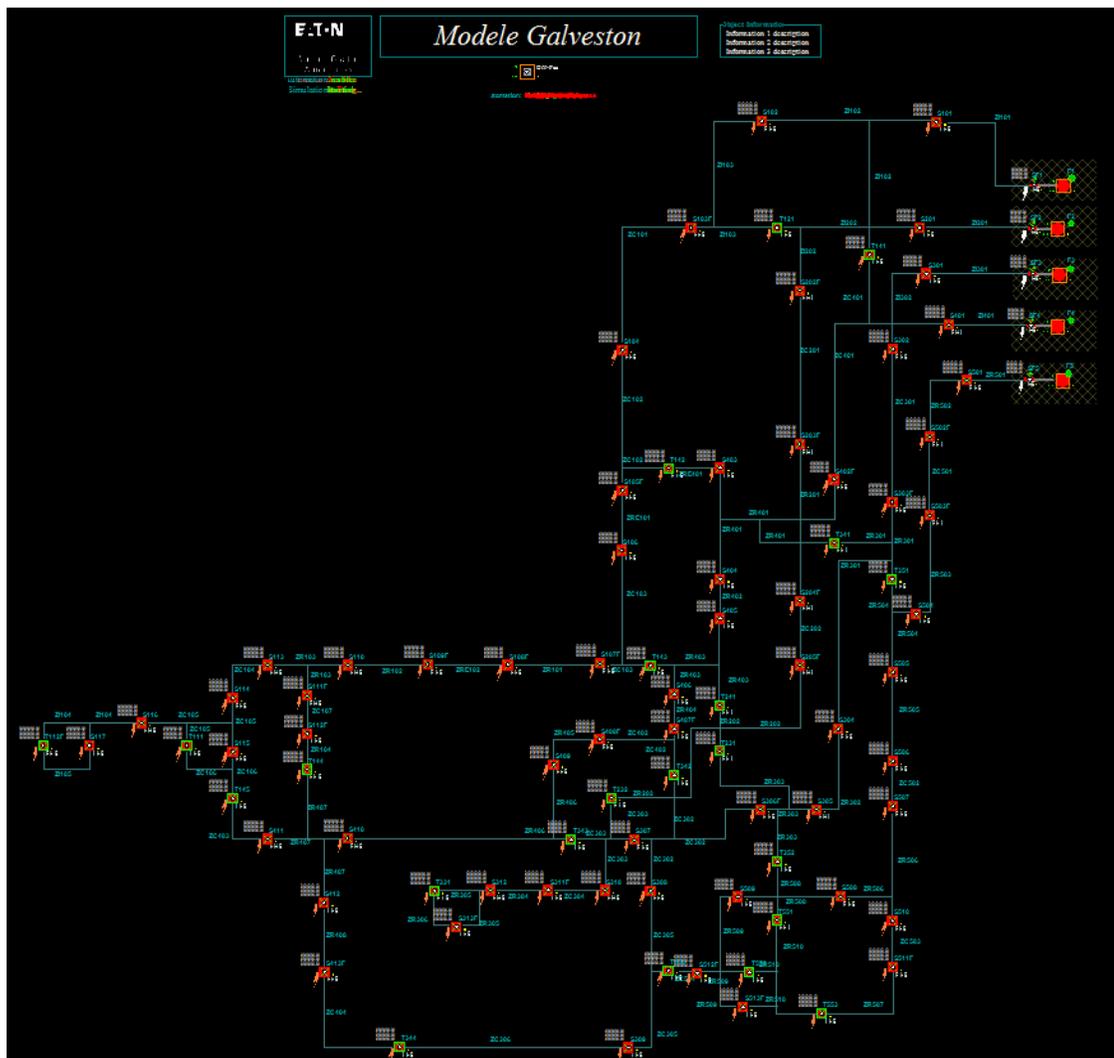


Figure 50: Topologie du site de Galveston sur YFA

Dans cette étape, nous avons utilisé la bibliothèque de l'éditeur du site pour créer des objets (Feeder, Recloser, ligne, transformateur, etc.) qui formeront par la suite le réseau à simuler. Nous obtenons ainsi le modèle du site de Galveston de la figure 51. Nous présentons dans la figure 52 les principaux symboles utilisés par YFA.

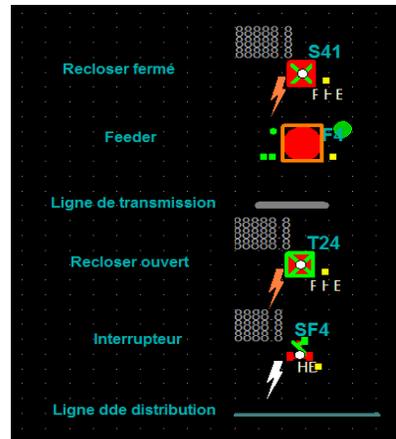


Figure 51: Légende des principaux symboles utilisés par YFA

4.6.9. Étape 9 : Proposition d'une méthode de nommage des composantes du site

Dans cette étape nous avons proposé une méthode de nommage qui permet d'exprimer explicitement les spécifications spatiales de chaque équipement du site. On appelle « site » la topologie du réseau de distribution électrique à simuler. Dans notre modèle, nous utilisons le même code pour le nom et l'identifiant d'un dispositif.

Le réseau de Galveston se compose de 5 Feeders. Donc sur le site Galveston dans YFA, nous proposons de leur attribuer les identifiants suivants : **F_i avec $i \in \{1, 2, 3, 4, 5\}$** .

Chaque Feeder alimente une partie du réseau grâce à une ligne de distribution. Nous aurons en tout 5 lignes de distribution. Nous proposons de leur attribuer l'identifiant suivant : **BB_i avec $i \in \{1, 2, 3, 4, 5\}$** .

Dans le site, nous avons utilisé des Reclosers fermés pour relier les lignes élémentaires de distribution et faire passer le courant entre elles et des Reclosers ouverts pour séparer deux lignes élémentaires de distribution qui sont alimentées par deux Feeders différents. Par exemple, dans la figure 53, T121 est utilisé pour séparer les deux lignes ZI103 (alimentée par le Feeder F1) et ZI202s (alimentée par le Feeder F2).

Les Reclosers ouverts sont utilisés pour séparer deux lignes qui sont alimentées par le même Feeder, pour ne pas avoir de court-circuit. Par exemple, dans la figure 53, T121 est le premier Recloser ouvert qui relie une zone élémentaire alimentée par le Feeder F1 et une zone élémentaire alimentée par le Feeder F2.

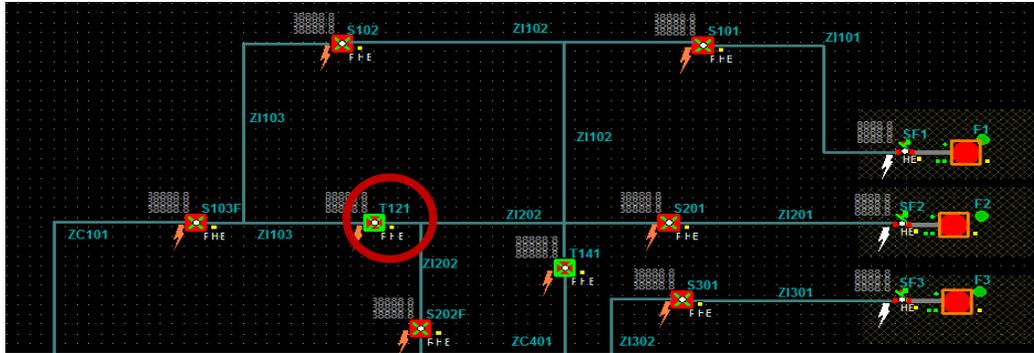


Figure 52 : Premier cas d'utilisation d'un Recloser ouvert

Par contre, dans la figure 54, T551 est le premier Recloser ouvert qui relie entre deux zones élémentaires alimentées par le Feeder F5. Il est utilisé pour ne pas avoir de court-circuit.

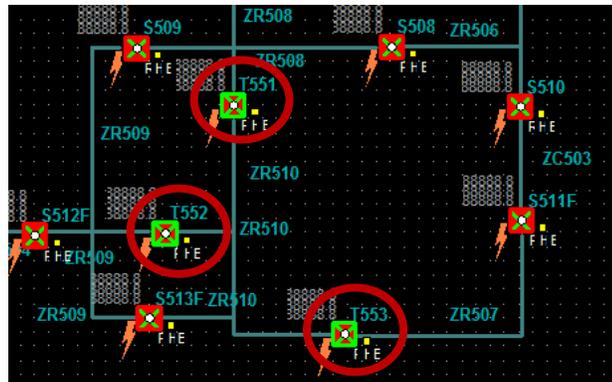


Figure 53 : Deuxième cas d'utilisation d'un Recloser ouvert

Concernant les Reclosers fermés, nous proposons la notation suivante : leur identifiant sera de la forme **Snp**; avec **n** le numéro du Feeder auquel il est attaché (indirectement) et **p** est un code à deux chiffres qui représentent le numéro du Recloser; $p \in \{01..99\}$. Par exemple : S409 est le 9ième Recloser fermé relié au 4ième Feeder.

Dans la partie 4.6.7, nous avons évoqué l'ajout de Reclosers fictifs. Dans le site, nous ajoutons le code F à la notation du Recloser pour différencier les Reclosers fictifs des Reclosers réels. Par exemple S103F est un Recloser fictif utilisé pour séparer une zone industrielle (ZI103b) et une zone commerciale (ZC101).

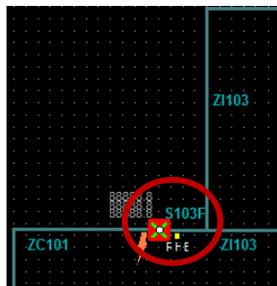


Figure 54 : Notation d'un Recloser fictif

Au total, nous obtenons 30 Reclosers alimentés par 5 Feeders. Le tableau suivant représente la disposition des Reclosers pour chaque Feeder.

Tableau 7 : Liste des Reclosers alimentés par chaque Feeder

Feeder	Recloser alimenté					
F1	S101	S102	S103	S104	S105F	S106
	S107F	S108F	S109F	S110	S111F	S112F
	S113	S114	S115	S116	S117	
F2	S201	S202F	S203F	S204F	S205F	
F3	S301	S302	S303F	S304	S305	S306F
	S307	S308	S309	S310	S311F	S312
F4	S401	S402F	S403	S404	S405	S406
	S407F	S408F	S409	S410	S411	S412
F5	S501	S502F	S503F	S504	S505	S506
	S507	S508	S509	S510	S511F	S512F

Quant aux zones élémentaires de distribution. Leur indice est exprimé sous forme **Ztmp**.

Avec **t** le type de la zone (**C** pour commerciale, **I** pour industrielle, **R** pour résidentielle et **RE** pour récréation et services publics); **m** est le numéro du Feeder par lequel la zone est alimentée; **p** est l'indice de la zone ; il se compose de 2 chiffres : **p** ∈ {01..99}.

Par exemple ZC306 est la 6ième zone élémentaire commerciale alimentée par le Feeder F3.



Figure 55 : Notation d'une zone élémentaire simple

Lorsque la zone élémentaire se compose de 2 ou plusieurs branches, on garde le même identifiant pour chaque branche.

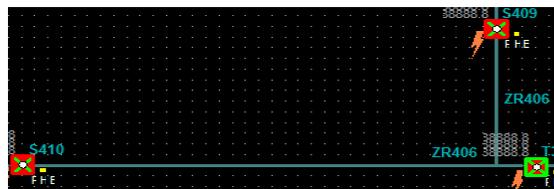


Figure 56 : Notation d'une zone élémentaire composite

Toutes ces conventions ont été validées par l'expert de notre partenaire Eaton

4.6.10. Étape 10 : Visualisation des zones fonctionnelles sur le site du simulateur

Nous nous intéressons dans cette partie à visualiser les zones fonctionnelles sur le site du simulateur. Ceci nous permet de regrouper les zones élémentaires de distribution dans des zones fonctionnelles. La première

étape consiste à visualiser les zones de la figure 49 sur le site du simulateur de la figure 51. Pour des raisons de lisibilité, nous avons découpé le site en 4 figures, la légende des couleurs des zones est indiquée sur la première figure. Ainsi, on obtient les figures 58, 59, 60 et 61.

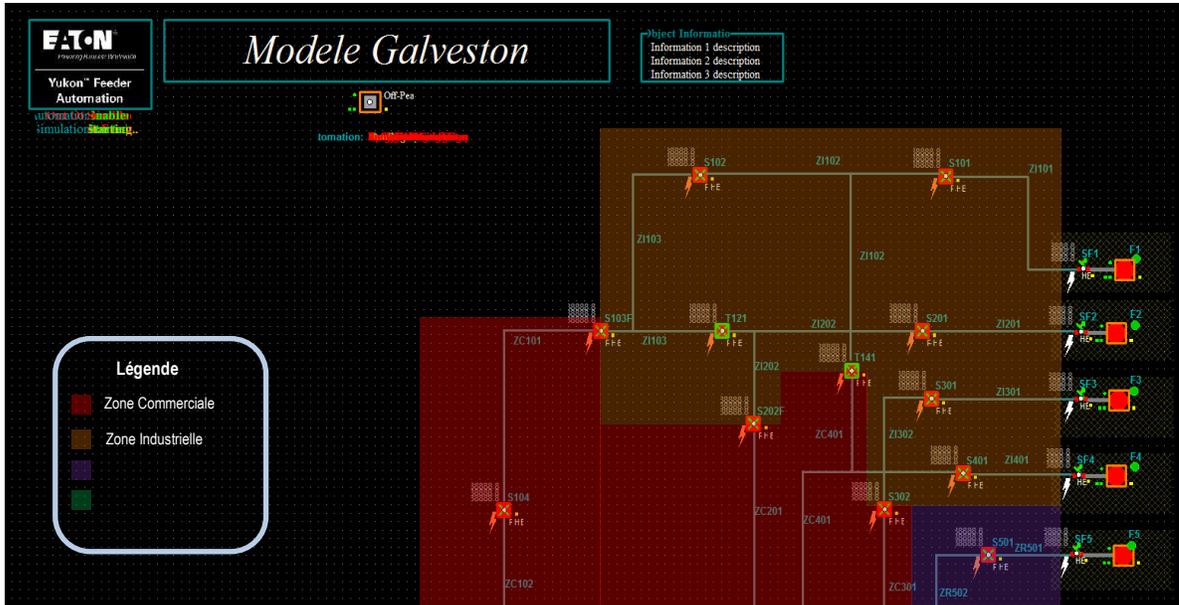


Figure 57 : Visualisation des zones fonctionnelles sur le site du simulateur - Partie 1

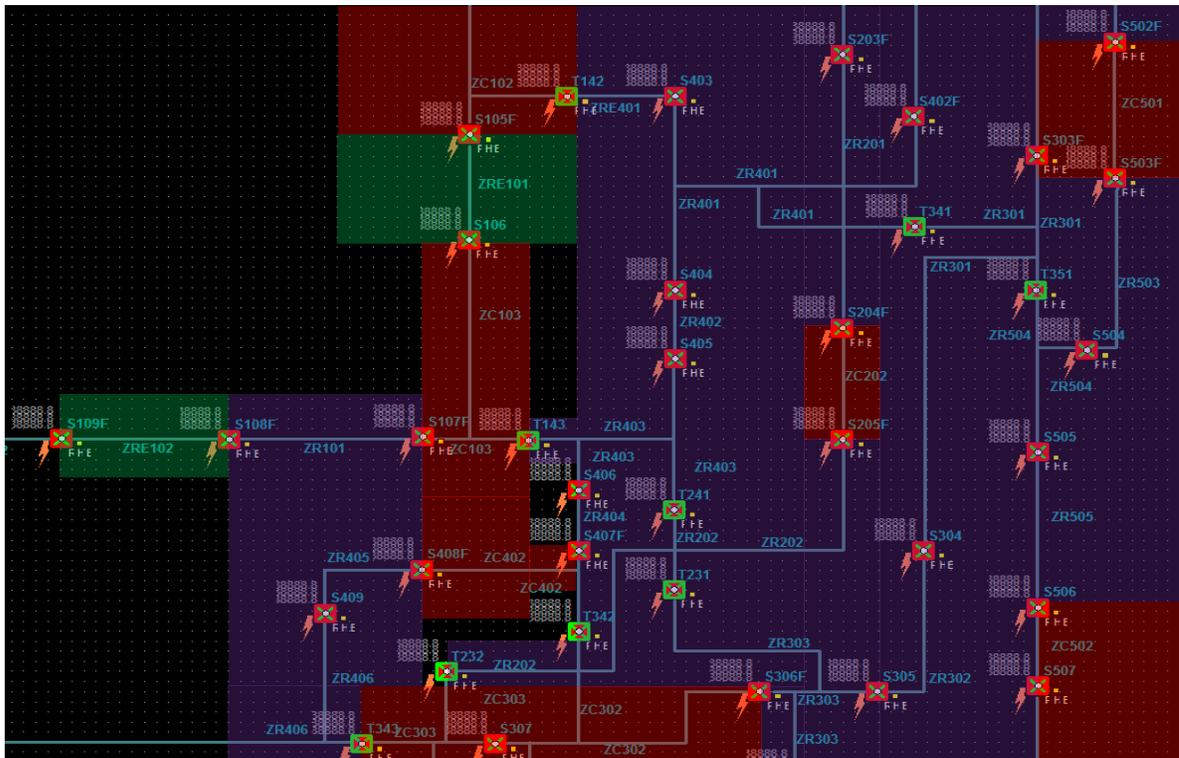


Figure 58 : Visualisation des zones fonctionnelles sur le site du simulateur - Partie 2

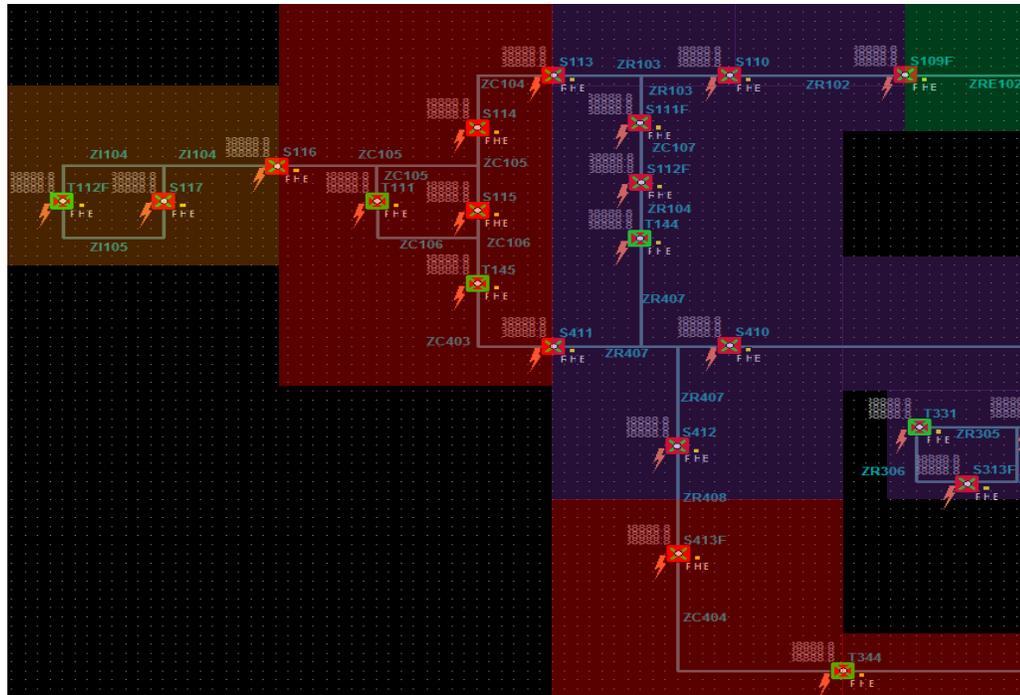


Figure 59 : Visualisation des zones fonctionnelles sur le site du simulateur - Partie 3

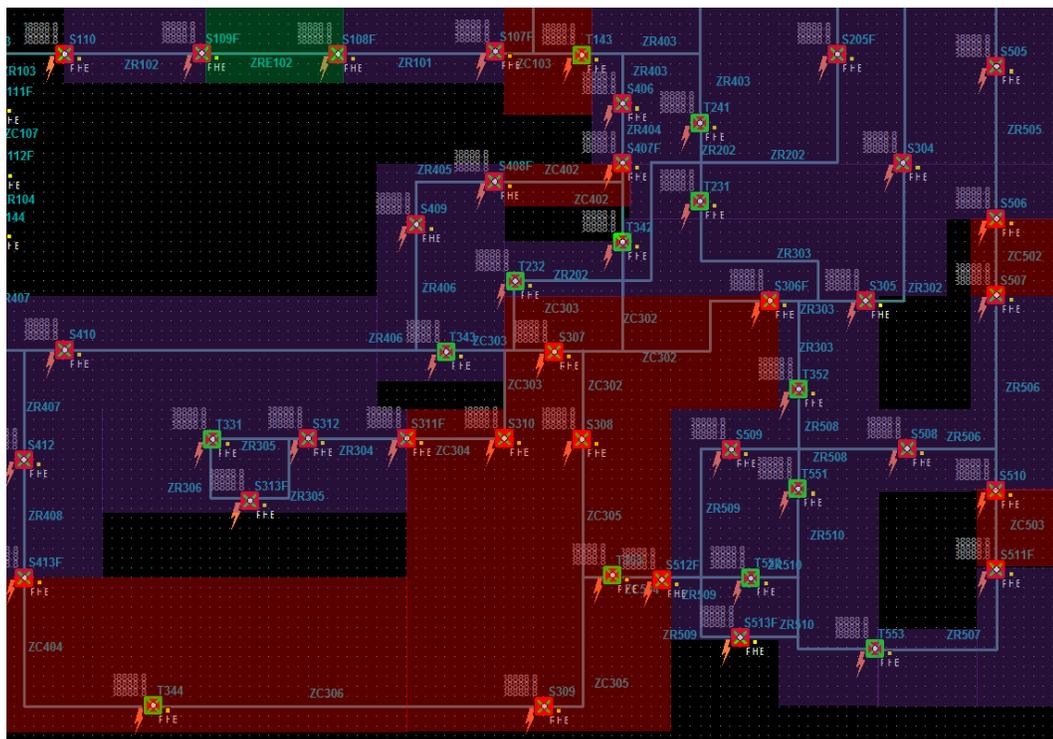


Figure 60 : Visualisation des zones fonctionnelles sur le site du simulateur - Partie 4

L'étape suivante a consisté à regrouper les zones élémentaires de distribution liées (par un Recloser ouvert ou fermé) pour former des zones fonctionnelles de distribution. Ceci permet de regrouper des zones élémentaires qui ont des caractéristiques de consommation similaires. S'il y a des zones de services publics et résidentielles

voisines, nous pourrions les combiner pour former des zones de distribution dites mixtes. Le tableau 8 montre le regroupement en zones fonctionnelles que nous avons réalisé. Pour la notation, l'identifiant des zones fonctionnelles sera de la forme : **ZFnp** ; avec **n** le type de la zone (**C** pour commerciale, **I** pour industrielle et **M** pour mixte) et **p** son indice avec **p ∈ {01..99}**.

Par exemple, **ZFC01** est la deuxième zone fonctionnelle commerciale, et **ZFI03** est la troisième zone fonctionnelle industrielle.

Tableau 8 : Attribution des zones fonctionnelles aux zones élémentaires

Feeder	Zone élémentaire alimentée	Zone fonctionnelle alimentée
F1	ZI101	ZFI01
	ZI102	
	ZI103	
	ZI104	ZFI02
	ZI105	
	ZC101	ZFC01
	ZC102	ZFC02
	ZC103	
	ZC104	ZFC03
	ZC105	
	ZC106	
	ZC107	ZFC04
	ZRE101	ZFM01
	ZRE102	ZFM02
	ZR101	
	ZR102	
ZR103		
ZR104	ZFM03	
F2	ZI201	ZFI01
	ZI202	
	ZC201	ZFC05
	ZC202	ZFC06
	ZR201	ZFM04

	ZR202	ZFM05
F3	ZI301	ZFI03
	ZI302	
	ZC301	ZFC07
	ZC302	ZFC08
	ZC303	
	ZC304	
	ZC305	
	ZC306	
	ZR301	ZFM06
	ZR302	ZFM05
	ZR303	
	ZR304	ZFM07
	ZR305	
	ZR306	
F4	ZI401	ZFI04
	ZC401	ZFC09
	ZC402	ZFC08
	ZC403	ZFC03
	ZC404	ZFC08
	ZRE401	ZFM06
	ZR401	
	ZR402	
	ZR403	ZFM05
	ZR404	ZFM09
	ZR405	
	ZR406	
	ZR407	ZFM03
ZR408		
F5	ZR501	ZFM08
	ZR502	ZFM06
	ZR503	

	ZR504	
	ZR505	
	ZR506	ZFM05
	ZR507	
	ZR508	
	ZR509	
	ZR510	
	ZC501	ZFC10
	ZC502	ZFC11
	ZC503	ZFC12
	ZC504	ZFC08

4.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté notre proposition de modélisation d'un réseau de distribution électrique, puis nous avons mis en évidence le modèle dans un cas de pratique réel, lors de l'étude du réseau Galveston. Nous enchaînons dans le chapitre suivant avec la simulation du comportement du réseau avec des scénarios réels.

Chapitre 5 Contribution théorique à la modélisation des patrons d'événements

5.1. Introduction

Dans notre démarche, nous nous intéressons à modéliser et détecter des patrons d'événements simples et complexes qui peuvent surgir dans un réseau de distribution électrique. Ces patrons sont pertinents pour informer l'utilisateur dans sa prise de décisions.

5.2. Notation des graphes conceptuels utilisés

Rappelons que les graphes conceptuels (CGs) de Sowa (1984) sont un système logique basé sur les graphes existentiels de Peirce et les réseaux sémantiques développés en Intelligence Artificielle. Les CGs servent comme un langage intermédiaire pour traduire des expressions développées en langage naturel vers des expressions manipulables par ordinateur. Grâce à leurs avantages, les CGs ont été implémentés dans divers domaines tels que la récupération de l'information, la conception de bases de données, les systèmes experts et le traitement du langage naturel.

Nous allons utiliser dans ce chapitre les graphes conceptuels comme base pour la représentation sémantique des différents formalismes présentés et proposés. Les GCs offrent une approche de représentation de connaissances et de raisonnement basé sur des graphes équivalents à des réseaux sémantiques. Nous rappelons dans cette section quelques notions fondamentales des GCs.

Avec les GCs, on peut modéliser différents types de situations. Une situation est une configuration finie de quelques aspects d'un monde de référence qui a une caractéristique spatiale et temporelle. Nous distinguons les types de situations suivantes :

- EVENT : est une configuration de changement qui se produit sur un intervalle de temps ponctuel.
- PROCESS : une configuration de changement qui évolue au cours d'un intervalle de temps
- STATE : une configuration statique qui ne change pas sur une période de temps

La situation est représentée par des concepts reliés par des relations. Cette représentation est exprimée sous forme de graphe. Sowa a introduit la notion de contexte pour représenter le contenu propositionnel d'une situation par un cadre (représenté par un rectangle) englobant un graphe conceptuel. Le type générique est SITUATION, mais on peut le raffiner en sous types tels que STATE, EVENT et PROCESS.

Le contenu propositionnel du graphe conceptuel peut être exprimé sous une forme graphique ou linéaire. Nous présentons dans la figure 62, ces deux modes de présentation.

En représentation graphique, le graphe conceptuel est représenté par un cadre (rectangle avec bandeau), composé de deux parties :

- Le bandeau du cadre contient le titre du graphe.
- Le corps du cadre contient le graphe sous forme graphique : les concepts sont représentés par des rectangles et les relations sont représentées par des cercles.

En représentation linéaire, le cadre du graphe conceptuel est représenté par deux crochets englobants. Les concepts sont représentés entre deux crochets alors que les relations sont représentées entre deux parenthèses. La représentation linéaire, elle-même peut être représentée sous une forme complète ou simplifiée. La différence se situe au niveau de la spécification du type du contexte du graphe conceptuel global. Dans la forme complète, on spécifie le type de la situation (par exemple SITUATION) pour le crochet global représentant le contexte tandis que dans la forme simplifiée on omet le type du graphe conceptuel.

Les contextes peuvent être imbriqués, lorsqu'un concept est remplacé par un graphe conceptuel (deuxième graphe de la figure 62)

Sowa a introduit plusieurs types de relations conceptuelles :

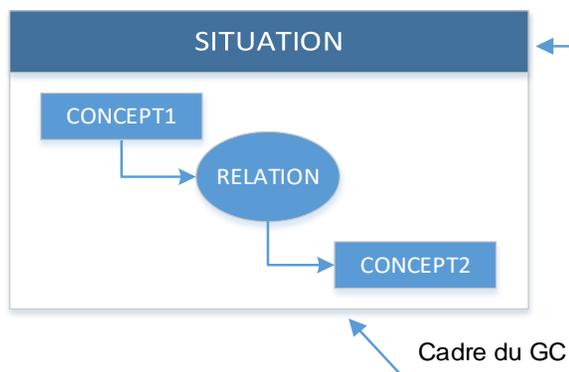
- Relations casuelles de Fillmore : AGNT (l'agent de l'action), OBJ (objet) PTIM (un point dans le temps), etc.
- Relations spatiales : LOC (localisation), IN (dans), ON (sur), etc.
- Attributs : ATTR (attribut) et CHRC (caractéristique)
- Relations inter-phrastiques qui relient des graphes conceptuels : BEFORE (avant), AFTER (après), CAUS (cause), etc.

Outre les relations conceptuelles prédéfinies, il est possible de définir une nouvelle relation entre deux concepts en utilisant la notation suivante :

Relation (x,y) is [*graphe conceptuel qui détaille la relation entre x et y*]

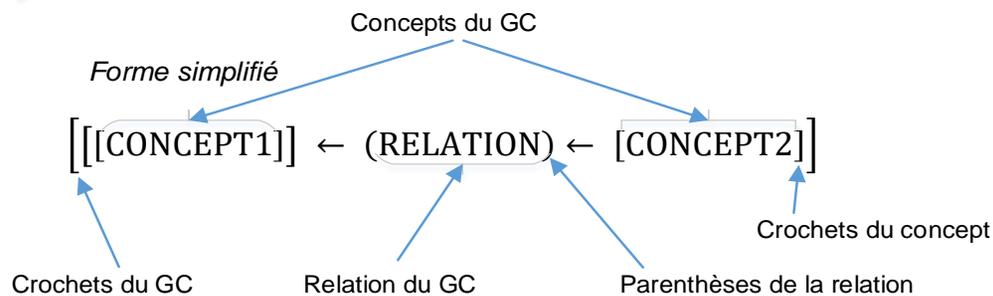
Dans notre modélisation, nous avons utilisé des relations prédéfinies par SOWA telles que PTIM, IN, LOC, et nous avons défini de nouvelles relations telles que ADJ, LOC-G et LOC-Z que nous verrons plus tard dans ce chapitre.

Les concepts sont représentés par le type du concept (en majuscule) suivi par un référent (en minuscule : [TYPE-CONCEPT : référent]). Le référent porte une marque de quantificateur.

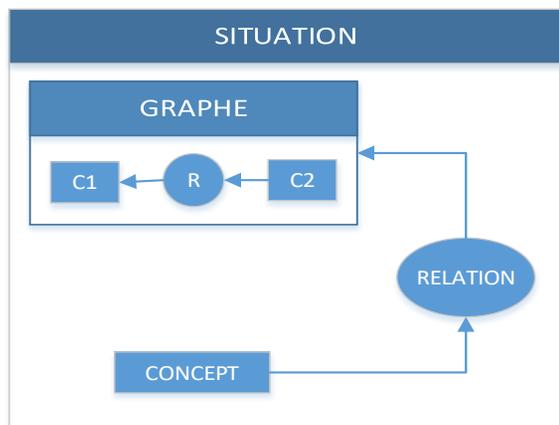


Représentation graphique du graphe conceptuel

Forme complète
 $[SITUATION: [CONCEPT1] \leftarrow (RELATION) \leftarrow [CONCEPT2]]$



Représentation linéaire du graphe conceptuel



Représentation graphique du graphe conceptuel

Forme complète
 $[SITUATION: [[C1] \leftarrow (R1) \leftarrow [C2]] \leftarrow (RELATION) \leftarrow [CONCEPT]]$

Forme simplifiée
 $[[[C1] \leftarrow (R1) \leftarrow [C2]] \leftarrow (RELATION) \leftarrow [CONCEPT]]$

Représentation linéaire du graphe conceptuel

Figure 61: Représentations graphiques et linéaires du graphe conceptuel

Sowa distingue par exemple les quantificateurs suivants :

- Quantificateur existentiel : [ZONE :*] est équivalent à $\exists x \text{ ZONE}(x)$ en logique des prédicats.
- Référents indexicaux : [RECLOSER : #idRecloser] est équivalent à référer un élément #idRecloser en particulier du concept de type RECLOSER

Dans notre domaine d'application (Réseau de distribution de l'énergie électrique), nous avons utilisé une taxonomie de concepts qui est représentée par le graphe de la hiérarchie de types de concepts de la figure 63. Au sommet de la hiérarchie, on trouve le type universel dénoté T.

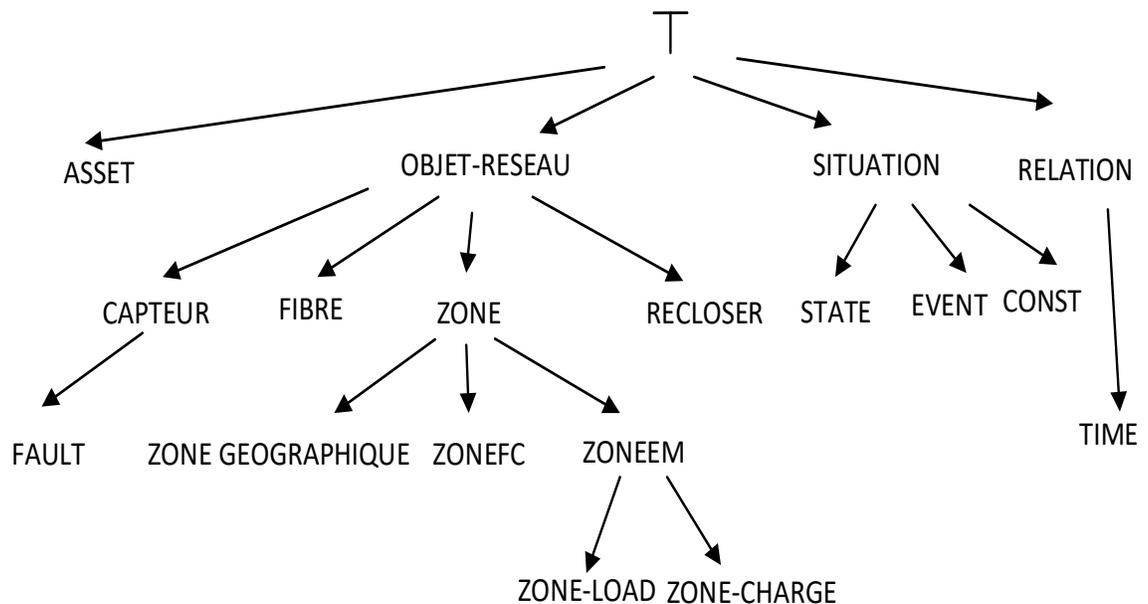


Figure 62 : Taxonomie du domaine d'application

On distingue deux types de concepts principaux : OBJET-RESEAU, et SITUATION. Le concept de l'OBJET-RESEAU a pour sous-types RECLOSER et ZONE. La ZONE peut-être spécialisée en zone élémentaire (ZONEEM), zone fonctionnelle (ZONEFC) ou en zone géographique (ZONEG). La situation quant à elle peut-être soit un événement (EVENT), lorsqu'on veut rapporter un événement de panne, soit un état (STATE) lorsqu'on veut représenter un changement d'état sur un objet réseau. La situation peut aussi être de type CONST, nous expliquerons plus tard ce concept dans la partie 5.5.1

Nous avons aussi utilisé des concepts prédéfinis par Sowa tels qu'ASSET (établissement), TIME (temps).

5.3. Approche de Barouni pour la détection des patrons spatio-temporels

L'approche que Barouni propose pour la représentation des patrons spatiotemporels se base sur une extension des Graphes conceptuels.

5.3.1. Présentation de l'approche

Dans le contexte de la gestion des flux de données, Barouni a proposé une approche de détection des patrons spatio-temporels. Ces patrons représentent un ensemble de situations corrélées par des relations spatiales et temporelles qui peuvent être obtenues à partir de plusieurs sources de données. Nous rappelons que Barouni (Barouni-2012) a défini un patron spatiotemporel comme un ensemble d'événements spatiotemporels reliés entre autres par des relations temporelles et/ou spatiales (associant leurs attributs spatiaux et temporels). Pour la modélisation des patrons, Barouni a utilisé les graphes conceptuels de Sowa afin de représenter sémantiquement des événements et des états (Figure 64). Un patron permet de représenter une situation spatio-temporelle en utilisant des relations temporelles associant des états et des événements.

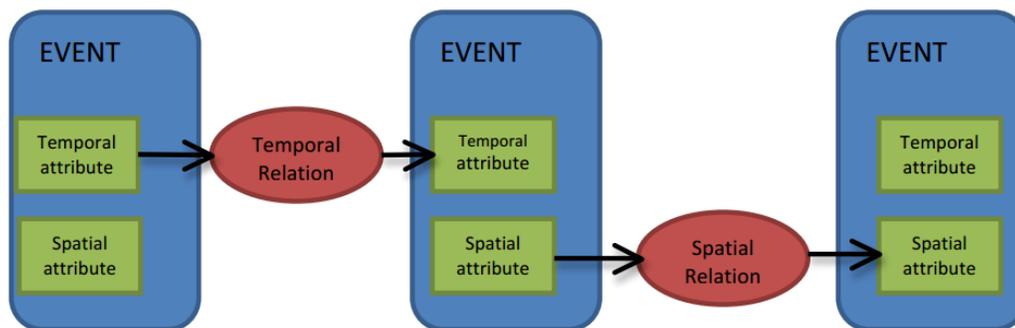


Figure 63: Représentation d'un patron spatiotemporel

Par exemple, dans le domaine de la surveillance des réseaux à fibres optiques, Barouni a défini un patron de panne urgente (Figure 65). Ce patron est composé d'un événement de panne de fibre qui exprime le changement de l'état de la fibre "ID 05" de l'état "normal" à l'état "brisé". Le bria a eu lieu à une distance de 5.6 km d'un centre de données (TYPE ASSET) qui a la caractéristique [CRITIC].

Ce patron de panne est représenté graphiquement par un cadre dont le bandeau contient le nom du patron. Dans le corps du cadre apparaissent d'autres cadres qui représentent les graphes conceptuels (et éventuellement des patrons) ainsi que et les relations qui caractérisent le patron. Dans la figure 65 apparaît un patron qui représente un événement de pannes d'une fibre. Celui-ci est composé de deux patrons élémentaires (représentant l'état d'une fibre) reliés entre eux par la relation temporelle BEFORE.

Le premier patron élémentaire représente un état normal de fibre (NORMAL), tandis que le deuxième représente un état de fibre brisée. Un patron élémentaire est exprimé par un contenu propositionnel représenté par un graphe conceptuel exprimé sous forme linéaire. Par contre les patrons complexes sont exprimés sous forme graphique. Le patron complexe "Événement panne de fibre" est en relation spatiale avec le patron élémentaire de localisation d'un bâtiment critique ; exprimée par la relation conceptuelle : LOC.

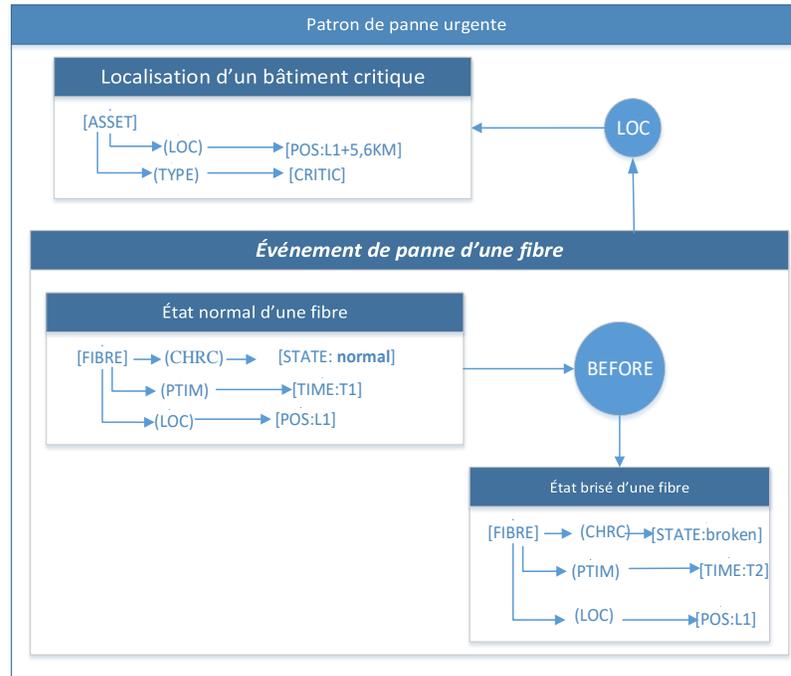


Figure 64: Exemple d'un patron spatiotemporel complexe

En conformité avec la directive OGC [CGC 2015] Barouni a proposé 4 types de patrons : simple, complexe, répétitif et Timer. Ces types de patrons sont utilisés pour constituer la base de connaissance de son système. Ces connaissances sont traduites en langage EPL, puis injectées dans la base de patrons du système CEP.

- **Patron simple :**

Un patron simple est une situation spatio-temporelle qui représente un changement dans l'espace et/ou dans le temps et qui peut être qualifiée en utilisant des relations spatiales et/ou temporelles par rapport à l'environnement (Figure 66). Par exemple, un événement de panne rapporté, précédé par l'état normal d'une fibre et suivi par l'état d'une fibre en panne.

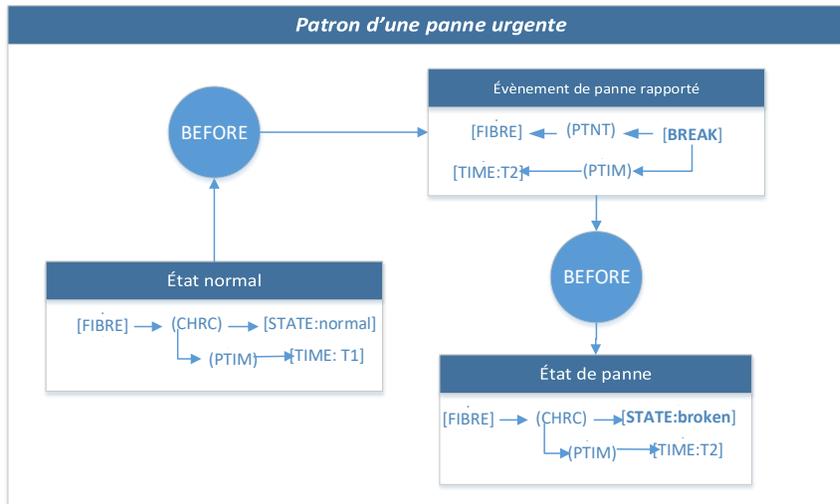


Figure 65: Exemple d'un patron de type simple

- Patron complexe :

Un patron complexe est composé d'un ensemble de patrons simples liés entre eux par des relations spatiales et/ou temporelles. Deux types de configurations possibles peuvent être présentés dans un patron complexe (Figure 67). Par exemple, ce patron d'inspection est composé de deux patrons de communication d'erreurs, qui se suivent : La succession est exprimée par la relation temporelle AFTER.

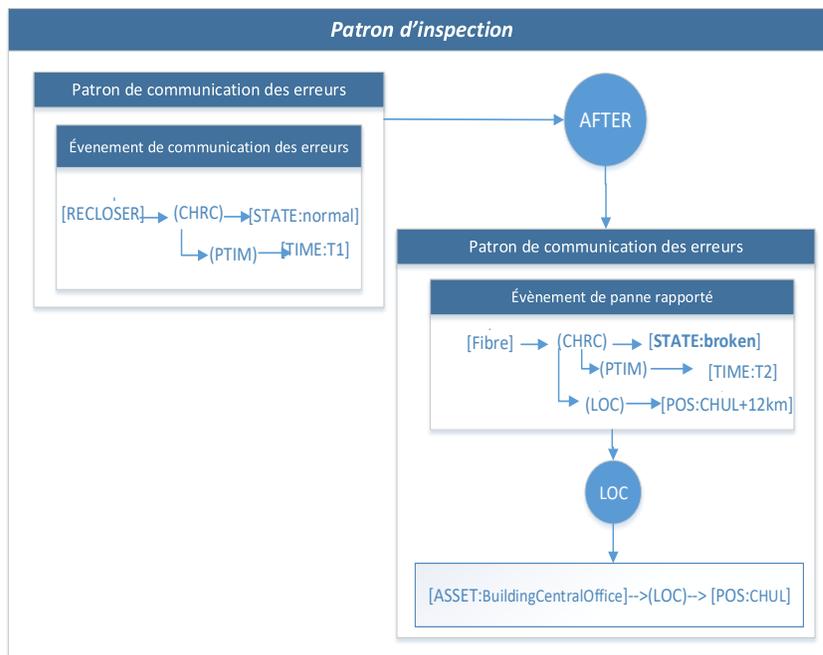


Figure 66 : Exemple d'un patron de type complexe

Le premier rapporte un état de panne dans un bâtiment central ([ASSET: BuildingCentralOffice]) à 12KM (relation spatiale) de l'hôpital CHUL ([POS: CHUL+12km]). Dans ce type de patron, lorsqu'une relation spatiale relie deux patrons simples, la relation est établie entre l'attribut spatial de l'événement de chaque modèle simple. Lorsqu'une relation temporelle relie deux patrons simples, la relation est établie entre l'attribut temporel des événements de chaque patron simple.

- **Un patron timer :**

C'est un patron qualifié par une relation temporelle par rapport à une référence temporelle (Figure 68). La référence temporelle peut être soit une position dans le temps, soit un intervalle de temps. Par exemple, ce patron de communication des erreurs rapporte l'état d'un capteur (STATE prenant la valeur panne ou normal) chaque jour (24 heures) à 13h GMT.

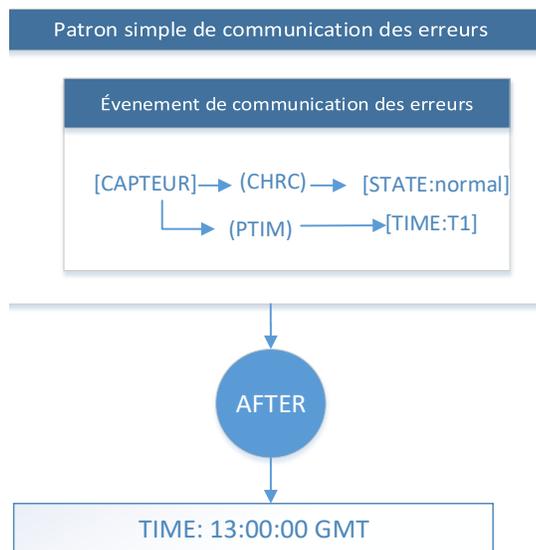


Figure 67: Exemple de patron Timer

- **Patron répétitif :**

C'est un patron qui représente la répétition d'un patron pour un nombre spécifique de fois (Figure 69). Le nombre de répétitions est exprimé par l'attribut **Count**.

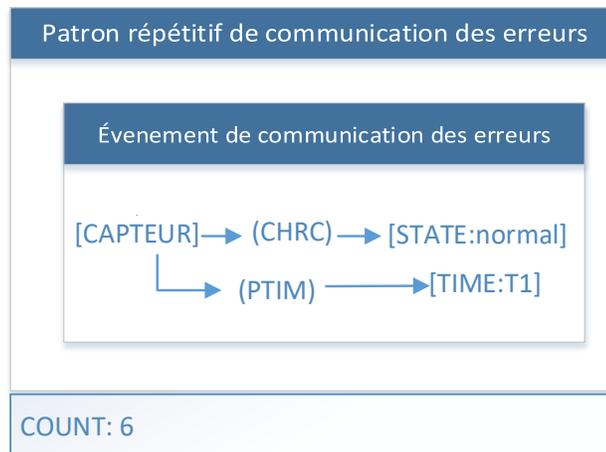


Figure 68 : Exemple d'un patron répétitif

Par exemple un patron répétitif de détection de panne pourrait détecter qu'une panne se répète près d'une station de service. Cette détection permettrait à un opérateur de décider d'envoyer une équipe d'intervention pour inspection.

5.3.2. Les points faibles de l'approche de Barouni

L'approche de Barouni offre un formalisme puissant de détection des patrons spatiotemporels, mais elle présente certaines limites que nous discutons ici :

- Ce modèle traite uniquement les relations spatiales (de proximité) et temporelles. En fait, dans l'étude des événements qui peuvent surgir dans un réseau, on peut considérer plusieurs autres types de relations qui sont pertinents pour prendre des décisions. Par exemple, dans le cas où une panne est détectée sur deux lignes de courant (ou deux fibres), il est intéressant de savoir si les deux lignes sont interconnectées, si elles sont voisines ou si elles appartiennent à la même zone géographique. Il est aussi intéressant de connaître le contexte du réseau, et plus précisément celui de la panne. Par exemple, dans le cas d'une panne affectant une ligne électrique, l'utilisateur aurait certainement besoin de connaître le contexte spatial de la panne, par exemple la nature de la zone affectée par la panne. Certainement l'utilisateur pourrait prendre deux décisions différentes, si la panne était détectée dans une zone industrielle au cours de la journée, ou dans une zone résidentielle au cours de la journée. Cela dépend des besoins des utilisateurs servis par la ligne (internet, électricité, etc.); ce qui permet de déterminer l'urgence de la panne.
- L'approche de Barouni définit les patrons complexes comme étant une agrégation de patrons simples (exprimée par des relations spatiales et/ou temporelles entre les attributs spatiaux et temporels de patrons simples), mais elle ne traite pas l'agrégation des patrons complexes. En utilisant cette approche, la

représentation des patrons complexes peut devenir rapidement très complexe du point de vue de la représentation, ainsi que pour sa traduction dans le langage EPL.

Par exemple, dans la figure 70, nous avons représenté un patron complexe d'une panne dans un Équipement du réseau de type Recloser, suivie par une autre panne dans un autre Recloser. On constate que la spécification du patron devient complexe et difficile à lire et interpréter. La représentation de la panne d'un seul Recloser (voir dans la figure 70 le cadre nommé « *patron complexe d'une panne d'un Recloser* ») est déjà plutôt complexe : elle correspond à un événement d'ouverture inattendue (ouverture du circuit électrique au niveau du Recloser), suivi d'un événement de fermeture inattendue (fermeture du circuit électrique au niveau du Recloser).

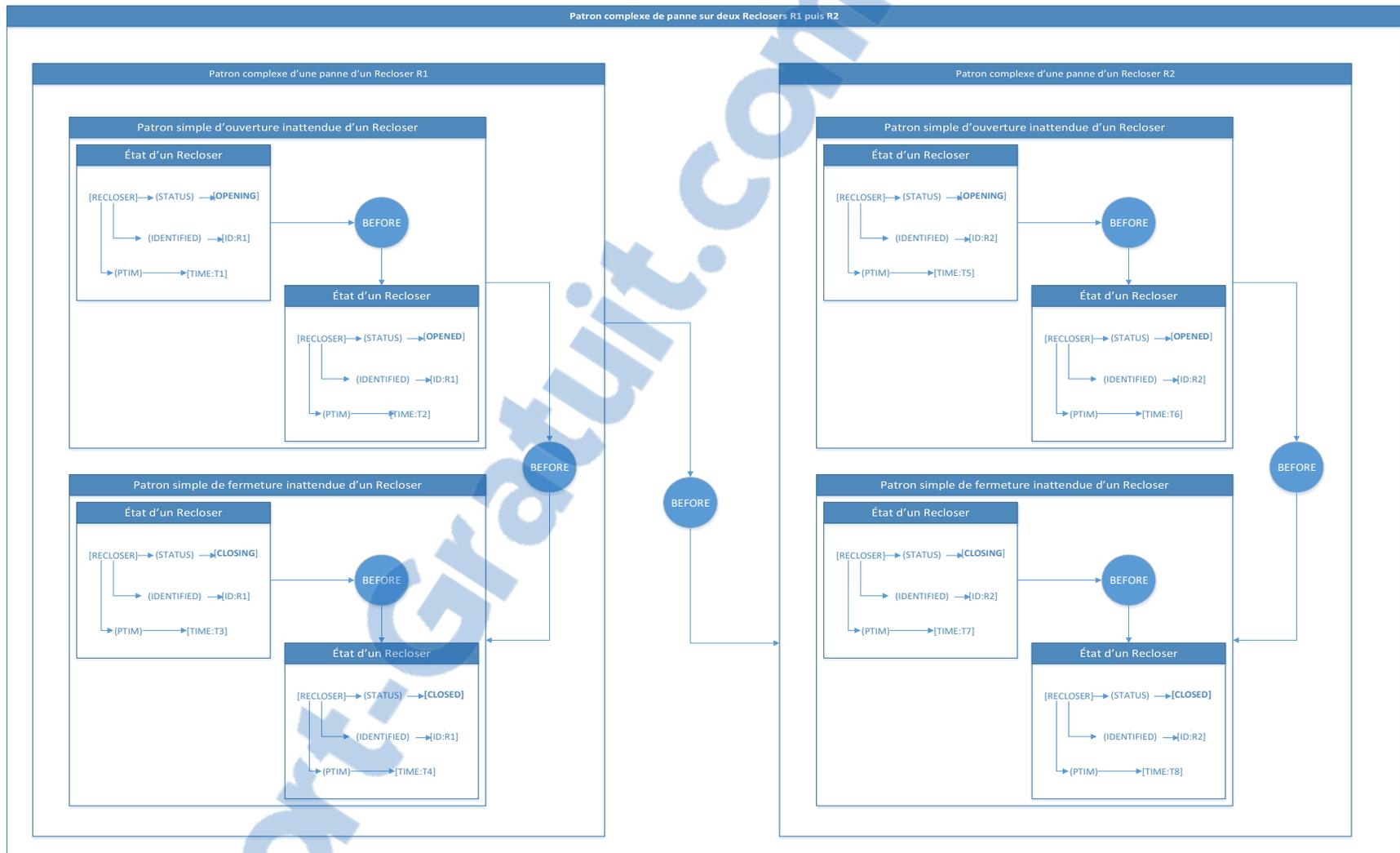


Figure 69: Exemple de corrélation de deux patrons complexes modélisé avec l'approche de Barouni

Le patron d'événement d'ouverture inattendue d'un recloser est lui-même composé de la corrélation de changements d'état du même recloser : le premier état rapporté est **opening** tandis que le deuxième est **opened**. Le patron d'événement de fermeture inattendue d'un recloser est lui-même composé de la corrélation de changements d'état du même recloser : le premier état rapporté est **closing** tandis que le deuxième est **closed**.

En gros, pour représenter un patron complexe de pannes sur deux reclosers, nous devons représenter 8 changements d'états reliés entre eux par des relations temporelles. Le problème se pose si on veut représenter des patrons d'un degré de complexité encore plus élevé. La représentation va devenir encore plus difficile, voire impossible.

5.3.3. Présentation de nos contributions

Pour tenter de résoudre les problèmes identifiés précédemment et pour enrichir l'approche de Barouni, nous allons présenter dans les sections suivantes une synthèse de nos quelques contributions de recherche qui seront exposées dans les sections suivantes :

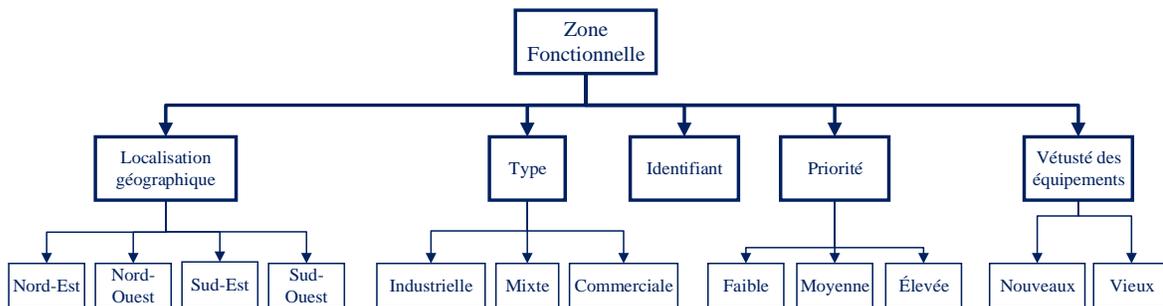
- Extension des relations spatiales ;
- Utilisation d'une base de données pour représenter le contexte géographique ;
- Ajout de la notion de contrainte et de la structure du résumé à l'approche de Barouni.

5.4. Contributions à la modélisation du domaine d'application

Dans le domaine de l'étude du comportement d'un réseau de distribution électrique, la source d'une panne peut provenir aussi bien d'un «comportement interne» d'un composant du réseau (par exemple une batterie faible passée en mode économique) que d'un «comportement externe» relié à l'environnement contextuel du réseau (par exemple le bris d'une branche d'un arbre qui coupe une ligne). Pour cela, nous proposons dans cette section une représentation du réseau en lien avec l'espace géographique sous-jacent.

Rappelons que nous avons déjà proposé dans la section 4.5, un modèle de réseau qui se compose de lignes élémentaires de distribution, tel que chaque ligne appartient à une zone de consommation qui peut être de nature différente (commerciale, industrielle, résidentielle, etc.). Nous avons déjà introduit la notion de zone fonctionnelle comme étant une zone qui regroupe plusieurs zones élémentaires ayant des caractéristiques

semblables de consommation et qui est d'intérêt pour l'analyse du réseau. De façon générale, nous pouvons présenter la structure conceptuelle d'une zone fonctionnelle comme suit :



Une zone fonctionnelle est caractérisée par sa localisation géographique, son type de consommation, sa priorité d'alimentation, la vétusté de ses équipements et son identifiant. Regardons en détail chacune de ces composantes :

- Localisation géographique : Afin de pouvoir attribuer une localisation à chaque zone fonctionnelle, nous proposons de diviser le site de Galveston en 4 parties selon un cadeau d'orientation géographique (NordEst, NordOuest, SudEst et SudOuest). Notons que, des éventuels événements externes peuvent affecter le réseau, dépendamment de la localisation géographique. Par exemple, des conditions météorologiques sévères qui causent des bris de lignes.
- Priorité : La priorité de la zone fonctionnelle dépend de l'urgence de la demande en énergie selon le type de la zone et les établissements qui y sont présents. Le degré de cette urgence est important pour la priorisation du rétablissement du courant lorsqu'une zone est déconnectée. Par exemple au Québec la société Hydro-Québec a établi un ordre de priorité des zones de consommation selon le secteur d'activité (Figure 71).
- Vétusté des équipements : Certaines pannes qui surviennent sur le réseau sont dues à la durée de vie de l'équipement qui approche de son échéance. Par exemple, si la batterie d'un recloser atteint un niveau de charge faible, le Recloser peut se déconnecter puis se reconnecter. Des pannes similaires peuvent survenir sur les lignes aussi. C'est ainsi que nous pensons qu'il est pertinent d'ajouter cette caractéristique de vétusté dans la spécification conceptuelle de la zone.
- Type de consommation : Comme nous l'avons mentionné au chapitre 4, le réseau se compose de plusieurs zones fonctionnelles différentes du point de vue de leur profil de consommation (Industrielle, Commerciale et Mixte). En fait, certaines pannes peuvent se produire comme conséquence d'une consommation trop forte d'énergie électrique. Par exemple des surcharges sur les lignes peuvent se produire à cause d'une augmentation de consommation pendant les vagues de froid et les vagues de chaleur.

- Identifiant : l'unicité de cette caractéristique permet de différencier les occurrences des différentes zones fonctionnelles.

P	Type	Secteur	Exemples
1	Urgence	Santé et sécurité publiques (touchant un grand nombre de personnes)	Hôpitaux, usines de filtration, services d'urgence.
2	Stratégique	Communications de masse	Médias électroniques, centrales et antennes pour les communications d'urgence et la diffusion des consignes de sécurité au public, aéroports, gares de chemin de fer et gares d'autobus appelées à servir à l'évacuation de la population.
		Industries de transformation stratégiques	Raffineries de gaz et de pétrole.
3	Critique	Établissements critiques	Centres hospitaliers de soins de longue durée (CHSLD), prisons.
		Industries critiques	Industries qui subiraient des pertes importantes en cas d'arrêt.
4	Important	Services à la population	Centres locaux de santé communautaire (CLSC), cliniques spécialisées, usines d'épuration.
5	Industriel	Services non stratégiques	Services connexes aux urgences et aux transports, industries, centres commerciaux et de distribution, exploitations agricoles.
6	Commercial		Commerces, industries non critiques, immeubles de bureaux, foyers d'accueil, supermarchés, stations de pompage.
7	Résidentiel		Immeubles de logements, maisons, feux de circulation.

Figure 70 : Priorité de rétablissement du service d'électricité [Hydro-Québec, 2006]

Nous pouvons ajouter une caractéristique reliée au type de câblage des lignes électriques qui représentent la zone. Par exemple, s'il s'agit de lignes à aire ouverte ou souterraine.

À partir de la représentation de la zone fonctionnelle, nous pourrions qualifier l'impact et l'urgence d'une panne en tenant compte de la nature de la zone de consommation affectée.

5.5. Extension des relations spatiales

Barouni a défini le contexte spatial par des relations de distance entre objets qui composent le réseau. Dans ce mémoire, nous estimons que la notion de contexte spatial dépasse la nature de la relation spatiale entre les zones (par exemple, distance de n kilomètres dans l'approche de Barouni) pour englober aussi le contexte de l'espace géographique sous-jacent.

Dans notre approche, nous proposons d'utiliser quatre types de relations spatiales qui permettent de spécifier le contexte spatial :

a) Représentation spatiale du réseau : le réseau dont on étudie le comportement se compose d'objets et de liens entre ces objets. Dans le contexte du réseau de distribution électrique ; les objets sont les Reclosers et les Feeders, tandis que les liens sont les lignes de distribution électrique.

b) Espace géographique composé de zones :

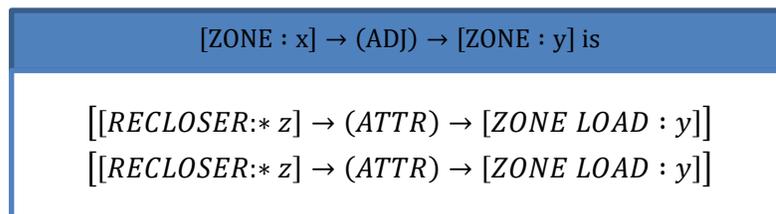
- ✓ **Zone élémentaire de distribution** : Dans notre approche, les liens qui relient les objets du réseau sont associés à des zones élémentaires de consommation. La zone élémentaire de consommation représente la zone géographique alimentée par la ligne du réseau.
- ✓ **Zone fonctionnelle** : Lorsque les zones élémentaires de distribution se caractérisent par des profils de consommation semblables (par exemple, les pics de consommation se répètent quotidiennement entre 8h du matin à 17h le soir), les lignes associées peuvent être regroupées (selon les profils de consommation) pour former des zones fonctionnelles de consommation.

Nous proposons également de considérer des relations topologiques entre ces deux types de zones :

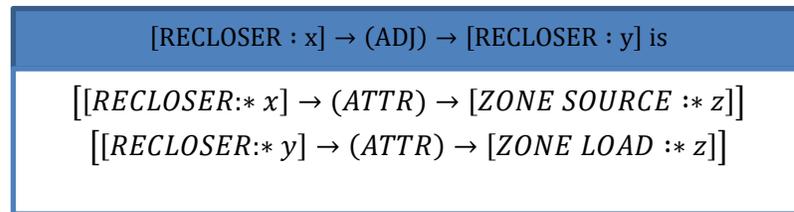
- ✓ **Inclusion de zones** : Une zone fonctionnelle est composée d'une ou plusieurs zones élémentaires (une zone élémentaire est incluse dans une zone fonctionnelle)
- ✓ **Topologie entre les zones** : Étant donné que le réseau se compose d'objets reliés par des liens, la première relation spatiale qui est envisageable est la relation d'adjacence. Deux objets sont dits adjacents lorsqu'ils sont reliés entre eux par le même lien.

Dans le contexte des réseaux de distribution électrique, le Recloser (objet du réseau) est relié à deux lignes de distribution électrique différentes qu'on appelle Zone Source et Zone de Charge. Divers cas d'adjacence sont à considérer :

- **Deux zones élémentaires sont dites adjacentes** (avoisinentes), lorsqu'il existe un Recloser X tel que l'une des deux zones représente sa zone source et l'autre représente sa zone de charge.

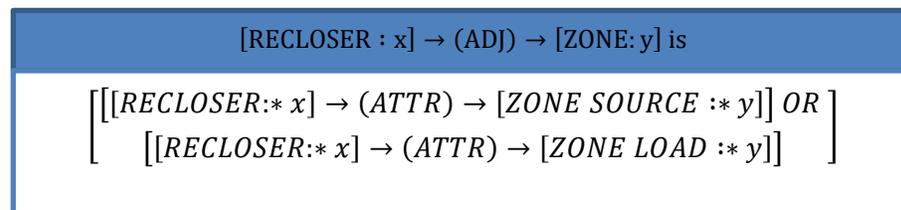


- **Deux Reclosers sont dits adjacents** (avoisinants), s'il existe une zone élémentaire, telle qu'elle représente la zone de charge de l'un des deux reclosers et la zone source de l'autre recloser. Sous forme de graphes conceptuels, on représente l'adjacence entre deux reclosers comme suit :



On note que l'identité de la zone source et de la zone load est formalisée par *z dans les concepts [ZONE SOURCE :* z] et [ZONE LOAD :* z]. C'est un marqueur de co-référence (Sowa 1984)

- **Un Recloser et une zone élémentaire sont dits adjacents** (avoisinants), lorsque la zone élémentaire représente la zone source ou la zone de charge du recloser. Sous forme de graphes conceptuels, on représente l'adjacence entre une Zone et un Recloser comme suit :



Cette définition correspond à l'alternative (dénotée par la relation OR) entre deux situations. La première $[[RECLOSER:* x] \rightarrow (ATTR) \rightarrow [ZONE SOURCE :* y]]$ indique que le recloser x est associé à une zone y de type Zone Source. La deuxième $[[RECLOSER:* x] \rightarrow (ATTR) \rightarrow [ZONE LOAD :* y]]$ indique que le recloser x est associé à une zone y de type Zone Load.

À partir de ces définitions découle la relation d'adjacence entre deux zones fonctionnelles de distribution

- **Deux zones fonctionnelles sont dites adjacentes** (avoisinentes), s'il existe une zone élémentaire incluse dans la première fonctionnelle et adjacente à une autre zone élémentaire incluse dans la deuxième zone fonctionnelle.

c) Localisation des éléments du réseau dans l'espace géographique représenté par des zones :

Les éléments du réseau (objets et liens) sont localisés réellement dans un espace géographique constitué de plusieurs zones géographiques caractérisées par différents critères physiques (par exemple le climat, la géologie, la géophysique) et humains (selon les secteurs d'activité et les différents types de consommateurs de service : industriels, commerciaux, résidentiels, etc.).

Cette contribution de critères permet d'identifier une certaine homogénéité et une identité qui légitiment la délimitation d'une zone géographique. Nous admettons qu'aussi bien les critères physiques que les critères

humains influencent le comportement du réseau. Par exemple, le type de consommateurs agit sur les charges ainsi que les capacités d'une ligne de réseau. Par contre, dans une zone géographique avec des arbres, et dans des conditions météorologiques extrêmes, le service peut être interrompu à cause du bris d'un des objets du réseau (exemple : une ligne) par les branches des arbres.

Aussi, nous constatons qu'il est intéressant de prendre en compte la localisation des éléments du réseau dans l'espace géographique sous-jacent. Cela permet d'étudier le comportement des éléments du réseau par rapport à la zone géographique correspondante. Il est donc pertinent de spécifier les relations spatiales entre les éléments du réseau et les zones de l'espace géographique sous-jacent.

Par exemple, dans la figure 72, nous présentons le mapping d'une partie de réseau de distribution électrique (2 Feeders, des reclosers et des lignes de distribution électrique) sur des zones géographiques ayant des caractéristiques de consommation différentes (commerciale et résidentielle).

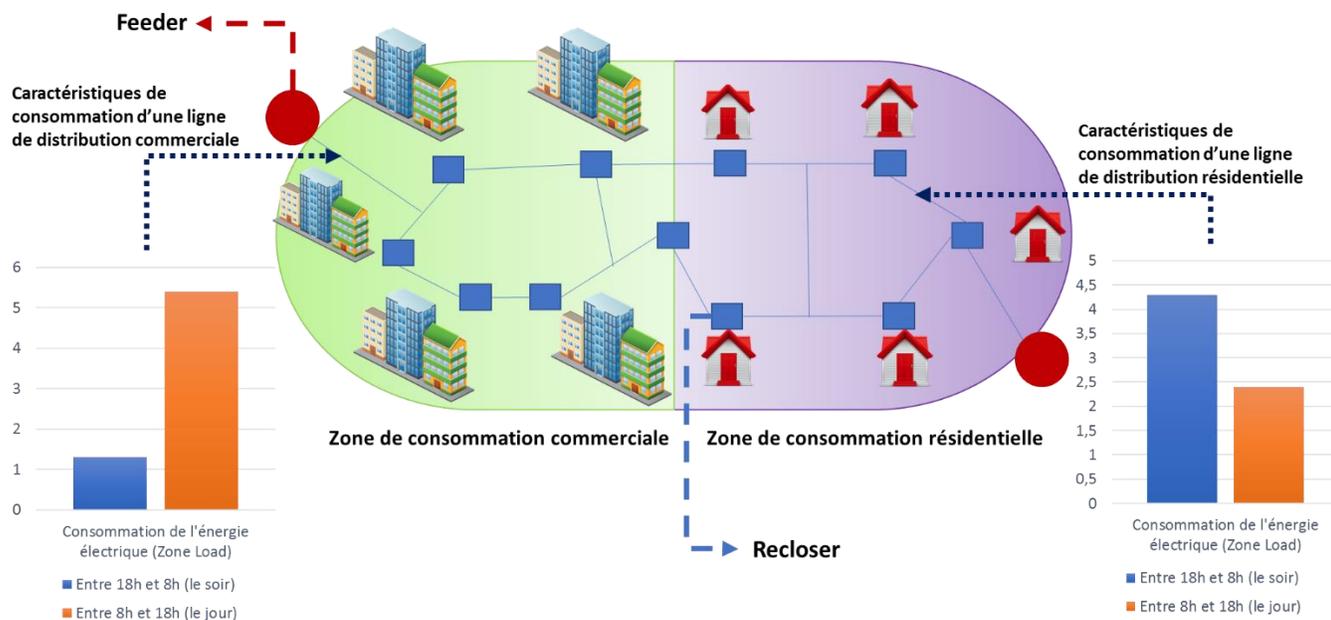


Figure 71 : Exemple de localisation des éléments d'un réseau électrique dans deux zones de consommation différentes

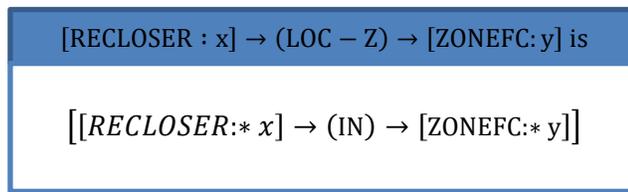
Nous soulignons que deux lignes de distribution qui se situent dans deux zones différentes (du point de vue consommation) peuvent avoir un comportement différent (du point de vue charge). En effet, la ligne de distribution qui se situe dans la zone de consommation résidentielle subit une demande de charge plus élevée la nuit que le jour (ce qui est normal, étant donné que les résidents seront chez eux). Par contre, la ligne de distribution qui se situe dans la zone de consommation commerciale subit une demande de charge plus élevée le jour que la nuit (pendant les heures d'ouvertures des différents commerces et boutiques).

d) Relation spatiale entre les éléments du réseau et les zones :

La projection du réseau dans l'espace géographique sous-jacent entraîne l'apparition de relations entre ses composants et les zones géographiques : Cela permet de situer les éléments du réseau dans leur contexte spatial. Ainsi, nous pouvons étudier les pannes des lignes et des reclosers en tenant compte du contexte géographique du réseau.

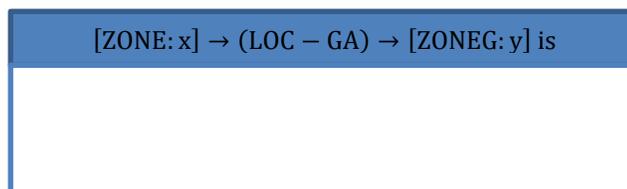
Par exemple, il est intéressant de savoir si les lignes et les reclosers appartiennent soit à la même localisation géographique (nord, sud, est, ouest) soit à la même zone de consommation (industrielle, commerciale, résidentielle, etc.). À cette fin, nous introduisons deux nouvelles relations conceptuelles relation : LOC-Z

LOC-Z est une nouvelle relation que nous définissons entre un équipement (par exemple un recloser) et une zone fonctionnelle. Dans l'exemple ci-dessous, elle signifie qu'il existe un recloser x qui est positionné dans une zone fonctionnelle [ZONEFC:y] y (du point de vue géographique) (Relation conceptuelle IN).



- La relation : LOC-GA

LOC-GA est une nouvelle relation que nous définissons entre un équipement (par exemple et une zone) et une zone géographique. Dans l'exemple ci-dessous, elle signifie qu'il existe une zone x qui se positionne dans une zone géographique y [ZONEG:y] (du point de vue géographique).



5.6. Base de données représentant le contexte géographique du réseau

Pour introduire ces relations spatiales dans le processus d'analyse, nous proposons de stocker les informations correspondantes dans une base de données. Cette base de données se compose de trois tables (figure 73) :

- ✚ **Table de Reclosers** : dont la clé est RecloserCode et les attributs (ZoneSource et ZoneLoad) ; les valeurs des attributs ZoneSource et ZoneLoad correspondent aux identifiants des zones élémentaires attachées au Recloser;
- ✚ **Table de Zones Elementaires** : dont la clé est ZECODE et l'attribut (ZFCODE) ; la valeur de l'attribut ZFCODE correspond à l'identifiant de la zone fonctionnelle à laquelle elle appartient ;
- ✚ **Table de Zones Fonctionnelles** : dont la clé est ZFCODE et les attributs (Type, Localisation, Vétusté, etc.).



Figure 72 : Modélisation de la base de données des relations spatiales

5.7. Modélisation des pannes

Dans notre approche, nous nous intéressons au dysfonctionnement du réseau qui peut affecter autant les zones de distribution que les équipements de reconfiguration automatique (en anglais : **FLISR** : **F**ault **L**ocation, **I**solation and **S**ervice **R**estoration) tels que les reclosers. Donc nous proposons d'attribuer à chaque panne détectée un ensemble de caractéristiques pertinentes pour notre étude. Pour la spécification des patrons de pannes, nous proposons la représentation conceptuelle suivante (Tableau 9) :

Tableau 9: Spécification conceptuelle de la notion de panne

Caractéristiques		
FAULT	TYPE	Élémentaire/Complexe
	NAME	NomDeLaPanne
	APPLIED-TO	Recloser/Zone/(R, Z), etc.
	TIME	HeureDeLaPanne
	DATE	DateDeLaPanne
	LOC-Z (OPT)	Nom/Type ZoneFonctionnelle
	LOC-GA (OPT)	SudOuest/SudEst/etc.
	DUR (OPT)	DuréeDeLaPanne
	REPEATED (OPT)	NbreDeRepetition
OBSOLESCENCE (OPT)	True(Vétuste)/False(NonVétuste)	

La panne peut être de type élémentaire ou complexe (TYPE) suivant qu'elle correspond à une panne élémentaire ou à une panne complexe. Les pannes élémentaires sont les pannes qu'on peut détecter

directement à partir des données brutes (rapportées par les capteurs du réseau considéré). Les pannes complexes sont détectées à partir de corrélations entre des pannes élémentaires.

Une panne est caractérisée par son nom (NAME), le(s) dispositif(s) qu'elle a affecté(s) (APPLIED-TO), sa date (DATE) et son temps d'occurrence (TIME). Nous nous intéressons aussi à déterminer la localisation géographique des pannes. Donc nous proposons d'ajouter le nom et le type de la zone fonctionnelle (LOC-Z), ainsi que la localisation géographique (LOC-GA) du lieu où se produit de la panne. La localisation de la panne (LOC-Z ou LOC-GA) correspond à une Zone fonctionnelle ou une Zone géographique.

Les dispositifs affectés par les pannes (attribut : APPLIED-TO) peuvent être des Reclosers R ou des zones Z.

Nous visons aussi à détecter des pannes répétées ; c'est pourquoi nous ajoutons la durée (DUR) et le nombre de répétitions (REPEATED) de la panne élémentaire pour caractériser des patrons de panne répétitive. Il est également aussi intéressant d'étudier la corrélation entre l'occurrence d'une panne et la vétusté du(es) dispositif(s) affecté(s). Donc nous proposons d'ajouter cette caractéristique(OBSOLESCENCE) à la notion de panne. Les caractéristiques LOC-Z, LOC-GA, DUR, REPEATED et OBSOLESCENCE sont optionnelles.

5.8. Extension proposée au formalisme de patrons de Barouni

Nous proposons dans cette section, une extension au formalisme de patrons proposé par Barouni, pour répondre aux limites préalablement citées. L'extension permettra de résoudre les problèmes de complexité de la représentation et de faciliter la manipulation et l'extension des patrons. Tout d'abord, nous proposons une méthode de détection de patrons par itération. Les patrons complexes seront détectés à partir de la corrélation des instances des patrons (simples ou complexes) préalablement détectés. Nous avons établi une liste préalable (Tableau 10) de patrons pertinents qu'on cherche à détecter. Certains patrons sont de complexité simple et on peut les détecter directement à partir des données brutes fournies par les capteurs du réseau. D'autres sont de type complexe et peuvent être détectés à travers la corrélation spatiale et temporelle entre les instances de patrons simples détectés avec ou sans recours à notre base de données des relations spatiales (Figure 70).

Le champ **Requirement** dans le tableau 10 indique les éléments requis pour pouvoir détecter le patron correspondant. Par exemple, nous aurons besoin uniquement des données brutes pour détecter le patron P01. Par contre, nous aurons besoin des informations spatiales stockées dans la base de données (BD) ainsi que les instances de patrons détectés des patrons P06 et P07 pour pouvoir détecter le patron P12.

La première sous-liste de patrons (P01-P05) est constituée de **patrons simples** que l'on peut détecter directement à partir des données brutes. Par exemple, un événement de panne momentanée sur une zone (P03), ouverture inattendue d'un Recloser (P02), etc.

La deuxième liste de patrons (P06-P07) se compose de **patrons complexes** que nous qualifions de **premier degré**. Nous pouvons les détecter en traitant directement des instances de patrons simples détectés. Par exemple, une panne au niveau d'un recloser (P07) peut être repérée par une ouverture inattendue suivie par une fermeture inattendue dans un délai de 1 minute.

La troisième liste de patrons (P08-P21) représente **les patrons complexes dits de deuxième degré**. Ils mettent en corrélation la deuxième liste des patrons (complexes de premier degré) avec des relations spatiales que l'on peut extraire à partir de la base de données des relations spatiales. Par exemple, une panne de voisinage entre recloser et une zone de distribution P10 peut être définie par une panne au niveau d'un recloser, suivie par une panne sur une zone de distribution qui est reliée au recloser (la zone de distribution correspond soit à la zone source soit à la zone de charge du recloser).

Tableau 10 : Liste des patrons envisageables¹

Numéro	Nom	Complexité	Requirement
P01	Fermeture inattendue d'un Recloser	Simple	Données brutes
P02	Ouverture inattendue d'un Recloser	Simple	Données brutes
P03	Panne momentanée sur une zone	Simple	Données brutes
P04	Panne persistante sur une zone	Simple	Données brutes
P05	Isolation d'une panne	Simple	Données brutes
P06	Panne sur une zone	Complexe	P03 et P04
P07	Panne sur un recloser	Complexe	P01 et P02
P08	Panne répétée sur un recloser	Complexe	P07
P09	Panne répétée sur une zone	Complexe	P06
P10	Panne de voisinage – Recloser/Zone	Complexe	P06 et P07 et BD
P11	Panne de même localisation géographique-Recloser/Zone	Complexe	P06 et P07 et BD
P12	Panne de même type de zoneF - Recloser/Zone	Complexe	P06 et P07 et BD
P13	Panne de Vétusté Recloser/Zone	Complexe	P06 et P07 et BD
P14	Panne de voisinage – Zone /Zone	Complexe	P06 et BD
P15	Panne de même localisation géographique- Zone /Zone	Complexe	P06 et BD

¹ Dans le tableau, la notion de Zone correspond à la zone élémentaire associée à la ligne de distribution élémentaire

P16	Panne de même type de zoneF - Zone /Zone	Complexe	P06 et BD
P17	Panne de Vétusté Zone /Zone	Complexe	P06 et BD
P18	Panne de voisinage – Recloser / Recloser	Complexe	P07 et BD
P19	Panne de même localisation géographique- Recloser / Recloser	Complexe	P07 et BD
P20	Panne de même type de zoneF - Recloser /Recloser	Complexe	P07 et BD
P21	Panne de Vétusté Recloser / Recloser	Complexe	P07 et BD

5.8.1. Notion de contrainte

La base de données permet de fournir des informations reliées à la topologie spatiale du réseau (partie 5.4). Cependant, la prise en compte de cette information dans la représentation des patrons de pannes en utilisant les graphes conceptuels peut s'avérer plutôt complexe et difficile à manipuler. Pour faire face à ce problème, nous proposons d'introduire la notion de contrainte dans notre formalisme de patron.

- *Définition d'une contrainte* : C'est une relation entre une ou plusieurs caractéristiques d'un patron qui limite l'ensemble des valeurs que peuvent prendre simultanément chacune des variables liées par la contrainte.
- *Représentation d'une contrainte* : Nous proposons de représenter une contrainte par un graphe conceptuel qui contient deux ou plusieurs graphes conceptuels reliés par des relations. On représente graphiquement une contrainte dans un cadre (contexte au sens des graphes conceptuels de Sowa) dont la partie supérieure contient le nom de la contrainte (voir Figure 74). Dans la partie inférieure du cadre apparaissent les graphes conceptuels et les relations exprimant la contrainte. Les concepts sont exprimés entre crochets et les relations entre parenthèses comme dans la forme linéaire des graphes conceptuels que nous avons déjà utilisée dans les patrons.

Dans l'exemple de la figure 74, la relation principale de cette contrainte est la conjonction (AND) qui relie deux graphes conceptuels : Le premier graphe $[[\text{RECLOSER}] \rightarrow (\text{LOC-GA}) \rightarrow [\text{ZONEG : L1}]]$ et le deuxième graphe $[[\text{ZONEEM}] \rightarrow (\text{LOC-GA}) \rightarrow [\text{ZONEG : L1}]]$.

Ces deux graphes expriment chacun l'appartenance d'une entité du réseau à la même localisation géographique. Les deux entités Zone et Recloser appartiennent toutes les deux à la zone L1 : La relation LOC-GA exprime la localisation spatiale d'un objet réseau dans une zone géographique.

Ainsi, nous pourrons utiliser la notion de contrainte pour représenter une relation topologique (spatiale) entre les équipements (Recloser, ligne de distribution, etc.) qui forment des éléments mis en relation dans un patron. La contrainte représente ainsi une caractéristique spatiale commune aux les patrons mis en relation.

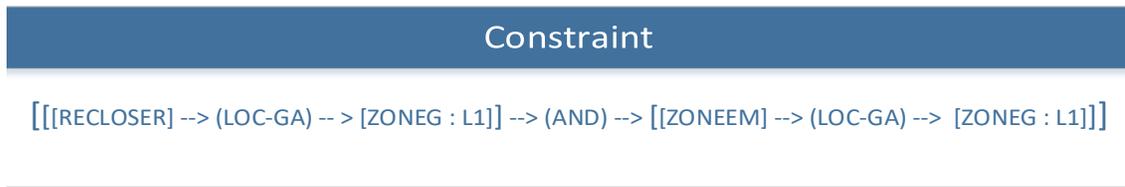
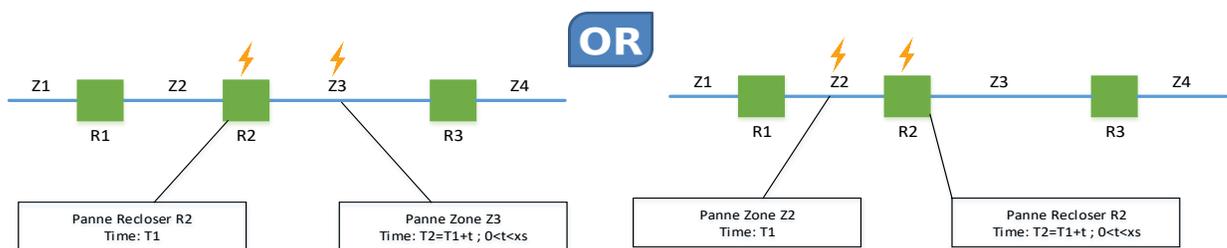


Figure 73 : Exemple de représentation de contrainte

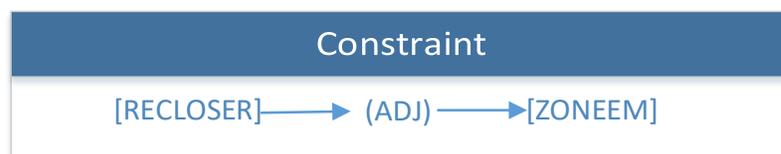
Nous allons maintenant illustrer des cas typiques de contraintes que nous avons rencontrés pour la modélisation d'un réseau électrique :

- **Exemple de contrainte de voisinage entre une ligne et un recloser** : elle permet de détecter un patron de panne de voisinage, c'est-à-dire une panne qui a affecté un recloser, puis une ligne voisine ou une ligne de distribution, puis un recloser voisin. Grâce à ce type de contrainte, l'utilisateur peut détecter les problèmes liés à la propagation des pannes, ainsi que le sens de propagation. Il peut aussi détecter les éventuelles sources de pannes.

Voici ci-dessous l'illustration graphique d'une telle situation sur un réseau. Elle représente une panne qui se produit sur un recloser (à $x=T1$) suivie d'une panne sur une zone voisine (à $x=T1+t$) ou une panne qui se produit sur une zone (à $x=T1$) suivie d'une panne sur un Recloser voisin (à $x=T1+t$).

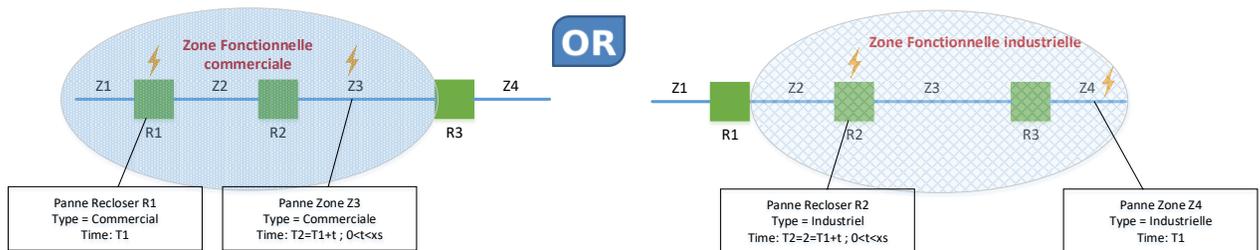


Voici la représentation de la contrainte de la panne avec notre formalisme. Elle représente simplement une relation d'adjacence entre un Recloser et une Zone - la définition de la relation ADJ a déjà été représentée dans la partie 5.4.



- **Exemple de contrainte de type de zone de consommation entre un recloser et une ligne de distribution** : Elle permet de détecter le type de zone de consommation affectée par une panne. Lorsque l'utilisateur détecte qu'il y a deux pannes qui ont touché deux équipements qui se situent dans le même type de zone de consommation, il sera capable de repérer s'il s'agit d'une panne de surcharge et de se rendre compte ainsi de l'urgence de la panne, dépendamment du besoin de consommation dans la zone affectée.

Voici l'illustration graphique d'une telle situation sur un réseau : elle représente une panne qui se produit sur un recloser (à $x=T1$) suivie d'une panne sur une zone (à $x=T1+t$) ou une panne qui se produit sur une zone (à $x=T1$) suivie d'une panne sur un recloser (à $x=T1+t$) : le recloser et la zone étant situés dans la même zone de consommation.



Voici la représentation de la contrainte en utilisant notre formalisme. La relation principale de cette contrainte est la conjonction (AND) qui relie deux graphes conceptuels : Le premier graphe `[[RECLOSER] --> (LOC-Z) --> [ZONEFC:TZ1]]` et le deuxième graphe `[[ZONEEM] --> (LOC-Z) --> [ZONEFC:TZ1]]`. Ces deux graphes expriment chacun l'appartenance d'une entité du réseau à la même Zone Fonctionnelle TZ1. Les deux entités ZONEFC et RECLOSER appartiennent toutes les deux à la zone fonctionnelle TZ1. La relation LOC-Z exprime l'appartenance du composant du réseau à une zone fonctionnelle.

Constraint

`[[[RECLOSER] --> (LOC-Z) --> [ZONEFC:TZ1]] --> (AND) --> [[ZONEEM] --> (LOC-Z) --> [ZONEFC:TZ1]]]`

En conclusion, l'intégration de la notion de contrainte dans notre modèle permet de simplifier la représentation des relations spatiales dans un patron complexe. Elle permet aussi d'effectuer la vérification des patrons en tenant compte des contraintes.

Du point de vue pratique, dans le processus de détection des patrons, nous envisageons une approche de détection par contrainte. Le principe consiste à chercher à satisfaire (résoudre) la contrainte en premier lieu,

puis à s'assurer que les autres éléments (caractéristiques) du patron à détecter sont satisfaits. Nous fournissons plus de détails sur notre approche pratique dans la section 6.5.

5.8.2. Ajout de la structure du Résumé dans notre formalisme de patrons

Étant donné que nous visons à représenter et détecter des patrons complexes et à étudier les corrélations entre les instances détectées pour en extraire des patrons plus complexes, nous faisons face à une difficulté pour représenter les patrons de deuxième et troisième degré de complexité. La représentation avec des GCs devient complexe et devient rapidement très difficile à lire et à comprendre. Les patrons sont imbriqués et forment des graphes gigantesques difficiles à implémenter en langage EPL (voir à la Figure 68 ; la complexité d'un de nos patrons les plus simples).

Pour résoudre ce problème, nous proposons d'introduire un nouveau compartiment dans la représentation des patrons. On l'appelle **représentation sémantique du patron (ou résumé du patron)**. Il permet de résumer les éléments de la corrélation des patrons mis en relation, en tenant compte éventuellement des contraintes qui s'appliquent. On peut ainsi fournir une définition synthétique du patron qu'on veut détecter. De plus, nous pouvons utiliser cette spécification synthétique d'un patron complexe pour définir d'autres patrons.

La notion de résumé permet ainsi de simplifier la modélisation des patrons ainsi que la détection et le stockage des instances de patrons complexes. Soulignons aussi qu'elle ne limite pas l'agrégation des patrons, quel que soit leur degré de complexité.

La figure 75 présente un exemple de représentation sémantique d'un patron complexe : elle est spécifiée par le concepteur comme résumé du patron et pourra être utilisée dans d'autres patrons plus complexes. Le résumé est représenté par un graphe conceptuel dont le contenu propositionnel est représenté sous forme linéaire. Le concept central du graphe est le concept de panne [FAULT], qui est associé par plusieurs relations à des caractéristiques qui sont listées dans le tableau 9. Outre ces relations, nous représentons également dans ce graphe conceptuel la contrainte des patrons (s'il y a lieu). Noter que dans le résumé d'un patron, une contrainte est spécifiée par un graphe conceptuel et est introduite par la relation (CONST). Dans la figure 72, le graphe [CONSTRAINT: [[[RECLUSER] --> (LOC-GA) --> [ZONEG : L1]] --> (AND) --> [[ZONEEM] --> (LOC-GA) --> [ZONEG : L1]]]] indique que le RECLUSER et la ZONEEM en corrélation se trouvent dans la même zone géographique².

² Noter qu'en conformité avec la notation des graphes conceptuels de Sowa, le type de CONSTRAINT est un méta-concept qui introduit la définition de la contrainte sous forme de graphes conceptuels.

Ce patron permet de détecter une panne qui surgit sur un recloser et une zone géographique qui se situe dans la même localisation géographique.

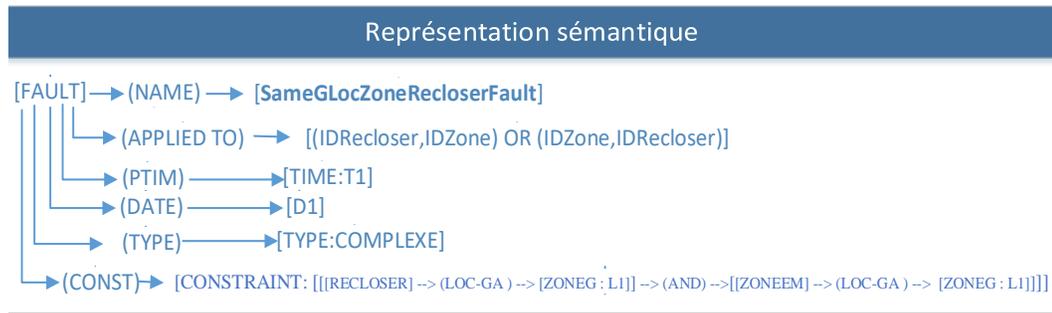


Figure 74 : Exemple de représentation sémantique d'un patron

La figure 76 représente le patron complexe qui est résumé dans la figure 75. La modélisation en patron se compose en premier lieu de la modélisation de la contrainte (exprimée dans un contenu propositionnel linéaire), suivie par la modélisation des patrons qui sont en corrélation (cadres situés sous celui de la contrainte). Dans le cas de la figure 76, l'objectif est de détecter une panne de voisinage entre un recloser et une zone. Pour cela, la modélisation en patron traite deux cas, le premier cas lorsque la panne se produit sur le recloser puis sur la zone, tandis que le deuxième cas représente l'ordre inverse. Les deux alternatives sont exprimées par la relation OR. L'ordre de l'occurrence entre les deux événements (panne sur un recloser et panne sur une zone) dans le temps est exprimé par la relation BEFORE. Bien que la signification du patron résultat ne soit pas extrêmement complexe, la représentation de celui-ci met en évidence une certaine complexité et surtout une difficulté de réutilisation du patron (dans l'agrégation avec d'autres patrons) en absence de la représentation sémantique du résumé de patron.

Pour spécifier un résumé de patron, nous proposons un ensemble de règles. Pour l'attribut APPLIED TO, nous indiquons le ou les objets réseau qui sont affectés par la panne. Pour le temps d'occurrence du patron, nous avons choisi de prendre le temps de l'occurrence de l'événement déclencheur (ce n'est qu'un choix possible parmi plusieurs autres alternatives). Pour la date, nous choisissons aussi la date de l'occurrence du premier événement détecté. Pour la contrainte, elle représente la relation spatiale entre les patrons détectés. Soulignons aussi que la liste des attributs utilisés pour spécifier le résumé que nous avons choisie n'est pas exhaustive et qu'elle est extensible afin d'englober d'autres types de paramètres.

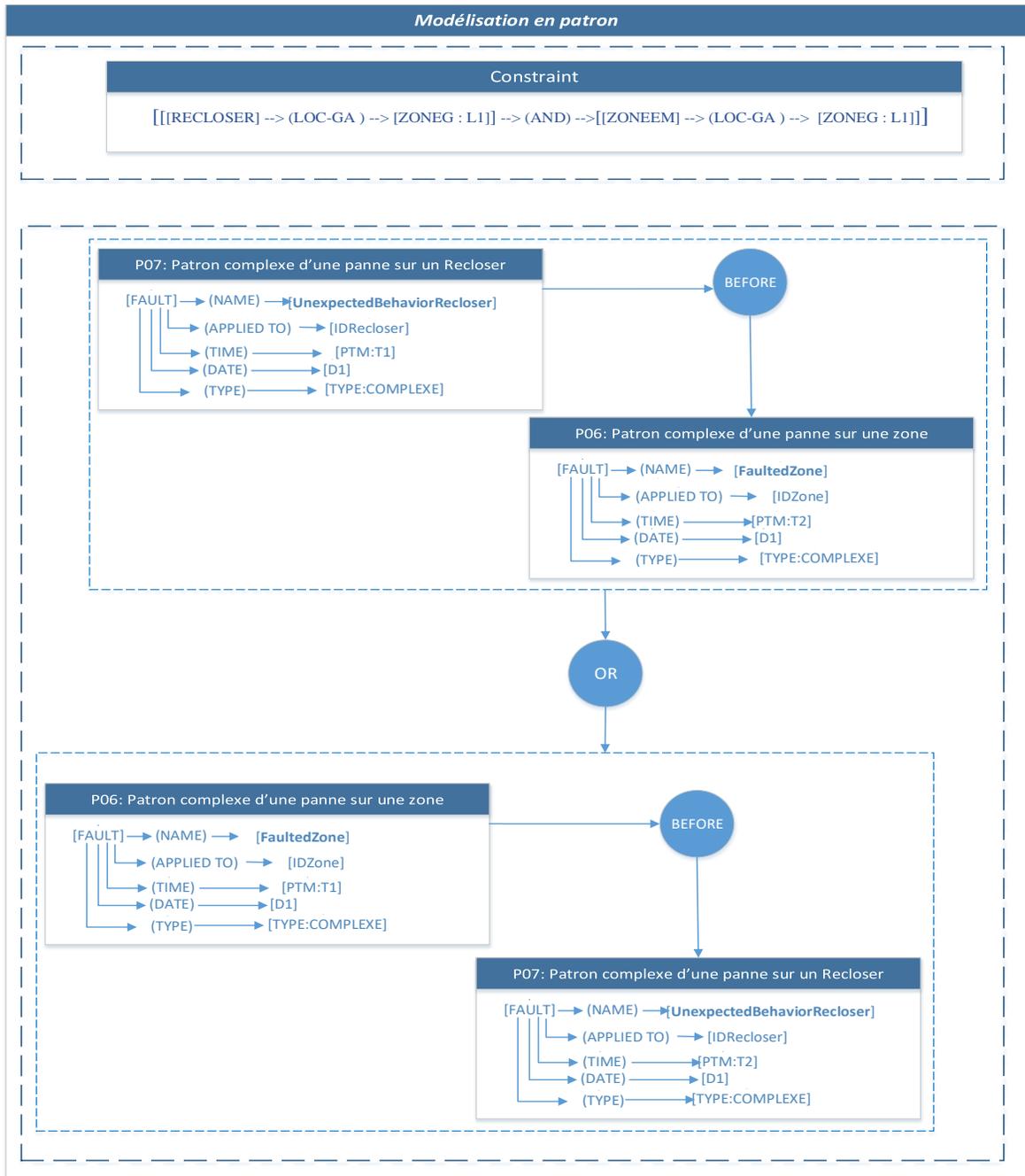


Figure 75 : Exemple de représentation en patrons

5.8.3. Impact de la structure proposée sur la traduction des patrons en langage EPL

Étant donné que nous proposons de détecter ces patrons en utilisant un moteur CEP, nous utiliserons un langage EPL pour pouvoir introduire les patrons dans la base des patrons du CEP. Le but de cette section est de montrer la facilité de cette implémentation en utilisant notre approche de résumé.

Partant des représentations graphiques dans les sections (5.8.1 et 5.8.2), nous présentons les EPL Statements correspondants.

- **Détection des patrons simples :**

Pour la détection des patrons simples nous avons traduit les spécifications graphiques des patrons P01, P02, P03 et P04 de l'annexe en langage EPL dans les statements suivants³ :

```
EPAdministrator epAdmin = epService.getEPAdministrator();
EPStatement cepStatementOuvertureRecloser = epAdmin.createPattern("every ("
    + "t1=YFAEvent(text='Opening') and "
    + "t1=YFAEvent(text='OPENED') and "
    + "t1=YFAEvent -> t1=YFAEvent(source=t1.source)");
EPStatement cepStatementFermetureRecloser = epAdmin.createPattern("every ("
    + "t1=YFAEvent(text='Closing') and "
    + "t1=YFAEvent(text='CLOSED') and "
    + "t1=YFAEvent -> t1=YFAEvent(source=t1.source)");
EPStatement cepStatementZoneFault = epAdmin.createPattern("every ("
    + "t1=YFAEvent(text==='CurrentfaultoccurredonphaseA') "
    + ")");
EPStatement cepStatementZoneIsolated = epAdmin.createPattern("every ("
    + "t1=YFAEvent(text like '%Isolated%') or "
    + "t1=YFAEvent(text like '%Disconnected%') "
    + ")");
```

Le premier énoncé : "EPL statement " consiste à détecter un événement d'ouverture inattendue : cepStatementOuvertureRecloser correspond à la succession de deux événements générés par le logiciel YFA qui indiquent que le Recloser passe à l'instant t1 de l'état Opening à l'état Opened à l'instant t2. Les mots clés Opening et Opened figurent uniquement dans la structure **text** du fichier log généré par YFA et correspond à un recloser qui s'ouvre sous intervention d'un événement externe (ce n'est pas le cas lors de l'ouverture du recloser pour une reconfiguration de charge dans le réseau). L'énoncé de l'équivalence des **sources** (source=t2.source) démontre qu'il s'agit du même recloser qui passe de l'état opening à l'état opened. Le même principe d'interprétation s'applique pour la fermeture inattendue du recloser cepStatementFermetureRecloser.

Pour la détection des pannes momentanées sur une zone, le patron se base sur la recherche du mot clé *MomentaryfaultoccuredonphaseA* dans la structure **text** du fichier log. Ceci reflète uniquement les pannes momentanées sur une zone élémentaire de distribution suite à un événement externe (et non pas une reconfiguration du réseau). Les structures **text** et **source** sont des structures fournis dans le fichier log généré par YFA.

³ On peut considérer « Statement » comme masculin.

- **Détection des patrons complexes de premier degré :**

Pour la détection des patrons complexes de premier degré nous avons traduit les spécifications graphiques des patrons P06, P07 de l'annexe en langage EPL dans les statements suivants :

```
EPAdministrator epAdmin = epService.getEPAdministrator();
EPStatement UnexpectedBehaviorRecloser = epAdmin.createPattern("every ("
    + "t1=Fault(name='UnexpectedOpeningRecloser') and "
    + "t2=Fault(name='UnexpectedClosingRecloser') and "
    + "t1=Fault -> t1=Fault(appliedTo=t2.appliedTo) and ("
    + "t1=Fault -> t1=Fault(time<=t2.time)) OR ( "
    + "t2=Fault -> t2=Fault(time>t1.time))"
    + " )");

EPStatement FaultedZone = epAdmin.createPattern("every ("
    + "t1=Fault(name='MomentaryFaultZone') Or "
    + "t1=Fault(name='SustainedFaultZone'))");
```

Le premier énoncé UnexpectedBehaviorRecloser consiste à détecter un événement de panne sur un recloser. Un recloser est dit en panne s'il est affecté par un événement d'ouverture inattendue suivi (dans le temps) par un événement de fermeture inattendue. Bien évidemment les deux événements doivent affecter le même recloser (appliedTo=t2.appliedTo). Le deuxième énoncé FaultedZone quant à lui consiste à détecter une panne (générale) sur une zone : que ce soit une panne momentanée ou une panne maintenue (sustained). Les structures **name**, **appliedTo** et **time** sont des structures que nous avons choisies pour représenter les patrons complexes de type 1.

- **Détection des patrons complexes de deuxième degré :**

Pour la détection des patrons complexes de deuxième degré, nous avons traduit les spécifications graphiques des patrons P08 à P21 de l'annexe en langage EPL. Parmi les 14 statements, nous présentons ci-dessus l'EPL Statement correspondant au patron P13.

```
EPStatement VetusteRecloserZoneFault = epAdmin.createPattern("every ("
    + "t1=Fault(name='UnexpectedBehaviorRecloser') AND "
    + "t2=Fault(name='FaultedZone') AND ("
    + "t1=Fault -> t2=Fault(time<=t2.time) OR"
    + "t2=Fault -> t1=Fault(time>t1.time) ) AND"
    + "t3=CONS(CONSTRAINTID='CONS2') AND ("
    + "t3=CONS -> t1=Fault(FAPPLIEDTO=t1.APPLIEDTO)) AND"
    + "t3=CONS -> t2=Fault(SAPPLIEDTO=t1.APPLIEDTO)"
    + "(t3=CONS(FAPPLIEDTO like 'Z%') AND t3=CONS(SAPPLIEDTO like 'S%')) OR"
    + "(t3=CONS(SAPPLIEDTO like 'Z%') AND t3=CONS(FAPPLIEDTO like 'S%'))");
```

Le patron consiste à représenter un événement de panne de vétusté *VetusteRecloserZoneFault* qui affecte un recloser et une zone. C'est-à-dire un événement de panne qui affecte un recloser suivi par un événement de panne qui affecte une zone ou l'inverse. Les structures ***name***, ***FappliedTo***, ***SappliedTo***, ***CONSTRAINTID*** et ***time*** sont des structures que nous avons introduites pour représenter les patrons complexes de type 2. Nous remarquons que la spécification des EPL statements correspondant à des patrons simples et/ou complexes (quel que soit le degré de complexité) est simple grâce à l'utilisation de la notion de résumé proposée dans ce mémoire. D'ailleurs, la puissance de la notion du résumé se voit clairement dans cet exemple. Le but est de représenter la corrélation entre deux patrons complexes de type 1. La notion de résumé permet de synthétiser et de structurer l'information reliée aux instances des patrons complexes de type 1 dans 3 principales caractéristiques : *name*, *time* et *appliedTo*. La contrainte quant à elle va chercher dans toutes les instances de patrons détectées celles dont la caractéristique *appliedTo* correspond à l'une de ses caractéristiques (de la contrainte) : *SAPPLIEDTO* ou *FAPPLIEDTO*. Si on n'avait pas la notion de résumé, il faudrait réécrire tout le patron complexe de type 1 en EPL, avec la corrélation. Ce qui devient assez complexe à écrire et non intuitif à comprendre. Aussi, l'avantage de la notion de contrainte est de représenter les relations spatiales retrouvées dans la base de données spatiales pour établir des corrélations spatiales entre les patrons. Sans avoir accès à la base de connaissance (spatiale), la spécification de certaines relations spatiales devient impossible.

5.9. Synthèse du formalisme proposé

Dans ce mémoire, nous avons présenté un apport théorique pour la représentation des patrons d'événements. Cela correspond à l'introduction de trois éléments fondamentaux dans le formalisme :

- ***Extension de la relation spatiale*** : Étant donné que l'on s'intéresse à l'étude du comportement d'un réseau, on ne peut pas négliger les facteurs externes et internes qui peuvent l'influencer. Pour cela, nous proposons une extension des relations spatiales pour pouvoir situer les composants du réseau (objets et liens) et définir la topologie du réseau ainsi que la localisation des composants par rapport à l'espace géographique sous-jacent.
- ***Ajout de la notion de contrainte*** : Pour pouvoir représenter les corrélations spatiales entre patrons, nous avons proposé d'introduire la notion de contrainte dans notre représentation pour pouvoir supporter la représentation de l'extension des relations spatiales proposées. Cela nous permet de simplifier la représentation des patrons et la détection des corrélations.
- ***Introduction de résumé dans la représentation du graphe conceptuel*** : Dans ce mémoire, nous proposons d'étudier la corrélation entre des patrons complexes. De plus, nous voulons proposer une approche extensible, c'est-à-dire qui permet de détecter des patrons spatio-temporels quel que soit leur

degré de complexité. Pour répondre à ce besoin, nous avons proposé d'ajouter la notion de résumé de patron dans notre représentation. Cela permet de :

1. Synthétiser sémantiquement chaque patron détecté (en gardant les principaux concepts qui spécifient le patron)
2. Simplifier la représentation
3. Réutiliser cette définition synthétique patron pour spécifier d'autres patrons plus complexes.

Afin de synthétiser la représentation graphique des formalismes proposés, nous présentons dans la figure 77 une vue d'ensemble de la représentation d'un patron.

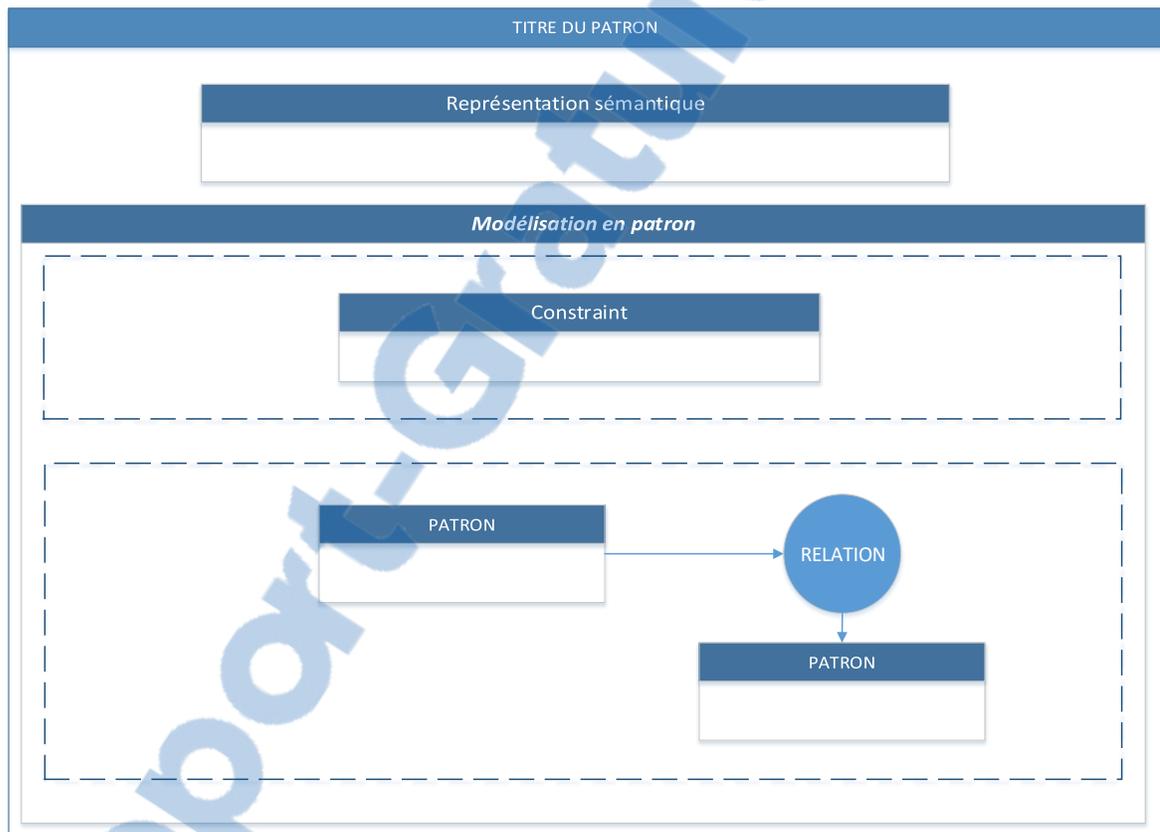


Figure 76 : vue d'ensemble de la représentation d'un patron

Nous suivons les mêmes normes de représentation graphique des graphes conceptuels présentés à la section 5.2. Le patron est représenté par un cadre dont le bandeau contient le titre (nom) du patron. Le corps du cadre se compose de deux parties : la partie supérieure contient la représentation sémantique (résumé) du patron tandis que la partie inférieure présente la modélisation en patron. Celle-ci se compose aussi de deux parties :

1. La partie supérieure contient la contrainte du patron qui exprime la relation spatiale (s'il y a lieu) entre les patrons mis en corrélation ;

2. La partie inférieure présente les patrons en corrélations. Chaque patron élémentaire est spécifié par son propre résumé (représentation sémantique)

Pour illustrer l'expressivité de notre approche enrichie par ces 3 formalismes, nous présentons dans la figure 78 un patron qui permet de détecter une panne de voisinage entre deux reclosers. Le patron est représenté par deux cadres. Le bandeau contient le nom du patron (P18 : Patron complexe d'une panne de voisinage). Le cadre supérieur introduit la représentation sémantique du patron (son résumé). Le corps expose la représentation détaillée en patrons.

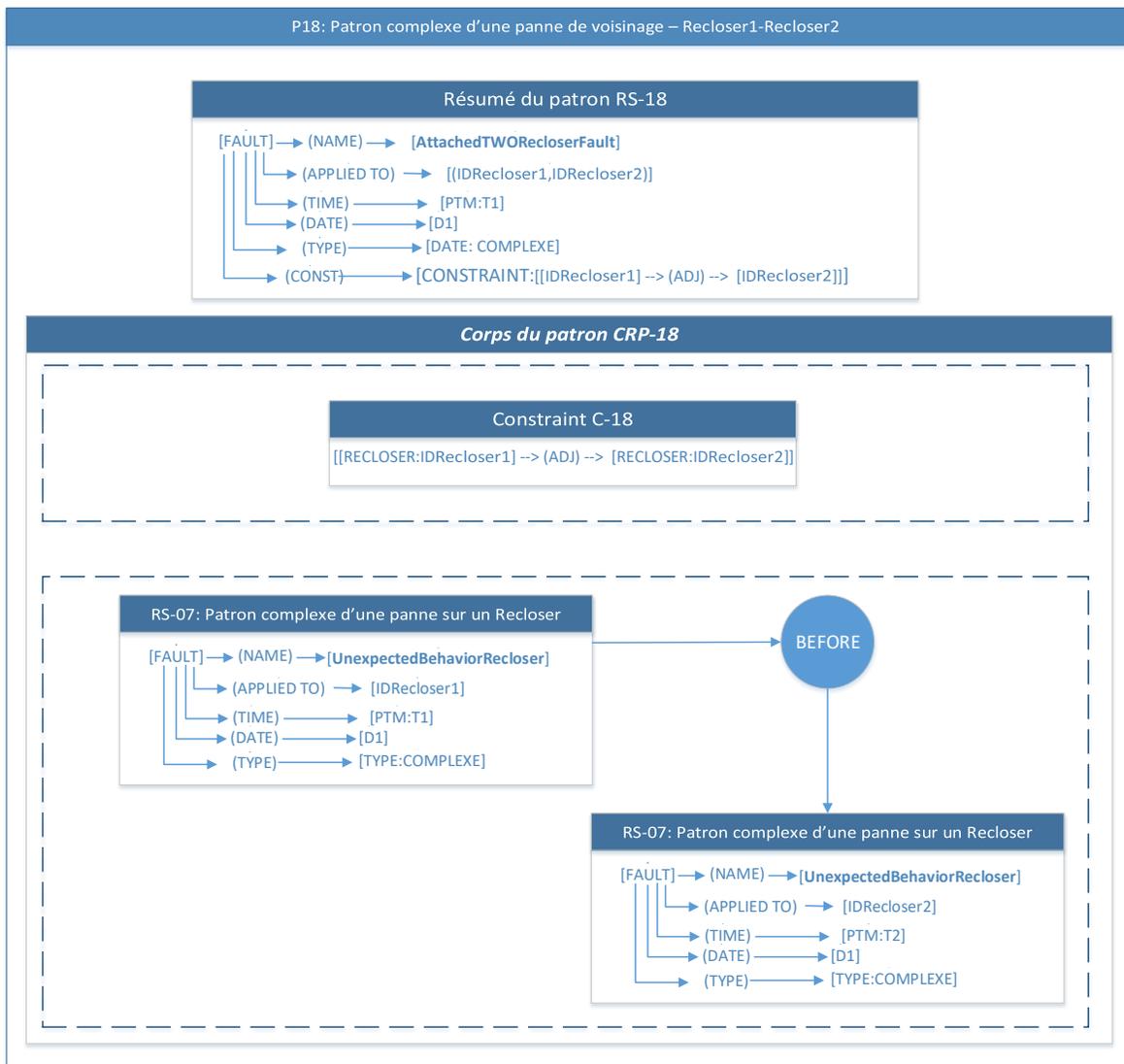


Figure 77 : Exemple qui met en évidence les formalismes proposés

La partie inférieure représente en détail le corps du patron P18 spécifié par les patrons mis en corrélation ainsi que la contrainte spatiale utilisée. Les deux patrons élémentaires (tous deux de type P07) sont reliés par la

relation temporelle BEFORE. Le premier patron exprime un patron complexe de panne inattendue (UnexpectedBehaviorEecloser) sur un premier recloser (ID Recloser 1). Le deuxième patron exprime un patron complexe de panne inattendue sur un deuxième recloser (ID Recloser 2). La contrainte quant à elle représente une relation d'adjacence (spatiale) entre les deux reclosers.

5.10. Démarche progressive et itérative de détection des patrons

Nous avons présenté dans les parties précédentes la démarche théorique que nous proposons pour spécifier des patrons spatiotemporels complexes. Nous visons à implémenter ces patrons dans un moteur CEP pour les détecter à partir du flux des données brutes des événements traités par le CEP.

D'un point de vue pratique, il s'est avéré difficile, voire impossible, de détecter tous les patrons (du plus simple au plus complexe) dès la première itération. En effet, cette difficulté est due aux raisons suivantes :

- Comme il est difficile de représenter des patrons complexes graphiquement à l'aide de graphes conceptuels, il est encore plus difficile de les implémenter en langage EPL pour les intégrer dans un moteur CEP et pour les détecter à partir des données brutes (flots d'événements).
- Pour certains patrons, on doit vérifier au préalable la satisfaction de la contrainte des relations spatiales. Aussi, il faut pouvoir accéder à des informations spatiales et/ou à des informations géographiques (comme notre base de données spatiale) pour vérifier si une telle contrainte est satisfaite.

De plus, d'un point de vue pratique, les accès à la base de données devraient être effectués à chaque réception d'une nouvelle donnée dans le flux (des données brutes) du CEP. Cela serait trop coûteux du point de vue des accès à la base de données, surtout lorsque celle-ci est volumineuse, et lorsque la vitesse du flux est élevée. Cela entraînerait un grand ralentissement du processus de détection des patrons.

Pour résoudre ces inconvénients, nous proposons une démarche de détection de patrons par itérations successives : À chaque itération, nous proposons la détection de patrons de plus en plus complexes.

Dans notre approche, le processus de détection de patrons se déclenche pour la première fois à partir des données brutes (Figure 79). Dans la première itération, nous commençons par détecter les patrons fondamentaux (P01 à P05 dans le tableau 10 de la partie 5.8). Par la suite, nous cherchons les corrélations entre eux pour détecter des patrons de plus en plus complexes.

Ainsi, la première étape joue un rôle de filtrage de données. Notre objectif est non pas de chercher des corrélations entre des données brutes, mais plutôt de chercher des corrélations entre des données prétraitées

(instances des patrons fondamentaux détectés) et structurées. Ainsi, le nombre des instances de patrons détectées diminue. Ceci permet de minimiser les accès à la base de données et donc d'accélérer le temps de traitement.

À partir de la deuxième itération, nous pouvons chercher des corrélations spatiales entre les instances de patrons détectées. Le nombre des accès à la base de données est ainsi optimisé.

Dans notre cas d'étude, nous proposons de passer par une deuxième itération appliquée aux instances des patrons fondamentaux des patrons complexes composés de seulement deux patrons élémentaires de point de vue de leur spécification (P06 et P07 dans le tableau 10 de la partie 5.8). Les corrélations entre ces patrons fondamentaux sont principalement temporelles. Ces patrons P06 et P07 sont utilisés dans les itérations suivantes.

Dans la troisième itération, nous utilisons la base de données spatiale pour pouvoir détecter des patrons complexes à partir des instances des patrons élémentaires et des données spatiales (P08 à P21 dans le tableau 10 de la partie 5.8)

L'avantage de notre approche par itérations est l'extensibilité du modèle de détection. Nous pouvons ajouter des itérations autant que nécessaires, tant qu'il y a du potentiel pour la détection de patrons plus complexes. En fait, à chaque patron détecté, nous enregistrons le résumé du patron dans une base de données de patrons détectés. En effet, grâce à la structure définie et standardisée du résumé pour tous les patrons, nous pouvons stocker ces instances dans une base de données structurée et il est ainsi facile de les analyser pour détecter des patrons plus complexes. De plus, les instances de patrons détectées seront toutes de la même forme, quel que soit le degré de complexité et le niveau de la détection (itération). Ceci nous permet d'étudier la corrélation entre les patrons, quel que soit leur degré de complexité.

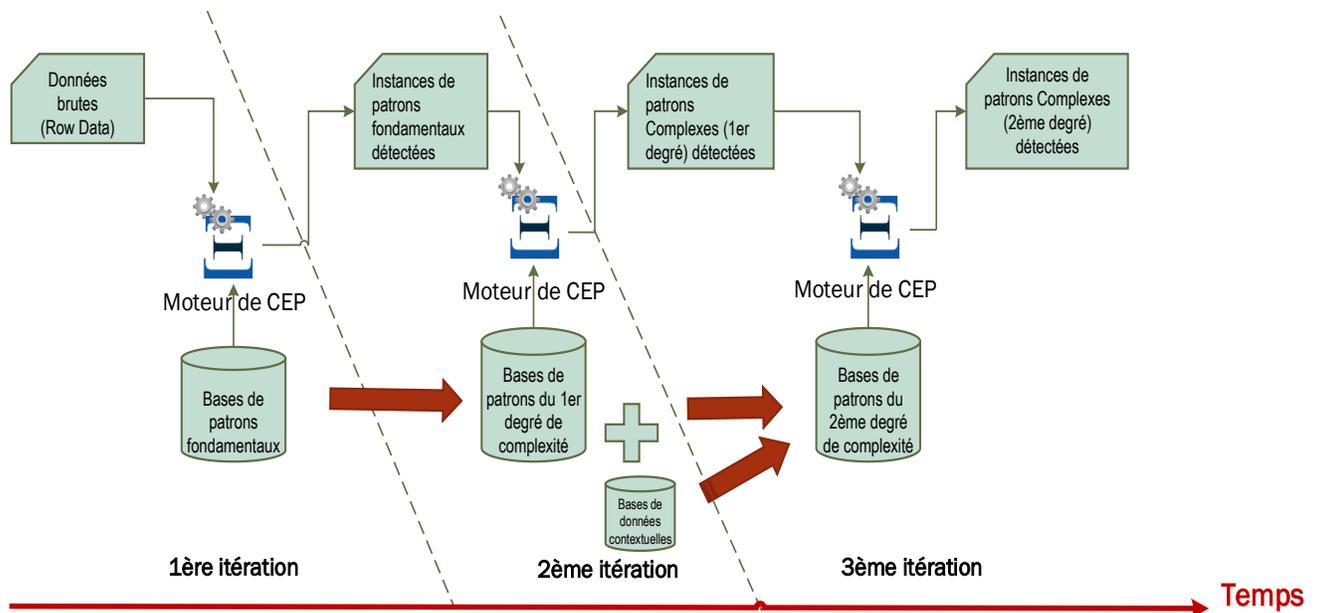


Figure 78 : Approche par itérations proposée

Dans le processus de détection et à chaque itération nous utilisons un moteur CEP. Dans notre cas, nous utilisons Esper. L'apport de notre approche du point de vue pratique est l'utilisation itérative du moteur CEP. En effet, le moteur CEP se charge de détecter les patrons fondamentaux à partir du flux de données brutes pour réinsérer les instances détectées dans le flux. Les instances de patrons détectés étant réinsérées dans le flux, le moteur CEP peut ainsi détecter les patrons qui mettent en relation ces instances et réinsérer dans le flux les instances des patrons complexes détectés ; et ceci de façon itérative.

L'axe de temps dans la figure 79 indique le temps pris par le processus pour détecter chaque type de complexité de patron. Certes, la détection de patrons complexes de deuxième degré ne peut pas être instantanée. Plus la complexité des patrons augmente, plus le processus de détection prend du temps.

5.11. Protocole d'expérimentation

Dans le cadre de notre expérimentation, nous avons eu recours à un expert de notre partenaire Eaton pour effectuer la simulation des scénarios de test. Ainsi, il s'est chargé de spécifier les scénarios de tests pour l'expérimentation, puis il a généré les scripts à partir de notre outil. Le but pour nous était d'analyser les résultats de la simulation sans connaître l'entrée de la simulation.

Nous présentons ici les principales étapes de la charte expérimentale suivie dans le protocole d'expérimentation

- Le choix des données de l'expérimentation

Grâce à notre collaboration avec l'entreprise Eaton, nous avons obtenu des données d'un réseau de distribution électrique situé à Galveston. Concernant les données des capteurs du réseau, nous avons utilisé le simulateur YFA. L'objectif est de pouvoir simuler des éventuelles pannes sur un réseau électrique réel, ainsi que les événements qui se produiraient suite à des reconfigurations effectuées dans des éventuelles conditions de pannes.

- Transformation des données

Afin de pouvoir extraire des informations pertinentes reliées à la corrélation des données de simulation avec la topologie du réseau, nous proposons une suite de traitements pour nettoyer et filtrer les données de simulation. Ensuite, nous aurons à spécifier des patrons simples et complexes et nous chercherons à tester leur pertinence grâce à leur détection en utilisant un outil CEP. Nous avons utilisé notre outil de génération pour générer les scénarios de tests et tester la pertinence des corrélations spécifiées.

- Spécification des scénarios et validation

Afin de pouvoir valider les patrons simples et complexes spécifiés, nous avons eu recours à un expert pour spécifier les scénarios et valider les corrélations spécifiées.

5.12. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre notre approche théorique de représentation de patrons simples et complexes. Nous exposons dans le chapitre suivant notre approche pratique et la démarche de validation de notre modèle au complet.

Chapitre 6 Expérimentation

6.1. Introduction

Nous avons présenté dans le chapitre précédent notre contribution théorique dans la modélisation des patrons spatiotemporels. Nous exposons dans ce chapitre les expériences que nous avons effectuées pour mettre en évidence la pertinence de nos contributions. Nous proposons une simulation du comportement d'un réseau électrique avec le simulateur YFA. Dans ce chapitre, nous présentons les différentes étapes du processus du traitement et de l'analyse des données obtenues.

Dans notre processus d'expérimentation, nous visons à simuler des scénarios réels qui peuvent affecter le fonctionnement d'un réseau de distribution électrique. Ils activent le module FLISR (Fault location, isolation and service restoration) pour redistribuer les charges électriques suite à des éventuels événements de panne. Ainsi, nous visons à trouver des corrélations simples et complexes sur le comportement du réseau suite à ces événements de pannes. Pour cela, nous proposons la chaîne de processus suivante (figure 80).

La première étape consiste à spécifier les macro-scénarios de test (E1). Nous définissons un **macro-scénario** de test comme une combinaison typique de perturbations (pannes) qui peuvent surgir sur les différents équipements d'un réseau de distribution électrique (Recloser) et les zones. Lors d'un test, la simulation des pannes sera activée de façon successive : l'une directement après l'autre ou après une période de temps paramétrable. En effet, l'outil YFA que nous utilisons pour effectuer ce genre de simulations peut gérer la simulation des pannes de façon séquentielle (et non pas parallèle). Dans notre approche, nous avons eu recours à un expert de notre partenaire Eaton pour spécifier des macro-scénarios de pannes qui représentent des situations plausibles génériques qui peuvent affecter le réseau de distribution. Par exemple, des macro-scénarios de tempête, de surcharge de consommation et de vétusté des équipements.

La deuxième étape (E2) consista à générer des scénarios de tests choisis par l'utilisateur de façon aléatoire à partir d'un macro-scénario choisi par l'utilisateur, et de simuler chaque scénario en utilisant le logiciel YFA.

La troisième étape (E3) consiste à filtrer et prétraiter chaque fichier résultat de simulations de l'étape E2 (Fichier Log généré par YFA) avant de l'injecter dans le moteur CEP qui va le traiter pour détecter des instances de patrons (E4). L'étape suivante (E5) consiste à analyser les instances de patrons détectées pour déduire des interprétations et bâtir des recommandations d'interventions sur le réseau.

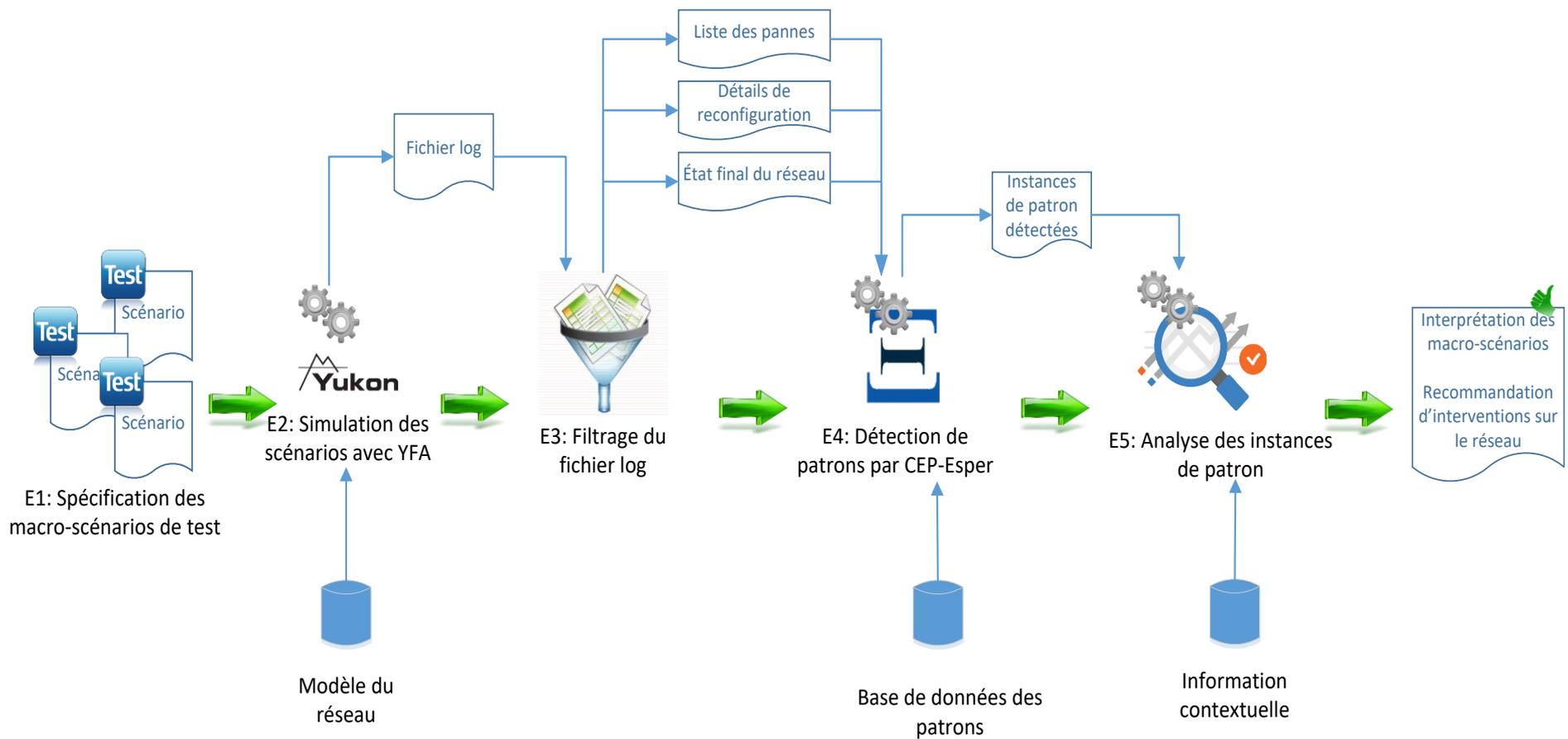


Figure 79: Processus d'expérimentation

Au niveau de la spécification des patrons, nous avons commencé par spécifier des patrons fondamentaux, pour en déduire plus tard d'autres qui sont plus complexes. Nous expliquons dans la suite de ce chapitre chacune des étapes suivies dans l'expérimentation.

6.2. Spécification des macro-scénarios de test

Cette étape consiste à spécifier un macro-scénario de test qui affecte un type particulier de zone et qui pourrait correspondre à une situation réelle se produisant dans la région. On associe au macro-scénario des informations contextuelles. Pour pouvoir comprendre la spécification contextuelle d'un macro-scénario de test, nous commençons par spécifier la notion de zone dans le scénario de test.

6.2.1. Structure contextuelle de la notion de zone

Nous avons présenté dans le chapitre précédent la structure contextuelle de la notion de zone, nous avons utilisé cette structure pour caractériser les lieux de la panne. La figure 81 présente un aperçu de la table ZoneFonctionnelle de la base de données de notre système d'expérimentation qui résume les différentes caractéristiques discutées dans le chapitre précédent.

N°	Identifiant	Type	Localisation	Vetusté
1	ZFC01	Commerciale	NordOuest	<input checked="" type="checkbox"/>
2	ZFC02	Commerciale	SudEst	<input checked="" type="checkbox"/>
3	ZFC03	Commerciale	SudOuest	<input checked="" type="checkbox"/>
4	ZFC04	Commerciale	SudOuest	<input type="checkbox"/>
5	ZFC05	Commerciale	NordEst	<input checked="" type="checkbox"/>
6	ZFC06	Commerciale	NordEst	<input type="checkbox"/>
7	ZFC07	Commerciale	NordEst	<input type="checkbox"/>
8	ZFC08	Commerciale	SudEst	<input type="checkbox"/>
9	ZFC09	Commerciale	NordEst	<input type="checkbox"/>
10	ZFC10	Commerciale	NordEst	<input checked="" type="checkbox"/>
11	ZFC11	Commerciale	SudEst	<input checked="" type="checkbox"/>
12	ZFC12	Commerciale	SudEst	<input type="checkbox"/>
13	ZFI01	Industrielle	NordOuest	<input checked="" type="checkbox"/>
14	ZFI02	Industrielle	SudOuest	<input type="checkbox"/>
15	ZFI03	Industrielle	NordEst	<input type="checkbox"/>
16	ZFI04	Industrielle	NordEst	<input type="checkbox"/>
17	ZFM01	Mixte	NordOuest	<input checked="" type="checkbox"/>
18	ZFM02	Mixte	SudOuest	<input checked="" type="checkbox"/>
19	ZFM03	Mixte	SudOuest	<input type="checkbox"/>
20	ZFM04	Mixte	NordEst	<input checked="" type="checkbox"/>
21	ZFM05	Mixte	SudEst	<input checked="" type="checkbox"/>
22	ZFM06	Mixte	NordEst	<input type="checkbox"/>
23	ZFM07	Mixte	SudEst	<input type="checkbox"/>
24	ZFM08	Mixte	NordEst	<input type="checkbox"/>
25	ZFM09	Mixte	SudEst	<input type="checkbox"/>

Figure 80: Aperçu de la table Zone Fonctionnelle

Nous avons ajouté la caractéristique *ZoneAvecArbre* pour indiquer si les lignes de courant associées à la zone fonctionnelle se situent ou croisent une zone plantée avec des arbres. Ceci permettrait d'expliquer des éventuelles pannes causées par des branches qui touchent les lignes, comme par exemple quand il y a de forts vents.

6.2.2. Spécification des macros-scénarios

Afin de spécifier les macro-scénarios, nous avons choisi de traiter deux principaux cas parmi plusieurs cas de pannes envisageables (Exemple : surcharge de consommation au cours d'une vague de chaleur, pluie intense, tempête, vétusté des équipements du réseau, tornade, etc...). Les deux macro-scénarios choisis représentent des pannes qui peuvent être causées par deux facteurs différents. Le premier macro-scénario est relié à un facteur externe géographique tel que les conditions météorologiques (qui peuvent affecter une zone géographique) et le deuxième est relié à un facteur interne relié aux équipements du réseau tel que la condition et les facteurs d'usure des équipements. Nous avons choisi deux scénarios différents pour étudier la différence entre les comportements du réseau résultant de simulations de types différents. Dans les deux cas, nous avons en recours à un expert pour traduire ce genre de panne par des simulations avec YFA. En effet, l'expert s'appuie sur son expertise pour attribuer à chaque panne, un comportement correspondant en YFA qui génère le même effet (que la panne) sur le réseau. Par exemple, on peut traduire une vague de chaleur par une augmentation de la charge sur une zone. L'expert peut aussi spécifier pour chaque type de panne la caractéristique de la zone ou du recloser affecté.

6.2.2.1. *Macro-scénario relié à un facteur externe géographique*

Ce type de macro-scénario permet de simuler des événements contextuels externes reliés à l'espace géographique sous-jacent au réseau, tels que ceux qui sont liés aux conditions météorologiques. Comme par exemple, les vents forts et les tempêtes de verglas. Dans notre cas d'étude, étant donné que Galveston se situe au Sud du Texas et se caractérise par un climat subtropical, nous avons choisi de simuler l'effet d'une éventuelle vague de vents forts sur le réseau de distribution électrique. Nous appelons ce type de scénario **GeoBS** (**Ge**ographique **B**ased **S**cenario) pour « scénario à base géographique ».

6.2.2.2. *Macro-scénario relié à un facteur interne*

Ce type de macro-scénario permet de simuler des événements contextuels internes reliés à l'état des équipements, tels que la dégradation de l'état des équipements du réseau de distribution électrique, leur degré d'usure et leur date de péremption. Dans notre cas d'étude, nous avons proposé d'ajouter un attribut de vétusté de l'ensemble de l'équipement du réseau comme une nouvelle caractéristique de la zone fonctionnelle. Cet attribut prend la valeur *vrai* ou *faux* pour indiquer si un tel équipement est vétuste ou non. Nous appelons ce type de scénario **EquipBS** (**Equ**ipment **B**ased **S**cenario) pour « scénario à base d'équipement ».

6.2.3. Structure contextuelle du macro-scénario de test

La figure 82 présente les différentes propriétés que nous associons à la notion d'un macro-scénario de test. Un macro-scénario de test se caractérise par son type (EquipBS, GeoBS ou autre), le nombre de reclosers et de zones fonctionnelles affectés, ainsi que la durée de latence entre chaque panne sur chaque équipement. En fait, dans un scénario de test, nous proposons de simuler des pannes sur deux types d'équipements du réseau électrique : les reclosers et les lignes de distribution.

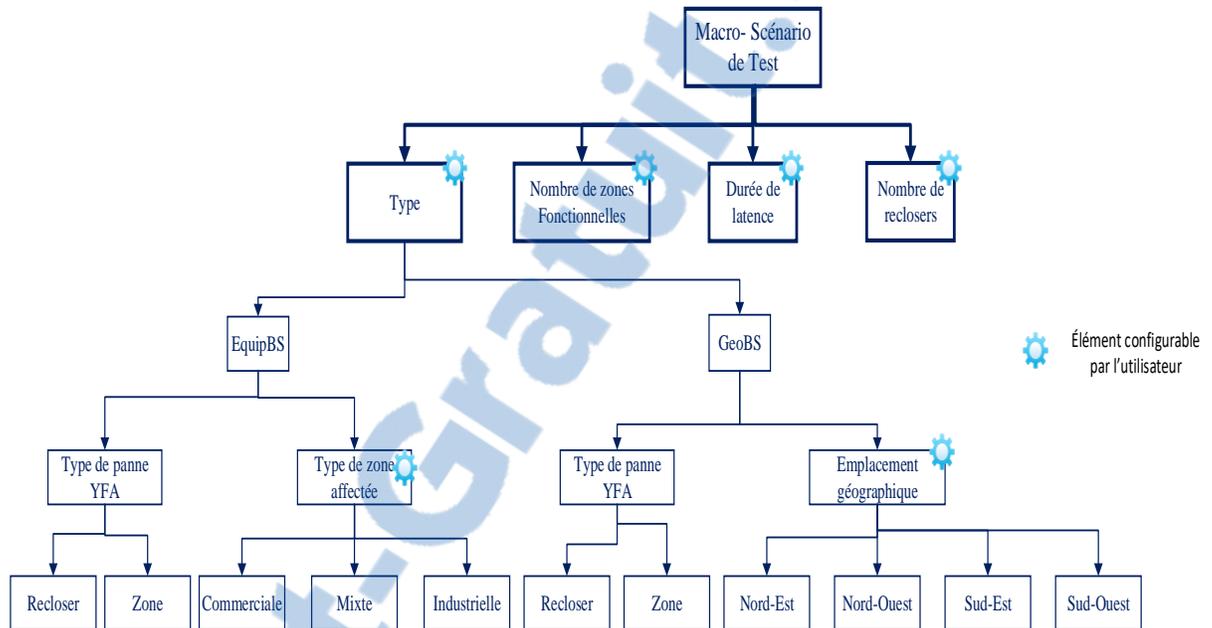


Figure 81: Structure contextuelle de la notion de scénario

Lorsqu'il s'agit d'un macro-scénario de type GeoBS, les zones fonctionnelles affectées seront caractérisées par leur emplacement géographique (Nord-Est, Nord-Ouest, Sud-Est, Sud-Ouest) étant donné qu'un phénomène météorologique peut agir sur une large zone géographique (que nous modélisons par la notion d'orientation). Par contre, lorsqu'il s'agit d'un macro-scénario de type EquipBS, les zones fonctionnelles affectées seront caractérisées plutôt par leur type (Commerciale, Industrielle, Mixte, etc...) étant donné que l'installation et la maintenance des équipements d'un réseau de distribution dépendent de la nature de la zone fonctionnelle.

6.2.4. Outil de génération des scripts de simulation

Nous avons développé un outil pour automatiser la génération des macro-scénarios de tests. Il permet de saisir en entrée les propriétés du macro-scénario et génère en sortie un fichier XML qui contient les commandes à exécuter sur YFA. Cet outil, développé en java, prend en entrée les caractéristiques du macro-scénario à simuler : le nombre de Reclosers, le nombre de zones fonctionnelles, la durée de latence entre chaque panne simulée et le type de scénario de test. L'interface de notre système est présentée dans la figure 83.

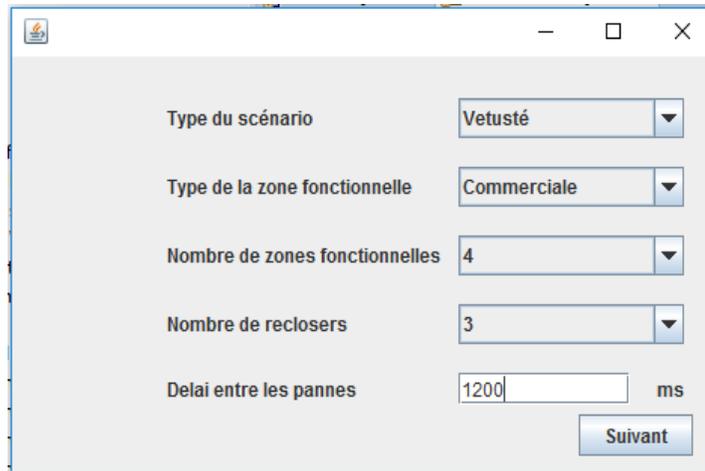
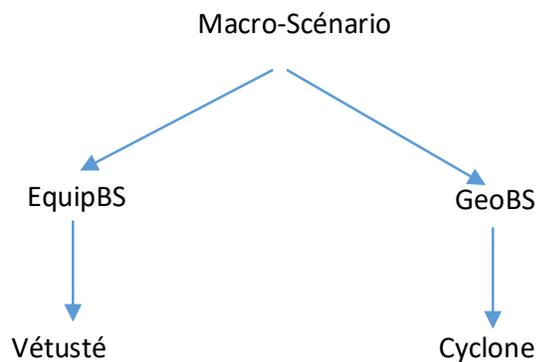


Figure 82: Interface de l'outil développé

La logique du pilotage de notre outil de saisie des scénarios est présentée dans la figure 84. L'utilisateur commence par choisir le type du macro-scénario. Dans notre approche, un macro-scénario peut être de type EquipBS ou GeoBS. Pour le type EquipBS, nous simulons un macro-scénario de vétusté, tandis que pour le type GeoBS, nous simulons un macro-scénario de Cyclone.



Selon le type du macro-scénario (EquipBS ou GeoBS), l'utilisateur peut choisir soit l'emplacement géographique soit le type de la zone affectée. Nous avons eu recours à un expert de notre partenaire Eaton pour spécifier le type de panne YFA selon le type du scénario. Par exemple, dans un macro-scénario de tornade, certaines zones élémentaires seront affectées par une panne persistante (sustained fault) tandis que dans un macro-scénario de vent fort, les zones élémentaires seront affectées par une panne momentanée (momentary fault). Cela est dû à l'effet sur le simulateur de l'ampleur de la panne causée par le scénario de test. En fait, l'ampleur d'une panne d'une tornade est beaucoup plus élevée que celle causée par des vents faibles.

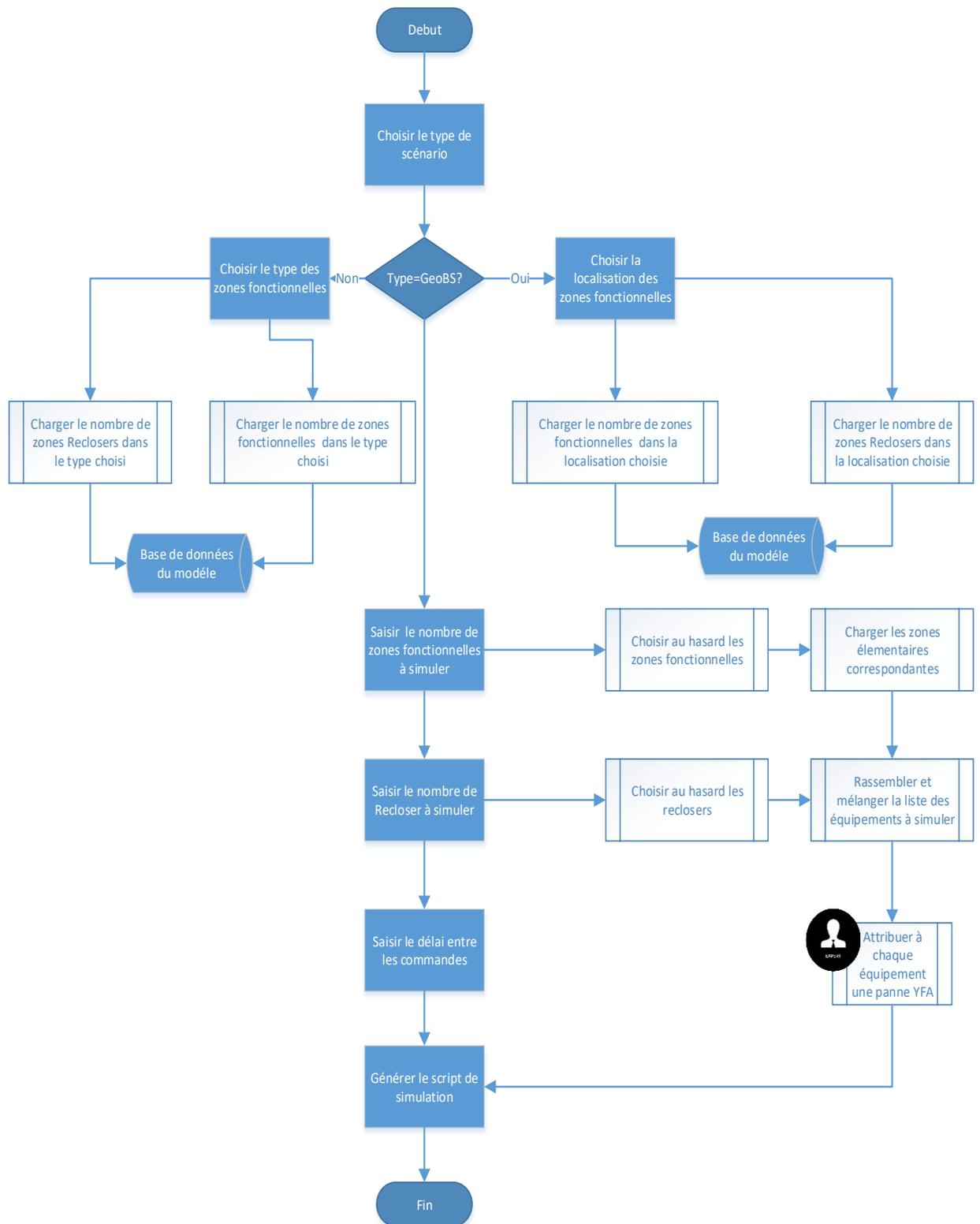


Figure 83 : Algorithme de l'outil développé

L'outil se charge par la suite de déterminer (à partir de la base de données) le nombre de Reclosers (nombreRecloserMax) et le nombre de zones fonctionnelles (nombreZonesFMax) qui ont la caractéristique choisie (soit l'emplacement géographique, soit le type de zones fonctionnelles). L'utilisateur peut alors choisir le nombre de Reclosers (n : le nombre choisi ; avec $1 \leq n \leq \text{nombreRecloserMax}$), et le nombre de zones fonctionnelles (m : le nombre choisi ; avec $1 \leq m \leq \text{nombreZonesFMax}$) à simuler. Pour générer les scénarios de test à partir de ce macro-scénario, l'outil se charge par la suite de choisir aléatoirement n Reclosers et m zonesFonctionnelles ayant les caractéristiques spécifiées. L'outil cherche ensuite les zones élémentaires correspondant aux zones fonctionnelles choisies.

L'étape suivante consiste à mettre en commun les Reclosers et les zones élémentaires désignés puis à les mélanger aléatoirement (pour simuler le caractère stochastique de l'apparition des pannes dans la réalité) avant d'appliquer à chaque composant la panne correspondante dans YFA (spécifiée par l'expert). L'outil se charge finalement de générer les commandes YFA dans le script de simulation pour chaque scénario de test. La figure 85 montre un exemple de script de simulation généré par notre outil et qui sera utilisé par YFA pour simuler le scénario correspondant

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8" standalone="no"?>
<Script DelayBetweenCommands="1000" Site="ModelGalveston">
  <Commands>
    <SystemReturnToNormal SubType="r2n" Target="Sub"/>
    <ZoneFault Coordination="Coordinated" FaultPhase="A" Momentary="false" SubType="fault" Target="ZC101"/>
    <ScriptingSleep Duration="1200" SubType="sleep" Target=""/>
    <ZoneFault Coordination="Coordinated" FaultPhase="A" Momentary="false" SubType="fault" Target="ZC502"/>
    <ScriptingSleep Duration="1200" SubType="sleep" Target=""/>
    <ZoneFault Coordination="Coordinated" FaultPhase="A" Momentary="false" SubType="fault" Target="ZC201"/>
    <ScriptingSleep Duration="1200" SubType="sleep" Target=""/>
    <ZoneFault Coordination="Coordinated" FaultPhase="A" Momentary="false" SubType="fault" Target="ZC102"/>
    <ScriptingSleep Duration="1200" SubType="sleep" Target=""/>
    <ZoneFault Coordination="Coordinated" FaultPhase="A" Momentary="false" SubType="fault" Target="ZC501"/>
    <ScriptingSleep Duration="1200" SubType="sleep" Target=""/>
    <DevicePosition SubType="open" Target="S104"/>
    <DevicePosition SubType="close" Target="S104"/>
    <ScriptingSleep Duration="1200" SubType="sleep" Target=""/>
    <DevicePosition SubType="open" Target="S105F"/>
    <DevicePosition SubType="close" Target="S105F"/>
    <ScriptingSleep Duration="1200" SubType="sleep" Target=""/>
  </Commands>
</Script>
```

Figure 84 : Script de simulation d'un scénario

Un script de simulation est un fichier XML qui se compose de plusieurs commandes YFA écrites de façon séquentielle et délimitées ou non par un silence "sleep" paramétrable. Il est généré pour automatiser la simulation des commandes pour YFA.

Par exemple la commande suivante représente une commande de panne momentanée qui affecte la zone ZC101 :

```
<ZoneFault SubType="momentaryfault" Target="ZC101" FaultPhase="A" Momentary="true"  
Coordination="Coordinated" />
```

Par contre, la commande suivante représente une commande d'ouverture inattendue qui affecte le recloser S103F :

```
<DevicePosition SubType="close" Target="S103F" />
```

Finalement, la commande ci-dessous représente un silence de 1100s entre deux commandes.

```
<ScriptingSleep SubType="sleep" Target="" Duration="1100" />
```

6.3. Simulation des scénarios avec YFA

Cette étape consiste à simuler les effets des scénarios de test. En effet, le logiciel YFA est un outil de simulation qui est capable de reconfigurer un réseau électrique pour le maintenir dans le meilleur état de fonctionnement possible. Pour chaque scénario de test, YFA prend en entrée le fichier script généré par notre outil, lit les commandes et les exécute de façon séquentielle. Il génère en sortie le fichier log des actions effectuées sur certaines zones élémentaires et certains reclosers et le résultat de la simulation (zones hors tension, reconfigurations effectuées, etc...). Le fichier log obtenu peut être exporté sous forme csv à partir du simulateur. Il sera ensuite filtré et prétraité avant d'être injecté dans notre outil CEP. En fait, l'injection du fichier Log de YFA dans le moteur CEP Esper nous permet de simuler le flot d'événements qui serait capté par le moteur CEP dans une application réelle de monitoring d'un réseau de distribution électrique.

6.4. Filtrage et prétraitement des fichiers Logs

Dans cette étape, nous transformons le fichier log résultat avant de l'injecter dans le moteur de CEP. Notons que pour la détection des patrons, nous avons choisi d'utiliser EsperIO, une solution java qui permet de faire fonctionner un moteur CEP à partir d'un fichier Excel (.csv) en entrée et d'enregistrer les résultats du traitement dans un autre fichier Excel (.csv). Le fichier log de YFA constitue le fichier d'entrée d'EsperIO et doit être prétraité. Ce prétraitement consiste à éliminer certains caractères spéciaux non acceptés par le moteur CEP et à filtrer les fichiers logs pour garder uniquement les informations concernant les commandes de pannes simulées et les informations relatives aux résultats des simulations effectuées (par exemple, les zones isolées ou déconnectées) à la fin de la simulation. Un expert d'Eaton nous a aidés à comprendre en détail le contenu des fichiers log de YFA.

6.5. Détection des patrons : approche par itération

Pour l'automatisation de l'approche de détection de patrons, nous avons développé un outil java qui prend en entrée le fichier log de la simulation filtré et prétraité et qui génère en sortie les différentes instances de patrons détectées. L'interface de cet outil se présente comme dans la figure 86.

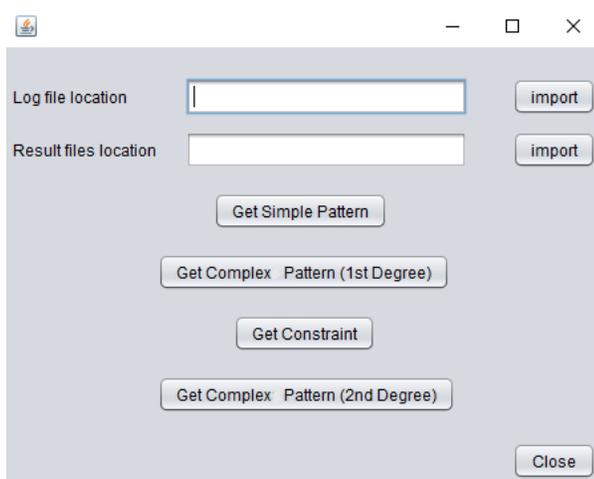


Figure 85 : Outil d'automatisation de la détection itérative des patrons

L'outil permet de sélectionner le fichier log que l'on veut traiter (champ : Log File location) et de choisir le répertoire dans lequel sera enregistré (champ : Result files location). L'outil active le moteur CEP et permet de détecter des patrons spatiotemporels de différents degrés de complexité à partir du fichier log de simulation choisi.

Nous avons fourni dans l'annexe, la liste des représentations de patrons spatiotemporels en utilisant notre approche théorique (voir chapitre 5). Nous avons traduit les différents types de patron dans le langage EPL et nous avons introduit ces spécifications dans la base de patrons du CEP.

Pour la détection de patrons, nous avons proposé une approche par itération (voir chapitre 5). Notre outil de détection automatique met en œuvre cette approche et permet d'automatiser chacune des itérations.

Revenons à l'interface de la figure 86. En cliquant sur le premier bouton (Get Simple Pattern), le moteur CEP va lancer le processus de détection pour détecter les patrons simples à partir du fichier log filtré. En cliquant sur le deuxième bouton (Get Complex Pattern 1st Degree), le moteur CEP va lancer le processus de détection pour détecter les patrons complexes de premier degré à partir des instances de patrons simples détectés au cours de la première itération. Notons que dans les deux cas, nous utilisons deux moteurs CEP différents ; chacun d'eux possédant sa propre base EPL.

L'objectif des deux premières itérations est ainsi de filtrer les patrons pertinents et de minimiser l'accès à la base de données.

La prochaine étape consiste à chercher les contraintes spatiales entre les instances de patrons détectées. Ainsi, nous proposons de chercher les corrélations spatiales entre les instances de patrons détectés dans les premières étapes et solliciter la base de données pour extraire les différentes corrélations possibles (voisinage, localisation par rapport à la même zone géographique, etc...). Le but de cette étape (basé sur la recherche de contraintes) est la recherche des corrélations spatiales afin de préparer les contraintes à satisfaire pour pouvoir détecter des patrons plus complexes. Le dernier bouton (Get Complex Pattern : 2nd Degree) permet ainsi de détecter des patrons complexes de deuxième degré de complexité en tenant compte des contraintes et des autres instances de patrons détectés.

6.6. Exemple de simulation d'un macro-scénario

Dans cette section, nous présentons les étapes suivies pour simuler les scénarios de tests et appliquer notre système de détection de patron sur le résultat de la simulation.

La première étape consiste à utiliser notre outil pour générer un macro-scénario de test. En fait, dans cet exemple, nous avons choisi de simuler un macro-scénario de type EquipBS (Vétusté).

La vétusté des équipements du réseau est reliée généralement à la date d'installation (ou de changement après échéance). D'après l'expert de Eaton, les équipements sont renouvelés (changés) à chaque période X de temps (qui correspond généralement à leur date d'échéance). En plus, le changement s'effectue généralement par zone de consommation, puisque le type des équipements peut changer selon le type des consommateurs. En effet, les équipements qui sont installés dans des zones industrielles diffèrent généralement de ceux installés dans les zones résidentielles.

Pour générer ce macro-scénario, nous avons alors choisi de simuler un macro-scénario de vétusté sur des zones de consommation de type Commercial.

Nous avons utilisé l'outil de génération de scénarios, pour choisir au hasard 3 zones fonctionnelles et 2 reclosers qui se situent dans des zones de consommation commerciales et dont la caractéristique des équipements est "vétuste"

Figure 86 : Exemple de macro-scénario simulé

Nous avons repéré les zones Fonctionnelles, zones élémentaires et les reclosers choisis par l'outil pour pouvoir valider par la suite les résultats de la détection des patrons définis. Voici dans la table ci-dessous les éléments :

Type de Scénario	Type de la zone	Nbr de ZF	Nbr de Reclosers	ZF Choisis	ZE Choisis	Reclosers Choisis
Vetusté	Commerciale	3	2	ZFC03-ZFC05-ZFC11	ZC104-ZC105-ZC106-ZC201-ZC403-ZC502	S104, S105F

L'outil de génération de test génère un fichier output.xml qui sera l'input de YFA.

La deuxième étape consiste à charger le fichier output.xml dans YFA. YFA se charge de simuler le scénario correspondant et d'appliquer les pannes sur les équipements choisis et nous obtenons par la suite le résultat de reconfiguration sous format csv (log.csv).

La troisième étape consiste à préparer le fichier log et supprimer certains caractères avant d'être traité par notre système itératif de détection de patrons. En effet, Le fichier log prétraité est alors injecté dans notre outil (figure 86) pour détecter des patrons simples et complexes et pour extraire d'autres connaissances spatiales sur la situation du réseau après la reconfiguration (**La quatrième étape**).

L'outil de détection de patrons génère les 4 fichiers suivants (figure 88) sur 3 itérations. Il utilise 3 moteurs CEP pour détecter des patrons ayant 3 degrés de complexités différents. Les instances détectées sont sauvegardées dans ces fichiers. Nous présentons dans la section suivante la structuration des instances détectées.

-  Constraint.csv
-  FirstPatronDetection.csv
-  SecondPatronDetection.csv
-  ThirdPatronDetection.csv

Figure 87 : Fichiers output résultant

6.7. Structuration des instances de patron détectées

Nous présentons dans cette section les structures des instances de patrons selon le degré de complexité du patron :

6.7.1. Les patrons simples :

Le premier fichier généré est **FirstPatronDetection.csv**. Ce fichier contient les instances des patrons simples détectées directement à partir du fichier log d'YFA.

Cette étape consiste à repérer les principaux événements qui sont survenus dans le réseau durant la simulation des scénarios injecté dans YFA et les événements résultants après la reconfiguration du réseau (zone isolée, recloser en panne, etc ...). Ce fichier constitue le résultat de la première itération du CEP.

La liste des instances des patrons se présente sous la forme suivante (tableau 11) :

Tableau 11: Exemple d'une instance de patron simple détecté

PSID	PatronID	Patron Name	AppliedTo	Date	Time	Type
A1	PS1	Momentary faulted zone	ZC101	2017/07/02	16 :50 :12	Simple

Voici la description de chaque colonne du premier fichier résultant.

Colonne	Description
PSID	L'identifiant de l'instance du patron détecté : Pour les patrons simples les identifiants commencent par un A.
PatronID	L'identifiant du patron détecté
PatronName	Le nom du patron détecté
AppliedTo	L'identifiant de l'élément du réseau affecté
Date	La date de l'occurrence de l'instance
Time	Le temps de l'occurrence de l'instance
Type	Le type de complexité du patron détecté (simple).

6.7.2. Les patrons complexes de type 1 :

Le deuxième fichier généré est **SecondPatronDetection.csv**. Ce fichier contient les instances des patrons complexes de type 1 détectées à partir de la première itération du CEP (Le fichier FirstPatronDetection.csv). Cette étape consiste à **qualifier** les comportements des éléments du réseau à partir de corrélations temporelles entre les événements simples détectés dans la première itération. Ce fichier constitue le résultat de la deuxième itération du CEP.

La liste des instances des patrons se présente sous la forme suivante (tableau 12) :

Tableau 12 : Exemple d'une instance de patron complexe de type 1 détecté

PC1ID	PatronID	Patron Name	AppliedTo	Date	Time	Type	IDInstanceCorrelated
B10	PC2	UnexpectedBehaviorRecloser	S104	2017/07/02	16 :56 :34	Complexe	(A4,A5)

Voici la description de chaque colonne du deuxième fichier résultant

Colonne	Description
PSID	L'identifiant de l'instance du patron détecté : Pour les patrons complexes de type 1 les identifiants commencent par un B.
PatronID	L'identifiant du patron détecté
PatronName	Le nom du patron détecté
AppliedTo	L'identifiant de l'élément du réseau affecté
Date	La date de l'occurrence de l'instance du patron détecté
Time	Le temps de l'occurrence de l'instance du patron détecté
Type	Le type de complexité du patron détecté (complexe).
IDInstanceCorrelated	Les identifiants des instances de patrons simples mis en corrélation

6.7.3. Les contraintes spatiales :

Le troisième fichier généré est **Constraint.csv**. Ce fichier contient les corrélations spatiales et contextuelles entre les différents équipements du réseau affectés. Ces corrélations sont extraites à partir de la base de données spatiale ainsi que de la liste des équipements du réseau affectés extraite du fichier output de la deuxième itération (SecondPatronDetection.csv). En fait, les corrélations spatiales couvrent différentes relations spatiales discutées dans le chapitre précédent : les relations de voisinage, la localisation par rapport au réseau et la localisation par rapport à l'espace géographique sous-jacent. La liste des instances des contraintes se présente sous la forme suivante (tableau 13) :

Tableau 13: Exemple de contrainte spatiale

CIID	Constraint ID	Constraint Name	Specification
C186	CONS3	LOC-Z	ZFM02

Voici la description de chaque colonne du troisième fichier résultant

Colonne	Description
CIID	L'identifiant de l'instance de la contrainte du patron détecté : les identifiants des instances des contraintes commencent par un C.
Constraint ID	L'identifiant du type de la contrainte détectée
Constraint Name	Le nom de la contrainte détectée
Spécification	Spécification spatiale de la contrainte détectée

Contrairement aux deux premiers fichiers (FirstPatronDetection.csv et SecondPatronDetection.csv) qui sont générés par un moteur CEP, la liste des contraintes (relations spatiales) est générée grâce à un algorithme développé sous forme d'une macro Excel qui sert à chercher les différentes relations spatiales entre les équipements affectés du réseau, à partir de la base de données spatiales (Figure 91).

- **Processus d'extraction des relations spatiales (PERS)**

Notre algorithme PERS part de la liste filtrée des équipements affectés du réseau pour éviter les redondances des relations.

La première étape du processus consiste à chercher pour chaque équipement affecté ses voisins directs dans le réseau. C'est-à-dire pour chaque zone les Reclosers auxquels elle est attachée, et pour chaque recloser, les zones auxquelles, il est attaché (Figure 89).

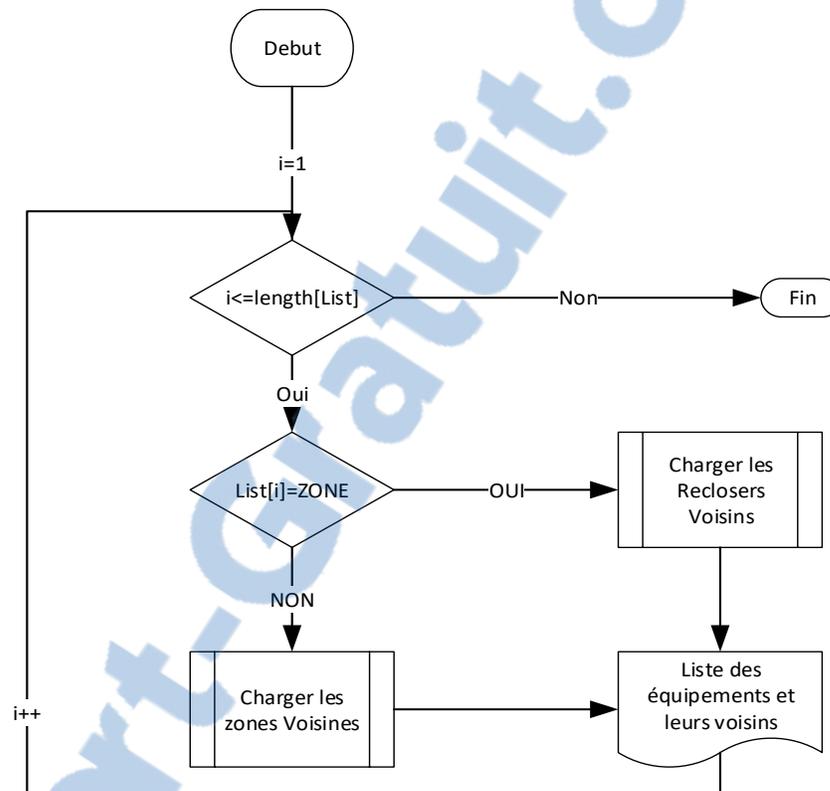


Figure 88: Algorithme de recherche de voisins

À la fin de cette étape, on obtient la liste des équipements affectés du réseau avec leurs voisins. Cette liste va nous permettre de chercher *les relations de voisinage* entre les équipements affectés.

De la même façon, on interroge la Base de Données spatiale pour extraire les informations contextuelles (Vétusté dans notre cas) associées, et les autres relations spatiales telles que les zones géographiques, et les zones fonctionnelles auxquelles appartiennent les équipements du réseau affectés

La deuxième étape consiste à itérer sur la liste des équipements affectés, choisir un équipement (le premier dans la liste) et extraire la liste des équipements restants LEAR (Liste des Équipements Affectés Restants) puis chercher dans la LEAR toutes les combinaisons des relations spatiales possibles. Les correspondances trouvées vont être enregistrées dans la liste des contraintes (Figure 90).

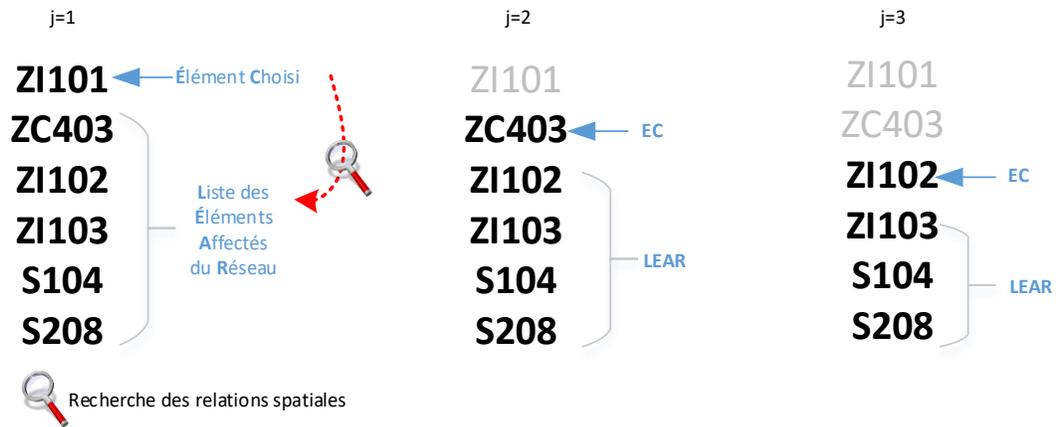


Figure 89 : Explication du processus de la recherche des relations spatiales

La figure 91 illustre tout le processus PERS, depuis l'extraction des informations de la base de données spatiales jusqu'à l'assemblage des relations dans le fichier `contraint.csv`.

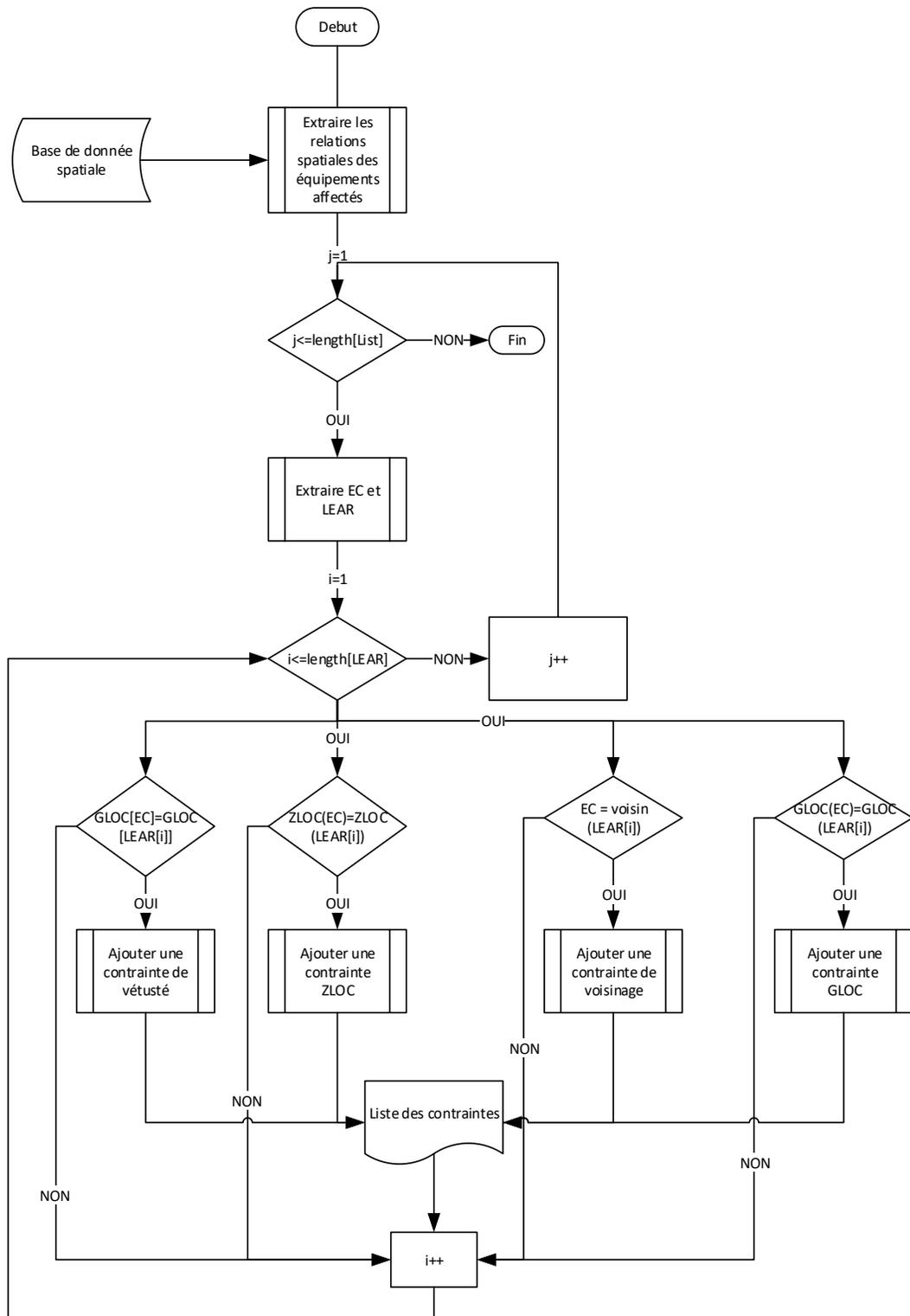


Figure 90: Algorithme d'ajout de chargement des contraintes (relations spatiales)

6.7.4. Les patrons complexes de type 2 :

Le quatrième fichier généré est ThirdPatronDetection.csv. Ce fichier contient les instances des corrélations spatiotemporelles entre les différents équipements du réseau affectés. Ce fichier est généré par un moteur CEP Esper, qui prend en entrée le flux des patrons complexes de type 1 et la liste des contraintes spatiales.

La structure des instances de patron complexe de type 2 est présentée dans tableau 14.

Tableau 14 : Exemple d'une instance de patron complexe de type 2 détecté

PC2ID	PatronID	Patron Name	AppliedTo	Date	Time	Type	IDInstanceCorrelated	CIID
D12	PC209	Same LOC-Z ZZ	(ZRE102, ZR101)	2017/07/02	18 :41 :08	Complexe	(B9 , B10)	C186

La description de chaque colonne est expliquée dans le tableau qui suit :

Colonne	Description
PC2ID	L'identifiant de l'instance du patron détecté : Pour les patrons complexes de type 2 les identifiants commencent par un D.
Patron ID	L'identifiant du type du patron détecté
Patron Name	Le nom du patron détecté
AppliedTo	L'ensemble des identifiants des éléments affectés
Date	La date de l'occurrence de l'instance du patron détecté
Time	Le temps de l'occurrence de l'instance du patron détecté
Type	Le type de complexité du patron
IDInstanceCorrelated	Les identifiants des instances de patrons complexes de type 1 corrélés
CIID	L'identifiant de la contrainte reliée au patron

- Règles de nommage pour les noms de patrons

YFA est un système de simulation qui permet de simuler plusieurs types d'événements sur le réseau et qui permet de récupérer un LOG riche en informations résumant les détails des différents événements qui se sont passés dans le réseau. Le LOG contient plusieurs informations concernant les événements de pannes ainsi que les autres événements reliés aux étapes de reconfiguration qui ont été effectuées automatiquement (suite aux événements de pannes simulée).

Parmi tous les événements requis dans le fichier LOG, nous nous intéressons aux événements de panne momentanée de la zone, panne soutenue de la zone, panne d'isolation sur la zone, événement d'ouverture du recloser, événement de fermeture du recloser.

La détection des événements simples se fait directement en utilisant le moteur ESPER (CEP) à partir du fichier LOG pour détecter directement les pannes externes du réseau.

Nous proposons une identification du type de patron par son ID et son nom. Pour les patrons simples les IDs des patrons sont sous la forme PSi (**P**atron **S**imple numéro **i**) avec i l'indice du type du patron.

Pour notre cas nous distinguons 5 types de patrons simples, donc i varie entre 1 et 5. Nous spécifions dans le tableau 15 chaque type de PS :

Tableau 15 : Types de patrons simples envisageables

PatronID	Patron Name
PS1	Momentary faulted zone
PS2	Sustained faulted zone
PS3	Isolated faulted zone
PS4	Unexpected opening recloser
PS5	Unexpected closing recloser

Pour les patrons complexes de type 1 les IDs des patrons sont sous la forme PC1j (**Patron Complexe de type 1** numéro j) avec j l'indice du type du patron. Pour notre cas nous distinguons 2 types de patrons complexes de type 1, donc j varie entre 1 et 2. Nous spécifions dans le tableau 16 chaque type des PC1 :

Tableau 16 : Types de patrons complexes de type 1 envisageables

Patron ID	Patron Name
PC11	FaultedZone
PC12	UnexpectedBehaviorRecloser

Pour les patrons complexes de type 2 les IDs des patrons sont sous la forme PC2k (**Patron Complexe de type 2** numéro k) avec k l'indice du type du patron. Pour notre cas nous distinguons 12 types de patrons complexes de type 2 ; donc k varie entre 1 et 12. Nous spécifions dans le tableau 17 chaque type des PC2 :

Tableau 17: Types de patrons complexes de type 2 envisageables

Patron ID	Patron Name
PC201	Vetusté RZ
PC202	Vetusté RR
PC203	Vetusté ZZ
PC204	Voisinage RZ
PC205	Voisinage RR
PC206	Voisinage ZZ
PC207	Same LOC-Z RZ
PC208	Same LOC-Z RR
PC209	Same LOC-Z ZZ
PC210	Same LOC-G RZ
PC211	Same LOC-G RR
PC212	Same LOC-G ZZ

Pour les contraintes les identifiants sont sous la forme CONSm (**CONSTRAINT** numéro **m**) avec **m** l'indice du type de la contrainte. Pour notre cas nous distinguons 4 types de contraintes, donc **m** varie entre 1 et 4. Nous spécifions dans le tableau 18 chaque type des contraintes :

Les contraintes reflètent les types des relations spatiales envisageables. Dans notre cas, nous distinguons une contrainte contextuelle de vétusté, et des contraintes géographiques reflétant les relations spatiales dans le réseau (voisinage, localisation géographique et localisation de zones fonctionnelles)

Tableau 18 : Types de contraintes

Constraint ID	Constraint Name
CONS1	Vétusté
CONS2	Voisinage
CONS3	Same LOC-Z
CONS4	Same LOC- G

6.8. Validation et interprétation des résultats

Nous présentons dans cette section, les différents aspects de validation de nos résultats :

- **Validation du processus proposé pour la détection**

Pour la validation de notre modèle théorique de représentation des patrons et de notre approche et outil de détection itérative de patrons par CEP, nous avons exécuté le système sur une base de scénario de validation. Celle-ci est constituée de 40 scénarios différents. En effet, nous avons eu recours à notre expert d'Eaton pour choisir 40 scénarios différents (20 de type GeoBS et 20 de type EquipBS)

Pour chaque scénario choisi (par l'expert), le système de génération de scénario enregistre certaines caractéristiques comme par exemples des zones fonctionnelles, zones élémentaires et reclosers. Ces informations vont servir à valider ensuite les corrélations spatiales retrouvées par notre système de détection de patron.

- **Temps de réponse et volume de données traitées**

Le moteur CEP-ESPER se caractérise par la capacité de traiter plusieurs flux de données dans un temps assez court (quasiment temps réel) grâce au mécanisme de multithreading. Dans notre modèle, à la première itération (étape de filtration), le moteur CEP est capable de traiter un flux de 3128 événements dans un temps de réponse près de 2.56ms. Le flux contient à la fois des événements de pannes, de reconfiguration et de stabilisation du réseau simulé. Dans la première itération, le moteur CEP détecte une dizaine de patrons simples parmi 3128 événements. Le principe est de chercher dans l'attribut « text » des événements des mots clés spécifiques pour chaque type de panne (« momentary », « isolated », « sustained », etc...). Le cas échéant, le CEP va extraire

tout l'enregistrement et dégager par la suite toutes les autres caractéristiques du patron, afin de pouvoir enregistrer l'instance détectée dans un format structuré (date, time, ID, faultType, etc...)

- **Validation de la fiabilité du modèle**

Tableau 19 : Validation de la fiabilité du modèle

N du scénario	N de Reclosers simulés	N de Reclosers détectés	N de ZE simulées	N de ZE détectées
GeoBS1	15	15	13	13
EquipBS2	12	12	6	6

Le tableau 19 présente une validation du taux de détection (par notre outil) des équipements simulés. Nous remarquons que nous retrouvons exactement le même nombre de reclosers et de zones élémentaires simulés pour les deux types de scénarios différents.

Nous constatons que notre modèle est fiable à 100% du point de vue du nombre et types de zones et reclosers. C'est-à-dire, notre outil retrouve exactement les mêmes zones et reclosers que le système de génération de scénarios de test a choisi. Notre outil retrouve aussi les informations spatiales (les zones géographiques, et les zones fonctionnelles) que le système de simulation a enregistré et qui ne figuraient pas dans les scripts de simulation. Ainsi, on trouve une correspondance entre ce les éléments (reclosers, zone élémentaires) choisis par le scénario et les éléments qui été détectés par notre système (après la reconfiguration de YFA).

La fiabilité du modèle s'explique par la bonne qualité des patrons qui ont été spécifiés. En effet, les patrons sont capables de détecter les événements qui sont simulés par YFA, ainsi que les relations spatiales, temporelles et contextuelles entre les équipements affectés par les scénarios issus du macro-scénario de test.

La figure 92, illustre en détails comment à partir du flux des événements simples, nous avons effectué deux étapes d'agrégation pour retrouver certaines relations spatiales dans le réseau. La première étape d'agrégation consiste à retrouver les corrélations temporelles entre les événements simples pour pouvoir attribuer des qualifications aux comportements des zones élémentaires et recloser affectés par le phénomène (macro-scénario).

La deuxième étape d'agrégation consiste quant à elle à chercher les corrélations spatiotemporelles entre les objets du réseau (entre recloser/recloser -- recloser/zone élémentaire et zone élémentaire/zone élémentaire) Ces corrélations sont de deux types : Corrélations spatiales de type Voisinage - Same G-LOC -Same Z-LOC et Corrélation contextuelle (vétusté ou non).

- **Capacité de détecter les zones isolées après reconfiguration du réseau**

Notre système est capable d'expliquer le macro-scénario du phénomène (qui a affecté le réseau) et détecter de nouvelles informations (Figure 93). En effet, la chaîne de processus part du système de simulation de scénario qui connaît le contexte géographique et le contexte du réseau pour générer des scénarios de test à YFA. Ces

scénarios ne contiennent aucune information spatiale. YFA se charge de simuler des pannes et d'effectuer des reconfigurations sur le réseau sans avoir aucune information contextuelle. Notre système part des résultats de reconfiguration de YFA pour détecter des corrélations spatiotemporelles entre les événements de pannes susceptible d'expliquer tout le phénomène qui a affecté le réseau. Ceci est grâce à la qualité des patrons injectés dans la base EPL de notre système et à l'utilisation de la base de données spatiales.

De plus, le potentiel des patrons se manifeste aussi par la capacité d'expliquer le phénomène qui s'est produit et de détecter d'autres informations imprévisibles résultant de l'impact du phénomène sur le réseau (figure 93). Par exemple, notre système peut retrouver des zones élémentaires de distribution qui deviennent isolées (hors tension) après le déroulement du phénomène. De plus, les patrons sont capables de retrouver les relations spatiales entre les zones affectées et les zones impactées après l'application des scénarios. Ceci pourrait être utilisé afin d'expliquer la raison de l'isolement de ces zones.

Tableau 20 : Pourcentage des zones fonctionnelles isolées détectées par notre système

Type de scénario	Nombre de scénarios simulés	Nombre de ZF isolées détectées	Pourcentage de ZF isolées détectées
GeoBS	20	10	12%
EquipBS	20	6	8%

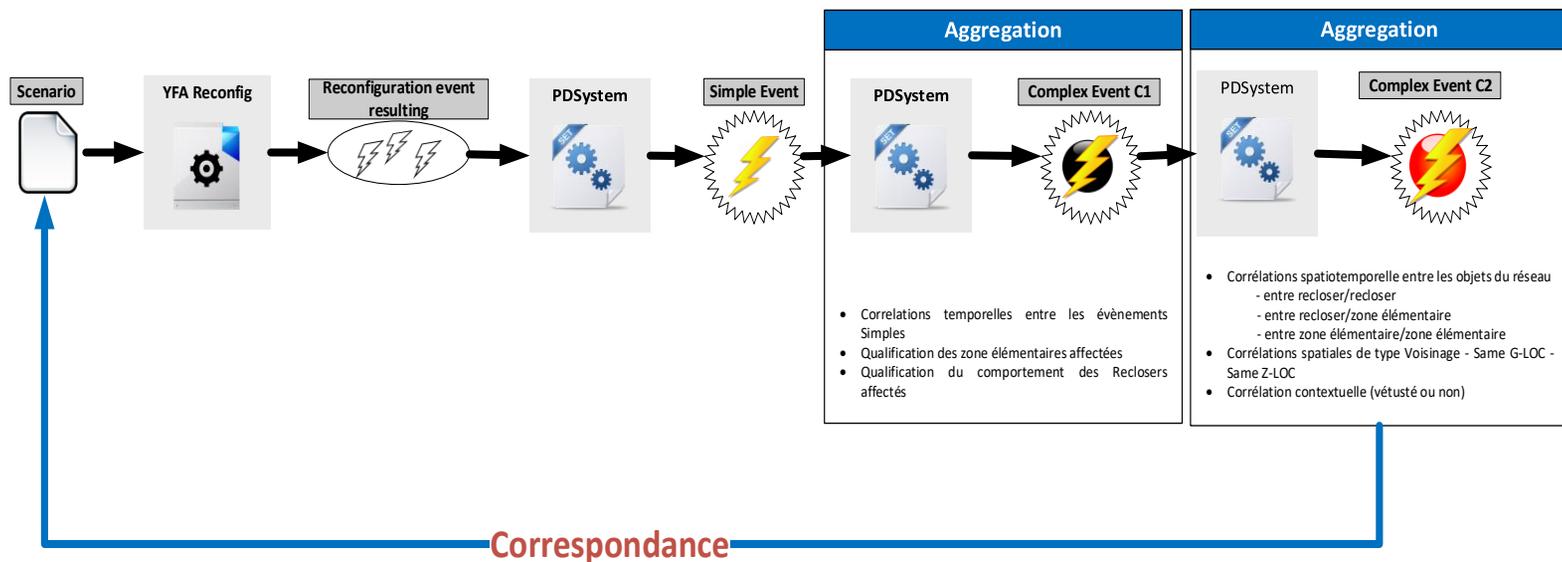


Figure 91: Validation de résultats

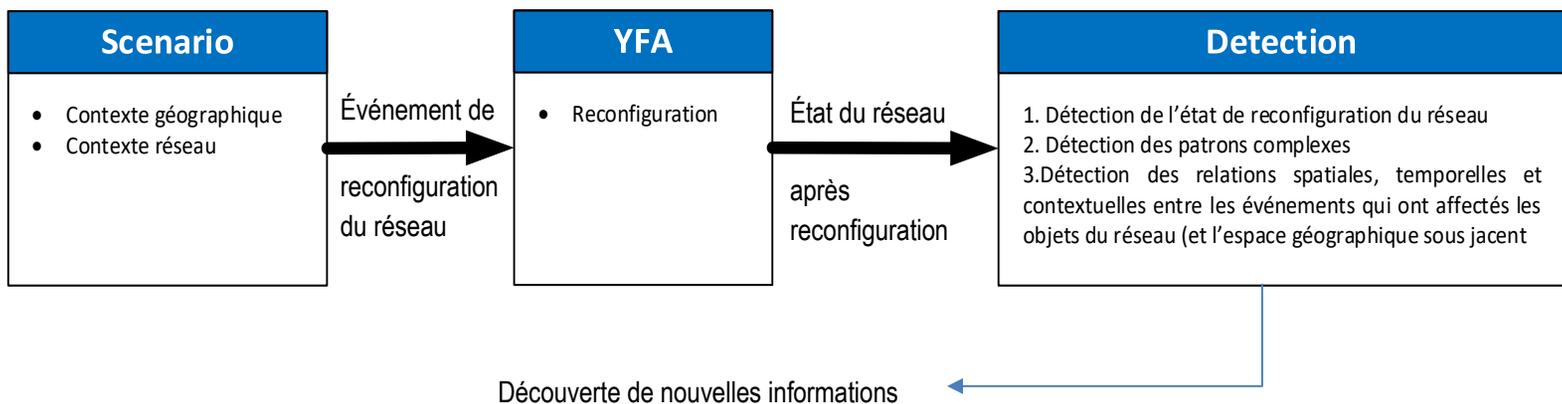


Figure 92: Potentiel de notre système pour découvrir de nouvelles relations

Le tableau 20 montre le pourcentage des zones fonctionnelles isolées détectées par notre système pour chaque type de scénario de test. En effet, sur les 20 scénarios de type GeoBS simulés, le système a détecté 10 zones fonctionnelles isolées. Ce qui correspond à un pourcentage de 12% du nombre total des zones fonctionnelles détectées. Par contre, sur les 20 scénarios de type EquipBS simulés, le système a détecté 6 zones fonctionnelles isolées. Ce qui correspond à un pourcentage de 8% du nombre total des zones fonctionnelles détectées. Certes quel que soit le type de scénario, le nombre de ZF isolées détectées est relativement faible, mais cela explique que pour certains phénomènes qui peuvent affecter sur un réseau de distribution électrique, notre système est capable de détecter les « dégâts » causés par de ce phénomène et expliquer la relation entre ces « dégâts » et leur source. Notre système est capable d'identifier les corrélations spatiales entre les zones (et ou reclosers) affectées durant un phénomène et les zones isolées après.

Le tableau 21 montre un exemple de validation des résultats pour les deux types de scénario. Il présente pour deux exemples de deux types différents de scénarios (EquipBS et GeoBS), le type de la zone globale (territoire) affectée par scénario, le nombre de zones fonctionnelles affectées, les zones fonctionnelles et élémentaires choisies (par l'outil de génération des scénarios) et les zones fonctionnelles et élémentaires détectées (par notre système de détection de patrons)

Par exemple, le premier scénario est de type EquipBS. L'expert d'Eaton voulait simuler un phénomène de vétusté sur une zone commerciale et le système de génération de test a choisi au hasard 6 zones fonctionnelles dont le type de consommation est « commercial ». Notre système de détection permet de détecter non seulement les zones choisies par le scénario mais aussi les zones élémentaires et fonctionnelles affectées par ce phénomène (mises en jaune). Dans cet exemple, c'est la zone élémentaire ZC503 qui appartient à la zone fonctionnelle ZFC12, et qui est aussi de type de consommation « commercial ».

Tableau 21 : Exemple de validation des résultats pour les deux types de scénario

Type de scénario	Type de la zone	Nombre de ZF	ZF Choisies	ZE choisies	ZF Détectées	ZE détectées
EquipBS	Commerciale	6	ZFC01- ZFC03- ZFC10- ZFC11- ZFC02- ZFC05	ZC101-ZC102- ZC103-ZC104- ZC105-ZC106- ZC201-ZC403- ZC502-ZC501	ZFC01- ZFC03- ZFC10- ZFC11- ZFC02- ZFC05- ZFC12	ZC101-ZC102-ZC103- ZC104-ZC105-ZC106- ZC201-ZC403-ZC502- ZC501- ZC503
GeoBS	SudOuest	4	ZFI02- ZFC04- ZFM02- ZFM03	ZI104-ZI105- ZC107-ZRE102- ZR101-ZR102- ZR103-ZR104- ZR407-ZR408	ZFI02- ZFC04- ZFM02- ZFM03- ZFI01	ZI104-ZI105-ZC107- ZRE102-ZR101-ZR102- ZR103-ZR104-ZR407- ZR408- ZI101-ZI102- ZI103-ZI201-ZI202

6.9. Comparaison entre les deux types de scénarios

Les deux graphiques qui suivent (Figure 94 et Figure 95) montrent la moyenne du nombre de patrons de chaque type (simple, complexe de type1, complexe de type 2) pour chaque type de scénario (GeoBS et EquipBS) détectés au cours de ces expériences. Voici dans le tableau suivant l'explication des abréviations des figures 94 et 95.

Abréviation	Explication
Zone PS	Nombre de zones détectées par un patron simple
Recloser PS	Nombre de reclosers détectés par un patron simple
Zone PC1	Nombre de zones détectées par un patron complexe de type 1
Recloser PC1	Nombre de reclosers détectés par un patron complexe de type 1
Zone PC2	Nombre de zones détectées par un patron complexe de type 2
Recloser PC2	Nombre de reclosers détectés par un patron complexe de type 2
Const1	Nombre de contraintes 1 détectées (Vétusté)
Const2	Nombre de contraintes 2 détectées (Voisinage)
Const3	Nombre de contraintes 3 détectées (LOC-Z)
Const4	Nombre de contraintes 4 détectées (LOC-G)

Ils représentent la dispersion des patrons selon le type du scénario et la complexité des patrons. Nous remarquons que le nombre de patrons complexes est important dans les deux cas (les deux types du scénario). Toutefois, la contrainte1 (relation contextuelle : vétusté des équipements) est dominante dans les scénarios de type EquipBS. Ceci est normal, et découle du fait que les scénarios simulés correspondants sont de type EquipBS. Dans notre cas, la caractéristique de l'équipement considérée est la vétusté (figure 94).

Par contre les contraintes 3 et 4 sont dominantes pour les scénarios de type GeoBS. Ceci s'explique du fait que dans ce type de scénario, les scénarios de tests simulent des pannes dans des zones géographiques spécifiques associées au réseau. Donc il est normal de retrouver plusieurs contraintes de type SAME GLOC et SAME ZLOC.

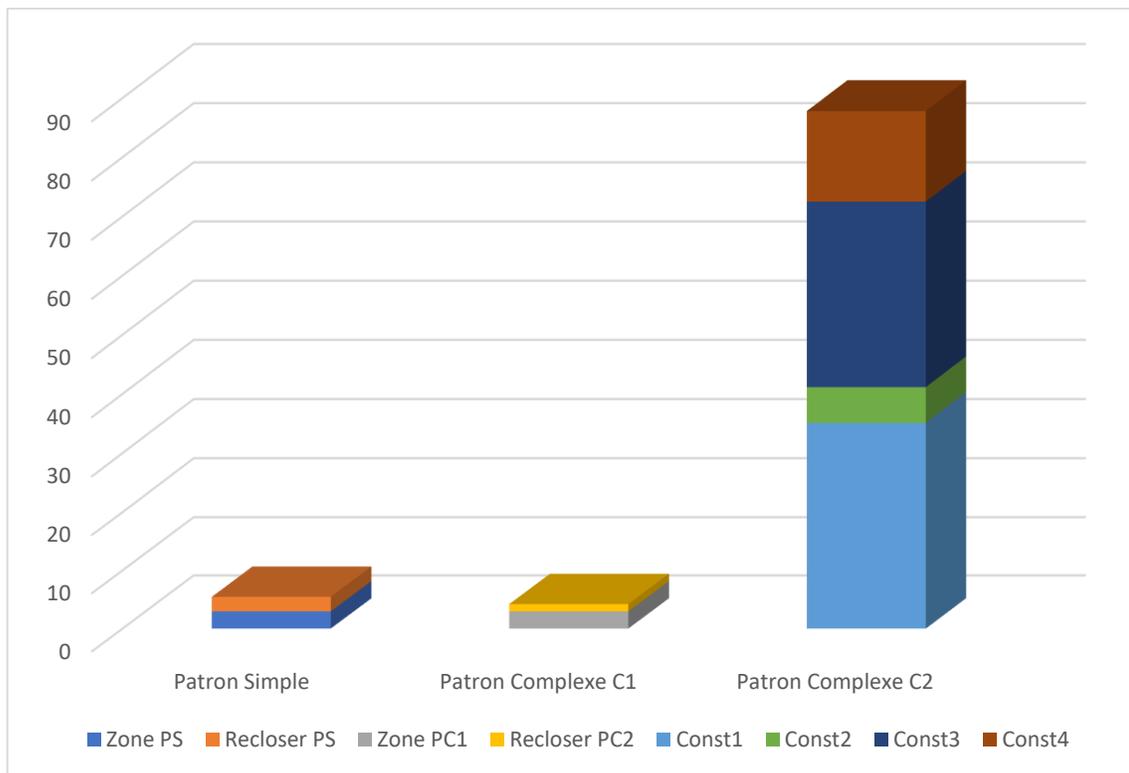


Figure 93 : Moyenne du nombre d'instances de patrons détectées dans les scénarios de type EquipBS

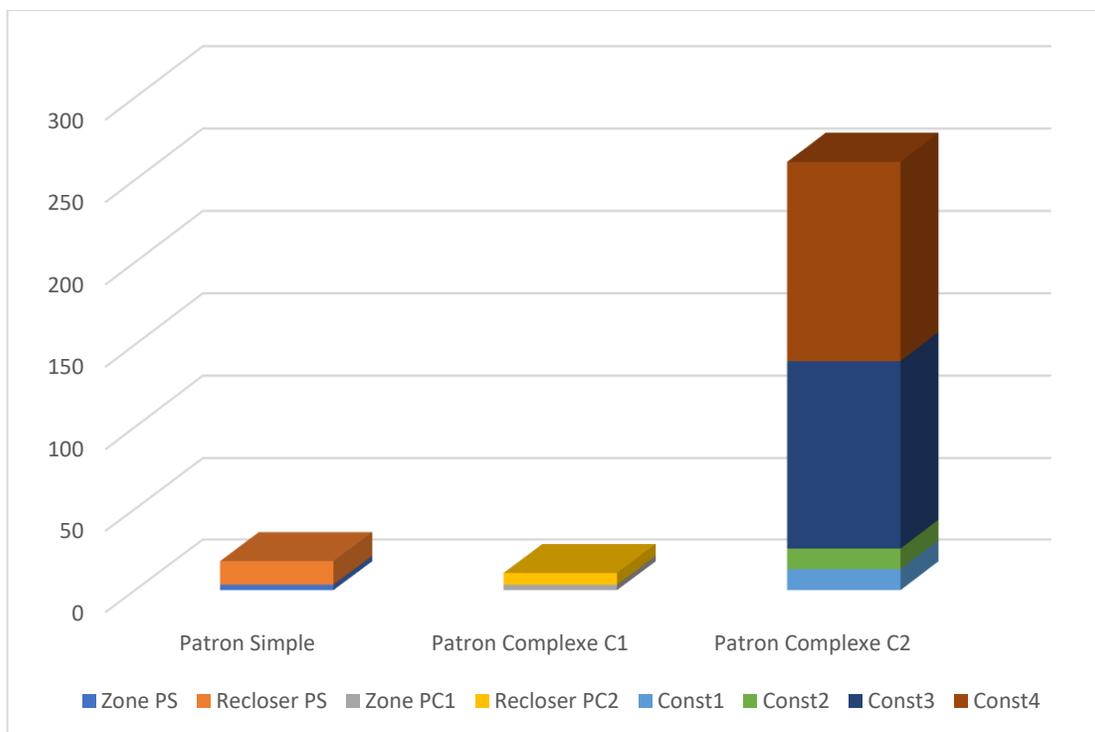


Figure 94 : Moyenne du nombre d'instances de patrons détectées dans un scénario de type GeoBS

Les figures 96 et 97 présentent la comparaison du nombre de patrons (de chaque type de complexité) pour chacun des scénarios simulés dans nos tests. Nous pouvons remarquer que quel que soit le type du scénario simulé, le nombre de patrons complexes de type 2 (le troisième bâton en bleu) est beaucoup plus important aussi bien par rapport au nombre d'équipements affectés dans le réseau (représenté par le nombre de patrons complexes de type 1 : en vert) que par rapport au nombre d'événements de pannes simulées sur le réseau (représentées par le nombre de patrons simples : en jaune). Ceci confirme que notre système est capable d'extraire une grande quantité d'informations spatiales et contextuelles par rapport à ce qui a été préalablement injecté (les événements de pannes simples détectés directement à partir de YFA).

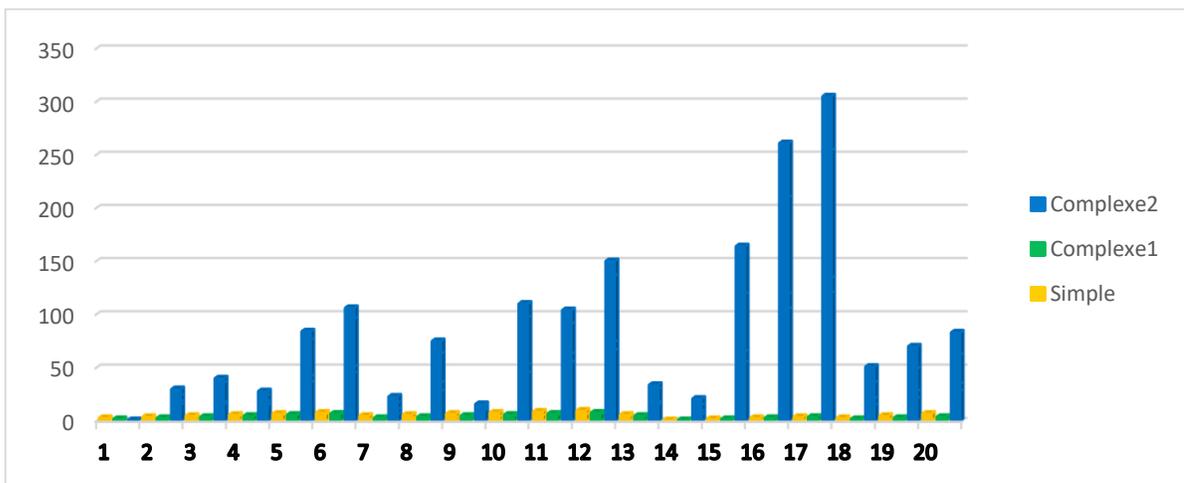


Figure 95 : Nombre d'instances de patrons détectées pour un ensemble de 20 scénarios de type EquipBS

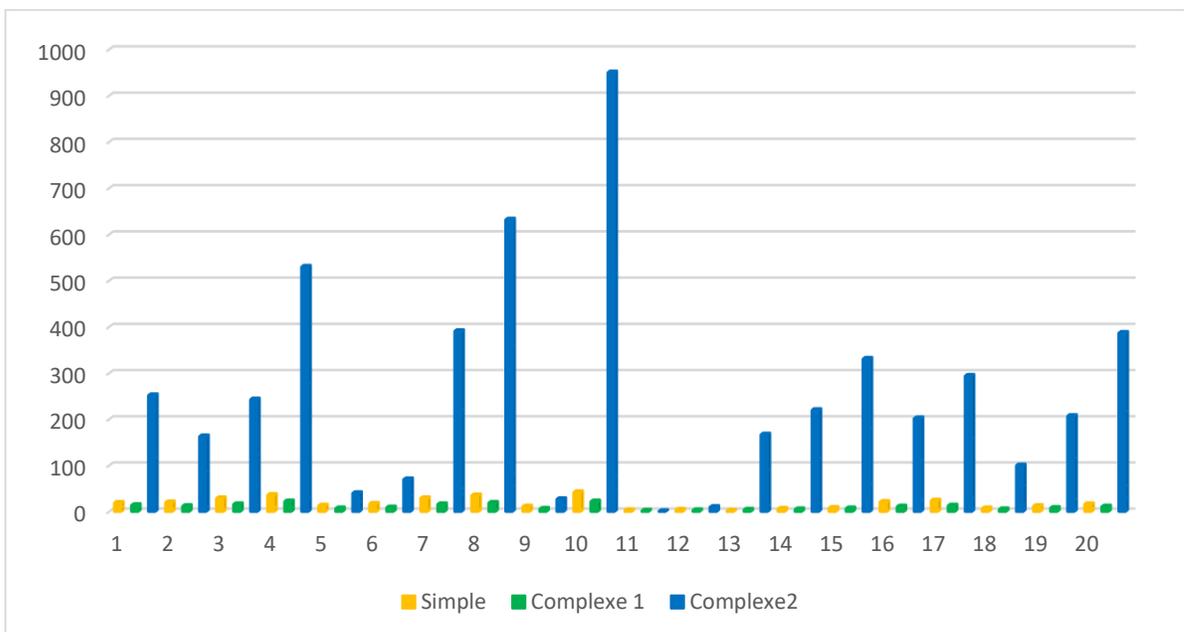


Figure 96 : Nombre d'instances de patron détectées pour un ensemble de 20 scénarios de type GeoBS



6.10. Apport de l'approche pour la spécification des patrons complexes dans un moteur CEP - Esper

Dans notre approche, nous avons opté pour une détection itérative des patrons. Nous avons utilisé ESPER comme moteur CEP, version IO (Input/Output). Le moteur prend en entrée des fichiers log (qui représentent le flux de données) et génère des fichiers csv qui représentent les instances des patrons détectés.

Au total nous avons utilisé 3 moteurs CEP. Le premier prend en entrée le fichier log output de YFA et génère le fichier FirstPatronDetection.csv. Le premier fichier généré correspond au flux d'événements qui sont des inputs du deuxième moteur CEP utilisé. Celui-ci se charge de qualifier le comportement des équipements des réseaux affectés en cherchant des corrélations temporelles entre eux. Le deuxième fichier output que génère le moteur CEP va être utilisé pour notre système pour générer les relations spatiales sous forme de contraintes. Les relations spatiales sont extraites à partir de la base de données spatiales en utilisant un algorithme implémenté en Excel.

Le deuxième fichier généré, ainsi que la liste des contraintes, forment le flux d'événements qui est fourni au troisième moteur CEP. Celui-ci se charge de détecter les patrons spatiotemporels qui correspondent aux corrélations spatiales et temporelles entre les événements de pannes subis par les éléments du réseau.

L'avantage de notre l'approche de détection de patrons par itérations, est la minimisation des accès à la base de données spatiales. Cela permet de gagner en performance et de traiter itérativement des patrons de plus en plus complexes tout en gardant une structure claire, similaire et réutilisable pour d'autres corrélations.

Soulignons qu'avec un moteur Esper standard nous ne nous pourrions pas aller au-delà de la deuxième itération. En effet, un CEP ne peut pas faire des accès directs à une base de données spatiale. De plus, il est difficile, voire impossible, de représenter les patrons complexes de type 2 en langage EPL; l'accès aux relations spatiales dans la base de données étant primordial. Grâce à l'accès à la base de données spatiales, il est maintenant possible d'écrire des patrons en EPL enrichi avec des relations spatiales.

6.11. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'implémentation de notre approche théorique et la validation des résultats de nos expérimentations. Nous sommes parvenus aux points suivants :

- Fiabilité : Notre système est fiable. Il permet de détecter exactement les mêmes reclosers et zones simulées
- Explication du phénomène ; Grâce aux différentes corrélations spatiotemporelles détectées, notre système permet d'expliquer le déroulement du phénomène qui a affecté le fonctionnement du réseau

- Découverte de nouvelles informations : Outre l'explication, notre système permet aussi de détecter le résultat de reconfiguration du réseau, détecter les zones isolées et trouver les relations spatiales entre elles et les zones (et/ou reclosers simulés).

La puissance de notre outil découle de la pertinence de notre approche théorique. Nous estimons aussi que notre approche pourrait être applicable dans d'autres domaines d'application. Nous discuterons la faisabilité de cette généralisation dans le chapitre suivant.

Conclusion générale

Dans ce chapitre de conclusion, nous présentons nos principales contributions de recherche et évoquons des pistes d'extensions possibles pour des travaux futurs. Finalement nous concluons le mémoire en faisant un retour sur les objectifs que nous nous étions fixés au départ.

- Nos contributions de recherche et extensions envisagées pour des travaux futurs

Nous avons présenté dans ce mémoire une approche théorique et pratique de modélisation et de détection de patrons spatiotemporels complexes. Notre modèle est prometteur et nous avons prouvé sa fiabilité dans le chapitre précédent. De plus, il est extensible et peut être applicable à d'autres cas d'utilisation. Aussi, nous présentons dans ce chapitre certaines perspectives et améliorations possibles.

Dans notre approche, nous avons utilisé les graphes conceptuels comme formalisme de représentation sémantique des patrons. Ces patrons expriment des corrélations spatiotemporelles sur des pannes éventuelles qui peuvent surgir sur un réseau de distribution électrique. Grâce à l'aspect intuitif des GCs, la tâche du décideur est simplifiée et il peut raisonner sur le résultat du processus de détection pour appuyer la prise de décision.

Notre approche théorique consiste principalement à enrichir le formalisme de patrons exprimés en graphes conceptuels pour supporter les notions de résumé et de contrainte discutées auparavant. En effet, la notion de résumé reflète les caractéristiques du patron ainsi que la relation spatiotemporelle entre les événements mis en corrélation dans la spécification du patron. En fait, nous avons proposé l'utilisation de plusieurs relations spatiales qui représentent non seulement les relations entre composants du réseau au sein du réseau lui-même, mais aussi la relation entre les composants du réseau et l'espace géographique sous-jacent. Ceci permet d'étudier et d'expliquer les sources de pannes par rapport à l'environnement inter-réseau ou par rapport au contexte géographique extérieur dans lequel se situe le réseau. De plus, nous avons proposé l'utilisation d'un exemple de relation contextuelle (la vétusté), qui affecte des propriétés physiques des équipements du réseau (durée de vie/date d'installation). Celle-ci peut également servir à expliquer l'origine de certaines pannes. Tous les types de relations proposés ont été stockés dans une base de données spatiales utilisée par notre outil de détection.

La nouvelle structure des patrons avec résumé que nous proposons permet de simplifier la représentation des patrons complexes en utilisant les graphes conceptuels et en utilisant le langage de patrons (EPL). D'un point de vue pratique, pour le processus de détection des patrons complexes, nous avons utilisé une approche itérative en utilisant plusieurs instances de moteurs CEP. Celles-ci sont montées en série et chacune détecte les patrons de complexité croissante de façon incrémentale. Ainsi, on peut considérer que notre système consiste en une implémentation d'un CEP composé de plusieurs CEPs qui collaborent entre eux en traitant le problème de détection de patrons en plusieurs passes successives.

Notons aussi que la détection des patrons complexes est rendue possible grâce à l'introduction de la notion de contrainte. Le moteur CEP cherche tout d'abord les relations spatiales, puis il détecte la corrélation entre les événements collectés par le flux de données (Les instances des patrons simples détectées). Nous avons introduit la notion de contrainte qui permet d'exprimer soit une relation spatiale simple, soit une combinaison de plusieurs relations spatiales (par exemple 'voisinage' et 'localisation' dans la même zone géographique). Notre approche pourrait être étendue pour supporter plusieurs autres types de relations spatiales et d'autres relations contextuelles, ou même une combinaison entre les deux types de relations.

Notre modèle est non seulement fiable mais aussi extensible. Ainsi, nous pourrions proposer d'enrichir notre modèle avec d'autres informations contextuelles, par exemple les données météorologiques. Nous pourrions étudier leur impact aussi bien sur l'infrastructure des réseaux que sur les pics de consommations (La consommation du courant électrique augmente généralement dans les vagues de chaleur et les vagues de froid à cause de la climatisation et/ou du chauffage).

En utilisant notre approche, il est possible d'ajouter d'autres instances de CEPs dans notre chaîne de traitement car le processus est itératif et simple. La structure proposée des patrons permet de représenter des patrons complexes quel que soit leur degré de complexité, et d'ajouter d'autres relations spatiales et contextuelles pertinentes. Le but d'utiliser un moteur CEP est de pouvoir gérer la complexité et la vélocité des données collectées. Le processus de détection se fait en temps quasi-réel et ce qui répond aux besoins exprimés des décideurs dans ce domaine d'application.

En effet, les patrons simples et complexes de type 1 peuvent être détectés instantanément (dans des temps de l'ordre de la seconde). Par contre pour les patrons complexes de type 2, cela peut prendre plus du temps, dépendamment de la durée du phénomène qui a causé les pannes sur le réseau (En moyenne, nous estimons qu'un phénomène peut s'étaler sur quelques heures ; comme par exemple une tempête de neige) et du nombre de composants affectés du réseau. Pour les cas d'utilisation traités dans nos expérimentations, nous recommandons d'attendre la fin du phénomène pour chercher les relations spatiales à partir de la BD spatiale. À la fin du déroulement du phénomène, le décideur peut se procurer la liste des instances de patrons complexes de type 1 détectés et peut lancer le processus de recherche des relations spatiales pour pouvoir détecter les instances de patrons complexes de type 2. Il peut alors comprendre ce qui s'est passé dans le phénomène (à partir des relations spatiotemporelles entre les événements causés par le phénomène). La recherche de relations spatiales se fait en une seule itération par phénomène, ce qui permet de minimiser les accès à la BD et répondre aux attentes du décideur. Toutefois, il est aussi possible de paramétrer l'outil de recherche des relations spatiales pour effectuer les requêtes périodiquement, à chaque période x de temps (sans avoir à attendre le déroulement complet d'un éventuel phénomène). Le système peut ainsi récupérer périodiquement les instances de patrons préalablement détectées et lancer le processus de détection des relations spatiales (et

patrons complexes). La périodicité pourrait être pré-estimée par l'expert pour répondre à des besoins de surveillance (toutes les 24h, toutes les 12h, etc...). Les résultats de détection obtenus offriraient ainsi une aide au décideur dans le processus de prise de décision et permettraient d'avoir accès à un historique détaillé relatif aux phénomènes qui ont affecté le réseau ; ceci pour de futures recommandations ou prévisions.

- **Autres domaines d'application**

Outre, les réseaux de distribution électrique, on peut envisager d'appliquer notre approche à d'autres domaines d'utilisation comme par exemple, l'étude de pannes sur un réseau d'installation téléphonique (réseau de fibres optiques), un réseau routier, un réseau de production énergétique. Voyons brièvement comment nous pourrions aborder ces domaines en utilisant notre approche. Soulignons que nous suggérons ces pistes de façon intuitive, sans avoir fait d'étude particulière de faisabilité.

Nous partons de l'intuition que dans ces domaines d'utilisation, on pourrait étudier le même genre de relations spatiales que celles que nous avons considérées dans ce mémoire. Par exemple, il serait intéressant d'étudier d'éventuelles pannes dans un réseau de fibre optique par rapport aux types des zones de consommation. Dans le cas de l'étude d'un réseau routier et de transport, on pourrait plutôt s'intéresser à d'autres critères spatiaux comme la nature des routes (autoroute ou routes ou ruelle), à l'état des routes (des travaux en cours, etc...), aux données météorologiques et à leur éventuel impact sur les réseaux routiers, et les délais du transport. Quant aux réseaux de production d'énergie (Smart Grid), le volume d'énergie produit dépend essentiellement de la localisation spatiale des centrales de production (les éoliennes, les panneaux photovoltaïques, etc...), des conditions météorologiques et du coût du transport de l'énergie. Ainsi, dans le cas de production de l'énergie éolienne, nous pourrions étudier les corrélations spatiotemporelles entre le taux de production et les caractéristiques des éoliennes, les distances entre les éoliennes (information contextuelle de l'équipement du réseau), leurs positions géographiques (altitude et localisation dans une zone venteuse), et les conditions météorologiques durant l'année (production plus favorable à certaines saisons). Nous pourrions aussi étudier l'impact d'une panne de l'éolienne sur la production d'énergie électrique du réseau.

Quelles que soient les relations spatiales et contextuelles envisageables dans chacun des cas cités, la réutilisation de notre représentation en patrons semble possible. La nature de la relation spatiale à exprimer peut varier, mais la simplicité de notre représentation reste un atout. Notre approche est extensible et peut être abordée dans des secteurs différents.

- **Limites de notre approche**

Bien entendu, notre approche présente certaines limites. En effet, d'un point de vue pratique, on s'est arrêté à la troisième itération dans le processus de détection de patrons. Il serait possible d'établir une autre itération pour pouvoir détecter des patrons de type 'cause à effet'. En fait, nous pourrions mettre en corrélation, pour chaque phénomène, les événements de panne qui se sont produits sur le réseau avec les événements d'isolation de zones. Ainsi, nous pourrions comprendre la cause de la mise hors tension pour certaines zones. De plus, on peut ajouter d'autres itérations ; autant qu'il y a de types d'informations susceptibles d'être extraites : par exemple les pannes répétitives et leur fréquence de répétition, les pannes de voisinage entre les zones fonctionnelles, l'ampleur des dégâts causés par chaque type de phénomène, etc... Soulignons aussi que notre modèle supporte les pannes répétitives mais nous n'avons pas simulé des cas pratiques de pannes répétitives. C'est une limite actuelle de notre système de génération de scénarios et de nos expériences.

Dans le processus de détection de patrons, nous avons utilisé 3 moteurs CEP, chacun possédant ses propres entrées et sorties. De façon générale les flux d'entrée et de sortie pourraient être fusionnés du moment que la structuration des patrons est la même, quels que soient leurs degrés de complexité. Les patrons ont en effet une structure commune (time, date, appliedTo, name, type, etc.) et les instances détectées forment des données structurées (elles peuvent être stockées dans une base de données structurée dont les noms de colonnes correspondent aux noms des relations et la clé primaire correspond à l'identifiant de chaque instance).

Dans l'approche pratique que nous avons proposée, les moteurs CEP fonctionnent de façon incrémentale et sont gérés par notre système de détection de patrons. Toutefois, nous pourrions explorer une approche mettant les moteurs CEP en parallèle, synchronisés grâce à des Threads. Toutes les instances CEP possèderaient le même flux d'événements en entrée et en sortie, mais chaque CEP possèderait sa propre base EPL. Évidemment ce sont seulement des suggestions de pistes d'exploration

- **Atteinte des objectifs du mémoire.**

Dans ce mémoire, nous sommes parvenus à atteindre les objectifs établis dans le chapitre 2 :

En partant de l'approche de Barouni, nous avons proposé une modélisation des corrélations entre des événements complexes et des changements d'états (patrons d'événements complexes, patrons d'état complexes, patrons de situations complexes : phénomènes). Ces données sont collectées par un réseau de capteurs intelligents et rassemblés par un flux pour être traités par un CEP.

Nous avons proposé des extensions au formalisme de représentation des patrons avec des graphes conceptuels afin de représenter ces nouvelles configurations et en tirant parti de connaissances spatiales (base de données spatiales).

D'un point de vue pratique, nous avons proposé une extension de l'approche CEP pour pouvoir supporter l'intégration de ces nouvelles configurations dans une base de patrons (en utilisant le langage de traitement des événements EPL). Finalement, nous avons démontré la pertinence de l'approche de modélisation proposée, dans un cas d'application réel (les réseaux de distribution électrique). Nous avons aussi discuté dans cette conclusion des possibilités d'appliquer notre approche à des cas pratiques similaires comme les réseaux de fibres optiques et les Smart Grids.

En se basant sur un moteur CEP, notre approche permet de répondre au défi de la vitesse et du volume des données collectées par les capteurs. Le CEP permet en plus de combiner les données provenant de sources différentes (flux de capteurs et base de données spatiale) pour découvrir des corrélations significatives et de plus haut niveau.

Le CEP est considéré comme un outil de traitement de données massives dans le contexte de l'internet des objets (IOT) (***CEP Patterns for Stream Analytics, 2018***). Ainsi, les patrons utilisés peuvent être utilisés aussi bien pour le filtrage et le prétraitement de données que pour des tâches plus avancées telles que la corrélation de données, la détection de modèles de séquences d'événements temporels (time series) et même pour l'utilisation d'un modèle d'apprentissage automatique (***CEP Patterns for Stream Analytics, 2018***).

L'efficacité du CEP dépend de la pertinence des patrons spécifiés, qui forment sa base de connaissance. Les patrons présentés dans notre approche se caractérisent par une richesse sémantique et sont non seulement efficaces mais aussi intuitifs et compréhensibles par l'utilisateur. Ainsi, nous considérons que notre approche sémantique est une nouvelle contribution dans le domaine du K-CEP.

Références

CEP Patterns for Stream Analytics

<https://dzone.com/articles/complex-event-processing-for-stream-analytics> Accés Avril 2018

CYME, Canada

<http://www.cyme.com/fr/software/cymdist/> Accés Novembre 2016

Electricité de France, EDF

<https://www.edf.fr/> Accés Novembre 2016

Énergie NB Power, Canada

<https://www.nbpower.com/> Accés Novembre 2016

Galveston TX,

<http://www.galvestontx.gov/485/Maps-GIS> Accés Juin 2016

HydroQuébec, Canada

<http://www.hydroquebec.com/> Accés Novembre 2016

Open Geospatial Consortium

<http://www.opengeospatial.org/> Accés by Barouni en 2015

QGIS,

<http://www.qgis.org/fr/site/> Accés Juin 2016

Wikipedia Galveston

https://en.wikipedia.org/wiki/Galveston,_Texas Accés Décembre 2016

YFA, Cooper Canada

http://www.cooperindustries.com/content/public/en/power_systems/solutions/self-healing/yukon_feeder_automation.html Accés Décembre 2016

Bibliographie

- Akbar, A., Carrez, F., Moessner, K., Sancho, J., and Rico, J. (2015). *Context-Aware Stream Processing for Distributed IoT Applications*. In Proceedings of IEEE 2nd World
- Aman, S., Chelmiss, C., and Prasanna, V. (2014). *Addressing data veracity in big data applications*. IEEE International Conference (pp. 1-3). IEEE.
- Balis, B., Kowalewski, B., and Bubak, M. (2011). *Real-time Grid monitoring based on complex event processing*. Future Generation Computer Systems, 27(8), 1103-1112.
- Barouni, F., and Moulin, B. (2016). *K-CEP: A knowledge-based Complex Event Processing Framework to Manage Qualitative Spatiotemporel Patterns*. International Journal of Internet Protocol Technology, 174-V9
- Barouni, F., and Moulin, B. (2015) *Spatiotemporal Pattern Detection in Outage Management Systems*.
- Barouni, F., and Moulin, B. (2014). *A Framework for Qualitative Representation and Reasoning about Spatiotemporal Patterns*. In Graph-Based Representation and Reasoning (pp. 79-92). Springer International Publishing.
- Barouni, F., and Moulin, B. (2012) *An extended complex event processing engine to qualitatively determine spatiotemporal patterns*. In Proceedings of Global Geospatial Conference.
- Barouni, F., and Moulin, B. (2010) *Using complex event processing to manage patterns in distribution networks*. In CIRED2014WS .
- Bédard, T. (2015). *Enjeux et défis de la prise en compte de la localisation dans les systèmes d'analyse big data*. In Séminaire de statistique, Université Laval
- Brasseur, C. (2013) *Enjeux et usages du Big Data: Technologies, méthodes et mise en oeuvre*. Lavoisier.
- Bruchez, R. (2013). *Les bases de données NoSQL : Comprendre et mettre en œuvre*. Paris: Eyrolles,
- Buchmann, A., and Koldehofe, (2009) *B.Complex event processing*. It-Information Technology Methoden und innovative Anwendungen der Informatik und Informationstechnik 51, 5, 241–242.
- Chen, F., Deng, P., Wan, J., Zhang, D., Vasilakos, A. V., and Rong, X. (2015). *Data mining for the internet of things: literature review and challenges*. International Journal of Distributed Sensor Networks, 2015, 12.
- Chen, C., Yang, D., Wang, S., and Yang, D. (2015). *Big Data Applications in Power Industry*.
- Chen, Min, Mao, Shiwen, and Liu, Yunhao. (2014) *Big data: A survey*. *Mobile Networks and Applications*, vol. 19, no 2, p. 171-209.
- Chen, P. C., Dokic, T., and Kezunovic, M. (2014). *The use of big data for outage management in distribution systems*. In International Conference on Electricity Distribution (CIRED) Workshop.
- Cohn, A. G., and Renz, J. (2007). *Qualitative spatial reasoning*. Handbook of Knowledge Representation.
- Di Martino, B., Aversa, R., Cretella, G., Esposito, A., and Kołodziej, J. (2014). *Big data (lost) in the cloud*. International Journal of Big Data Intelligence, 1(1-2), 3-17.
- Laney, D. (2001). *3D data management: Controlling data volume, velocity and variety*. META Group Research Note, 6, 70.
- Erwig, M. (2004). *Toward Spatio-Temporal Patterns*. In Spatio-Temporal Databases (pp. 29-53).

- Springer Berlin Heidelberg.
- Freksa, C., Klippel, A., and Winter, S. (2007). *A cognitive perspective on spatial context*. In Dagstuhl Seminar Proceedings. Schloss Dagstuhl-Leibniz-Zentrum für Informatik.
- Friend, F., Johnson, G., Mugalian, B., Micu, C., Sufana, C., Siew, C. and Souidi, F. (2014). *Effect of Distribution Automation on Protective Relaying*. In Protective Relay Engineers, 2014 67th Annual Conference for (pp. 193-228). IEEE.
- Gertsbakh, I. (2013). *Reliability theory: with applications to preventive maintenance*. Springer.
- Galton, A. (2004). *Fields and objects in space, time, and space-time*. Spatial cognition and computation, 4(1), 39-68
- Haddad, H., and Moulin, B. (2010). *A framework to support qualitative reasoning about COAs in a dynamic spatial environment*. Journal of Experimental & Theoretical Artificial Intelligence, 22(4), 341-380.
- Haddad, H. (2009). *Une approche pour supporter l'analyse qualitative des suites d'actions dans un environnement géographique virtuel et dynamique*. Thèse de Doctorat, Département d'informatique, Université Laval.
- Hromic, H., Le Phuoc, D., Serrano, M., AntoniĆ, A., Źarko, I. P., Hayes, C., and Decker, S. (2015). *Real time analysis of sensor data for the Internet of Things by means of clustering and event processing*. In 2015 IEEE International Conference on Communications (ICC) (pp. 685-691). IEEE.
- Jinsong, L., Dong, L., Wangshui, L., and Zhibin, L. (2010). *Study on Simulation and Testing of FLISR*. In CICED 2010 Proceedings (pp. 1-7). IEEE.
- Li, W., Delicato, F. C., Pires, P. F., Lee, Y. C., Zomaya, A. Y., Miceli, C., and Pirmez, L. (2014). *Efficient allocation of resources in multiple heterogeneous Wireless Sensor Networks*. Journal of Parallel and Distributed Computing, 74(1), 1775-1788.
- Luckham, D. (2002). *The power of events*, vol. 204. Addison-Wesley Reading.
- Moulin, B. (Automne 2015) *Cours IFT 7008 représentation des connaissances*, Université Laval.
- Mineau, G. W., Moulin, B., and Sowa, J. F. (1993). *Conceptual Graphs for Knowledge Representation First International Conference on Conceptual Structures, ICCS'93* Quebec City, Canada, August 4–7, 1993 Proceedings. In Conference proceedings ICCS-ConceptStruct (p. 12).
- Mobley, R. K. (2002). *An introduction to predictive maintenance*. Butterworth-Heinemann.
- Muller, A., Suhner, M. C., and Iung, B. (2008). Formalisation of a new prognosis model for supporting proactive maintenance implementation on industrial system. Reliability Engineering & System Safety, 93(2), 234-253.
- Nijat, M., Krumeich, J., Enke, D., Werth, D., and Loos, P. (2015). *Determination of rule patterns in complex event processing using machine learning techniques*. Procedia Computer Science, 61, 395-401.
- Shuliang, W., Gangyi, D., and Ming, Z. (2013). *Big spatial data mining*. In Big Data, 2013 IEEE International Conference on (pp. 13-21). IEEE.
- Roddick, J. F., and Spiliopoulou, M. (1999). A bibliography of temporal, spatial and spatio-temporal data mining research. ACM SIGKDD Explorations Newsletter, 1(1), 34-38.
- Sakr, M. A., and Güting, R. H. (2011). Spatiotemporal pattern queries. GeoInformatica, 15(3), 497-540.
- Serillon, M (2016): *Internet des objets (IoT), impression 3D, Big Data industriel* : toutes ces

nouvelles technologies atteindront-elles les ateliers ? <https://www.qubes.com/white-paper-industrie-du-futur>.

- Townsend, P. (2002). *Scaleable wireless web-enabled sensor networks*. SPIE's 9th Annual International Symposium on Smart Structures and Materials. International Society for Optics and Photonics.
- Wang, H., Osen, O. L., Li, G., Li, W., Dai, H. N., and Zeng, W. (2015). *Big data and industrial internet of things for the maritime industry in Northwestern Norway*. In TENCON 2015-2015 IEEE Region 10 Conference (pp. 1-5). IEEE.
- Wang, Y. H., Cao, K., and Zhang, X. M. (2013). *Complex event processing over distributed probabilistic event streams*. *Computers & Mathematics with Applications*, 66(10), 1808-1821.
- Zhan, Jie., H, Jinxin. and Niu, Lin. (2014). *Study of the key technologies of electric power big data and its application prospects in smart grid*. In: Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2014 IEEE PES Asia-Pacific. IEEE, p. 1-4.
- Uluski, R. *Creating Smart Distribution Through Automation*. PAC World Magazine Cover Story, 2012.

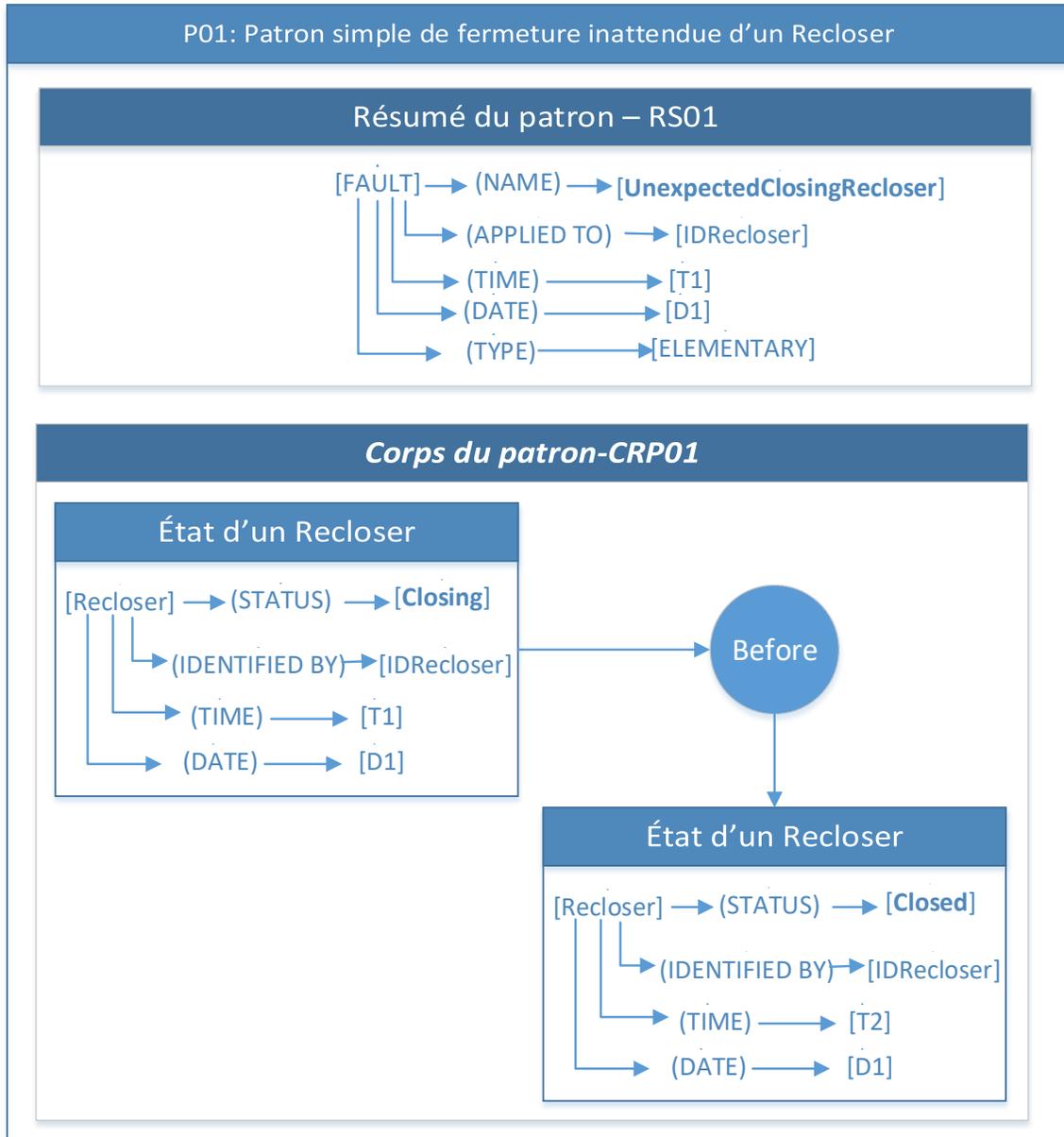
Annexe

Nous présentons dans cette annexe la liste des patrons utilisés dans notre approche ainsi que leur représentation en graphe conceptuel. Le tableau suivant représente le type de chaque patron et les données qu'il agrège (Requirement).

Numéro	Nom	Complexité	Requirement
P01	Fermeture inattendue d'un Recloser	Simple	Données brutes
P02	Ouverture inattendue d'un Recloser	Simple	Données brutes
P03	Panne momentanée sur une zone	Simple	Données brutes
P04	Panne persistante sur une zone	Simple	Données brutes
P05	Isolation d'une panne	Simple	Données brutes
P06	Panne sur une zone	Complexe	P03 et P04
P07	Panne sur un recloser	Complexe	P01 et P02
P08	Panne répétée sur un recloser	Complexe	P07
P09	Panne répétée sur une zone	Complexe	P06
P10	Panne de voisinage – Recloser/Zone	Complexe	P06 et P07 et BD
P11	Panne de même localisation géographique- Recloser/Zone	Complexe	P06 et P07 et BD
P12	Panne de même type de zoneF - Recloser/Zone	Complexe	P06 et P07 et BD
P13	Panne de Vétusté Recloser/Zone	Complexe	P06 et P07 et BD
P14	Panne de voisinage – Zone /Zone	Complexe	P06 et BD
P15	Panne de même localisation géographique- Zone /Zone	Complexe	P06 et BD
P16	Panne de même type de zoneF - Zone /Zone	Complexe	P06 et BD
P17	Panne de Vétusté Zone /Zone	Complexe	P06 et BD
P18	Panne de voisinage – Recloser / Recloser	Complexe	P07 et BD
P19	Panne de même localisation géographique- Recloser / Recloser	Complexe	P07 et BD
P20	Panne de même type de zoneF - Recloser /Recloser	Complexe	P07 et BD
P21	Panne de Vétusté Recloser / Recloser	Complexe	P07 et BD

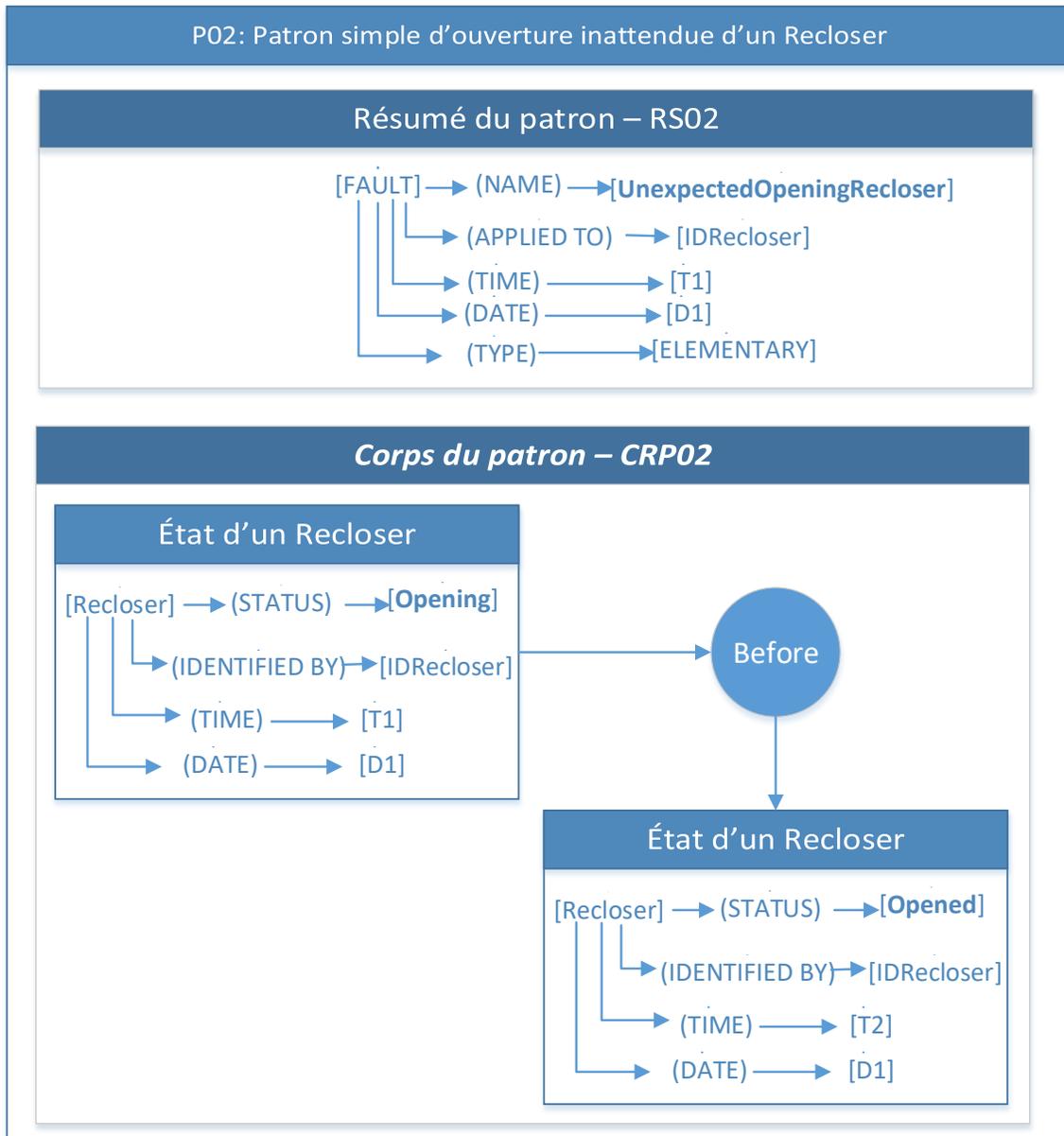
- **P01 : Patron simple de fermeture inattendue d'un recloser**

Ce patron représente un patron de fermeture inattendue d'un recloser; il met en relation un changement d'état du recloser de l'état Opening à l'état Opened.



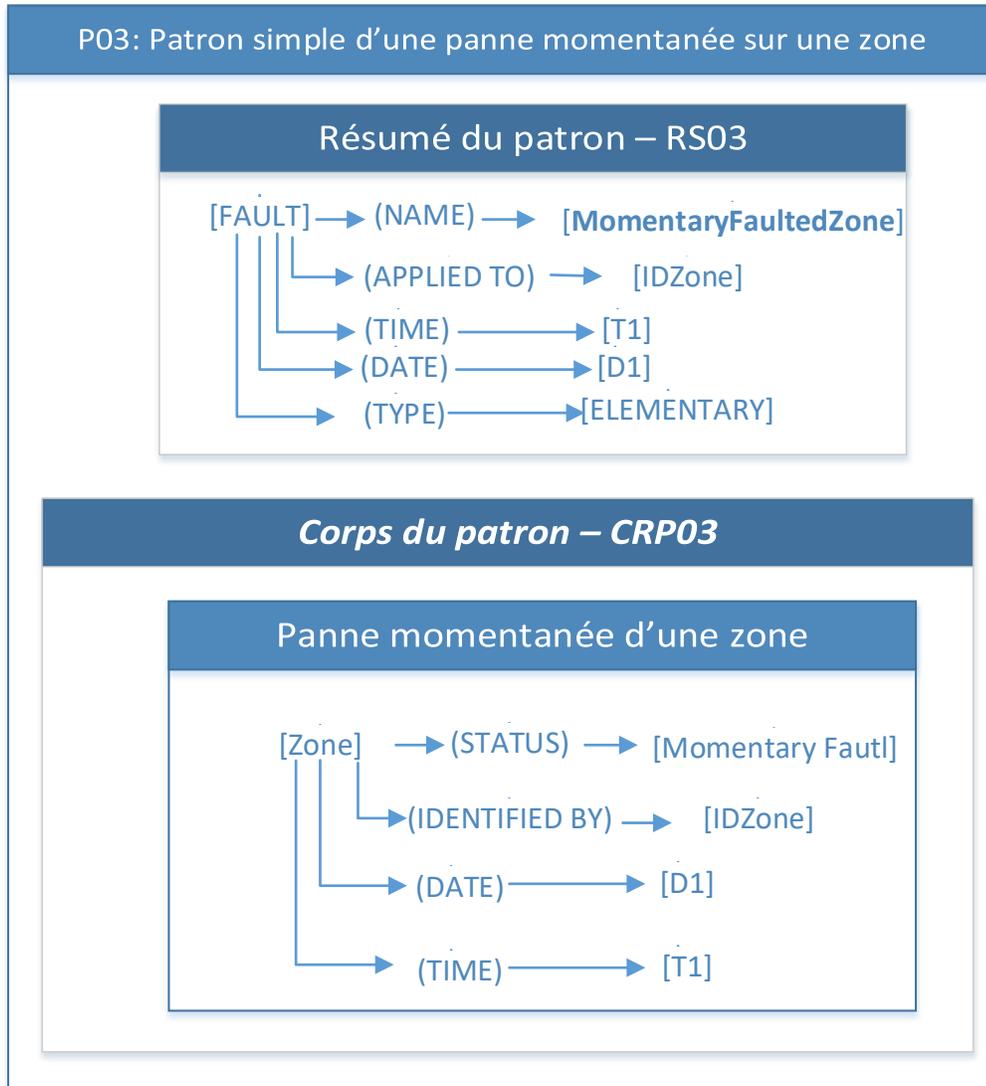
- **P02 : Patron simple d'ouverture inattendue d'un recloser**

Ce patron représente un patron d'ouverture inattendue d'un recloser, il met en relation un changement d'état du recloser de l'état Closing à l'état Closed.



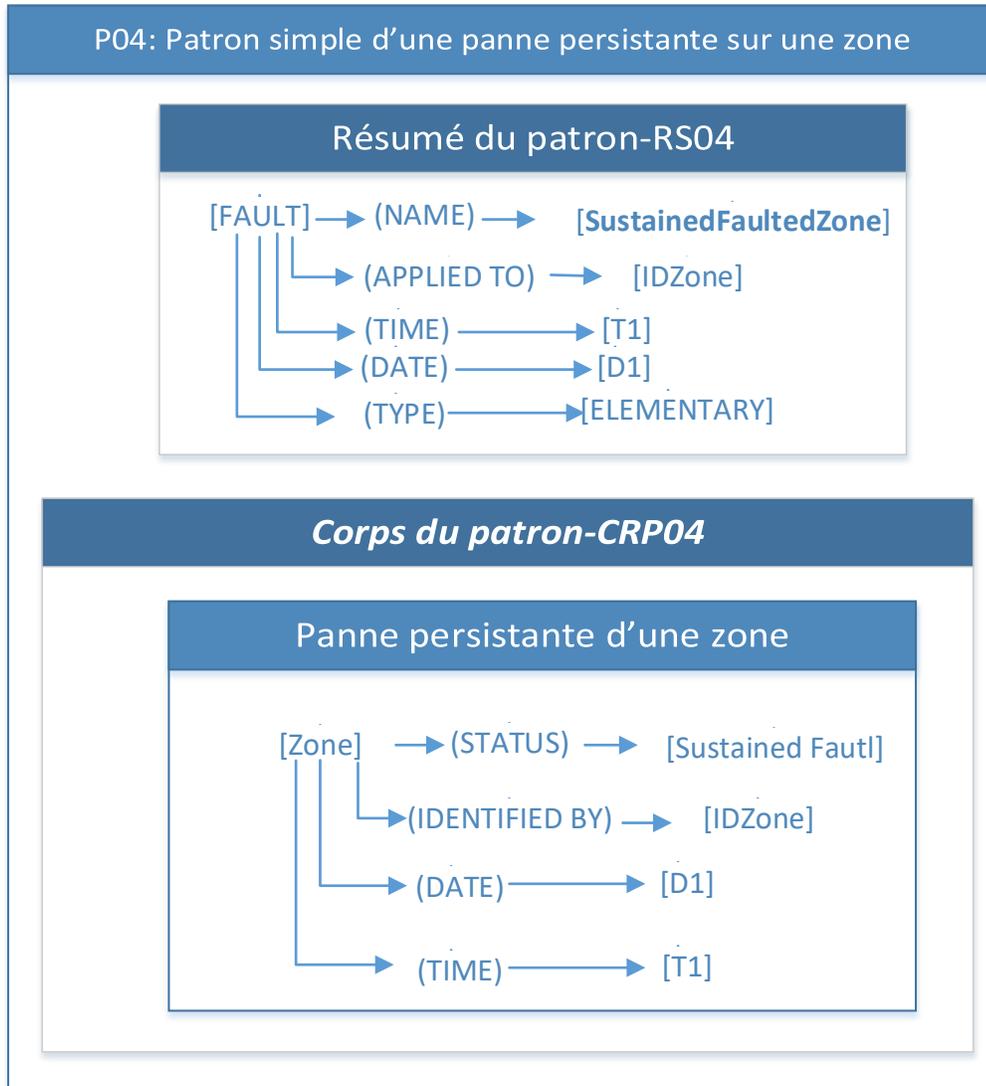
- **P03 : Patron simple d'une panne momentanée sur une zone**

Ce patron permet de détecter une panne momentanée sur une zone.



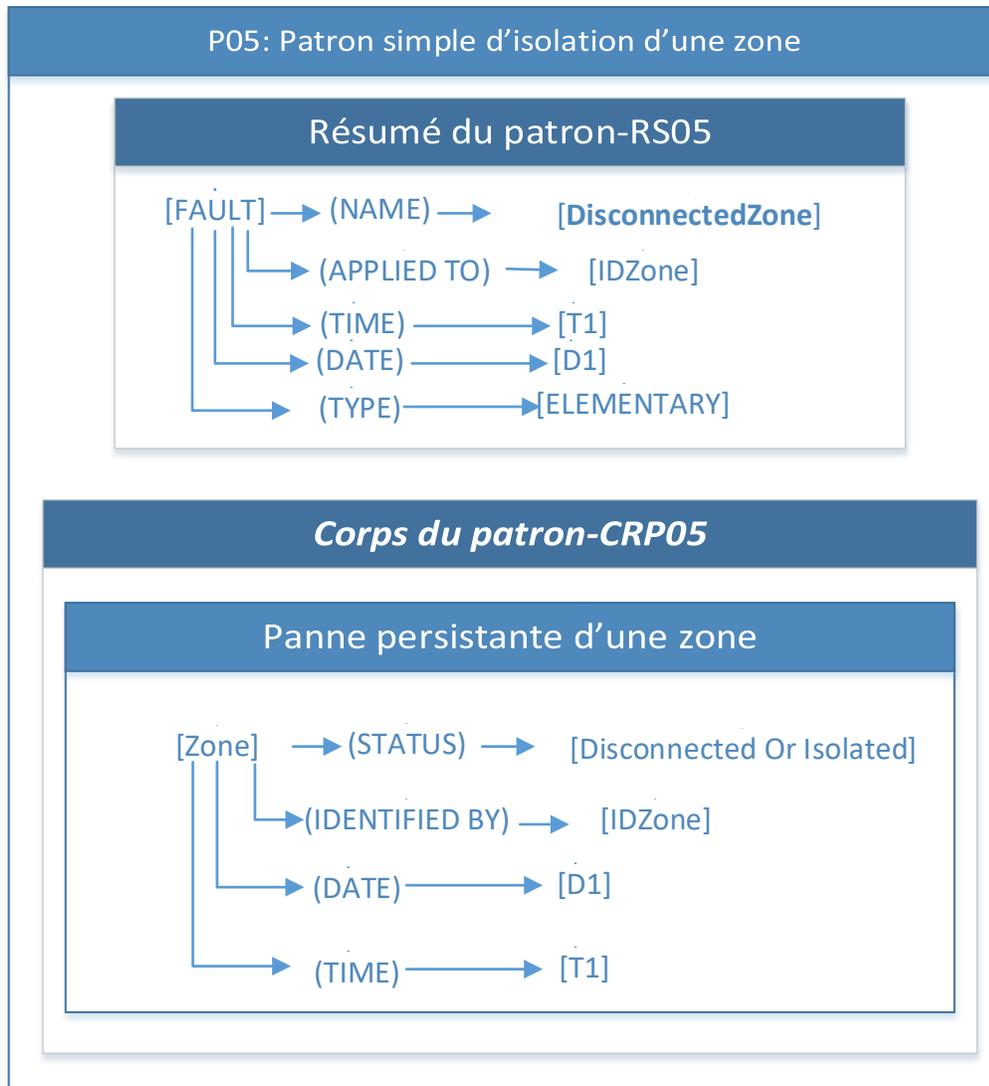
- **P04 : Patron simple d'une panne persistante sur une zone**

Ce patron permet de détecter une panne persistante sur une zone.



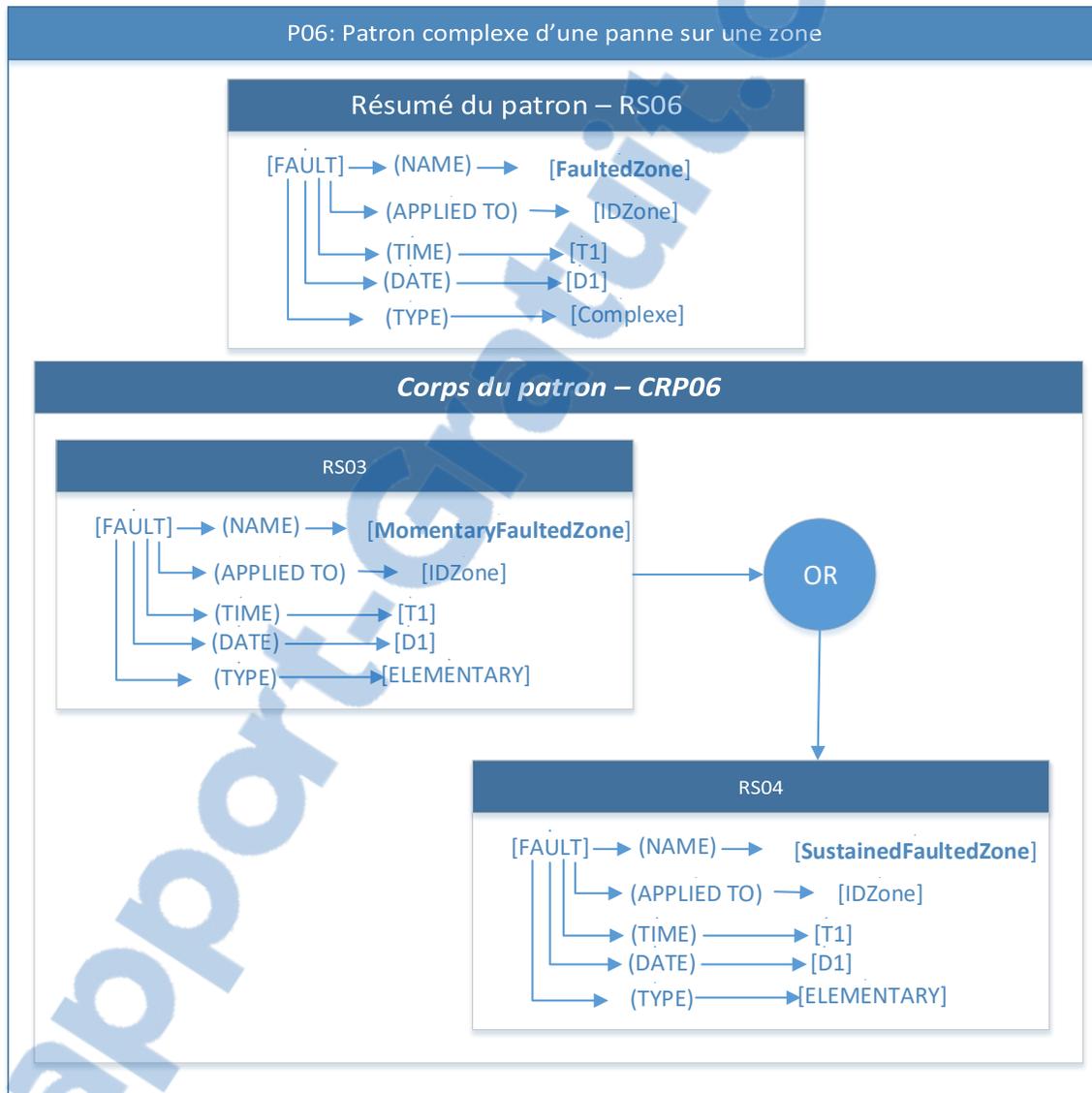
- **P05 : Patron simple d'une panne d'isolation sur une zone**

Ce patron permet de détecter une panne d'isolation sur une zone : la zone n'est plus connectée au réseau.



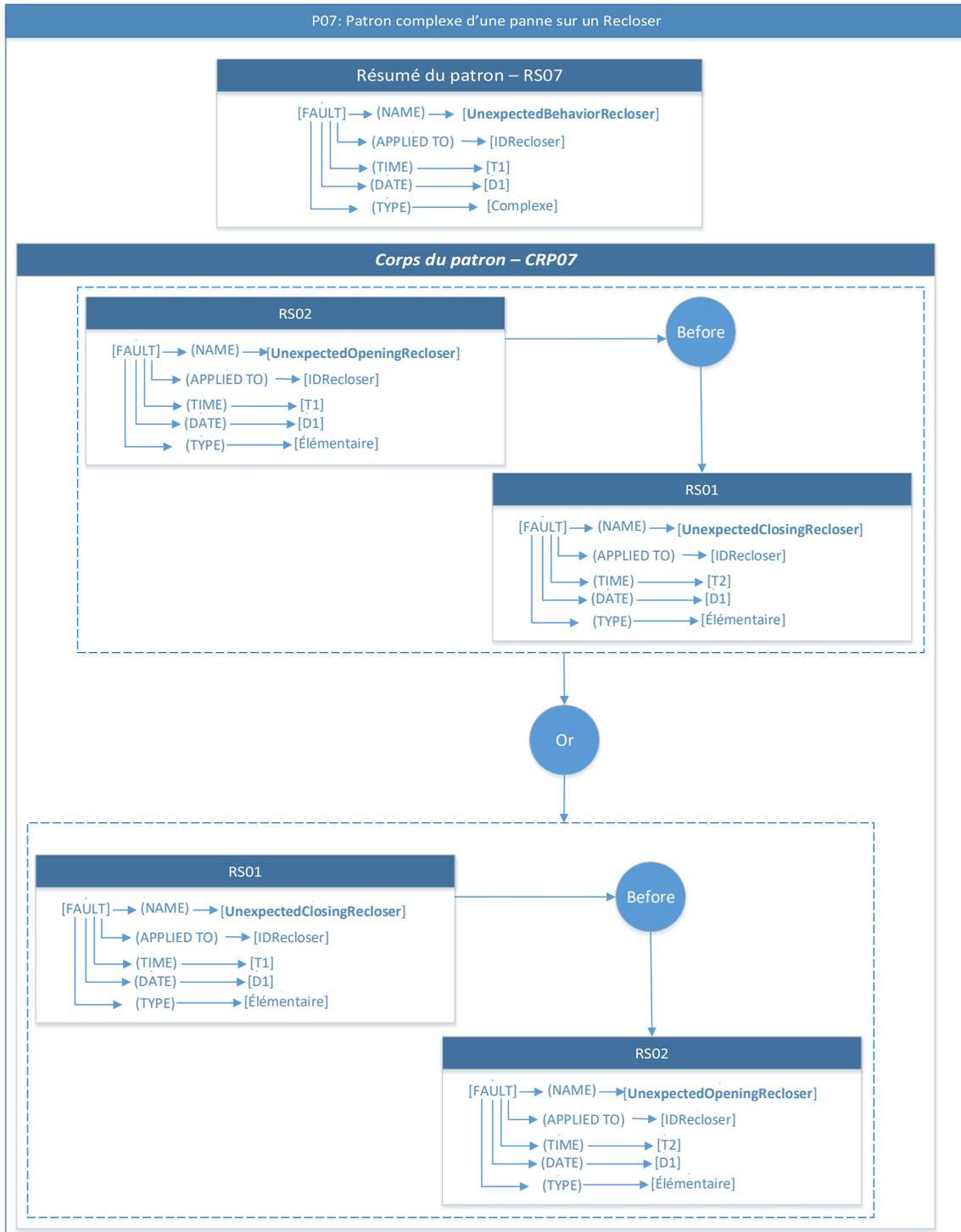
- **P06 : Patron complexe d'une panne sur une zone**

Ce patron consiste à généraliser la panne sur une zone. Ceci consiste à présenter une panne momentanée ou persistante sur une zone de distribution. Il permet de traduire qu'il y a un évènement externe relié aux conditions de l'environnement ou du réseau, qui a agi sur une ligne de distribution et a causé ce type de comportement.



- **P07 : Patron complexe d'une panne sur un recloser**

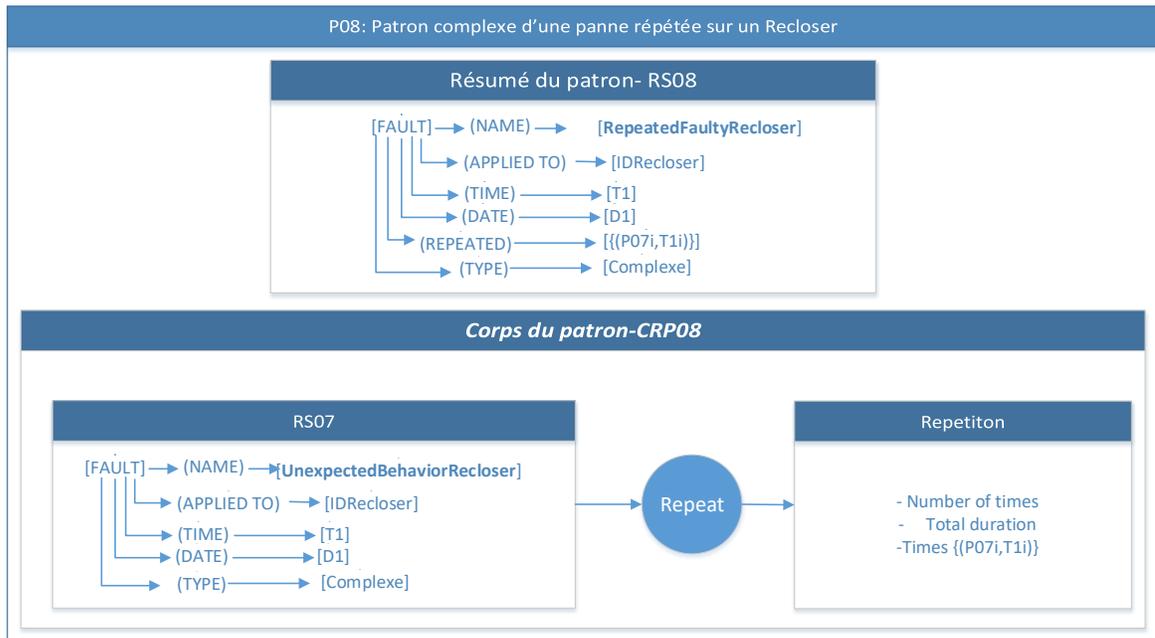
Ce patron consiste à caractériser la panne sur un recloser : Il s'agit d'un événement d'ouverture suivi d'un évènement de fermeture d'un recloser où le contraire.



- **P08 : Patron complexe d'une panne répétée sur une zone**

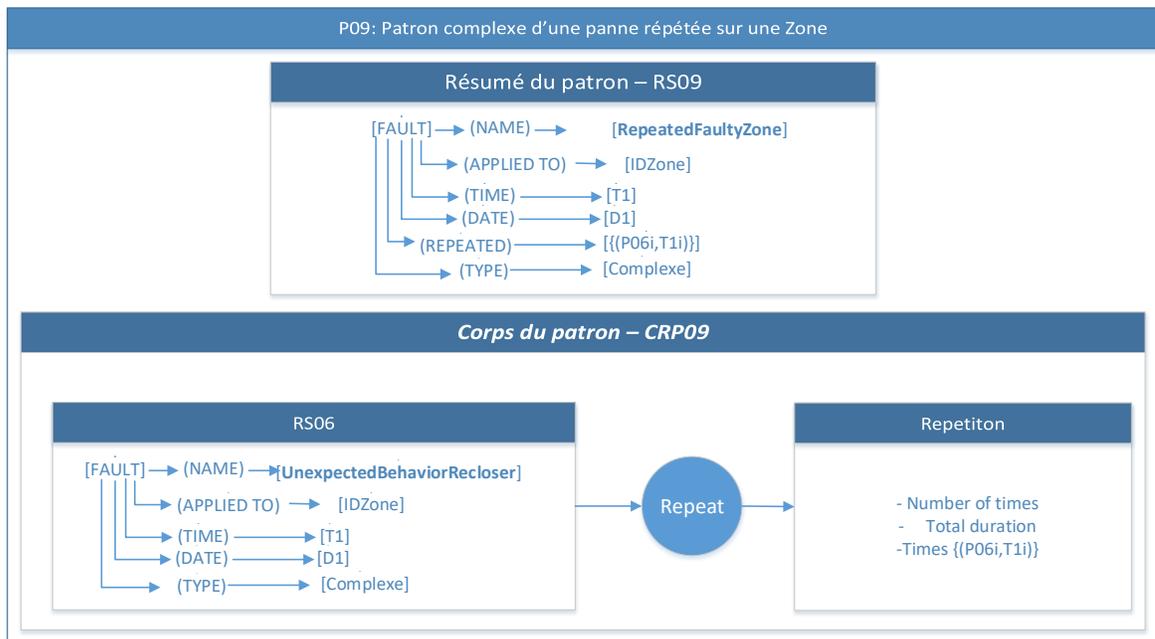
Ce patron permet de détecter la répétition de la même panne sur la même zone sur une période du temps.

Il permet de caractériser l'ensemble des instances de patrons de panne sur une zone détectés et les moments de détection de chaque instance.



- **P09 : Patron complexe d'une panne répétée sur un recloser**

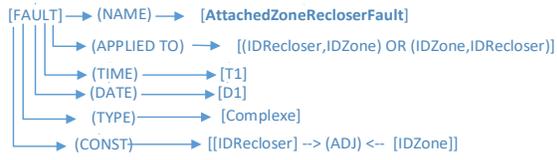
Ce patron permet de détecter la répétition de la même panne sur le même recloser sur une période du temps. Il permet de caractériser l'ensemble des instances de patrons de panne sur une zone détectés et les moments de détection de chaque instance.



- **P10 : Patron complexe d'une panne de voisinage – Recloser-Zone**

Ce patron permet de détecter une panne de voisinage. C'est-à-dire détecter une panne qui affecte un recloser suivi d'une panne qui affecte une zone élémentaire de distribution (ou le contraire). L'information de voisinage est traduite par la relation spatiale entre le recloser et la zone de distribution. Dans la relation Recloser-Zone, la notion de voisinage est exprimée du fait que la zone de distribution représente une source ou une zone de charge du recloser.

Résumé du patron – RS10

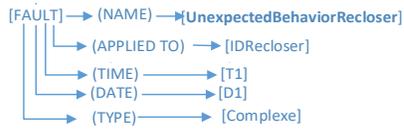


Corps du patron – CRP10

Constraint – C10

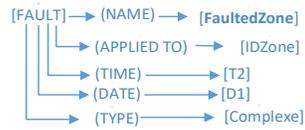


RS07



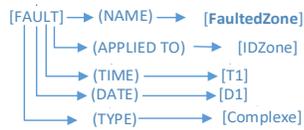
Before

RS06



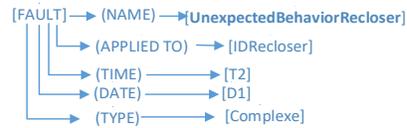
Or

RS06



Before

RS07



- ***P11 : Patron complexe d'une panne de même localisation géographique– Recloser-Zone***

Ce patron permet de détecter une panne qui s'est produite dans une localisation géographique donnée. C'est-à-dire détecter une panne qui affecte un recloser suivie d'une panne qui affecte une zone élémentaire de distribution (ou le contraire), le recloser et la zone étant situés dans la même zone géographique (figure ci-dessous).

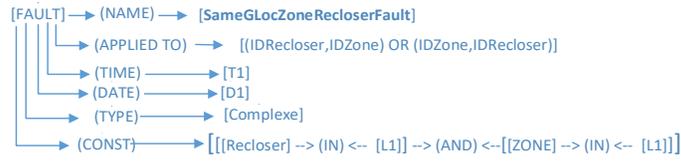
- ***P12 : Patron complexe d'une panne de même type de zone fonctionnelle Recloser-Zone***

Ce patron permet de détecter une panne qui s'est produite dans le même type de zone fonctionnelle. C'est-à-dire détecter une panne qui affecte un recloser suivie d'une panne qui affecte une zone élémentaire de distribution (ou le contraire), le recloser et la zone étant situés chacun dans le même type de zone fonctionnelle (figure ci-dessous).

- ***P13 : Patron complexe d'une panne de vétusté Recloser-Zone***

Ce patron permet de détecter une panne qui s'est produite sur des équipements vétustes. C'est-à-dire détecter une panne qui affecte un recloser suivie d'une panne qui affecte une zone élémentaire de distribution (ou le contraire), le recloser et la zone étant des équipements vétustes (figure ci-dessous).

Résumé du patron – RS11

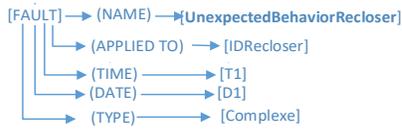


Corps du patron – CRP11

Constraint – C11

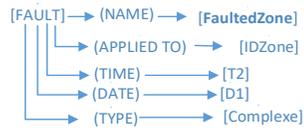
[[([Recloser] --> (IN) <-- [L1]) --> (AND) <-- ([ZONE] --> (IN) <-- [L1])]]

RS07



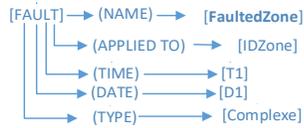
Before

RS06



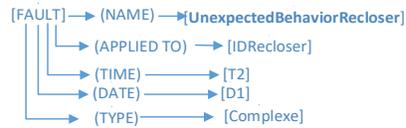
Or

RS06

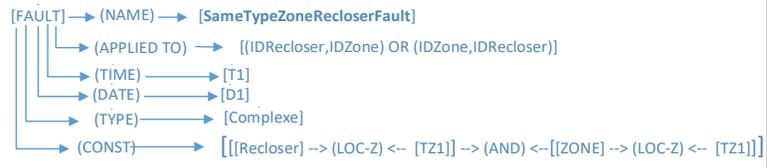


Before

RS07



Résumé du patron – RS12

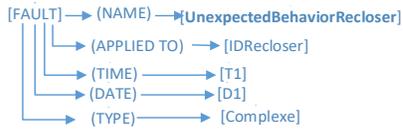


Corps du patron – CRP12

Constraint-C12

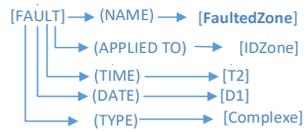
[[(Recloser) → (LOC-Z) ← [TZ1]] → (AND) ← [(ZONE) → (LOC-Z) ← [TZ1]]]

RS07



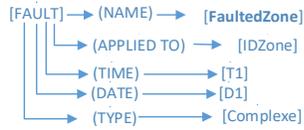
Before

RS06



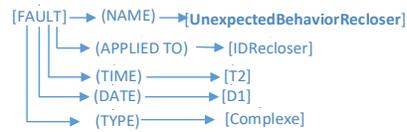
Or

RS06

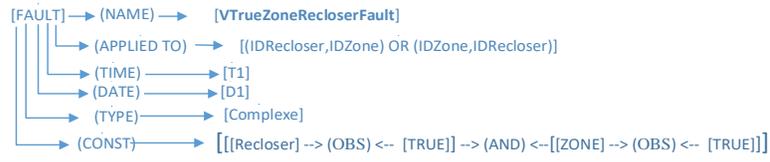


Before

RS07



Résumé du patron – RS13

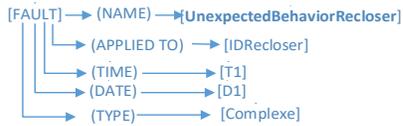


Corps du patron – CRP13

Constraint-C13

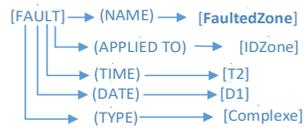
[[[[Recloser] --> (OBS) <-- [TRUE]] --> (AND) <-- [[ZONE] --> (OBS) <-- [TRUE]]]]

RS07



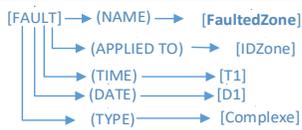
Before

RS06



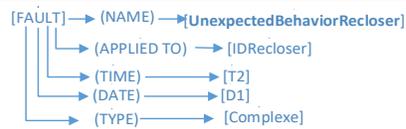
Or

RS06



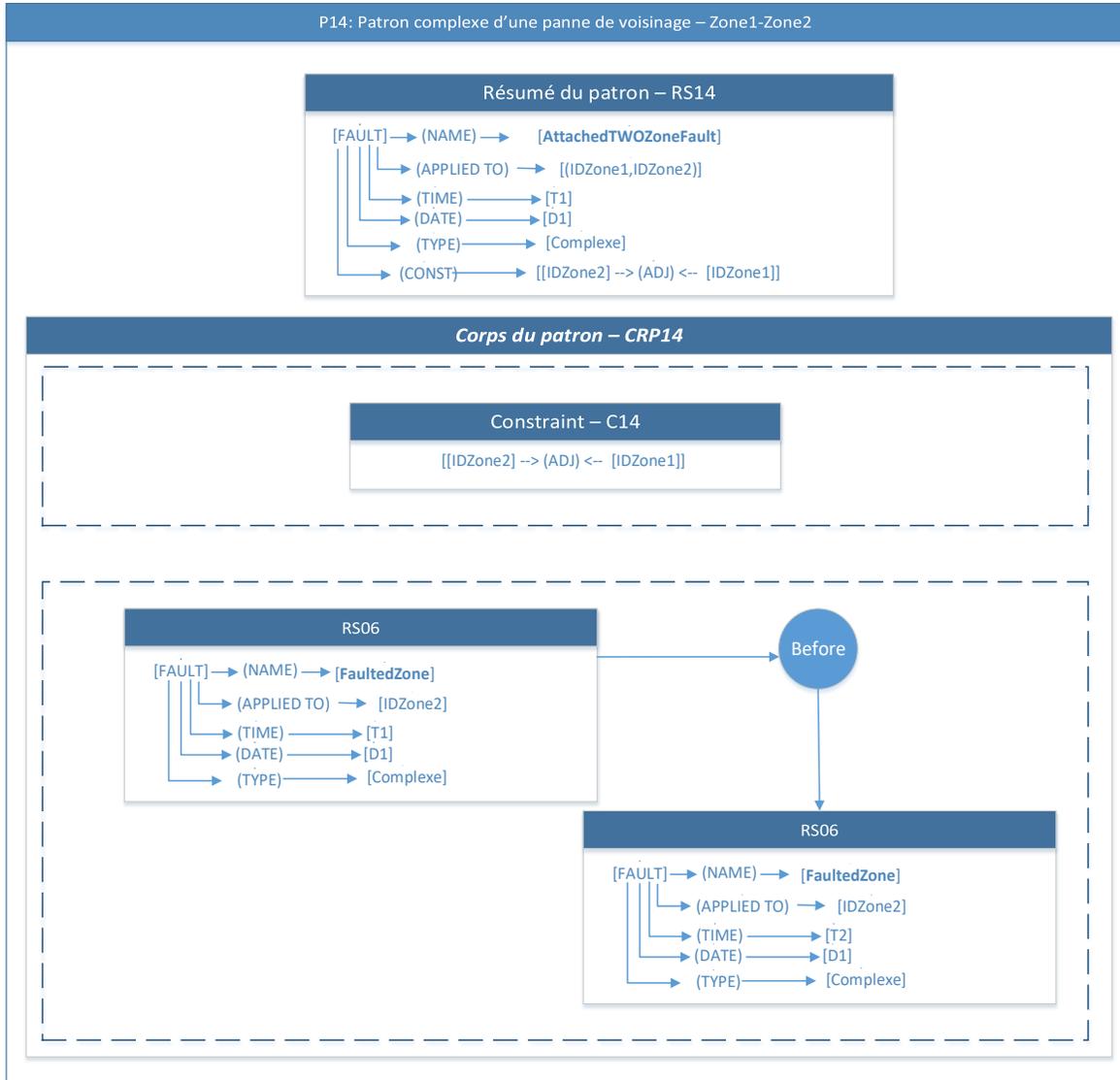
Before

RS07



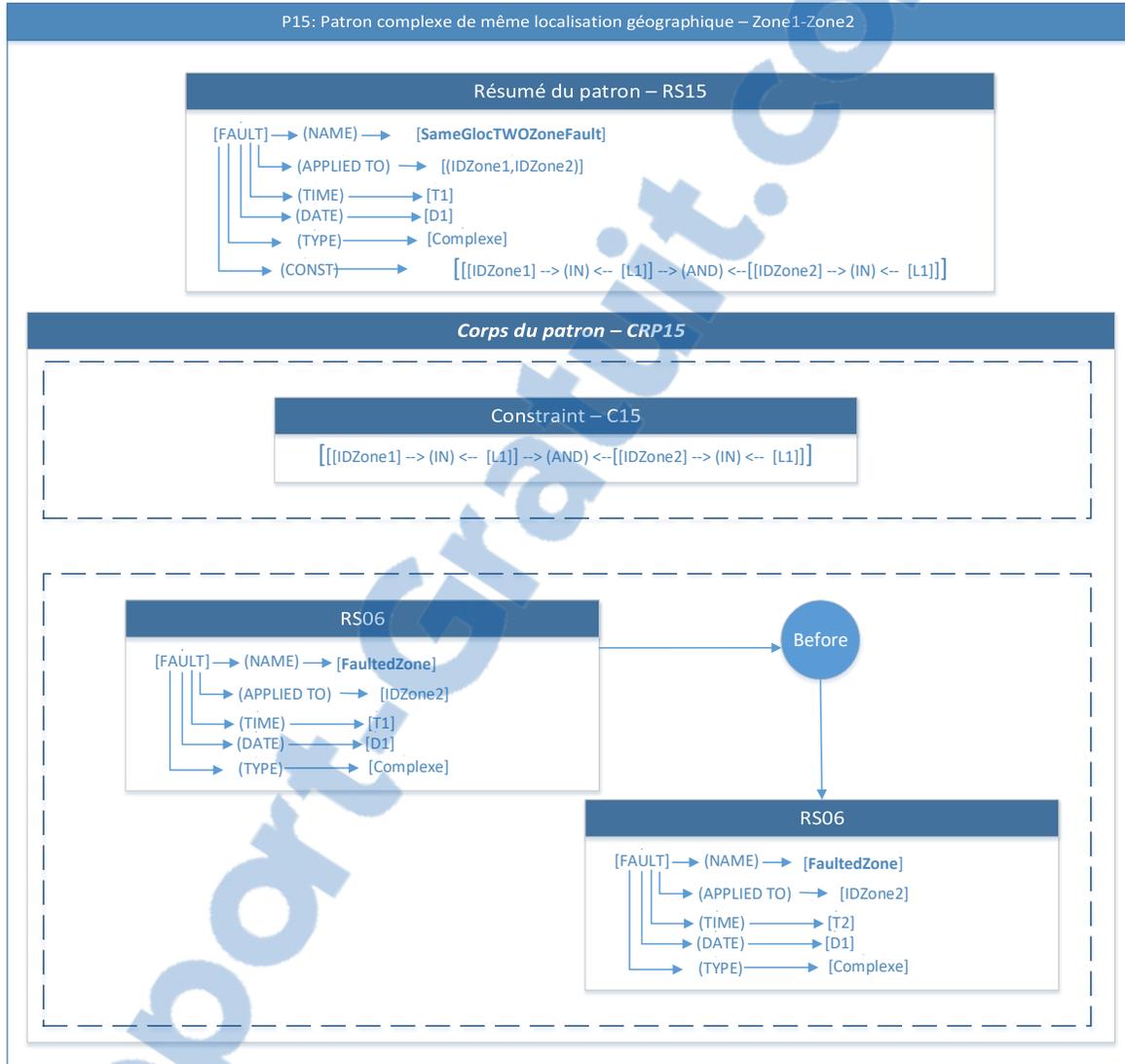
- **P14 : Patron complexe d'une panne de voisinage –Zone1-Zone2**

Ce patron permet de détecter une panne de voisinage. C'est-à-dire détecter une panne qui affecte deux zones de distributions voisines.



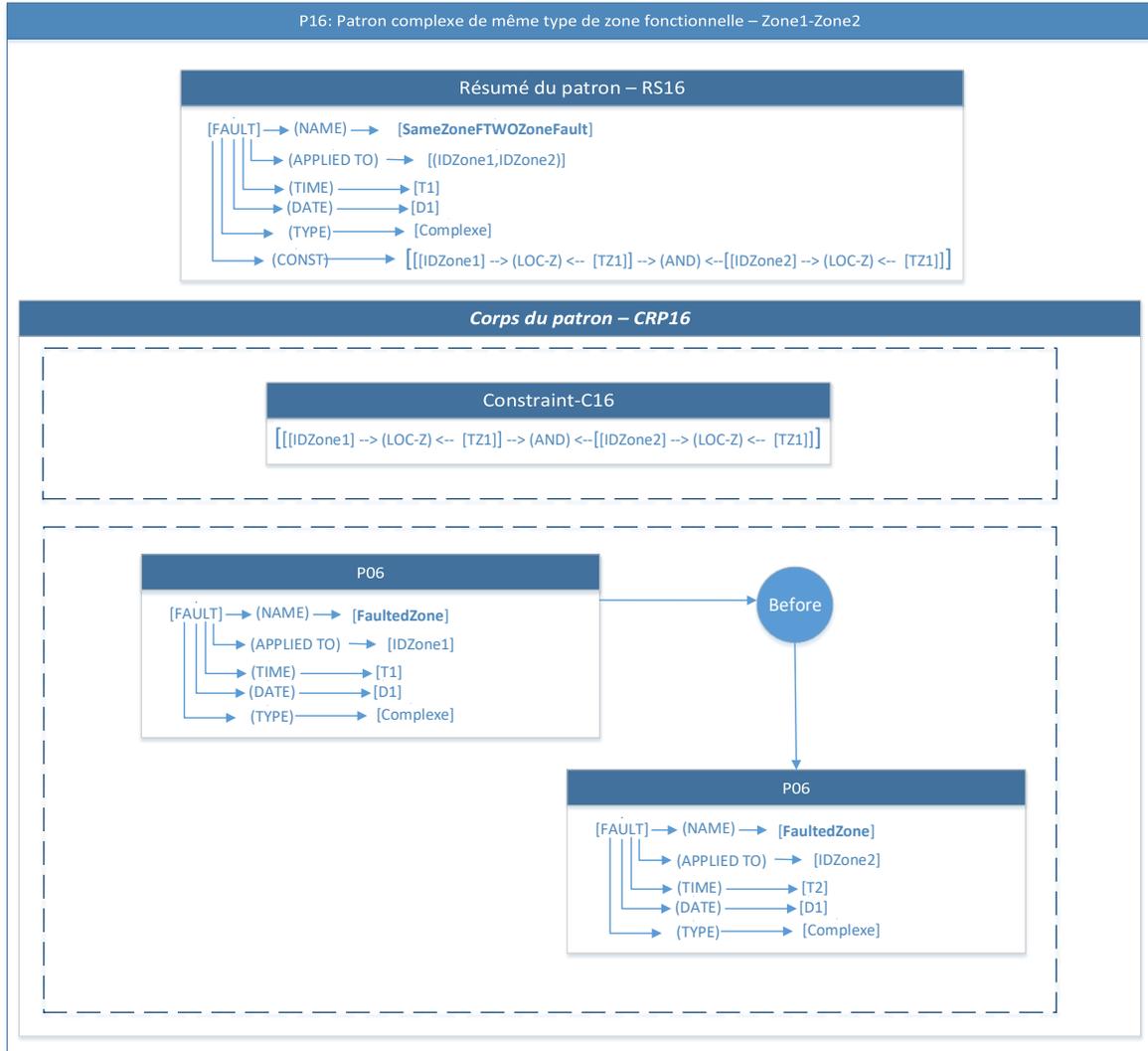
- **P15 : Patron complexe d'une panne de même localisation géographique – Zone1-Zone2**

Ce patron permet de détecter une panne qui s'est produite dans une localisation géographique donnée. C'est-à-dire détecter une panne qui deux zones situées dans la même localisation géographique.



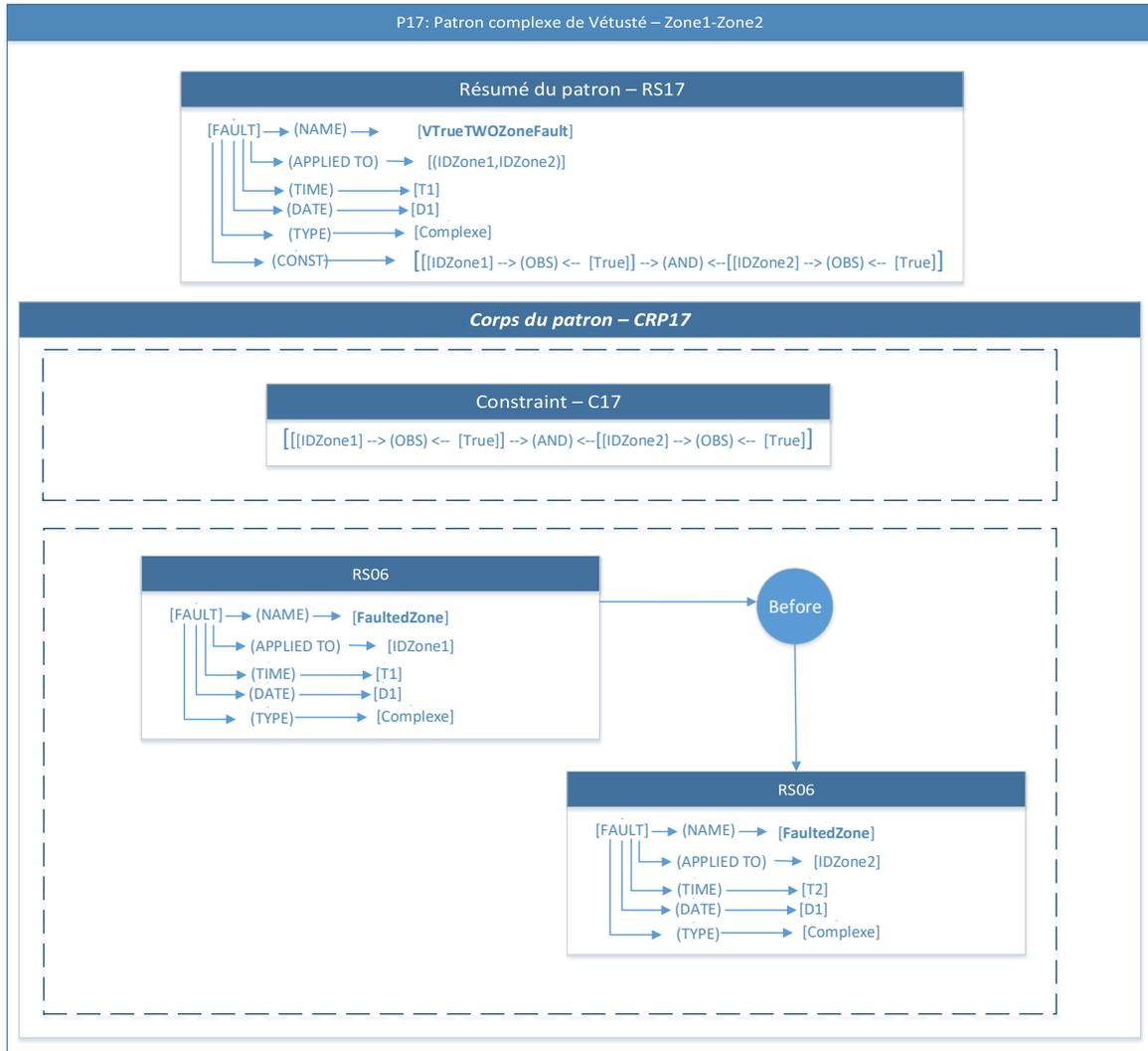
- **P16 : Patron complexe d'une panne de même type de zone fonctionnelle Zone1-Zone2**

Ce patron permet de détecter une panne qui s'est produite dans le même type de zone fonctionnelle. C'est-à-dire détecter une panne qui affecte deux zones situées dans le même type de zone fonctionnelle.



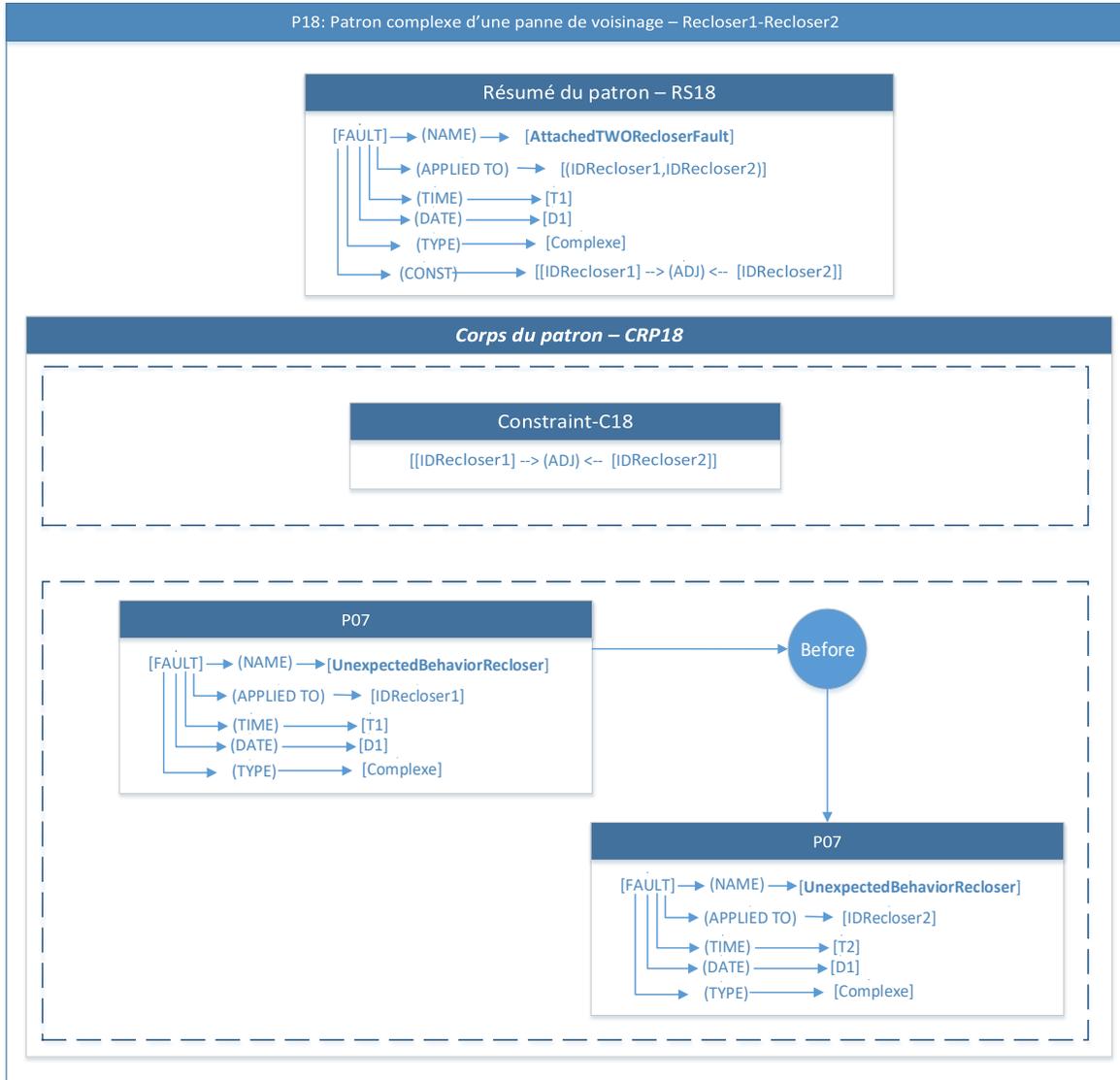
- **P17 : Patron complexe d'une panne de vétusté Zone1-Zone2**

Ce patron permet de détecter une panne qui s'est produite sur des équipements vétustes. C'est-à-dire détecter une panne qui affecte deux zones élémentaires de distribution vétustes.



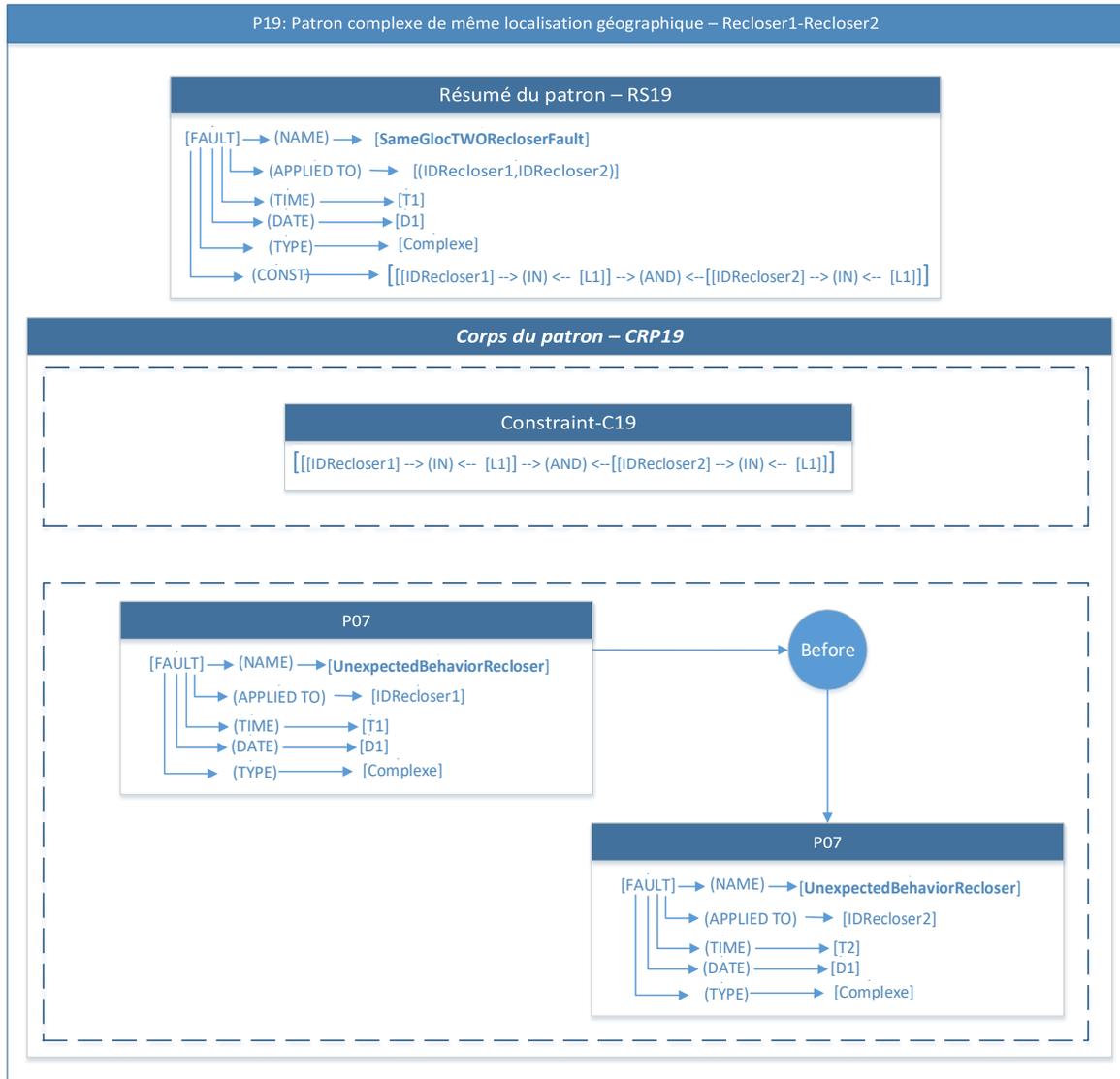
- **P18 : Patron complexe d'une panne de voisinage –Recloser 1- Recloser 2**

Ce patron permet de détecter une panne de voisinage. C'est-à-dire détecter une panne qui affecte deux reclosers voisins.



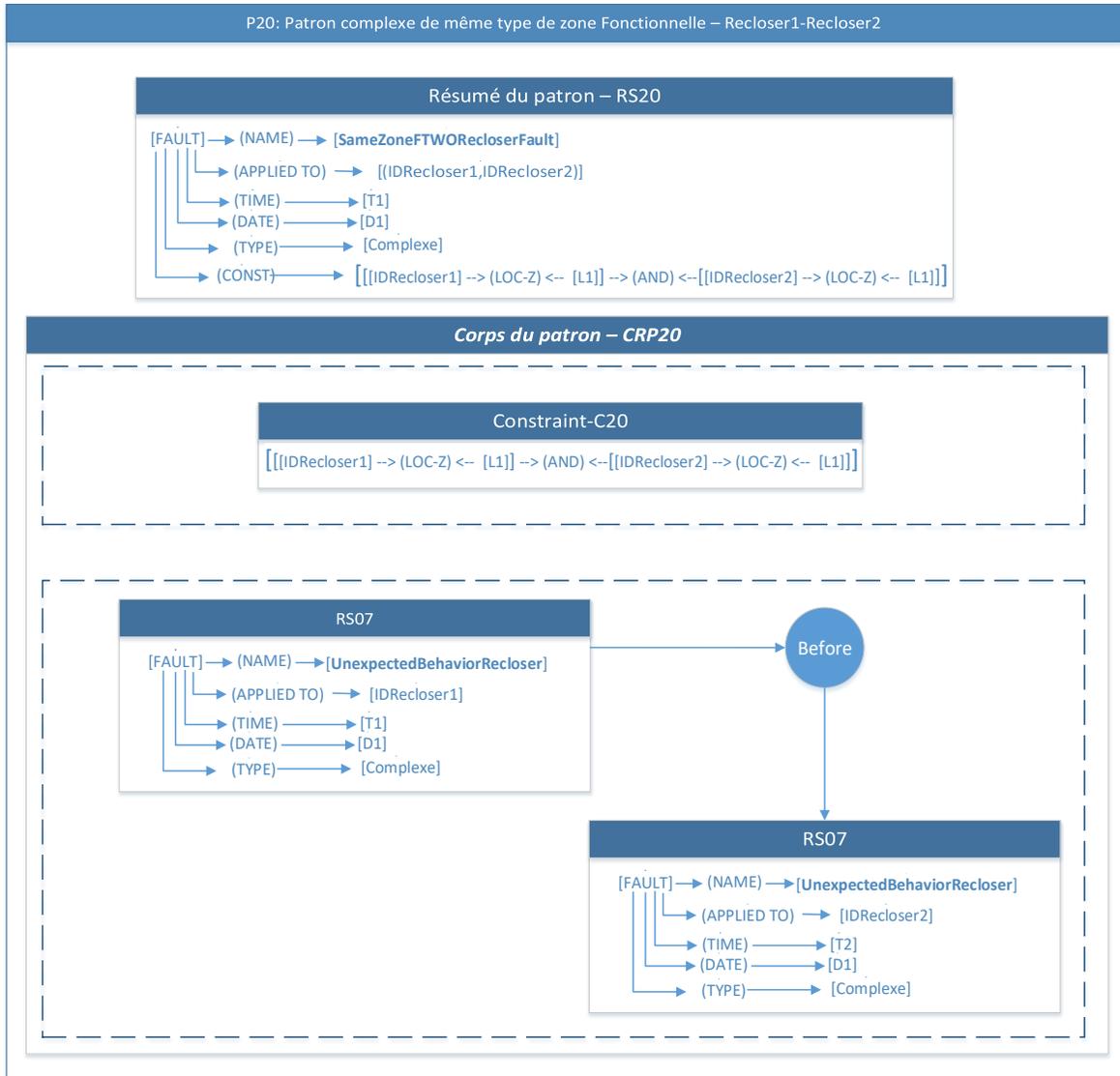
- **P19 : Patron complexe de même localisation géographique–Recloser 1- Recloser 2**

Ce patron permet de détecter une panne qui s'est produite dans une localisation géographique donnée. C'est-à-dire détecter une panne qui affecte deux reclosers situés dans la même localisation géographique.



- **P20 : Patron complexe d'une panne de même type de zone fonctionnelle Recloser1-Recloser2**

Ce patron permet de détecter une panne qui s'est produite dans le même type de zone fonctionnelle. C'est-à-dire détecter une panne qui affecte deux reclosers situés dans le même type de zone fonctionnelle.



- **P21 : Patron complexe d'une panne de vétusté Recloser1- Recloser 2**

Ce patron permet de détecter une panne qui s'est produite sur des équipements vétustes. C'est-à-dire détecter une panne qui affecte deux reclosers vétustes.

