

Résumé

La société actuelle vit et dépend de l'électricité qui est au cœur de toute activité moderne. Elle constitue une ressource essentielle tant sur le plan économique que sur le plan social. Si bien qu'une interruption d'alimentation électrique peut provoquer instantanément la paralysie complète de pays, voire de continents entiers. Le réseau électrique, est désigné à juste titre comme la plus grande et la plus complexe des machines jamais conçue par l'homme au cours des derniers siècles.

Dans cette thèse nous examinons comment l'utilisation de l'intelligence artificielle distribuée, notamment les Systèmes Multi-Agents (SMA) caractérisés par la décentralisation, l'autonomie et la gestion active, permet de réussir le pari de la conduite fiable et efficace des réseaux de distribution électrique, dernier maillon de la chaîne d'alimentation du client, objet d'un grand besoin de modernisation.

Pour ce faire, nous avons exploré l'applicabilité de la technique de modélisation à base d'agents à la résolution de problématiques clairement identifiées, qui revêtent une importance capitale pour tout gestionnaire de réseau de distribution électrique : (i) pilotage optimal du schéma d'exploitation du réseau de distribution en mode perturbé, (ii) mise en place d'une gestion plus intelligente du délestage automatique qui tient compte du niveau de priorité des charges et (iii) gestion des pannes d'électricité avec la construction d'un modèle topologique pour la localisation et le dépannage du client.

Ces problèmes sont contextualisés aux contraintes des pays en quête d'émergence pour qui, un meilleur accès aux services énergétiques est une des conditions vitales pour le développement.

L'étude détaillée de ces trois questions à travers leur formulation cohérente et logique avec une vérification à l'aide de simulation avec des scénarii et des données réelles permet d'affirmer que le paradigme multi-agents résout des problèmes d'optimisation et accélère l'avènement des réseaux intelligents dans ces pays.

Mot clés : Réseau de distribution électrique, système multi-agents, restauration, délestage, géocodage, adresse standard, smartgrid, intelligence artificielle, fouille de texte, extraction d'informations.

Abstract

Known as the most complex machine ever made by man, power grid is an essential pillar of all national economies. Its complexity and size make it vulnerable.

In this thesis we examine how the use of distributed artificial intelligence, particularly multi-agent systems (MAS) characterized by decentralization, autonomy and active management, can ensure successful implementation of reliable and efficient management of power distribution grid, the last step in the customer's power delivery chain, which faces a great need for modernization.

For this purpose, we have investigated the applicability of MAS technology to the resolution of clearly identified topics which are of critical importance to any power distribution company: (i) optimal management of the distribution system operating scheme in trouble mode, (ii) the implementation of more intelligent automatic load shedding management that takes into account load priority level and (iii) the management of power failures with the construction of a topological model for customer location and quick troubleshooting.

These questions are contextualised in the constraints of emerging countries for which better access to energy services is one of the vital conditions for development.

The detailed study of these three questions through their coherent and logical formulation with verification using simulation with scenarios and real data makes it comfortable to affirm that the multi-agent paradigm can solve optimization problems and accelerates the emergence of smart grids in developing countries.

Keywords: power distribution, multi-agent system, power restoration, load shedding, geocoding, address standard, smart grid, artificial intelligence, text mining, knowledge discovery

Dédicaces

Qu'une bénédiction et une paix, plus odorantes que le musc

Et la lavande, soient sur l'homme de mérite et de noblesse.

Sur les membres de sa famille bien guidés,

Les vertueux et nobles, qui suivent la vie et les traces de l'Elu

Tant que grondera le tonnerre et que la tourterelle

Pleurer sa petite et que de la plume l'encre coulera !

A la mémoire de mon frère Thierno
Mouhamad Kébé, arraché à notre affection ce
10 juin 2020. Miséricorde Divine sur toi !

A la famille et aux amis.

Aux Hommes de bien qui œuvrent pour la
disparition de l'ignorance.

Remerciements

Ce travail de thèse a été réalisé sous la direction du Professeur Claude LISHOU, Directeur du Laboratoire de Traitement de l'Information -LTI de l'Ecole Supérieure Polytechnique de Dakar, Université Cheikh Anta DIOP.

Dire notre dette envers toutes les personnes qui, de près ou de loin, nous ont toujours aidée et soutenu pour réussir.

Grand honneur et remerciements aux membres du jury qui ont acceptés de siéger et juger ce travail malgré leur temps précieux :

- Professeur Ibrahima NIANG, merci d'avoir accepté de présider ce jury
- Professeur Souleymane OUMTANAGA et Dr Jean Marie DEMBELE, merci d'avoir accepté d'être des rapporteurs de ce travail et d'y avoir contribué avec vos remarques et suggestions pertinentes,
- Professeurs Salam SAWADOGO et Dr Samuel OUYA, merci d'avoir voulu participer à ce jury comme examinateur.

Veiller croire l'expression de notre profonde gratitude.

Reconnaissant à tous, nos remerciements vont à l'ensemble des personnes qui ont permis à ce travail d'arriver à ce point, notamment :

- Professeur Claude LISHOU, notre Directeur de Thèse : je vous remercie pour votre accompagnement et votre coaching remarquable pendant toutes ces années. Je loue l'étendue de votre savoir, votre dévouement pour la recherche et l'innovation ainsi que vos qualités humaines. Merci de m'avoir mis sous votre tutelle depuis plus de 10 ans.
- Professeurs Roger Marcelin FAYE et Dr Mamadou Lamine NDIAYE, je vous remercie pour votre soutien incondicional et vos conseils qui ont été d'un apport considérable pour ce travail.
- A tout le personnel de Senelec qui travaille avec abnégation pour la continuité du service public de l'électricité et le développement économique et social du Sénégal sous la Direction du DG Papa Mademba BITEYE. Mention Spéciale à la Direction Distribution et au personnel de DCGT. Clin d'œil particulier à M. Abdoukader KANE Directeur Principal des Réseaux : je vous remercie pour votre soutien moral et intellectuel.
- Les amis et frères/sœurs : Ayoub et Aichatou, Khalifa, Faly, Abdoul Aziz, Nouhou, Aminata KANE et ElHadji BALDE, Abou Bakry KEBE, Cheikh Ahmad Tidjani, TRA, Bousso, Anne Marie, KDIOP, Badara, Bakhoum, Thiam, Moussa, Oumar : merci pour votre support pendant les travaux de cette thèse, vous avez participé d'une manière importante à sa réussite.
- Les jeunes frères et sœurs avec qui j'ai eu l'occasion de travailler sur des thématiques touchant cette thèse tout au long de ces années : Ndèye Fatou, Pape Aliou, Kaltom, Djamila, Aida. Soyez remerciés pour votre support.
- Mes remerciements vont également à l'endroit de tous mes collègues des laboratoires LTI, LIRT, CIFRES ainsi qu'au personnel et corps professoral de l'UCAD avec une attention particulière à la FST, l'Ecole Doctorale EDM I et l'ESP.
- Je remercie tous ceux qui ont pris de leur temps pour m'assister dans la relecture et la correction de ce travail. A jaaraama Baaba Aamadou Kebbeh. Yoo Allah yoBe moYYere aan e Neene men Aminata. Yoo Allah waDan on BalDe juutDe e cellal.
- Mention Spéciale à mon épouse Habsatou, merci pour ton soutien moral et ta compréhension pendant mon "absence" au courant de ce long périple qu'est la thèse.
- A ma fille Sayda Aminata, que ce travail te serve d'exemple pour aller de l'avant ainsi qu'à tes frères et sœurs.

Table des matières

Introduction Générale.....	15
Chapitre 1 : Les réseaux de distribution électriques – complexité et mutations	20
1.1 Généralités sur les réseaux électriques	20
1.1.1 Les centrales de production	21
1.1.2 Le réseau de transport.....	22
1.1.3 Le réseau de distribution	24
1.2 Qualité de service et indices de Fiabilité du réseau de Distribution.....	26
1.2.1 La qualité de service.....	26
1.2.2 Indice de Fiabilité du réseau de distribution.....	27
1.2.3 La qualité de l'énergie électrique	30
1.3 Structure du réseau de distribution	33
1.3.1 Structure typique d'un réseau urbain :.....	34
1.3.2 Structure typique d'un réseau rural :	35
1.3.3 Structure des Réseaux basse tension :	36
1.3.4 Modèle topologique du réseau de distribution	37
1.4 Complexité des réseaux électriques.....	38
1.4.1 Généralité sur les systèmes complexes.....	38
1.4.2 Application au réseau électrique.....	38
1.5 La situation mondiale de l'énergie électrique.....	40
1.6 Enjeux et mutations dans les réseaux de distributions électriques	41
1.7 La situation de l'électricité au Sénégal.....	42
Conclusion.....	45
Chapitre 2 : Etat de l'art des systèmes de gestion intelligente des réseaux électriques	46
2.1 Conduite et exploitation des réseaux de distribution.....	46
2.1.1 Exploitation	47
2.1.2 Optimisation	48
2.1.3 Analyse.....	48
2.1.4 Planification.....	49
2.2 Les plateformes de gestion des réseaux.....	49
2.2.1 SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)	50
2.2.2 DMS (Distribution Management System).....	51
2.2.3 OMS (Outage Management System).....	53
2.2.4 DSM (Demand Side Management)	54

2.2.5	Système d'information géographique dans la gestion du réseau électrique	54
2.2.6	Système de Gestion Avancée de la Distribution- ADMS.....	54
2.2.7	Principales normes applicables.....	55
2.3	Les smartgrids	58
2.3.1	Le smartmetering (comptage intelligent)	60
2.3.2	Les générateurs d'énergie dispersés ou GED	61
2.3.3	La centrale virtuelle.....	62
2.3.4	Les véhicules électriques.....	62
2.3.5	Les micro réseaux.....	62
2.4	L'intelligence artificielle dans la gestion des réseaux électriques.....	63
2.4.1	Les principales approches utilisant l'intelligence artificielle existant dans la littérature 64	
	Conclusion.....	71
Chapitre 3 : Les systèmes multi-agents		73
3.1	Introduction	73
3.2	Agents Intelligents.....	74
3.2.1	Définition d'un agent.....	74
3.2.2	Les différents types d'agents	75
3.3	Systèmes multi-agents -SMA	77
3.3.1	Définition d'un système multi-agent	77
3.3.2	Comparaison des logiciels multi-agents avec les programmes conventionnelles	78
3.3.3	Processus de négociation entre agents.....	80
3.3.4	Les langages de communication entre les agents	81
3.4	Méthodologie de développement des Systèmes Multi-Agents (SMA)	83
3.4.1	La méthode GAIA	84
3.4.2	La méthode AUML	84
3.4.3	La méthode ComMod (Companion Modelling).....	84
3.4.4	Le protocole ODD (Overview, Design Concepts and Details).....	85
3.4.4.1	Vue d'ensemble	86
3.4.4.2	Les concepts mis en œuvre.....	86
3.4.4.3	Les détails du modèle	87
3.4.5	Choix d'une méthode	87
3.5	Présentation des principaux outils de développement des systèmes SMA.....	88
3.5.1	Présentation de MADKIT.....	89
3.5.2	Présentation de la plateforme GAMA	93
	Conclusion.....	94
Chapitre 4 : Reconfiguration intelligente des réseaux de distribution électrique		96

4.1	Introduction	96
4.2	Problématique de la reconfiguration des réseaux	96
4.2.1	Régimes d'exploitation d'un réseau de distribution	96
4.2.2	Optimisation en régime d'incident.....	98
4.3	Approches existantes dans la littérature	99
4.4	Formulation mathématique du problème de la reconfiguration des réseaux	101
4.5.1	Présentation du modèle de restauration suivant le protocole ODD (Overview, Design Concepts and Details).....	103
4.6	Implémentation du modèle de restauration	111
4.6.1	Présentation du réseau de distribution étudié	111
4.6.2	Mise en application.....	112
4.7	Évaluation et analyse des résultats de simulations	115
4.7.1	Simulation et résultat du premier scénario	116
4.7.2	Simulation et résultat du deuxième scénario	119
4.8	Conclusion.....	121
Chapitre 5 : Délestage intelligent dans les réseaux de distribution électrique.....		122
5.1	Introduction	122
5.2	Problématique du délestage dans les réseaux de distribution électrique	123
5.2.1	Plan de délestage automatique.....	126
5.2.2	Les compagnies d'électricité face aux fortes perturbations dans la fourniture d'électricité	127
5.3	Approches existantes dans la littérature	128
5.4	Formulation mathématique du problème de gestion du délestage.....	129
5.4.1	Conception du plan de délestage	129
5.4.2	Définition du niveau de priorité des clients.....	130
5.4.3	Rapprochement du problème du délestage de charge au problème type « sac à dos » (Knapsack).....	132
5.4.3.1	Enoncé Mathématique du problème	133
5.4.3.2	Approche de solution au problème du « sac à dos »	134
5.4.4	Le problème du plan de délestage	134
5.5	MASLA : Modèle multi-agents proposé pour la gestion du délestage.....	135
5.5.1	Présentation du modèle suivant le protocole ODD(Overview, Design Concepts and Details)	135
5.5.1.1	Vue d'ensemble	136
5.5.1.2	Les concepts mis en œuvre (design concept)	139
5.5.1.3	Les détails du modèle	141
5.6	Implémentation du modèle	142
5.7	Évaluation et analyse des résultats	143
5.8	Conclusion.....	146

Chapitre 6 : Géocodage intelligent d'adresses pour Système de gestion des Coupures.....	148
6.1 Introduction	148
6.2 Problématiques de la localisation par une adresse.....	149
6.2.1 Le processus de géocodage d'adresses et ses enjeux.....	150
6.2.2 Situation actuelle de l'adressage et de l'utilisation de norme d'adressage au Sénégal.	152
6.3 Etat de l'art des systèmes intelligents de géocodage d'adresse.....	153
6.4 Définition d'un modèle standard d'adresse	154
6.5 Le système LOGEMAS : - Location Geocoding with Multi-agent System.....	158
6.5.1 Architecture du système multi-agent proposé	159
6.5.2 Acquisition du jeu de données de référence	160
6.5.3 Implémentation du modèle	162
6.5.4 Évaluation et analyse des résultats	163
6.6 Génération d'un modèle topologique du réseau de distribution basse tension.....	165
6.6.1 Principe d'ingénierie des réseaux de distribution électriques basse tension	166
6.6.1.1 Chute de tension :	166
6.6.1.2 Choix des sections des conducteurs :	167
6.6.1.3 Cas particulier des projets de lotissements	169
6.6.2 Procédure de la définition d'une topologie du réseau de distribution public basse tension :	169
6.6.3 Principe de la classification par algorithme des k-means :.....	171
6.6.4 Algorithme proposé.....	173
6.6.5 Implémentation du modèle	174
6.6.6 Vérification du modèle :.....	176
6.7 Conclusion.....	178
Chapitre 7 : Approche d'implémentation réelle d'un SMA pour la gestion intelligente du réseau	180
7.1 Introduction	180
7.2 Problématique de l'implémentation réelle d'un SMA.....	180
7.2.1 Les motivations industrielles pour le choix d'une architecture d'agent pour résoudre un problème particulier.	181
7.3 Framework de gestion intelligente du réseau de distribution	182
7.3.1 Architecture de la plateforme proposée.....	183
7.3.2 Prototype – l'agent Sen-iTi	184
7.3.3 Réseau de télécommunication pour les échanges entre agents.....	186
7.3.4 Application de supervision : un fonctionnement en « advisory mode ».....	187
Conclusion.....	193
Conclusion Générale	195
Bibliographie	199

Liste des figures

Figure 1: Niveaux de tension normalisée	20
Figure 2: Les différents type de centrale de production d'électricité conventionnel (thermique).....	21
Figure 3: Les différents types de centrale d'énergie renouvelable.....	22
Figure 4: Comparaison entre les capacités de transit d'énergie et le niveau de tension [4].....	23
Figure 5: Illustration du réseau de transport haute tension du Sénégal avec bouclages projetés (2016-2020).....	23
Figure 6: Schéma du réseau de transport interconnecté du Sénégal avec Manantali (2019).....	24
Figure 7: Aperçu du réseau de distribution d'électricité du Sénégal (2018).....	26
Figure 8: Extrait du Cahier des Clauses et Conditions Générales du Service Public de l'Electricité au Sénégal [9].....	27
Figure 9: Décret N°84-1128 du 04 octobre 1984 portant règlementation de la production et de la distribution de l'énergie électrique au Sénégal [9].....	31
Figure 10: Les creux de tension	31
Figure 11: Variations lentes de la tension	32
Figure 12: Variations rapides de la tension	32
Figure 13: Harmoniques sur la tension.....	33
Figure 14: Déséquilibre de la tension.....	33
Figure 15: Principales architectures classiques de planification d'un réseau de distribution	34
Figure 16: Exemple de bouclage entre départ, cas typique réseau urbain.....	34
Figure 17: Exemple de vue géographique de la structure du réseau de distribution [4].....	35
Figure 18: Structure typique d'un réseau de distribution rural	36
Figure 19: Exemple de schéma d'un réseau basse tension.....	37
Figure 20: Structure topologique du réseau de distribution [11].....	38
Figure 21: Prix de vente comparatif de l'électricité – World Bank Doing Business 2019.....	42
Figure 22: Vue à 360°des problématiques de l'électricité au Sénégal-2016 [14].....	42
Figure 23: Plan stratégique Yeesal Senelec 2020[14].....	45
Figure 24: Caractéristiques normalisée de la tension de distribution, d'après [17].....	46
Figure 25: Principe de la conduite des réseaux de distribution [13]	47
Figure 26: Exemple de détermination des courants dans les branches du réseau [16].....	48
Figure 27: Exemple de détermination des tensions à partir du poste source [16].....	48
Figure 28: Synthèse des problématiques relatives à la planification du réseau de distribution, d'après [18]	49
Figure 29: Block Diagramme du principe de la fonction « estimateur d'état », inspiré de [19].....	52
Figure 30:architecture et principales composantes d'un système DMS, inspiré de [20].....	53
Figure 31: flux d'information d'un système de gestion des coupures (OMS), inspiré de [20]	54
Figure 32: Architecture typique d'un Advanced Distribution Management System.....	55
Figure 33: aperçu des packages du modèle CIM [21].....	56
Figure 34 Un sous-ensemble du modèle canonique CIM [21].....	57
Figure 35: Vision smartgrid, inspirée de [22]	59
Figure 36:Intégration du comptage intelligent dans l'architecture du DMS, inspiré de [20]	61
Figure 37: L'intelligence computationnelle (IC) et l'Intelligence Artificielle (IA) appliquée à la gestion du smartgrid, inspiré de [27]	64
Figure 38: Fonctionnement de l'agent réactif	76
Figure 39: Fonctionnement d'un agent cognitif.....	76
Figure 40: Synthèse des problématiques des SMA, inspiré de J.-P. Sansonnet [60]	78
Figure 41: Modèle Agent/Groupe/Rôle.....	90
Figure 42: Architecture de Madkit	90
Figure 43: Principe de fonctionnement des agents synchrones.....	92

Figure 44:Aperçu d'une simulation dans Gama [70]	93
Figure 45: Régimes d'exploitation d'un réseau de distribution, inspirée de [16].....	98
Figure 46: Schéma de principes typique d'un réseau électrique, inspiré de [16].....	104
Figure 47: Diagramme de classe des entités du modèle	106
Figure 48 : Comportement d'un Agent poste	108
Figure 49: Représentation graphique du réseau d'étude	112
Figure 50: Représentation graphique du réseau d'étude au niveau de la plateforme.....	113
Figure 51: Représentation matricielle du réseau sur l'interface graphique du Superviseur	114
Figure 52: Messages échangés entre les agents de la plateforme	115
Figure 53: État initial des agents du réseau	115
Figure 54: Négociation entre agents.....	117
Figure 55: Etat final du réseau après le défaut	117
Figure 56 : Etat initial et Etat après occurrence de défaut.....	118
Figure 57: Représentation graphique de l'état du réseau avant et après le défaut	119
Figure 58 : Négociation des agents pour le scénario 2	119
Figure 59: Etat final du réseau pour le scénario 2	120
Figure 60: Etat initial et final du réseau pour le scénario 2	120
Figure 61: États du réseau avant et après le défaut pour le scénario 2	121
Figure 62: Principe du réglage de la fréquence	124
Figure 63: Différents états d'opérations du réseau électrique, inspiré de [77]	125
Figure 64: Mesures pour éviter la dégradation de l'état du réseau électrique, inspiré de [78]	125
Figure 65: Le problème du sac à dos : quelles boîtes choisir afin de maximiser la somme emportée tout en ne dépassant pas les 15 kg autorisés ? [90].....	132
Figure 66: Diagramme de classe du modèle MASLA.....	137
Figure 67: Diagramme de séquence	138
Figure 68: architecture de la plateforme MASLA.....	143
Figure 69: Génération du plan de défense	144
Figure 70: Aperçu du script de traitement généré par la plateforme GAMA.....	144
Figure 71: Power Cut Duration of case study without multi-agent.....	145
Figure 72: Power cut duration using MASLA system	145
Figure 73 :. Comparaison entre la durée des coupures de courant des systèmes multi-agents et des systèmes classiques	146
Figure 74: Processus de géocodage.....	151
Figure 75: Nuage de mots des termes les plus fréquents.....	155
Figure 76: Zoom sur les mots les plus fréquents	156
Figure 77 : Hiérarchie simplifiée des concepts d'adressage	157
Figure 78 : ontologie de la géographie urbaine au Sénégal.....	158
Figure 79: Modèle Multi-agent LOGEMAS	159
Figure 80 : utilisation des données de suivi des véhicules des équipes d'intervention pour créer un ensemble de données de référence	161
Figure 81- 82 : Aperçu de l'extrait du fichier historique de dépannage.....	161
Figure 83 : échantillon de données GPS du véhicule	162
Figure 84: architecture de la plateforme LOGEMAS	163
Figure 85: Exemple de reconnaissance d'adresse par le processus LOGEMAS	163
Figure 86 :. Comparaison entre les résultats du processus de géocodage de LOGEMAS et de Google Maps Api.....	164
Figure 87 : Exemple de traitement par Google Maps API montrant des adresses inconnues	165
Figure 88: Principales normes applicables dans le domaine du réseau de distribution électrique	166
Figure 89: Chute de tension maximale sur un branchement suivant la nfc 14-100.....	167
Figure 90: Choix des sections des conducteurs suivant la norme NFC 14-100	168

Figure 91: coefficient de pondérations pour les branchements collectif suivant la norme NFC 14-100	168
Figure 92: Section des conducteurs aluminium et intensité maximale	169
Figure 93 : Illustration de la question de la reconstitution de la topologie d'un réseau basse tension.	170
Figure 94: Illustration principe de l'algorithme proposé	170
Figure 95:Arborescence distribution radiale à trois niveaux.....	171
Figure 96: exemple de Carte du secteur Ouagou Niayes intégré dans QGIS.....	171
Figure 97: Opérations à faire au niveau de chaque villa	173
Figure 98: Opération à faire au niveau de chaque poste.....	173
Figure 99: Algorithme d'affectation des villas au postes électriques	174
Figure 100 : Modèle du réseau de distribution publique basse tension.....	175
Figure 101 : Interface donnant le poste alimentant chaque villa du secteur et les caractéristiques de ce poste	176
Figure 102: Zone tampon de test de l'algorithme	177
Figure 103: Framework de gestion intelligente du réseau de distribution électrique.....	183
Figure 104: Différentes architectures de coordination des SMA (Centralisé, hiérarchique et hybride)	184
Figure 105: Architecture de l'agent Sen-iTi	185
Figure 106 : Interaction de l'agent Sen-iTi avec son environnement	186
Figure 107: Coffret Sen-iTi.....	186
Figure 108: Représentation de la machine d'état de l'agent Sen-iTi (Agent Poste)	187
Figure 109: fonctionnement en mode normal	188
Figure 110: Occurrence d'un défaut	188
Figure 111: recherche de défaut	189
Figure 112: phase isolation de défaut.....	189
Figure 113: phase de restauration de l'alimentation.....	190
Figure 114: première version du prototype, installé au poste Ecole Mariste	191
Figure 115: Deuxième version du prototype, installé au poste Vincens.	191

Liste des tableaux

Tableau 1 : Complexité des systèmes de distribution.....	39
Tableau 2 : Tableau de comparaison entre les réseaux existants et les réseaux du futur, ou smartgrid	60
Tableau 3 : Comparaison entre agent réactif et agent cognitif.....	76
Tableau 4: Synthèse de la différence entre la Programmation Orientée Objets et la Programmation Orientée Agents[61]	79
Tableau 5 : Modèle ODD	85
Tableau 6 : Définition du niveau de priorité des clients.....	130
Tableau 7: Seuil de délestage automatique	134
Tableau 8 : Liste des entités les plus fréquentes.....	157
Tableau 9 : Synthèse des résultats de classification dans la zone de Ouagou Niayes.	177
Tableau 10 : Comparaison des distances entre les postes réels et les postes obtenus par le modèle pour certaines villas	178
Tableau 11 : Comparaison des différentes architectures	184

Introduction Générale

Contexte

La société actuelle vit et dépend de l'électricité qui est au cœur de toute activité moderne. Elle constitue une ressource essentielle tant sur le plan économique que sur le plan social. L'électricité est fondamentale pour la sécurité publique, la santé, la provision de nourriture et d'eau, les télécommunications, le transport, l'informatique et même pour les divertissements. Aujourd'hui, personne ne peut s'imaginer se passer de son téléphone portable, son ordinateur ou sa télévision puisque, toutes ces commodités nécessitent de l'énergie électrique pour fonctionner.

Pour beaucoup l'énergie électrique se résume à une prise électrique ou un point lumineux d'éclairage et l'on ne se rend compte très souvent de son existence que lorsqu'elle est absente. Philippe Schewe [1] disait avec humour que « le réseau électrique se fraye un chemin jusque dans votre chambre à coucher et monte droit sur la lampe à côté de votre oreiller, étant là pendant que vous dormez et vous attend sagement le matin ».

Ainsi l'utilisateur final ne se rend pas compte que cette énergie électrique provient de très loin : il a fallu la produire à partir de plusieurs centrales électriques, la transporter sur de longues distances, la distribuer à chaque client et l'amener jusqu'au récepteur le plus éloigné dans des conditions économiques optimales, en respectant les contraintes exigées par la sécurité, la disponibilité, la fiabilité et la qualité du service.

Aujourd'hui, il n'est tout simplement pas possible de travailler sans électricité dans les sociétés modernes et une interruption d'alimentation électrique peut provoquer instantanément la paralysie complète de pays, voire de continents entiers.

Le réseau électrique, est désigné à juste titre comme la plus grande et la plus complexe des machines jamais conçue par l'homme au cours des derniers siècles [2], [3]. A l'échelle d'un pays, le système électrique (production, transport et distribution) figure parmi les systèmes les plus critiques et les plus complexes. Cette complexité est due au nombre imposant de composants qui interagissent au sein du réseau et la nécessité de garder un équilibre constant malgré les variations très fortes qu'observe la demande énergétique. Ainsi la sécurité de la fourniture d'électricité repose sur la nécessité d'assurer un suivi de la charge liée au caractère non ou peu stockable de cette forme d'énergie.

Aussi le système électrique doit-il être capable de compenser de façon quasi-instantanée, en termes d'équilibre entre l'offre et la demande, non seulement les aléas sur la consommation, mais également sur la production (interruption brutale de la fourniture d'énergie électrique par des installations de production) ou sur le réseau (indisponibilité de lignes, panne de transformateur, etc.).

De surcroît, s'exerce la contrainte de la qualité de service qui impose que les variables du système telles que la fréquence, le profil de tension et les courants transités sur les lignes doivent toujours rester dans les plages autorisées.

Un autre problème est le développement du réseau. En effet, le développement du réseau s'accompagne d'une multiplication des équipements qui rend plus complexe sa gestion, son exploitation et sa maintenance notamment en termes de d'évaluation des dépenses d'investissement et d'entretien.

Généralement la gestion du réseau électrique est sous la responsabilité de trois entités : production, transport et distribution. A mis chemin entre la production et le consommateur, l'entité transport a la responsabilité de veiller à l'équilibre du système.

Cependant la gestion du réseau de distribution électrique, dernier maillon de la chaîne, appelle à une complexité supplémentaire.

En effet la taille d'un réseau de distribution est telle que le nombre de décisions à prendre pour en assurer le maintien en conditions opérationnelles et le développement est considérable. La gestion des réseaux de distribution d'énergie électrique passe par la protection, la surveillance et le contrôle de tout le réseau électrique. Pour l'exploitant, il s'agit d'optimiser le coût de l'énergie, la protection de l'installation et la disponibilité du service sans préjudice pour l'activité. Malheureusement la plupart des composantes du réseau de distribution ne sont pas munies de moyens de communications et sont opérées manuellement et localement. En l'état actuel de la technologie, c'est un grand challenge que de monitorer l'alimentation de l'ensemble des clients du réseau électrique (équivalent par exemple à l'ensemble des foyers alimentés en électricité – tournant autour d'un million de clients pour les petites compagnies). Aussi, à l'échelle du réseau basse tension, très souvent le distributeur d'électricité n'est informé qu'il y a eu problème que lorsqu'un client (end user) appelle pour signaler une coupure.

Selon la littérature technique, environ 80 % des interruptions de service chez les clients surviennent en raison de problèmes dans le processus du système de distribution [4].

Ainsi, plus proche des clients, le réseau de distribution est le parent pauvre des réseaux électriques en termes de développement d'outils. Pendant longtemps la mise en œuvre d'outils de développement n'a concerné que les réseaux de transports en charge de l'équilibre du Système. La transposition des outils développés pour les réseaux de transport pour la distribution ne donne pas toujours de bons résultats du fait du fonctionnement radial de ces derniers [5].

Réussir le pari de la gestion fiable et efficace d'un réseau de distribution passe par un contrôle intelligent, distribué et à temps réel de l'ensemble des paramètres du système électrique. Les solutions modernes à ce besoin de contrôle sont des produits et des services utilisant les technologies de l'information et de la communication, construits autour de systèmes intelligents.

Au vu des problèmes de gestion dans les réseaux de distributions électriques, une gestion plus intelligente s'impose : d'où l'avènement des réseaux électriques intelligents couramment appelés smartgrids.

Les réseaux électriques intelligents ou 'smartgrids' sont une des solutions émergentes aux problèmes de gestion des réseaux électriques avec une prise en compte des nouveaux usages et usagers qui appelle à un besoin de modernisation et d'extension du réseau électrique, actuellement fortement centralisé.

Les smartgrids se veulent également d'être la réponse face aux enjeux internationaux de développement durable et d'économies d'énergies. Etant donné l'importance vitale de cette ressource, elle doit être utilisée de manière efficiente. Dans l'objectif indispensable d'intégration des Energies Renouvelables (EnR) naturellement distribuées et dont l'implantation n'est pas sans poser un certain nombre d'obstacles, une gestion intelligente s'avère plus que nécessaire.

Le réseau intelligent peut être considéré comme un système d'information distribué, car il est intrinsèquement distribué avec les capteurs, les actionneurs et le système de décision répartis dans le réseau.

En ce sens, le paradigme des systèmes multi-agents constituent une approche naturelle pour les études, la modélisation et la simulation de réseaux intelligents.

Les systèmes multi-agents (SMA) appartiennent à un domaine multidisciplinaire, qui utilise des théories et des concepts de nombreux domaines tels que l'informatique, l'intelligence artificielle, les systèmes répartis, les sciences sociales, l'économie, l'organisation et la gestion, etc.

Composé d'un ensemble d'entités informatiques autonomes (agents) capables de percevoir les modifications de leur environnement et de prendre des mesures pour faire face à ces changements, les SMA font partie également de l'intelligence artificielle distribuée, car l'utilisation de systèmes multi-agents suppose l'existence d'un environnement distribué où les agents sont présents.

Les agents ont différents niveaux d'intelligence, en fonction de leurs rôles au sein de l'architecture. Ils poursuivent des objectifs d'optimisation de certaines mesures de performance dans un environnement difficile à définir analytiquement. De plus, les agents peuvent interagir avec d'autres agents. Cette communication peut avoir simplement pour but de transmettre des informations, ou peut-être des schémas plus complexes impliquant la négociation ou la coopération visant un objectif commun. Cela inclut les interactions par lesquelles les agents convergent sur un plan d'action en proposant, contre-proposant, acceptant ou rejetant des choix opérationnels.

Ainsi pour la gestion et le contrôle des systèmes électriques l'approche multi-agent peut s'avérer bénéfique dans le sens où les périphériques du réseau intelligent peuvent être modélisés en tant qu'agents.

Par ailleurs, si pour les pays développés le confort du mode de vie repose sur la disponibilité permanente de quantités croissantes d'énergie, pour les pays sous-développés un meilleur accès aux services énergétiques est une des conditions vitales pour le développement.

Les pays en développement doivent faire face à des temps de coupure excessifs sur des réseaux très vétustes ou trop longs, infligeant aux clients des interruptions préjudiciables à leurs activités et au fonctionnement normal des installations industrielles.

Les énormes besoins en infrastructures électriques dans les pays en développement offrent une occasion unique d'apprendre des pays développés et d'aller de l'avant sans nécessairement répéter toutes les étapes par lesquelles ceux-ci sont passés.

Objectifs

Nous aurons à répondre essentiellement à la question de recherche : « Dans quelle mesure, l'utilisation de l'intelligence artificielle peut-elle accélérer l'avènement des réseaux intelligents dans les pays en voie de développement ? »

Afin de satisfaire cet objectif, nous nous plaçons dans le paradigme des Systèmes Multi-Agents (SMA) [6], [7] avec l'hypothèse, comme énoncé précédemment, que l'approche multi-agents constitue une approche naturelle pour les études, la modélisation et la simulation de réseaux intelligents.

De cet objectif général, nous pouvons extraire trois objectifs spécifiques :

- **Objectif spécifique 1** : mener une étude comparative des approches existantes dans ce domaine pour prendre en compte la complexité des problématiques liées aux réseaux de distribution électriques et leurs relations.
- **Objectif spécifique 2** : quelles sont les problématiques clairement identifiées, quelles sont les relations entre ces problématiques et les solutions proposées. En particulier nous aurons à aborder des sujets essentiels pour tout gestionnaire de réseau de distribution électrique contextualisé aux contraintes des pays en développement et qui nécessite une optimisation de tous les jours :
 - o La gestion optimale du schéma d'exploitation du réseau à travers sa reconfiguration ;
 - o La gestion de la stabilité du réseau avec une gestion plus intelligente du plan de délestage automatique ;
 - o La gestion efficace des coupures d'électricité avec la construction d'un moteur de recherche pour la localisation et le dépannage du client ;
- **Objectif spécifique 3** : montrer que le paradigme multi-agent permet de résoudre des problèmes d'optimisation et permettent d'accélérer l'avènement des réseaux intelligents dans les pays en quête d'émergence.

Les travaux de cette thèse vont porter sur la gestion intelligente des réseaux de distribution électrique par l'approche multi-agent contextualisé aux problématiques rencontrés dans les réseaux des pays en développement ; lesquels problèmes ne sont pas forcément pris en compte par les outils existants conçus et pensés très souvent dans le contexte des pays industrialisés.

Plan de la thèse

Le manuscrit de thèse est organisé en sept chapitres.

Après l'introduction générale, le premier chapitre introduit les réseaux électriques avec les définitions nécessaires à la compréhension des problèmes abordés dans cette thèse. Les points relatifs à la complexité du réseau électrique, la situation mondiale de l'énergie électrique, la situation des pays en quête d'émergence comme le Sénégal et les nouvelles tendances technologiques du futur sont également abordées.

Le deuxième chapitre donne l'état de l'art des systèmes de gestion intelligente des réseaux électriques et les problématiques liés à leur implémentation.

Le troisième chapitre présente les concepts de base des systèmes multi-agents, les motivations du choix des SMA ainsi que les méthodes de développement d'un système multi-agents.

Le quatrième chapitre étudie le problème de la reconfiguration des réseaux pour la gestion optimale du schéma d'exploitation avec un système multi-agents.

Le cinquième chapitre traite le point relatif à la gestion du délestage intelligent grâce aux systèmes multi-agents.

Le sixième chapitre aborde la gestion des coupures d'électricité avec la construction d'un moteur de recherche pour la localisation et le dépannage du client.

Le septième chapitre traite le point relatif à une approche d'implémentation réelle d'agents pour la gestion intelligente du réseau électrique de distribution.

Enfin la conclusion générale présente un bilan des travaux de recherche décrit dans ce manuscrit ainsi que les perspectives à développer dans le but d'améliorer ce travail.

« Quelle merveilleuse invention que celle de l'énergie électrique !
Qui saurait, pourrait s'en passer aujourd'hui ? Elle est là, omniprésente dans
notre vie, presque dans chacun de nos actes, presque dans toute situation. »
- Michel CABARET.

Chapitre 1 : Les réseaux de distribution électriques – complexité et mutations

Ce chapitre introduit les réseaux électriques avec les définitions nécessaires à la compréhension des problèmes abordés dans cette thèse. Les points relatifs à la complexité du réseau électrique, le contexte mondial de la situation électrique, la particularité du Sénégal et les nouvelles tendances sont également abordés.

1.1 Généralités sur les réseaux électriques

Le système électrique représentant l'ensemble de la chaîne production-transport-distribution et commercialisation de l'énergie électrique est l'un des systèmes critiques parmi les plus complexes et les plus étendus d'un pays.

Historiquement, un réseau électrique est divisé en trois zones d'exploitation presque indépendantes définies comme suit :

- **Production** : producteurs centralisés, fournissant la majeure partie de l'électricité du réseau à partir généralement de sources thermiques ;
- **Transport** : système de transport de l'Énergie, permettant de transporter de grandes quantités d'Énergie à haute tension sur de longues distances ;
- **Distribution** : système de distribution d'énergie, caractérisé par des tensions plus faibles, en charge de délivrer l'Énergie à des **consommateurs** : repartis sur une grande partie du territoire, utilisant l'énergie reçue de façon très variée ;

Le choix des niveaux de tension et de la fréquence des signaux est souvent le résultat de considérations à la fois technico-économiques et historiques.

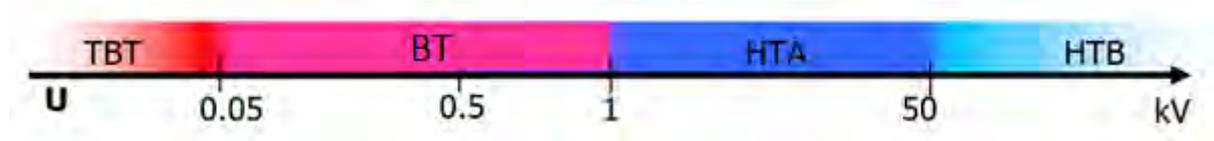


Figure 1: Niveaux de tension normalisée

- TBT : Très Basse Tension : inférieure à 50V
- BT : Basse Tension : comprise entre 50V et 1000V
- HTA : Haute Tension A : comprise entre 1000V et 50 000V
- HTB : Haute Tension B : supérieure à 50 000 V

1.1.1 Les centrales de production

Les centrales de production d'électricité produisent de l'énergie électrique à partir d'une autre forme d'énergie comme les combustibles fossiles, les combustibles nucléaires ou l'hydroélectricité.

Les centrales de production sont reliées aux lignes de transport par l'intermédiaire de sous-stations de production avec des transformateurs élévateurs qui augmentent la tension aux niveaux du transport.

Des centrales de production de petite et moyenne puissance sont également raccordées directement sur les réseaux de distribution HTA et BT.

Récemment de nouvelles sources de productions ont émergés et sont plébiscités il s'agit des énergies renouvelables. Ils concernent l'utilisation des ressources naturelles comme moyen de production de l'électricité : le solaire, l'éolienne, l'énergie hydraulique, énergie géothermique, et le combustible organique (biomasse).

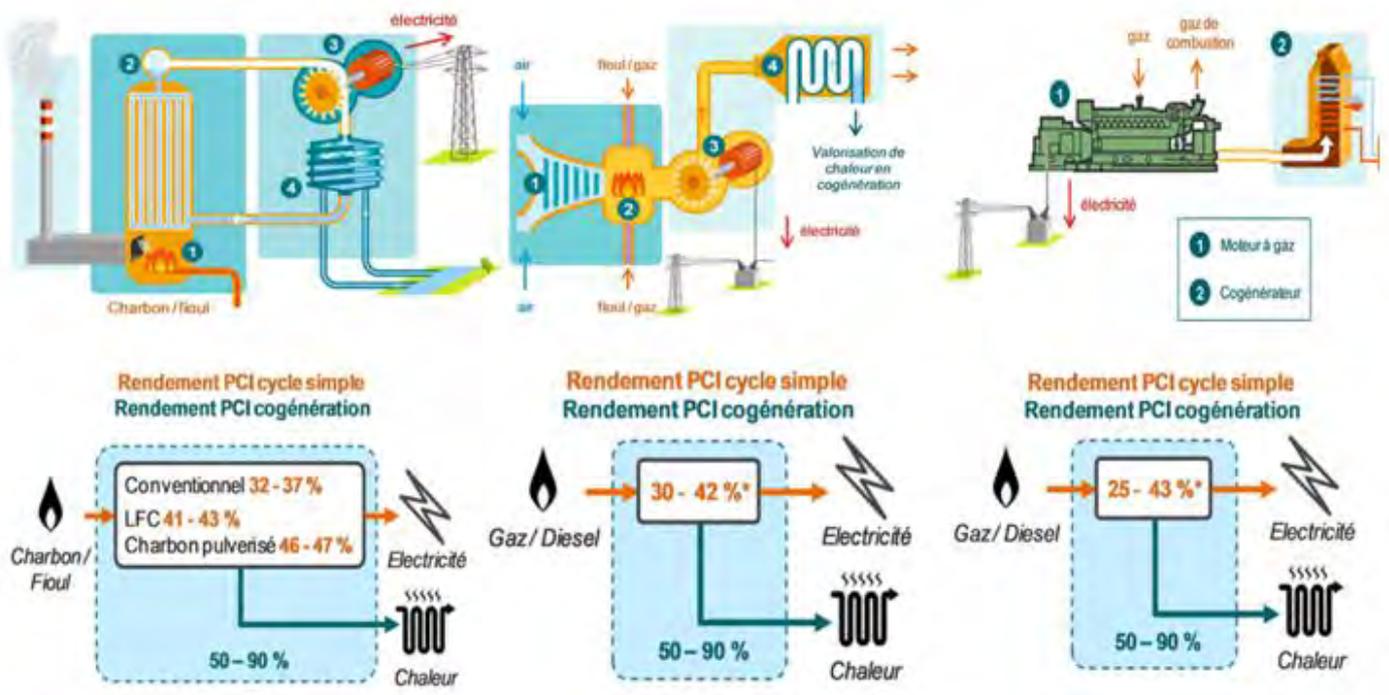


Figure 2: Les différents type de centrale de production d'électricité conventionnel (thermique)

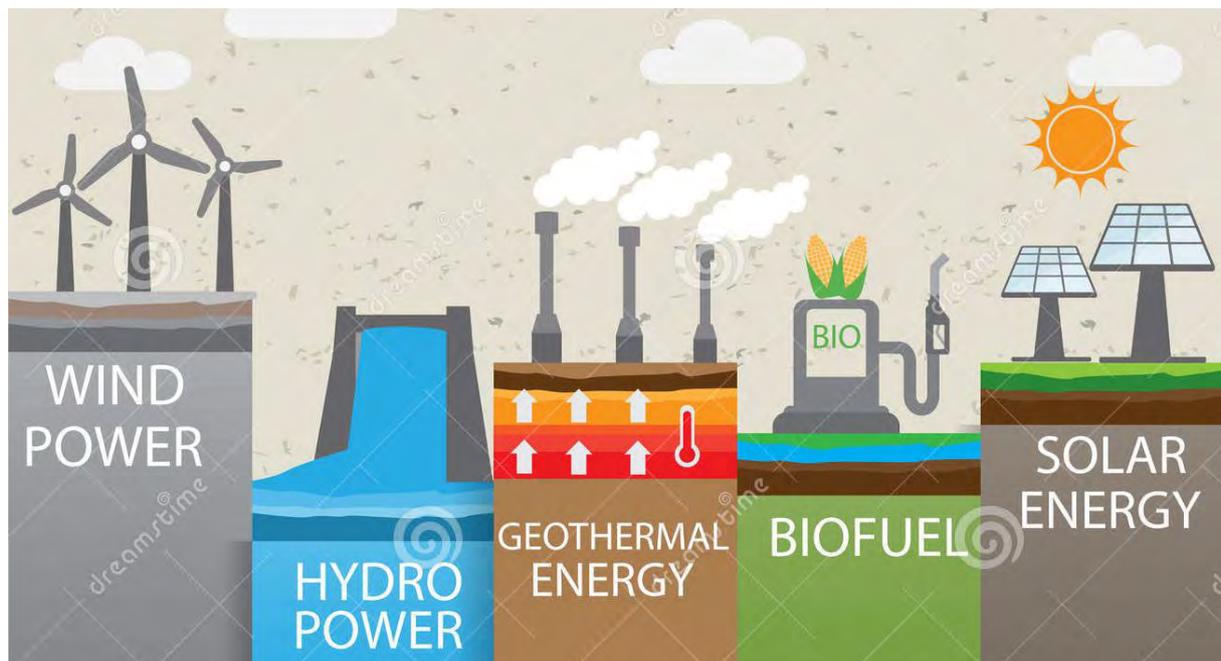


Figure 3: Les différents types de centrale d'énergie renouvelable

1.1.2 Le réseau de transport

La plus grande partie de l'énergie électrique est acheminée depuis les grands sites de production par le réseau de transport.

Le réseau de transport est caractérisé par une tension importante justifiée par les valeurs très élevées de l'énergie à transporter (Voir Figure 4). Pour des raisons de sécurité, les réseaux de transport et de répartition sont maillés, alors que les réseaux de distribution sont en général exploités avec une topologie radiale qui permet l'utilisation de systèmes de protection simple et donc peu onéreux.

La gestion des réseaux de transport est une activité mature et comprend essentiellement les aspects suivants :

- Conduite des moyens de production
- Conduite des réseaux de transport d'énergie
- Gestion de l'architecture maillée ou interconnectée
- Gestion de l'équilibre offre/demande
- Fonction dispatching (Gestion temps réel : production-transport)
- Placement optimal des unités de production
- Assurance de synchronisation (assurer intégration unité production)
- Réglage de fréquence
- Sécurité N-1 : perte (ligne, transfo, groupe) = sans conséquence pour les clients

poste source par au moins deux lignes HTB en permanence. De ce fait, la perte d'une ligne ne provoque pas de coupure du poste source puisque l'ensemble de la charge est reportée sur la deuxième ligne. Chaque poste source est équipé d'au moins deux transformateurs HTB/HTA qui se secourent mutuellement. Si un transformateur se retrouve hors service, l'ensemble de la charge du poste est reprise par le deuxième transformateur, ce qui limite considérablement le temps de coupure de la clientèle. D'un point de vue plus général, l'ensemble du réseau HTB est dimensionné et exploité en respectant la règle du "N-1" qui garantit que le réseau est secouru en cas de perte ou d'indisponibilité d'un ouvrage important. Ce dimensionnement permet ainsi de limiter le nombre et la durée des coupures d'alimentation des utilisateurs du réseau.

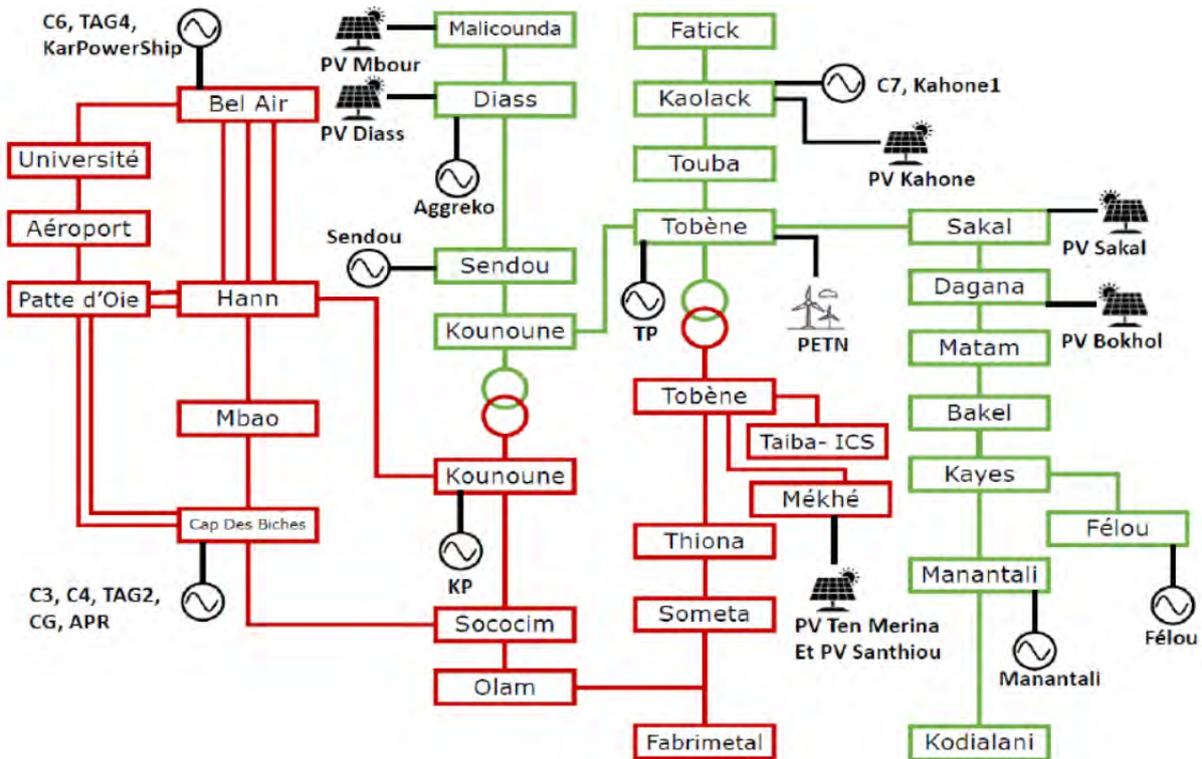


Figure 6: Schéma du réseau de transport interconnecté du Sénégal avec Manantali (2019)

Les réseaux de transport d'électricité sont dénommés d'une manière imagée « les autoroutes de l'électricité », le réseau de distribution en étant les « rues ».

1.1.3 Le réseau de distribution

Les réseaux de distribution électrique représentent un élément très important dans la chaîne de transmission du flux d'énergie électrique, qui débute dans les centrales de production et qui se termine chez des clients particuliers ou industriels. La fonction des réseaux de distribution est donc de distribuer l'énergie électrique à partir des postes haute tension vers des clients en adaptant si nécessaire le niveau de tension.

Le réseau de distribution comprend les postes, les lignes et les autres composants moyenne et basse tension, et dont la fonction est la fourniture au détail de l'énergie électrique.

La complexité des réseaux de distribution est en général supérieure à celle des réseaux de transport. En effet un réseau de distribution peut contenir plus que 10.000 nœuds. Son étendue peut être très vaste, en kilomètres comme en nombre de lignes. A titre d'exemple, l'ensemble des lignes moyennes et basse tension en France représente une longueur totale de 1 280 000 km contre 105 000km pour le réseau de transport (8,3%). Au Sénégal nous sommes à des proportions de 25 000 km de réseau de distribution contre 2000 km pour le transport (8%).

Les opérateurs sont très souvent obligés de modifier leur schéma d'exploitation pour remédier aux problèmes créés par des défauts qui entraînent un nombre de coupures très élevés. Ainsi, la gestion des réseaux ne se limite pas uniquement à la planification ou à l'entretien des ouvrages, mais demande une maîtrise profonde du comportement électrique du réseau pour l'exploiter dans ses limites spécifiées.

Historiquement, l'attention accordée à la planification de la fiabilité de la distribution a toujours été proportionnelle à l'importance accordée par le niveau de tension d'exploitation des réseaux et l'accent a été mis principalement sur la production et le transport d'électricité.

Il a toutefois été rapporté dans la littérature technique qu'environ 80 % des interruptions de service chez les clients surviennent en raison de problèmes dans le processus de la distribution d'électricité. Dans le cadre de la nouvelle ère de déréglementation des services publics d'électricité, l'accent a été mis sur les réseaux de distribution afin de fournir un service fiable et économique [8]

Afin de faire face à cette complexité du réseau, des systèmes DMS (Distribution Management System) ont été mis au point. Ceux-ci permettent entre autres la surveillance du réseau et l'intervention automatique en cas de problèmes. Pour que ces systèmes fonctionnent de manière satisfaisante, ils doivent prendre en compte les différents régimes d'exploitation d'un réseau de distribution.

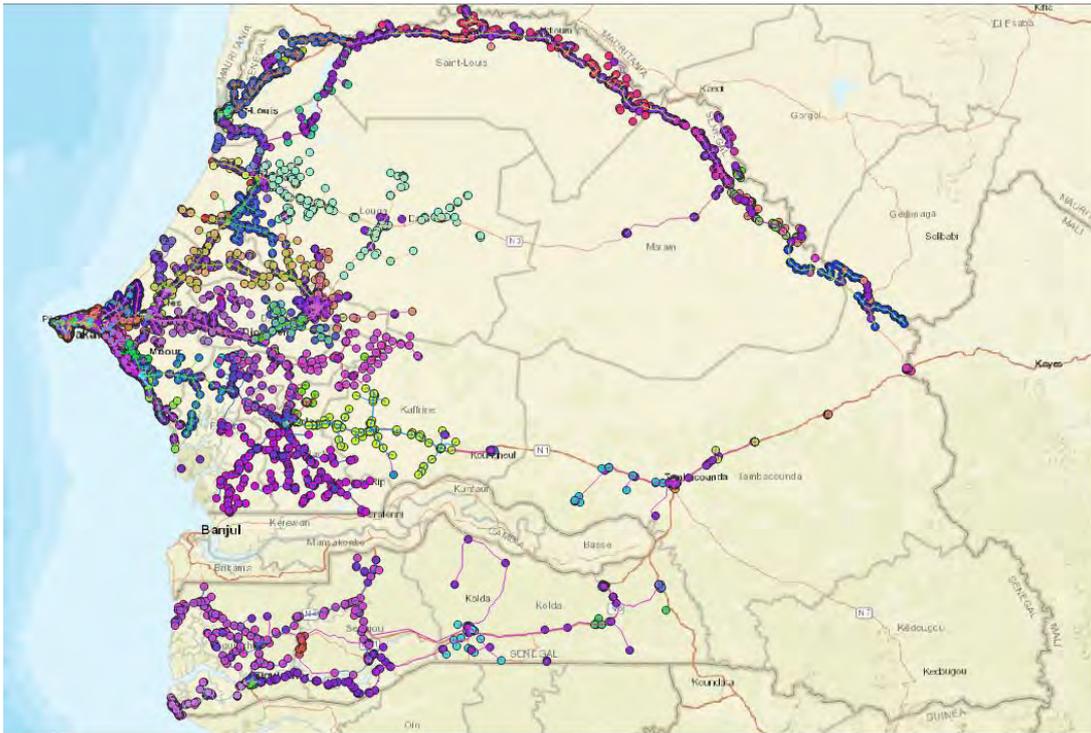


Figure 7: Aperçu du réseau de distribution d'électricité du Sénégal (2018)

Ce travail est essentiellement centré sur les problématiques relatives au réseau de distribution électrique. En effet, plus proche des clients, le réseau de distribution est le parent pauvre des réseaux électriques en termes de développement d'outils. Pendant longtemps la mise en œuvre d'outils de développement n'a concerné que les réseaux de transports en charge de l'équilibre du Système. La transposition des outils développés pour les réseaux de transport pour la distribution ne donne pas toujours de bons résultats du fait du fonctionnement radial de ces derniers [5].

1.2 Qualité de service et indices de Fiabilité du réseau de Distribution

L'impact de la fiabilité du réseau de distribution sur le client est souvent plus profond que le coût que cela engendre. Pour un client résidentiel typique, sur 90mn de coupures par an, entre 70 et 80 minutes seront attribuées aux problèmes survenant sur le réseau de distribution.

Cela est dû largement à la nature radiale du réseau de distribution, le nombre impressionnant de composants en interaction, le très faible niveau de protection et d'ouvertures automatiques et enfin la proximité du réseau de distribution avec l'utilisateur final.

1.2.1 La qualité de service

La qualité de service est avant tout une obligation contractuelle surveillée par l'organe de régulation du secteur (CRSE- Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie).

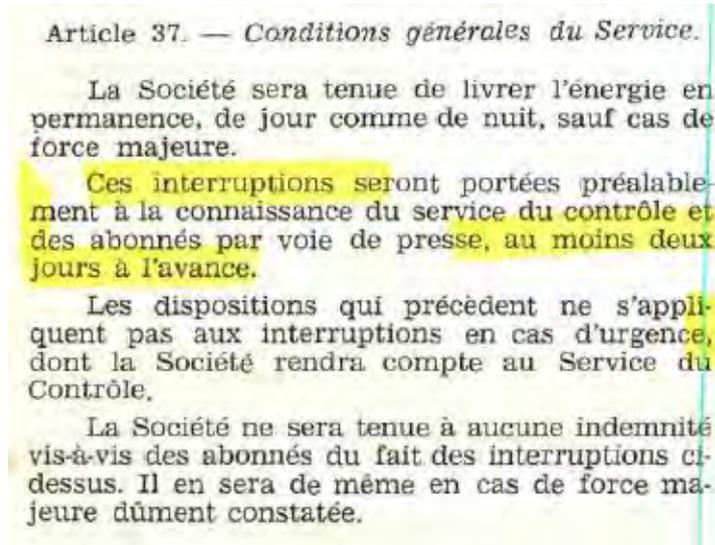


Figure 8: Extrait du Cahier des Clauses et Conditions Générales du Service Public de l'Électricité au Sénégal [9]

Ainsi le distributeur doit assurer l'alimentation de ses clients en permanence avec une électricité caractérisée par :

- Une puissance disponible : le besoin en électricité du consommateur ;
- Une tension fixée : fonction du type de client et de la puissance demandée ;
- Une qualité : interprétant la capacité à respecter les deux précédentes et à les maintenir dans le temps ;

Assurer cette qualité implique que le distributeur d'électricité est tenu de garantir une sécurité de la fourniture électrique avec les contraintes spécifiques liés à celle-ci : la nécessité d'assurer un suivi de charge, du fait du caractère non ou peu stockable de cette forme d'énergie.

D'un point de vue technique, on distingue trois dimensions de la qualité d'alimentation :

- **La continuité d'alimentation**, qui décrit en fréquence ou en durée l'indisponibilité de l'alimentation électrique. Ce sont les fameuses « coupures » de courant. La norme technique distingue ainsi la coupure longue de plus de 3 minutes, la coupure brève comprise entre une seconde et trois minutes, et la coupure très brèves en deçà de la seconde ;
- **La qualité de la tension**, qui traite des variations lentes de la tension dans ou en dehors des plages tolérées par les normes afin d'éviter le dysfonctionnement des appareils qui utilisent l'électricité. Elle traite aussi la mesure des variations passagères de la tension (aussi appelées « creux de tension »), qui peuvent affecter le bon fonctionnement de certains appareils sensibles, notamment électroniques.
- **La qualité de l'onde**, enfin, traite de « déformations » de l'onde de tension. Ces perturbations (harmoniques, papillotement ou flicker, surtensions...), peuvent interférer avec le bon fonctionnement de certains appareils électroniques. Les valeurs admissibles ou souhaitables sont encadrées par des normes, des exigences réglementaires ou des incitations de régulation, ou enfin par les contrats entre le gestionnaire de réseau et l'utilisateur (le client directement) ou son mandataire (le fournisseur).

1.2.2 Indice de Fiabilité du réseau de distribution

La fiabilité est un terme abstrait qui signifie endurance, sûreté de fonctionnement et bonne performance[8].

Pour les systèmes d'ingénierie, cependant, c'est plus qu'un terme abstrait ; c'est quelque chose qui peut être calculé, mesuré, évalué, planifié et conçu dans un équipement ou un système. La fiabilité désigne la capacité d'un système à remplir la fonction pour laquelle il a été conçu dans les conditions d'exploitation rencontrées au cours de sa durée de vie prévue.

Idéalement, la fiabilité d'un réseau électrique du point de vue des consommateurs signifie un approvisionnement ininterrompu en électricité à partir des réseaux de production, de transport ou de distribution.

Les indicateurs clés de la fiabilité d'un réseau électrique pour les consommateurs sont la fréquence et la durée des interruptions à leur point d'utilisation (c.-à-d. leur point de consommation).

Les principaux indicateurs de mesure de la fiabilité des réseaux de distribution sont définis d'une manière standard afin de pouvoir comparer les performances des distributeurs.

En premier lieu les coupures d'électricité sont distinguées selon leur durée :

- « Coupure longue », toute interruption de l'alimentation électrique d'une durée supérieure à 3 minutes (EN 50160) ou 5mn (IEEE 1366)
- « Coupure brève », toute interruption de l'alimentation électrique d'une durée comprises entre 1 seconde et 3 minutes ;
- « Coupure très brève », toute interruption de l'alimentation électrique d'une durée inférieure à 1 seconde ;

Selon la nature des usages, c'est la coupure ou sa durée qui est considérée comme gênante :

- Pour un usage thermique ou de congélation, c'est la durée qui est déterminante,
- Pour un usage informatique, c'est l'existence de la coupure qui est déterminante.

En accord avec la norme IEEE 1366[10], les principaux indicateurs sont définis et mesurés de la manière suivante. :

- **SAIFI – System Average Interruption Frequency Index**

L'indice SAIFI indique la fréquence moyenne des coupures longues de courant affectant un consommateur final moyen dans la zone d'approvisionnement d'un gestionnaire de réseau pendant la période considéré. Il est calculé de la manière suivante :

$$SAIFI = \frac{\sum_i \text{Nombre de consommateurs finaux concernés par la coupure longue } i}{\text{Nombre de consommateurs finaux}}$$

- **SAIDI – System Average Interruption Duration Index**

L'indice SAIDI indique la durée moyenne des coupures longues de courant affectant un consommateur final moyen dans la zone d'approvisionnement d'un gestionnaire de réseau pendant la période de relevé. Il est calculé de la manière suivante :

$$SAIDI = \frac{\sum_i (\text{Nombre de consommateurs finaux concernés par la coupure longue } i * \text{Durée de la coupure longue } i)}{\text{Nombre de consommateurs finaux}}$$

- **CAIDI - Customer Average Interruption Duration Index**

L'indice CAIDI indique la durée moyenne d'une coupure longue affectant un consommateur final subissant une coupure dans la zone d'approvisionnement d'un gestionnaire de réseau pendant la période de relevé. Cet indice représente également le temps moyen de rétablissement du service après coupure. Il est calculé de la manière suivante :

$$CAIDI = \frac{\sum_i (\text{Nombre de consommateurs finaux concernés par la coupure longue } i * \text{Durée de la coupure } i)}{\sum_i \text{Nombre de consommateurs finaux concernés par la coupure } i}$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

- **CAIFI - Customer Average Interruption Frequency Index**

L'indice CAIFI indique la fréquence moyenne des coupures longues affectant un consommateur final subissant une coupure dans la zone d'approvisionnement d'un gestionnaire de réseau pendant la période de relevé. Chaque client coupé n'est compté qu'une fois quel que soit le nombre de coupures qu'il a subi. Il est calculé de la manière suivante :

$$CAIFI = \frac{\sum_i \text{Nombre de consommateurs finaux concernés par la coupure } i}{\text{Nombre de consommateurs finaux distincts ayant subi une coupure}}$$

- **END – Energie Non Distribuée (ENSI)**

L'Energie Non Distribuée est un indice basé sur la courbe de charge. Il est calculé en déterminant l'énergie qui aurait été distribuée si les coupures n'avaient pas eu lieu, en utilisant un profil de charge du poste déterminé à partir de l'historique de charge du poste.

- **ASAI – Average Service Availability Index**

L'indice ASAI indique la fraction de temps durant laquelle un client a reçu le service pendant la période de relevé. Il est calculé de la manière suivante :

$$ASAI = \frac{\text{Nombre heures de service disponible}}{\text{Nombre heures de service demandé}}$$

=

$$\frac{\text{Nbre de consommateurs finaux} * \text{Nbre heure de la période} - \sum_i (\text{Nbre de consommateurs subissant la coupure longue } i * \text{Durée de la coupure } i)}{\text{Nbre de consommateurs finaux} * \text{Nbre heure de la période}}$$

- **Fréquence moyenne de coupures brève**

L'indice indique la fréquence moyenne des coupures brèves de courant affectant un consommateur final moyen dans la zone d'approvisionnement d'un gestionnaire de réseau pendant la période de relevé. Il est calculé de la manière suivante :

$$\text{FrequenceBreves} = \frac{\sum_i \text{Nombre de consommateurs finaux concernés par la coupure brève } i}{\text{Nombre de consommateurs finaux}}$$

- **CEMI_n : Customers Experiencing Multiple Interruptions**

L'indice CEMI_n indique le ratio de consommateurs finaux qui subissent n ou plus interruptions longues pendant la période de relevé. Il est calculé de la manière suivante :

$$\text{CEMI}_n = \frac{\text{Nombre de consommateurs finaux subissant plus de } n \text{ coupure}}{\text{Nombre de consommateurs finaux}}$$

- **CELID: Customers Experiencing Long Interruption Durations**

L'indice CELID indique le ratio de consommateurs finaux qui subissent plus de X minutes d'interruptions longues pendant la période de relevé. Il est calculé de la manière suivante :

$$\text{CEMI}_X = \frac{\text{Nombre de consommateurs finaux subissant plus de } X \text{ minutes de coupures longues}}{\text{Nombre de consommateurs finaux}}$$

1.2.3 La qualité de l'énergie électrique

Les attentes des clients se sont fortement modifiées au cours des dernières années parce que les usages de l'électricité se sont eux-mêmes modifiés.

Le gestionnaire du réseau électrique doit respecter plusieurs objectifs de qualité sur l'onde de tension, définie par :

- L'amplitude de la tension : les engagements du distributeur sont décrits dans le contrat de service – voir figure 9.
- La fréquence : ses variations doivent être de (+/- 1 %) autour de la valeur nominale (49,50-50 Hz) pendant 95 % d'une semaine, et de +4/-6 % (47-52 Hz) pour des variations très importantes pendant 100 % du temps, d'après la norme EN 50160 ou spécifiquement à chaque pays (voir figure 9 pour le Sénégal).

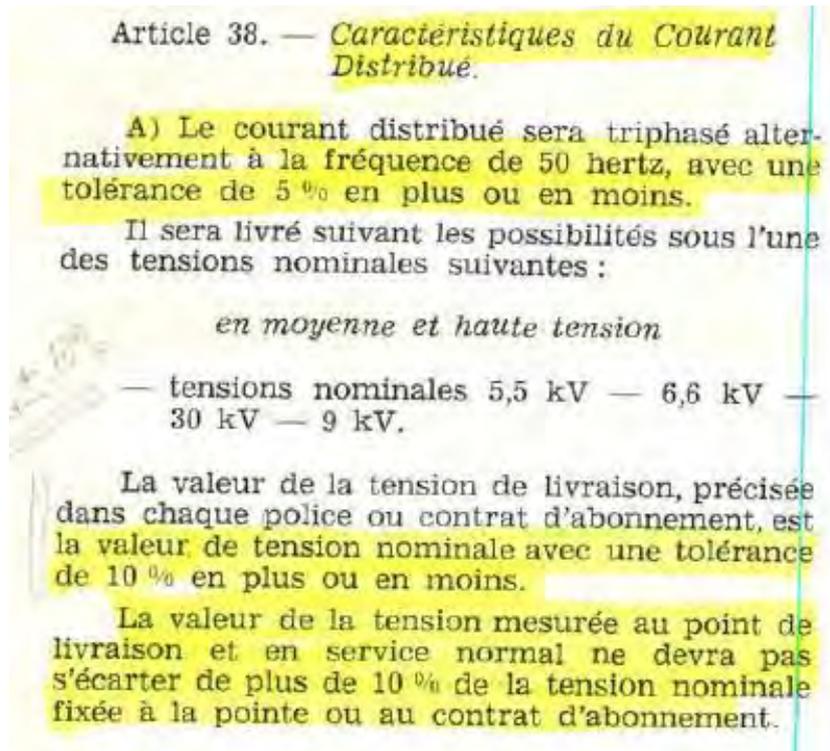


Figure 9: Décret N°84-1128 du 04 octobre 1984 portant réglementation de la production et de la distribution de l'énergie électrique au Sénégal [9]

Nous rappelons les principales défaillances dans la forme d'onde de la tension d'alimentation :

1.2.3.1 Les principales anomalies dans la qualité de la tension :

Les matériels sont généralement plus exigeants en termes de qualité de l'électricité et les conséquences des non-qualités de la distribution sont souvent plus importantes parce que l'électricité joue un rôle majeur dans de nombreux process industriels ou matériels courants.

Plusieurs phénomènes plus ou moins permanents regroupant l'ensemble des anomalies de la forme d'onde et des paramètres du signal électrique peuvent apparaître :

- **Creux de tension** : baisses de tension de courte durée jusqu'à quelques secondes, supérieures à la plage contractuelle de variations autorisées), ce sont généralement des chutes brutales de la tension dont la valeur peut aller jusqu'à 90 % de la valeur contractuelle et dont la durée va de 10 ms à une minute. Les défauts polyphasés ou les défauts monophasés sévères générant un creux de tension sur la phase en défaut sont à leur origine. Les creux de tension peuvent entraîner l'arrêt pur et simple de certains matériels.

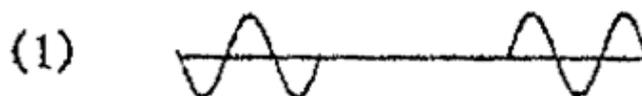


Figure 10: Les creux de tension

- **Variations lentes autour de la valeur contractuelle** : elles proviennent de l'évolution de la charge sur le réseau et ne doivent pas être trop importantes pour ne pas entraîner le dysfonctionnement de certains appareils.

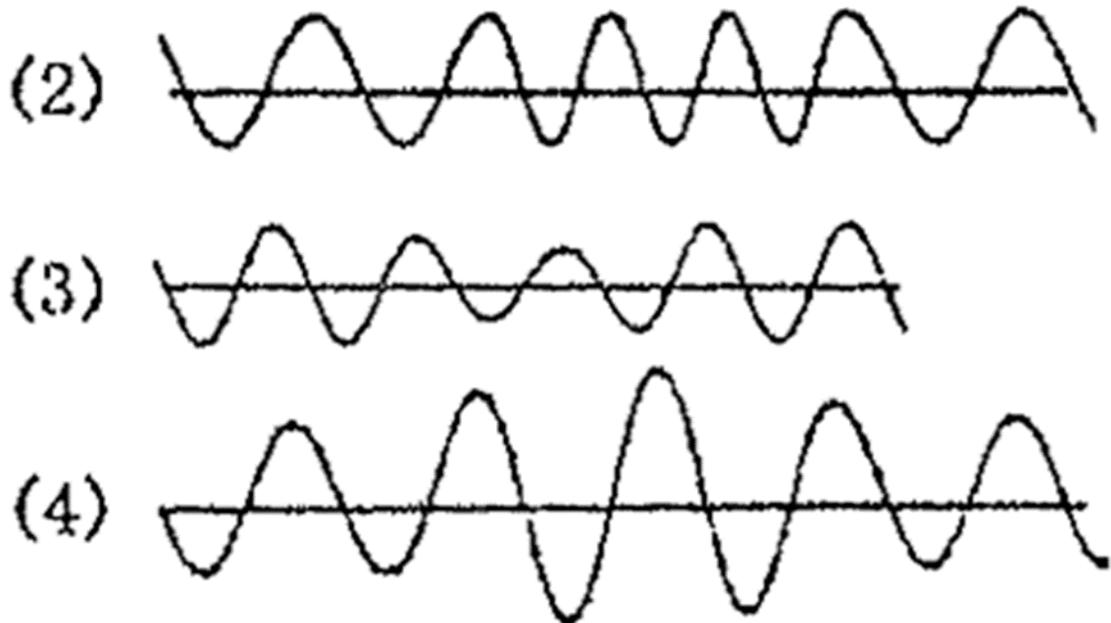


Figure 11: Variations lentes de la tension

- **Les variations rapides ou « flicker »** qui sont répétitives et aléatoires : leur valeur doit être inférieure à 10 % de la valeur contractuelle. Leur origine sont les équipements industriels tels que les fours à arcs électriques.

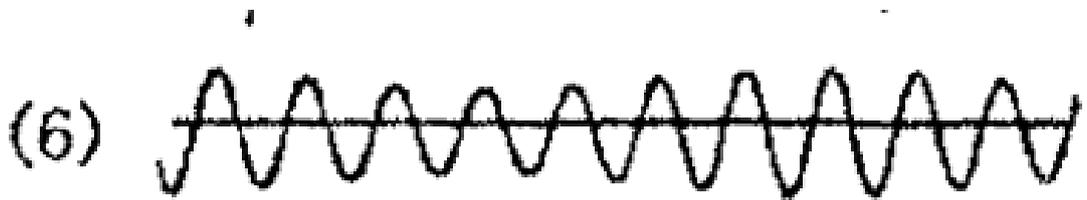


Figure 12: Variations rapides de la tension

- **Les harmoniques ou la déformation de l'onde de tension** : Ce sont des composantes à 100, 150, 200, 250 Hz... superposées aux 50 Hz. Leur origine est l'électronique de puissance présente dans les différents éléments du réseau et ont des impacts sur le vieillissement des appareils, l'augmentation du niveau de bruit dans les transformateurs et les machines tournantes.



Figure 13: Harmoniques sur la tension

- **Le déséquilibre entre phases** qui a pour impact une tension trop importante ou à l'inverse trop faible, et un couple de freinage sur les machines tournantes.

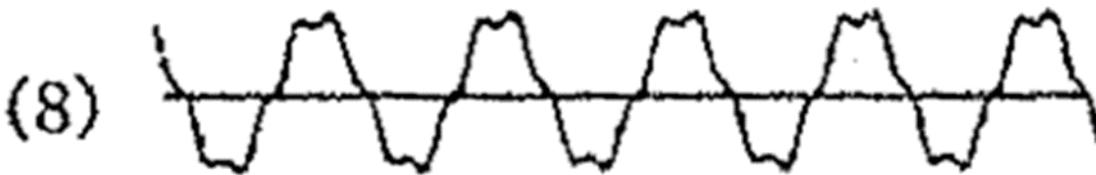


Figure 14: Déséquilibre de la tension

Afin d'assurer la qualité de service du réseau de distribution, celui doit par ailleurs être bâti sur une structure qui constitue un élément fondamental.

En effet, le développement du réseau s'accompagne d'une multiplication des équipements qui rend plus complexe sa gestion, son exploitation, et sa maintenance et l'on doit toujours garder une structure qui permet d'assurer la meilleure alimentation au client en schéma normal comme en cas de défaillance.

1.3 Structure du réseau de distribution

Dans le souci de respecter les obligations contractuelles énoncées plus hauts (limitation des pertes ohmiques, respect des limites dans les chutes de tension, ...) il est nécessaire de maîtriser la configuration des réseaux de distribution.

La structure est bâtie par le planificateur du réseau pour prendre en compte le développement du réseau et son exploitation.

Ainsi la première approche a été de définir des structures « puristes », qui lorsqu'elles sont respectées facilitent l'exploitation tout en se pliant aux exigences contractuelles.

On peut citer entre autres les structures en boucles, en fuseaux, en mailles et en double dérivation. Chaque structure est accompagnée de règles systématiques s'appuyant sur les types d'évènement auxquels les exploitants pouvaient faire face, afin d'aboutir à une exploitation sûre.

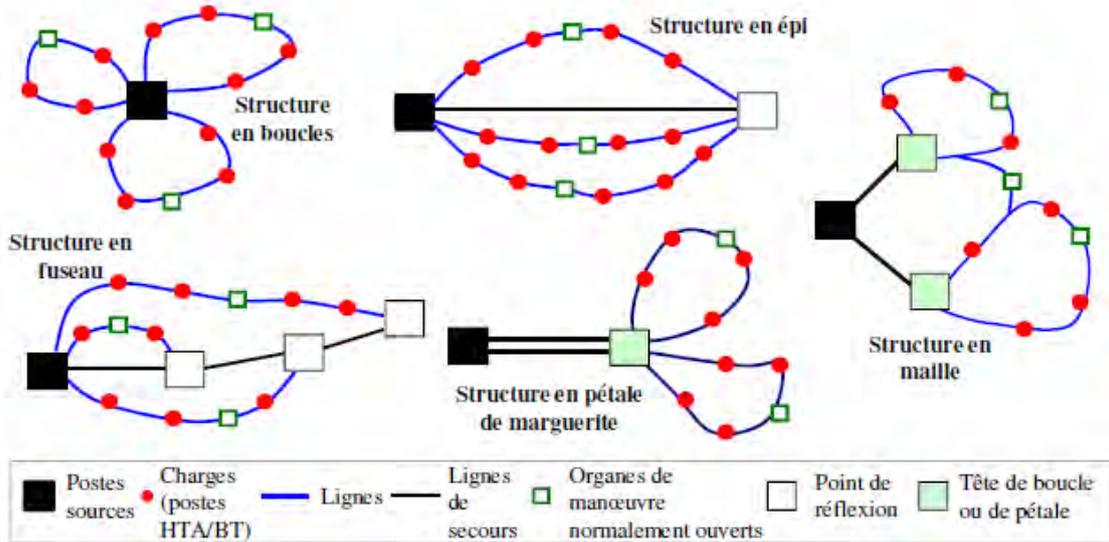


Figure 15: Principales architectures classiques de planification d'un réseau de distribution

1.3.1 Structure typique d'un réseau urbain :

La structure des réseaux urbains comporte habituellement des boucles que l'on exploite ouvertes par l'intermédiaire d'un appareil de coupure.

Souvent, on trouve de nombreux interrupteurs qui permettent en cas d'incident sur une ligne d'isoler le tronçon défectueux et de réalimenter certaines dérivations à l'aide de départs voisins.

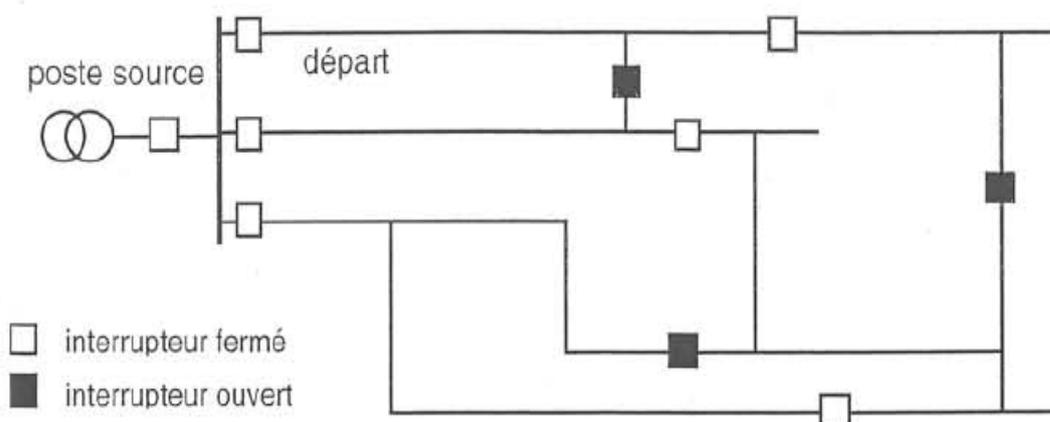


Figure 16: Exemple de bouclage entre départ, cas typique réseau urbain

Cependant assurer l'évolution et l'extension du réseau de distribution tout en respectant la structure pré-choisie s'avère une chose difficile car on est en face de contraintes aussi bien géographiques, techniques qu'économiques.

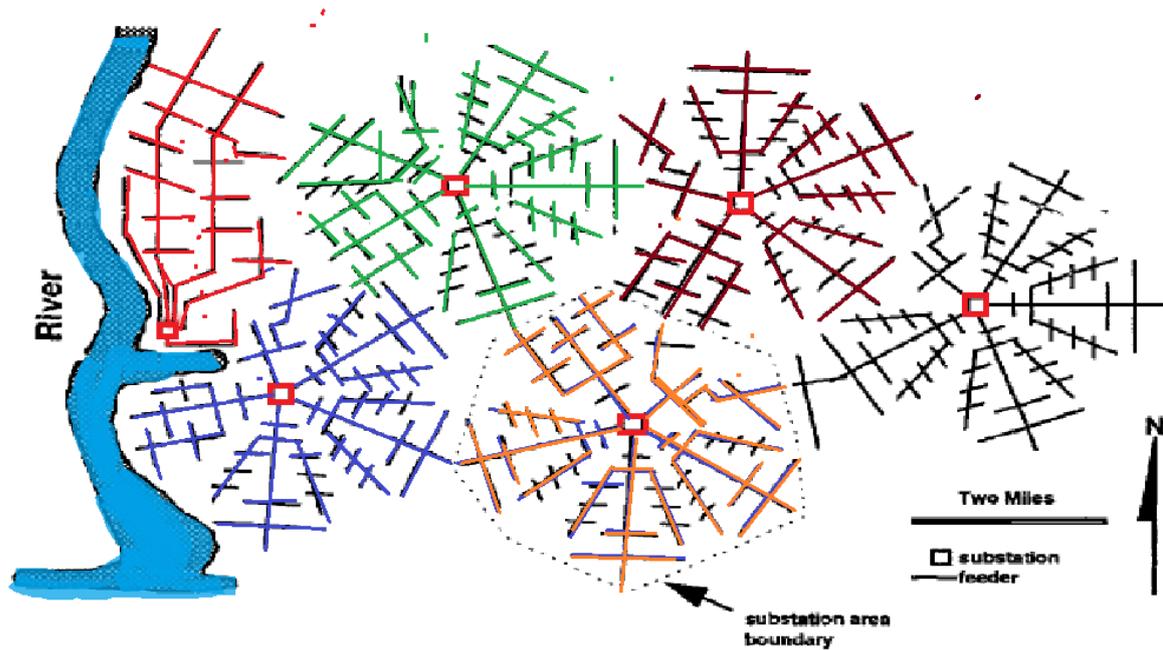


Figure 17: Exemple de vue géographique de la structure du réseau de distribution [4]

Les opérateurs sont très souvent obligés de modifier leur schéma d'exploitation pour remédier aux problèmes créés par des défauts qui entraînent un nombre de coupures importants.

Ainsi, la gestion des réseaux ne se limite plus uniquement à la planification ou à l'entretien des ouvrages, mais demande une maîtrise profonde du comportement électrique du réseau pour l'exploiter dans ses limites spécifiées.

1.3.2 Structure typique d'un réseau rural :

Avec l'objectif d'alimenter des charges faibles et souvent éparpillés sur de longues distances, cette structure ne peut être que radiale. C'est la seule structure universellement utilisée dans les réseaux interurbains mais souvent elle présente de très faibles possibilités de secours, notamment pour le cas des feeders assez longs.

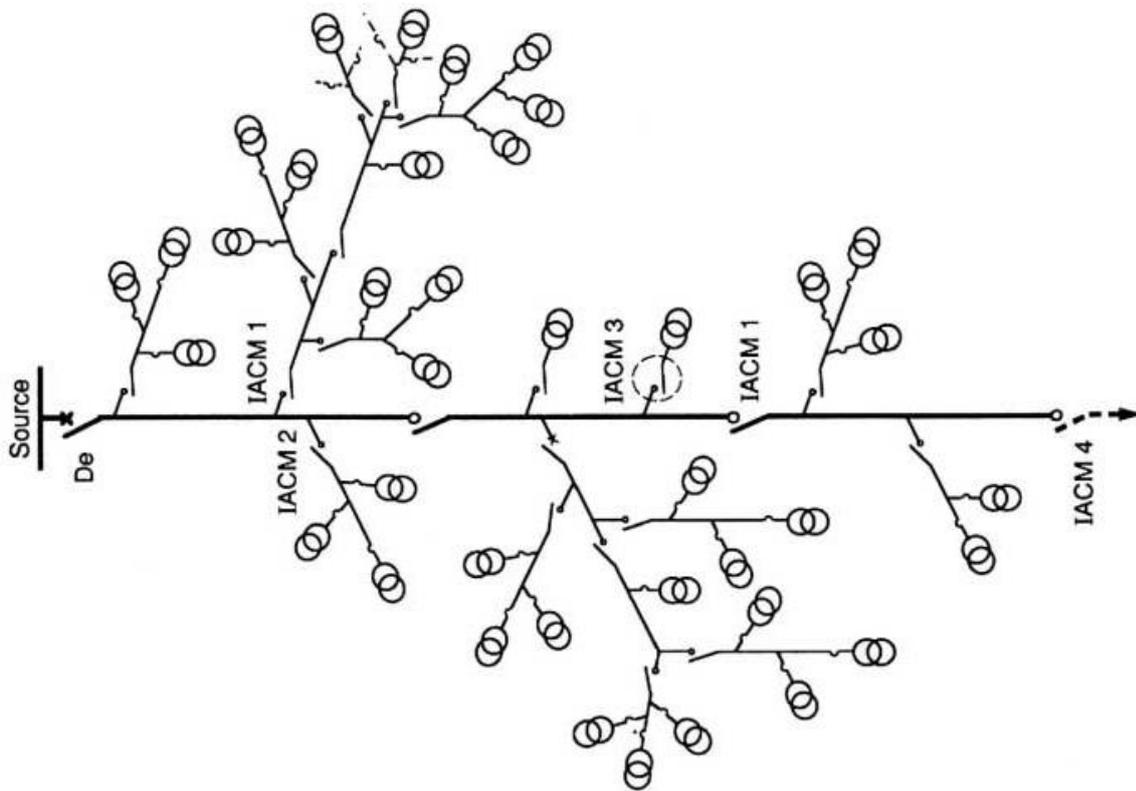


Figure 18: Structure typique d'un réseau de distribution rural

1.3.3 Structure des Réseaux basse tension :

Plus proche encore du client, l'architecture des réseaux BT est largement conditionnée par la voirie, la nature et la densité des constructions. Sauf cas particulier, la meilleure structure est la plus simple : de type arborescent, le moins de longueur possible, sections des conducteurs uniques ou décroissantes.

Elle fonctionne quelle que soit la densité de puissance et permet d'assurer une continuité de service satisfaisante. Les liaisons de secours entre lignes BT sont réservées aux cas exceptionnels. La réalimentation des utilisateurs en cas d'incidents peut se faire en déroulant un ou plusieurs câbles provisoires ou en installant un groupe électrogène.

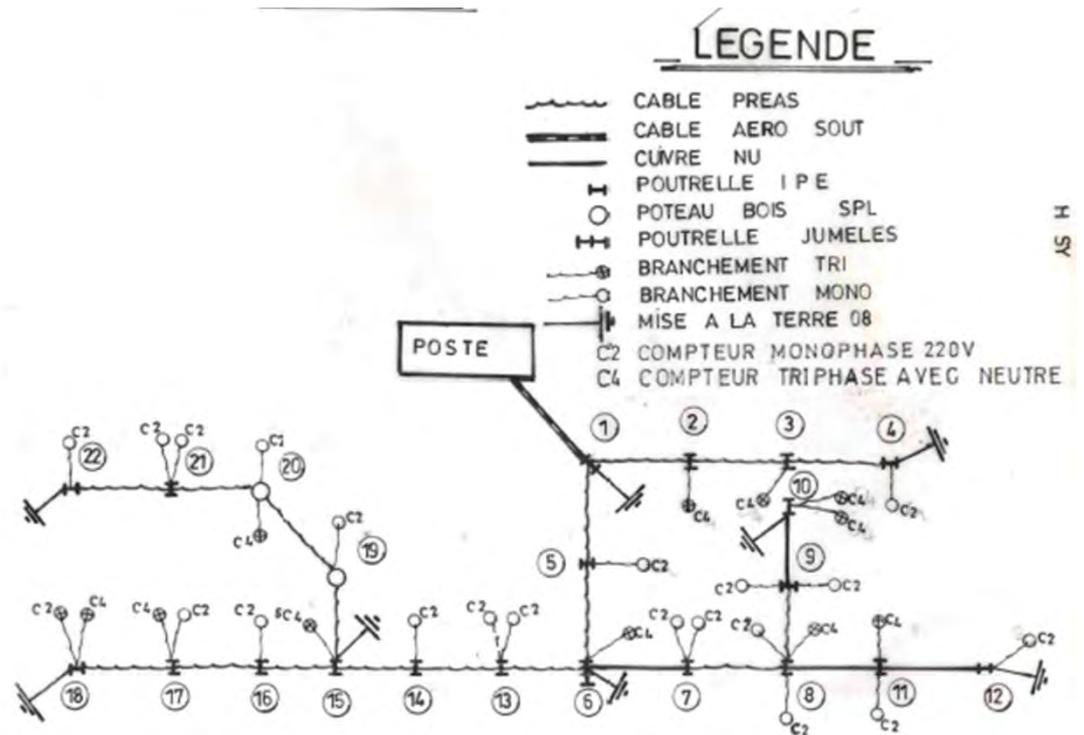


Figure 19: Exemple de schéma d'un réseau basse tension

1.3.4 Modèle topologique du réseau de distribution

La structure du réseau électrique peut être ramenée à un modèle topologique représentant tous les éléments du réseau.

Le réseau de distribution est constitué par les éléments suivants :

- Les postes de transformation HTB/HTA,
- Les charges,
- Les organes de coupure et de protection,
- Les lignes électriques,
- Les postes de transformation HTA/HTA et HTA/BT.

Ainsi le réseau d'électrique est généralement décomposé en poste et ligne qui peuvent être transposé respectivement en nœuds et ligne suivant la théorie des graphes.

Cette structure est invariante quel que soit l'état des lignes. Elle est déterminée par la donnée de l'ensemble fini de tous les nœuds du réseau noté $X = (x_1, x_2, x_3 \dots x_N)$ avec N étant le nombre total de nœuds et de l'ensemble fini de toutes les branches du réseau noté $B = (b_1, b_2, b_3 \dots b_M)$, M étant le nombre total de branches dans le réseau.

Chaque branche permet de relier deux nœuds de l'ensemble X de telle sorte que la branche puisse être représentée par son indice ou bien par le couple de nœuds à ses extrémités. Le graphe est noté $G(X, B)$.

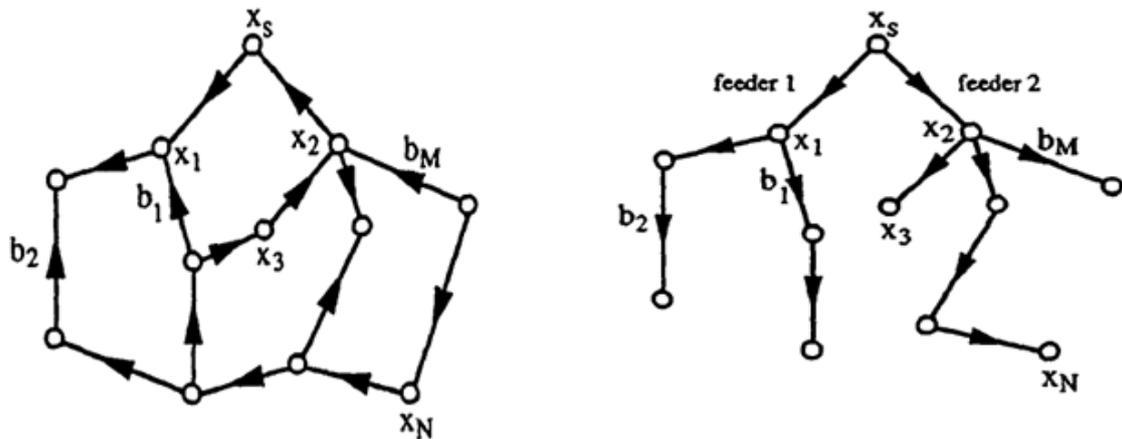


Figure 20: Structure topologique du réseau de distribution [11]

Sur la base de cette approche, des processus d'optimisation peuvent être effectués sur le réseau électrique.

1.4 Complexité des réseaux électriques

1.4.1 Généralité sur les systèmes complexes

De nombreux systèmes sont composés d'un grand nombre d'entités en interaction : on les qualifie souvent de systèmes complexes. Cependant, il n'y a pas de définition formelle largement acceptée. Toutefois plusieurs acteurs du domaine s'accordent sur le fait qu'un système est informellement dit complexe s'il met en relation un grand nombre d'entités avec des interactions accrues qui produisent des résultats imprévisibles et une émergence au niveau global de propriétés non observables au niveau des éléments constitutifs.

L'identification de ces types de systèmes passe le plus souvent par l'énumération d'un certain nombre de caractéristiques :

- Il est constitué d'un grand nombre, fini, d'entités.
- Il a des boucles de rétroaction : l'état d'une entité a un effet sur l'état d'une autre Entité et vice-versa.
- Ces entités entretiennent plusieurs interactions.

1.4.2 Application au réseau électrique

Comme les réseaux caractérisant l'environnement urbain (réseaux routiers, réseaux d'assainissement, réseaux de télécommunication, etc.), un réseau électrique peut être vu comme un système complexe.

La complexité est due principalement aux facteurs suivants :

- Le nombre important de composants (i.e. sources, consommateurs, infrastructure matérielle, entre autres) ;
- La multitude des phénomènes physiques qui y interviennent (i.e. propagation, effet Joule, entre autres) ;
- La diversité et l'emplacement des sources d'énergie par rapport aux zones de consommation ;

Chapitre 1 : Les réseaux de distribution électriques – complexité et mutations

- L'obligation d'assurer, à chaque instant, un équilibre entre les puissances produites et consommées (aux pertes près), liée aux possibilités limitées de stockage de l'électricité ;
- Les fortes interactions et les objectifs souvent antithétiques entre le fonctionnement du système électrique, son organisation, les phénomènes sociétaux, politiques et les contraintes environnementales ;
- Le maintien de l'équilibre passe par un contrôle intelligent, distribué et à temps réel de l'ensemble des paramètres du système électrique.

Assurer la qualité de service définie au point 1.2 implique que le distributeur d'électricité est tenu d'assurer une sécurité de la fourniture électrique avec les contraintes spécifiques liés à celle-ci : la nécessité d'assurer un suivi de charge, du fait du caractère non ou peu stockable de cette forme d'énergie.

Cette contrainte s'exerce en permanence, malgré les variations très fortes qu'observe la demande énergétique. Le système électrique doit être capable de compenser de façon quasi-instantanée, en termes d'équilibre entre l'offre et la demande, non seulement les aléas sur la consommation, mais également sur la production (interruption brutale de la fourniture d'énergie électrique par des installations de production) ou sur le réseau (indisponibilité de lignes, panne de transformateur, etc.).

L'une des propriétés particulières de l'électricité est que certaines de ses caractéristiques dépendent à la fois du producteur / distributeur d'électricité, des fabricants d'équipements et du client. Le nombre important de protagonistes et l'utilisation d'une terminologie et de définitions parfois approximatives démontrent en partie la complexité du sujet.

Un autre problème est le développement du réseau. En effet, le développement du réseau s'accompagne d'une multiplication des équipements qui rend plus complexe sa gestion, son exploitation, et sa maintenance. Aussi l'évaluation des dépenses d'investissement et d'entretien est –elle difficile à faire. Cette complexité pèse également sur l'exigence de sécurité.

Le tableau ci-dessous résume les points essentiels de cette complexité :

Tableau 1 : Complexité des systèmes de distribution

Point de complexité	Source de la complexité
Réseau	<ul style="list-style-type: none">• Les réseaux de distribution sont souvent construits sous forme de circuits maillés mais exploités radialement. Leur topologie change fréquemment en cours d'exploitation, en raison de pannes et de maintenance.• La structure du réseau change à mesure que le réseau s'étend• Les trois phases sont souvent déséquilibrées• Les échelles de temps à prendre en compte vont de quelques millisecondes (opération de protection) à plusieurs années (expansion du réseau).• Les réseaux ont des objectifs de performance stricts• La communication entre les éléments du réseau est limitée et la plupart des contrôles sont locaux• La surveillance complète des réseaux de distribution générerait une très grande quantité de données
Charge	<ul style="list-style-type: none">• La composition des charges est complexe et peu connue ;

	<ul style="list-style-type: none">• Le schéma de consommation de la charge de distribution varie dynamiquement dans le temps. La tendance de la variation de charge est plus difficile à prévoir que celle d'un grand réseau de transport.• Il n'est pas possible d'obtenir des mesures simultanées de toutes les charges. Les mesures de charge sont normalement insuffisantes et peuvent contenir des erreurs importantes et des données erronées.• La corrélation entre les charges n'est pas bien comprise
--	--

Ainsi l'analyse et le contrôle d'un système de distribution électrique se révèle extrêmement difficiles. Déployer une stratégie de contrôle globale sur le réseau électrique actuel s'avère être un véritable défi. [12] [13]

1.5 La situation mondiale de l'énergie électrique

Le monde connaît depuis plus d'une décennie de grandes initiatives pour la protection de l'environnement et la durabilité des politiques de développement.

Aujourd'hui, la COP 21, sommet international réunissant 195 Pays pour décider des mesures à mettre en place dans le but de limiter le réchauffement climatique, se donnent comme objectif :

- Renforcer le déploiement des projets dans le domaine des énergies renouvelables
- Mobiliser 10 milliards d'euros pour les énergies vertes
- Financer annuellement pour 62 milliards d'euros le climat.

Ainsi, jusque-là perçue comme l'apanage des environnementalistes, l'efficacité énergétique constitue aujourd'hui une véritable solution pour répondre à la demande ; cela se matérialise par l'intégration de centrales électriques virtuelles.

Les énergies renouvelables quant à elles connaissent un développement fulgurant, en particulier le solaire dont la maturité technologique, l'ingénierie économique et financière favorise l'augmentation des capacités et la baisse régulière des prix.

En dehors des éléments relatifs à la production, l'environnement des sociétés d'électricité connaît également de grandes mutations qui grâce aux solutions numériques améliorent la prise en charge des clients

Aussi, au-delà de la complexité liée à la gestion du réseau électrique plusieurs enjeux se dessinent :

- Exigence de maintien d'un niveau élevé de qualité de fourniture d'électricité et de sécurité du système électrique ;
- Satisfaire aux objectifs indispensables pour l'intégration des EnR (Energies Renouvelables) naturellement distribuées dont l'implantation n'est pas sans poser un certain nombre d'obstacles ;
- Garantir un cout abordable de l'électricité : L'épuisement prévisible des ressources en énergies fossiles ainsi que le début des démantèlements des centrales nucléaires va impliquer une augmentation du prix de l'Energie. Pour compenser, de nouvelles sources d'Energie ont été développées, mais celles-ci ont un prix de production plus élevé. Pour éviter de répercuter cette hausse de prix sur les factures des consommateurs, il est

nécessaire de trouver de nouveaux comportements sur le marché pour réduire le risque d'augmentation de tarif afin que l'énergie électrique puisse rester accessible au plus grand nombre.

1.6 Enjeux et mutations dans les réseaux de distributions électriques

Les nouvelles tendances annoncent de grands changements sur les réseaux électriques. Ainsi les réseaux devront devenir plus autonomes qu'ils ne le sont aujourd'hui avec essentiellement deux approches :

- **Smart grid** : évolutions possibles des réseaux électriques, tels que la gestion de la demande ("demand-side management"), l'intégration des véhicules électriques ou hybrides ou encore les nouveaux types (et comportements) d'utilisateurs du réseau tels les "prosumers", des consommateurs ayant leurs propres générateurs d'énergie.
- **Microgrid** : réseau moins complexe que le réseau électrique global, mais ce réseau reste un système complexe comprenant de nombreux périphériques qui peuvent être producteurs ou consommateurs d'énergie.

Cette adaptation du système électrique doit passer par l'intégration de nouvelles technologies de l'information et de la communication aux réseaux.

Pour les distributeurs, cela conduira à :

- Optimiser la fourniture d'électricité lors des pics de consommation, en lissant la courbe de charge, et donc à différer des investissements coûteux en renforcement de réseau ;
- Maitriser les pertes techniques en adaptant la configuration du réseau en fonction de la répartition des charges ;
- Accompagner les actions sur les pertes non techniques à travers de solutions innovantes de type « Smart Meter » et de ses outils de suivi et contrôle associés ;
- Diminuer le nombre de pannes (SAIFI) en réduisant la surcharge des lignes ;
- Diminuer le temps moyen de coupure (SAIDI) en privilégiant les automatismes à travers des fonctions avancées de conduite (FLISR : Fault Location, Isolation and Service Restoration) et en dotant les services opérationnels de moyens mobiles intelligents ;
- Intégrer au réseau de nouvelles sources d'énergies sûres et complémentaires, mais souvent irrégulières et diffuses telles que les panneaux et centrales solaires, éoliennes, etc. avec des possibilités de gestion en mode « ilotage » associées à des solutions de stockage.

Le client final, qui verra la qualité de service s'améliorer notablement dès les premières phases de la mise en œuvre, pourra également bénéficier de nouveaux services à valeur ajoutée proposés par son fournisseur :

- Maitrise de la consommation d'électricité
- Contrôles des équipements à distance

En conclusion, les réseaux de distribution, qui étaient jusqu'à présent presque toujours des rues à sens unique, deviendront de larges autoroutes de l'énergie avec des voies multiples.

1.7 La situation de l'électricité au Sénégal

Au Sénégal, l'électricité, principalement fournie par Senelec (société nationale d'électricité), constitue le principal défi en termes d'accès, de coût et de qualité de service [14].

L'énergie pèse fortement sur les ménages, les entreprises et, plus généralement, l'attractivité économique du Sénégal ; en effet, le coût de l'énergie au Sénégal figure parmi les plus élevés au monde.

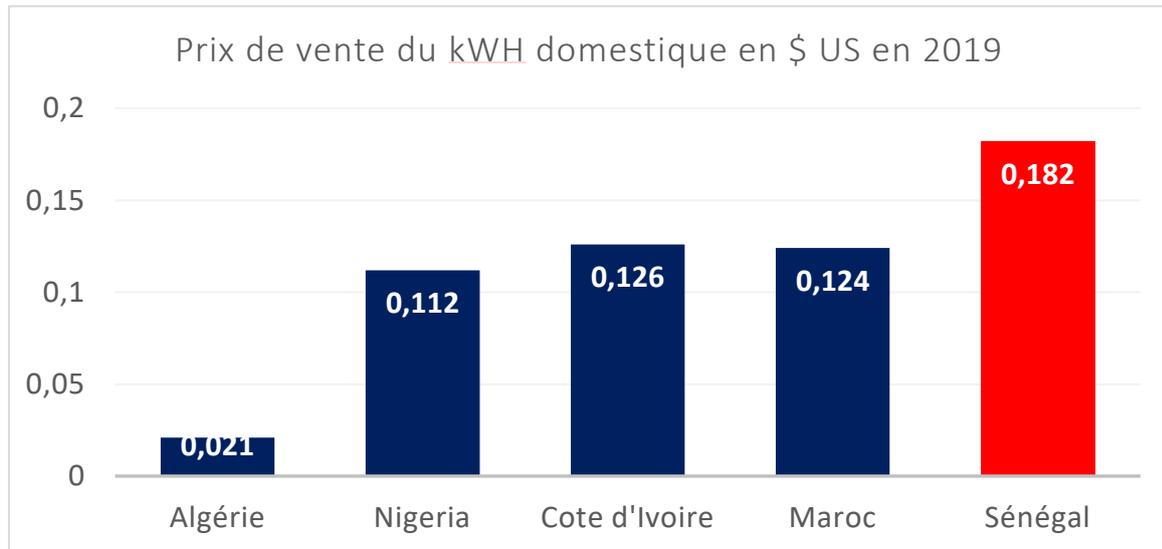


Figure 21: Prix de vente comparatif de l'électricité – World Bank Doing Business 2019

La figure 22 donne un résumé du diagnostic à 360° du secteur de l'électricité au Sénégal [14]

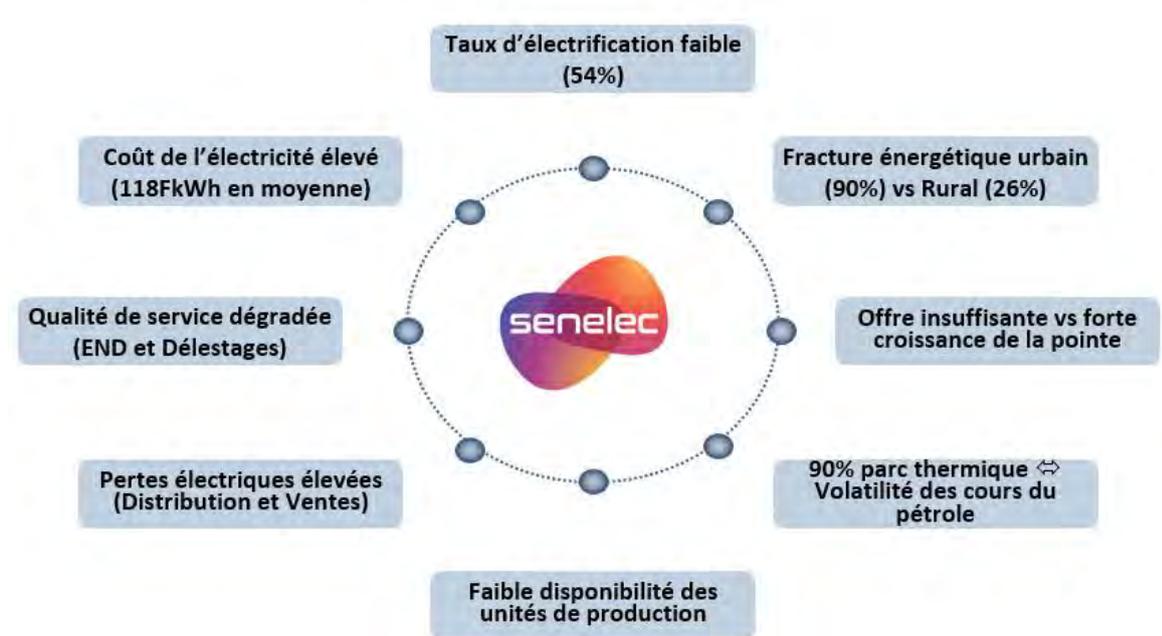


Figure 22: Vue à 360° des problématiques de l'électricité au Sénégal-2016 [14]

L'évolution du cadre législatif du sous-secteur de l'électricité adresse l'essentiel des problématiques et démontre l'enjeu clé qu'à toujours représenté l'électricité pour les pouvoirs publics.

Le réseau de distribution de la Senelec a souffert d'un retard d'investissement important qui a constitué aujourd'hui un handicap majeur pour la satisfaction des exigences d'une fourniture d'électricité permanente et de bonne qualité.

Le Sénégal a connu une grande crise dans le secteur de l'électricité ces dernières années avec le summum en 2011 avec ce qu'il est convenu d'appeler les « émeutes de l'électricité » : en effet suite à de longues coupures répétées les populations sont sorties pour manifester et saccager les édifices publics.

Le réseau de distribution qui est divisé en deux niveaux de tension est alors caractérisé par :

- Réseaux HTA : ce sont des réseaux en 30 kV et en 6,6 kV en majorité constitués de câbles souterrains dont le tracé est très souvent inconnu.
 - Le réseau 6,6 kV est le plus ancien, il souffre de vétusté avancée, et d'obsolescence au niveau des équipements. Les circuits sont saturés et fonctionnent à la limite de surcharge admissible. Les cinq sous-stations de Dakar sont à la limite de leur capacité et n'ont plus de puissance garantie. Les transformateurs 30 kV/6,6 kV fonctionnent presque tous simultanément et donc sans secours possible. Des problèmes de surcharge et de dysfonctionnement des protections sont régulièrement rencontrés. Depuis 2010, de grands investissements ont été effectués sur ce réseau afin de le passer en 30kV.
 - Le réseau 30 kV est plus récent, il est presque en totalité en câble souterrain à Dakar. Il souffre cependant d'un manque de souplesse lié à la configuration du réseau qui fonctionne presque sans câble de secours. La moindre panne sur un tronçon de câble entraîne des impossibilités de réalimentation pour les clients concernés. Ces câbles sont exposés à des agressions multiples et quasi permanentes (chantiers routiers, travaux publics, etc.). Il faut aussi relever le très faible niveau de télésignalisation et de téléconduite de ces réseaux qui ont pour conséquences des temps d'intervention sur incident très longs et par conséquent une mauvaise qualité de service et beaucoup d'Energie Non Distribuée.
- Réseaux BT :
 - Ces réseaux sont soit aérien en câble préassemblé isolé ou en conducteurs nus, soit en câble souterrain. La plupart sont en situation de surcharge du fait de l'augmentation de la demande liée à l'urbanisation galopante et aussi à l'accroissement exponentiel de la demande en profondeur.
 - Les postes MT/BT sont rapidement mis en situation de surcharge quelques années après leur mise en service.
 - Les transformateurs sont fortement sollicités et les cas d'avaries sont nombreux, malgré les campagnes de mesures préventives et les actions de sécurisation.
 - Pour ce qui est des câbles souterrains ils subissent de nombreuses agressions des riverains, entraînant un taux élevé de pannes et de sinistres.
 - Également le programme de maintenance est impossible à réaliser suivant le planning annuel et beaucoup d'indisponibilités ne sont pas levés dans les délais.

Cela entraîne des contraintes d'exploitation supplémentaires qui impactent davantage sur la qualité de service.

La situation au Sénégal n'est pas particulière, elle est partagée par l'ensemble des pays en développement. Ainsi les coupures d'électricité sont monnaie courante dans presque tous les pays d'Afrique de l'Ouest. La plupart des centrales électriques et réseaux de transport de l'électricité ont été construits dans les années 50 et 60. Par manque d'investissements et d'entretien, les infrastructures sont en déroute. Le Nigeria, exemple éloquent, n'exploite qu'un tiers des capacités de ses installations du fait de leur vétusté.

Selon les estimations, 20 % tout au plus de la population de l'Afrique, et dans certains pays 5 % à peine, a directement accès à l'électricité. Cette proportion n'est que de 2 % en milieu rural. La demande devrait augmenter d'environ 5 % par an au cours des 20 prochaines années. Il est indispensable, estiment les experts, que l'Afrique se dote d'infrastructures pour fournir de l'électricité aux populations non desservies, en particulier dans les zones rurales où vit la majorité des Africains. [15].

Ainsi, les pays en développement doivent faire face à des temps de coupure excessifs sur des réseaux très vétustes ou trop longs, infligeant aux clients des interruptions préjudiciables à leurs activités et au fonctionnement normal des installations industrielles.

Les énormes besoins en infrastructures électriques dans les pays en développement offrent une occasion unique d'apprendre des pays développés et d'aller de l'avant sans nécessairement répéter toutes les étapes par lesquelles ceux-ci sont passés.

Aujourd'hui, la Senelec se donne comme objectif de dépasser ces difficultés avec un vaste plan d'investissement qui vise à assurer un réseau fiable et avec une qualité de service continu à l'horizon 2020. Le « Plan Yeesal 2020 » a comme objectif stratégique de faire de Senelec une « Entreprise de référence rentable au service de la Clientèle et du développement économique et social du Sénégal ».

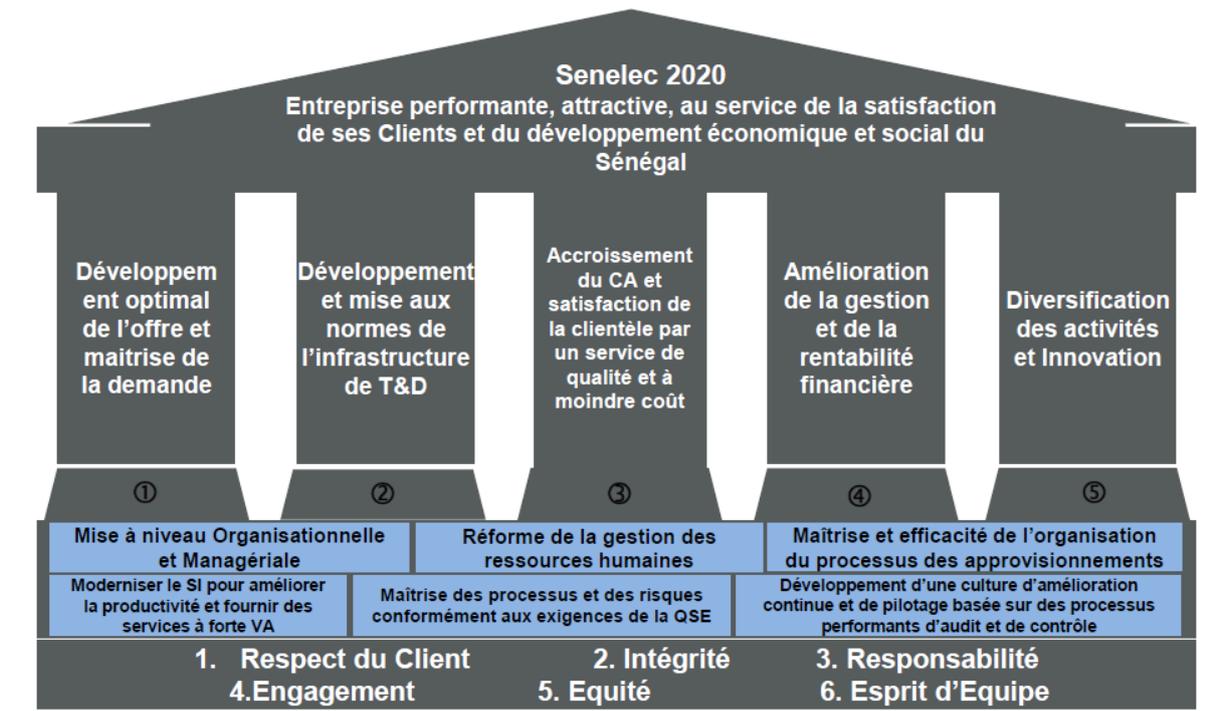


Figure 23: Plan stratégique Yeestal Senelec 2020[14]

Ce plan est la mise en œuvre opérationnelle des objectifs du PSE (Plan Sénégal Emergent) qui se donnent comme objectif, à l'horizon 2030, pour le secteur de l'électricité :

- Accroître les capacités (marge de sécurité vs pointe) et équilibrer le mix énergétique (25% Charbon et 10% ENR en 2017)
- Accroître la maîtrise de la demande notamment dans les ménages (incitations et normes)
- Mettre à niveau le réseau de Transport et Distribution (renforcement, extension et interconnexion)
- Mettre en œuvre un Programme d'urgence pour l'électrification rurale (PUER)
- Redressement de Senelec (capacité d'investissement)
- Attirer les investisseurs privés (1650 Mds sur 1880 Mds de Capex prévus sur 2014-2020)

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons introduit les réseaux électriques avec les définitions nécessaires à la compréhension des problèmes abordés dans cette thèse. Les points relatifs à la complexité du réseau électrique, le contexte mondial de la situation électrique, la particularité du Sénégal et les nouvelles tendances sont également abordés.

« De nouvelles techniques apparaissent du simple fait que des personnes intelligentes ont accès à l'état de l'art de la technologie »
- Robert E. Kahn.

Chapitre 2 : Etat de l'art des systèmes de gestion intelligente des réseaux électriques

Ce chapitre donne l'état de l'art des systèmes de gestion intelligente des réseaux électriques et les problématiques liés à leur implémentation.

2.1 Conduite et exploitation des réseaux de distribution

La distribution de l'énergie électrique est l'étape finale de la fourniture de l'énergie électrique. Par conséquent il est nécessaire d'assurer la conduite du réseau de distribution qui est l'ensemble des actions menées par les opérateurs pour permettre le bon fonctionnement du réseau et ainsi assurer l'approvisionnement des clients avec une bonne qualité de service qui respecte les limites contractuelles.

La qualité de l'énergie délivrée doit être conforme à des caractéristiques définies par des normes internationales auxquelles le distributeur doit se conformer. En guise d'exemple, la norme européenne EN 50610 qui fait office de référence dans ce domaine résume dans le tableau ci-dessous les caractéristiques auxquelles la tension doit satisfaire.

Caractéristiques	Valeurs admises
Fréquence	BT : 50 Hz \pm 1 % pendant 99.5 % du temps sur une année. HTA : 50 Hz + 4 % / - 6 % pendant 100 % du temps.
Tension	BT : 230 V \pm 10 % pendant 95 % du temps sur une semaine. HTA : 20 kV \pm 10 % pendant 95 % du temps sur une semaine.
Harmoniques	Taux global de distorsion harmonique $\leq 8 \% \cdot U_{nominale}$.
Déséquilibre de la tension	$U_{inverse} \leq 2 \% \cdot U_{directe}$ pendant 95 % du temps sur une semaine.

Figure 24: Caractéristiques normalisée de la tension de distribution, d'après [17]

Ainsi pour garantir un fonctionnement correct du réseau, le gestionnaire procède à plusieurs opérations comprenant les taches d'Exploitation du Réseau, d'Optimisation du Réseau, d'Analyse du Réseau et de Planification du Réseau.

Pour ce faire le gestionnaire de réseau met en place au sein de son organisation un centre de conduite chargé de superviser en temps réels le réseau et d'agir pour le maintien de la qualité de service.

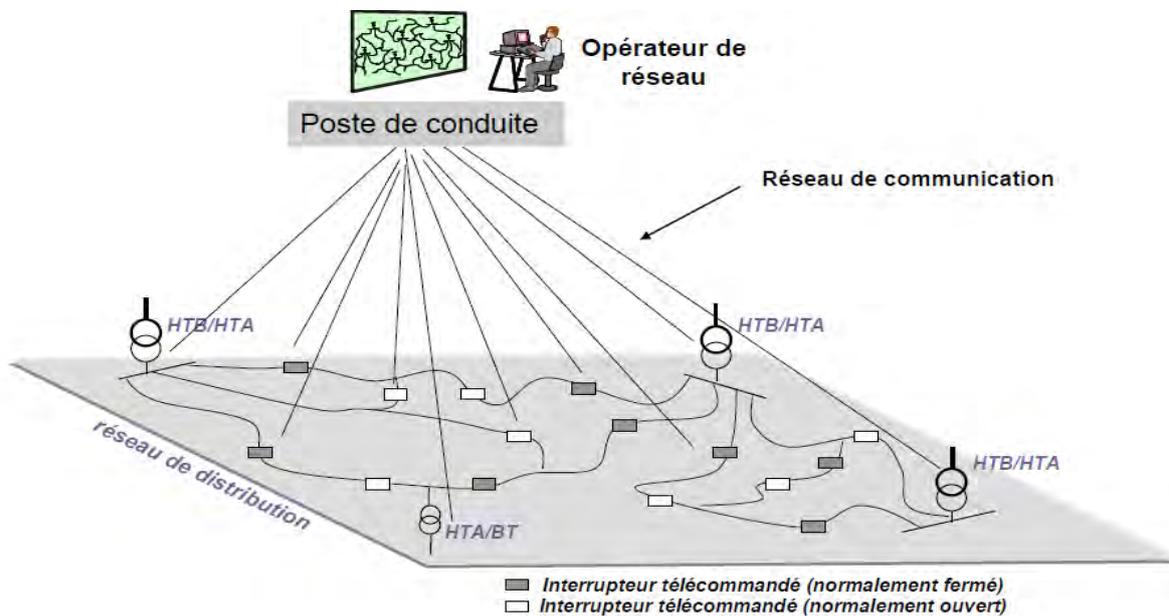


Figure 25: Principe de la conduite des réseaux de distribution [13]

La conduite du réseau comprend l'ensemble des actions réalisées afin de maintenir la fourniture à un bon niveau de qualité et rétablir la distribution d'électricité lorsque celle-ci a été interrompue.

2.1.1 Exploitation

Il s'agit de faire une gestion du réseau en temps réel avec les actions suivantes :

- Définir et modéliser le réseau pour avoir 100% de visibilité sur toutes les grandeurs électriques ; courant (I), tension (V), puissance active (P), puissance réactive (Q) sur l'ensemble des nœuds du réseau
- Effectuer les opérations (manœuvres, transferts de charges, délestage...)
- Localiser les défauts et assurer les reprises d'exploitation après défaut

Une activité très importante à ce niveau est la capacité à faire face aux défaillances dans la continuité de la fourniture. Ce qui fait que le distributeur doit être capable de localiser un défaut électrique, de l'isoler et de reprendre le service dans les meilleurs délais. Cette activité est généralement connue sous le nom de FLISR (Fault Location, Isolation, Supply Restoration ou Service Restoration). Cet aspect fait d'ailleurs partie des applications pratiques proposées dans cette thèse. Nous renvoyons le lecteur au Chapitre 4.

La modélisation du réseau permet d'avoir une visibilité sur toutes les grandeurs électriques (I, V, P, Q) sur l'ensemble des nœuds du réseau à travers des calculs électriques, notamment la fonction d'écoulement de charge ou Load Flow. Cette connaissance des grandeurs électriques à tout point du réseau est essentielle pour suivre la qualité de service et les capacités admises des équipements du réseau (ligne, transformateur) afin d'éviter de les surcharger.

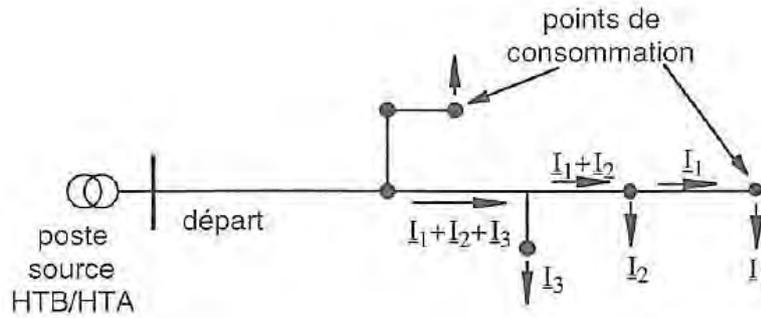


Figure 26: Exemple de détermination des courants dans les branches du réseau [16]

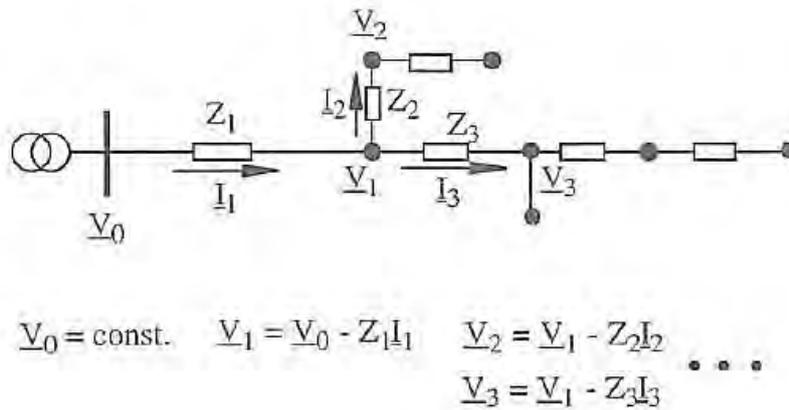


Figure 27: Exemple de détermination des tensions à partir du poste source [16]

2.1.2 Optimisation

Afin d'assurer une rentabilité de son activité, le distributeur d'électricité doit assurer une optimisation de l'exploitation du réseau.

Il s'agit de procéder à des opérations permettant la réduction des pertes d'énergie grâce aux actions suivantes :

- Optimiser le schéma d'exploitation (point d'ouverture...)
- Optimiser les grandeurs électriques (gestion du plan de tension, Volt/Var...)
- Gestion de la pointe de consommation.

Une fonction très importante à ce niveau est la reconfiguration du réseau pour en garder toujours un fonctionnement optimal.

2.1.3 Analyse

Dans le cadre de l'exploitation du réseau il est nécessaire de procéder à une analyse des performances du réseau avec les actions suivantes :

- Calculer la performance continue (pertes, critère B, END...)
- Analyser les défauts avec archivage et enregistrement des événements

- Analyser le plan de protection, les harmoniques et les pannes possibles (contingences)

Une fonction très importante à ce niveau est la *Gestion du Plan de Défense du réseau (ou plan de délestage automatique)*. Cet aspect fait d'ailleurs partie des applications pratiques proposées ici. Nous renvoyons le lecteur au Chapitre 5.

2.1.4 Planification

Il s'agit de procéder au suivi du développement du réseau avec les actions suivantes :

- Prévoir la charge à moyen/long terme
- Créer des scénarii de développement et proposer la meilleure stratégie
- Quantifier et localiser les besoins en matériel et en renforcement de réseau

Une fonction très importante à ce niveau est la Planification du réseau. La figure ci-dessous donne une synthèse des problématique liées à la question de la planification.

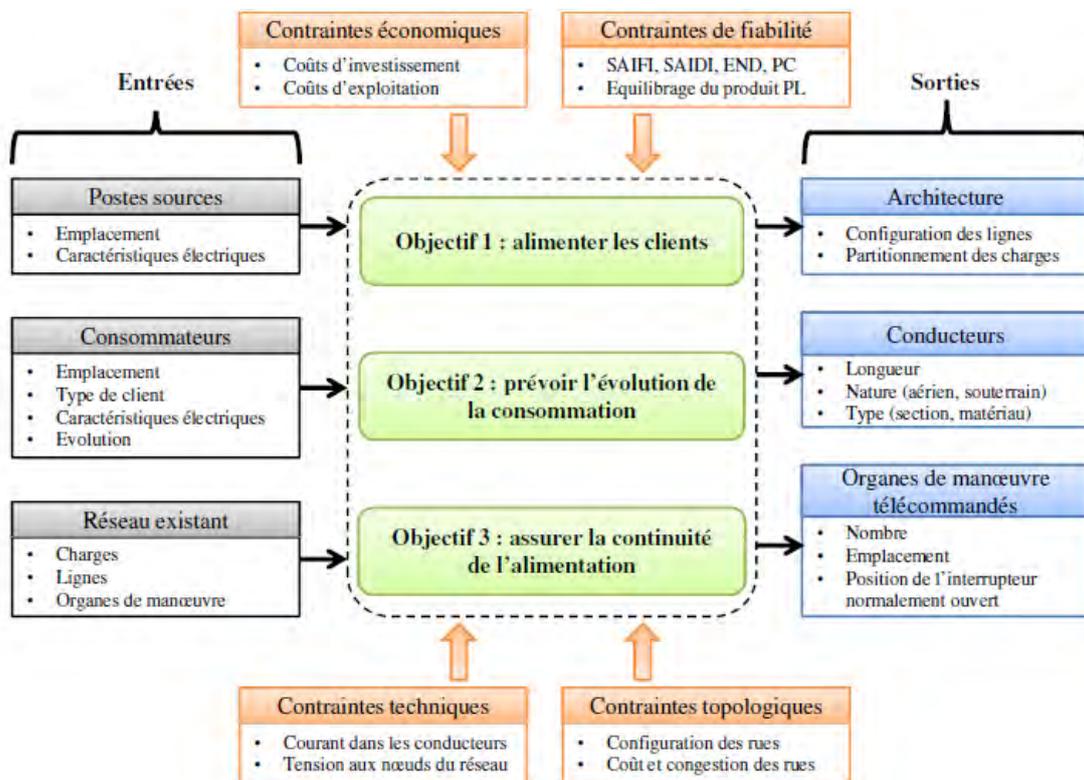


Figure 28: Synthèse des problématiques relatives à la planification du réseau de distribution, d'après [18]

2.2 Les plateformes de gestion des réseaux

Au cours des vingt dernières années l'informatique a connu une grande pénétration chez les gestionnaires de réseau électrique tendant à automatiser toutes les tâches précédemment décrites. Plusieurs plateformes ont été développées dans ce sens pour assurer une meilleure gestion des tâches analytiques.

2.2.1 SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)

L'exploitation temps réel se fait généralement en utilisant un système de contrôle et d'acquisition de données appelé SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). Le SCADA a pour rôle de fournir des informations temps réel sur le système aux outils de modélisation et d'analyse. Le SCADA est indispensable pour piloter le réseau en temps réel.

Le centre de conduite est lié aux postes qu'il supervise par un réseau de télécommunication permettant la remontée des informations des postes de manière quasi instantanée. Pour ce faire, au niveau des postes, des unités de transmission de données appelés RTU (Remote Terminal Unit) ou des automates programmables industriels ont en charge l'acquisition et l'échange d'informations.

Dans la plupart des réseaux, la conduite est centralisée et toutes les informations sont gérées par le centre de conduite. Les actions qui sont menées sont la télésurveillance et la télécommande du réseau.

- **La télésurveillance** : Elle inclut la télésignalisation et la télémessure. La télésurveillance regroupe toutes les signalisations du réseau et assure la télémessure des puissances consommées, de la tension, et de la fréquence et veille à maintenir ces grandeurs dans les limites admissibles.
- **La télécommande** : Elle permet l'isolation, la séparation du réseau en cas de défaut ou lors de travaux sur certaines parties du réseau grâce à une action à distance sur des organes de coupures du réseau motorisés.

Le SCADA possède les attributs suivants :

- **Acquisition de données** : Les informations décrivant l'état de fonctionnement du système sont collectées automatiquement par des terminaux distants (RTU). Cela comprend l'état des appareils de coupure ainsi que les alarmes et les valeurs mesurées des tensions et des courants. Ces informations sont transmises au centre de contrôle en temps quasi réel.
- **Surveillance, traitement des événements et alarmes** : Une fonction importante du SCADA est de comparer les données mesurées aux valeurs normales et aux limites, par exemple pour surveiller la surcharge de transformateurs ou de circuits d'alimentation et les dépassements des limites de tension. Il détecte également le changement d'état de l'appareillage de coupure et le fonctionnement des relais de protection. Un événement est généré en cas de changement d'état de l'appareillage de coupure ou de dépassement des limites du circuit. Tous les événements générés par les fonctions de surveillance sont traités par la fonction de traitement des événements, qui classe et regroupe les événements et fournit l'information appropriée aux exploitants du système par l'entremise de l'interface homme-machine (IHM). La plupart des événements critiques seront envoyés aux opérateurs en tant que des alarmes, par exemple, des couleurs clignotantes ou des signaux sonores.
- **Contrôle** : Le contrôle par un système SCADA peut être déclenché manuellement ou automatiquement. La commande manuelle peut être la commande directe d'un dispositif

particulier (par exemple, un disjoncteur ou un changeur de prises). Certaines fonctions sont déclenchées manuellement par l'opérateur de la salle de commande, mais suivent ensuite la logique de commande locale pour s'assurer que l'équipement est utilisé selon une séquence spécifique ou dans des limites spécifiques. La commande déclenchée automatiquement est déclenchée par un événement ou une heure spécifique.

- **Stockage des données, journal des événements, analyse et reporting** : Les mesures en temps réel sont stockées dans la base de données en temps réel du système SCADA au moment de leur réception. Comme la mise à jour des données remplace les anciennes valeurs par de nouvelles, les données horodatées sont stockées dans la base de données historique à intervalles périodiques, par exemple, toutes les 5 minutes ou toutes les heures, pour une utilisation ultérieure.

Le SCADA a été la première technologie utilisée dans le domaine de la gestion de la distribution électrique et reste la fonctionnalité la plus critique du centre de conduite.

2.2.2 DMS (Distribution Management System)

Le DMS (Distribution Management System) – Système de Gestion de la Distribution - est une couche supplémentaire bâtit au-dessus du SCADA pour effectuer plusieurs fonctions de calcul électrique pour garantir le fonctionnement correct du réseau et une reprise de service rapide en cas de défaut.

L'objectif principal du DMS est de trouver le point de fonctionnement optimal du réseau, de minimiser les coûts globaux et de maintenir le système dans les contraintes techniques.

Le DMS est donc une suite d'applications informatiques dont l'objectif est de tenter de maîtriser la complexité liée à la gestion de distribution électrique. Il assure également une visualisation du réseau en question à travers un schéma unifilaire et une vue géographique.

L'essentielle des fonctions du DMS sont supportées par des outils de modélisation et d'analyse des sources de données et/ou des interfaces avec des systèmes externes, comme le montre la figure 30.

La principale fonction pour assurer la fiabilité des données utilisée par toutes les applications est appelé estimateur d'état.

2.2.2.1 Estimateur d'état :

Le nombre de points de mesures étant généralement très limité dans un réseau de distribution, le fonctionnement du DMS est basé sur l'état estimé du réseau fourni par un estimateur d'état de distribution ad hoc. L'algorithme d'estimation d'état est capable de trouver la valeur des variables d'état du réseau avec un niveau de qualité préfixé à partir de mesures réelles (obtenue du SCADA) et de pseudo-mesures obtenu via les données historiques et des calculs électriques – voir fig 29.

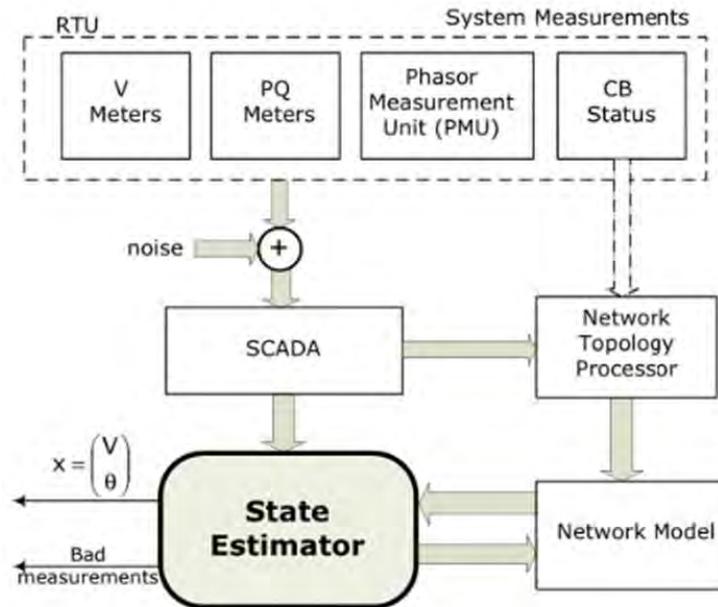


Figure 29: Block Diagramme du principe de la fonction « estimateur d'état », inspiré de [19]

2.2.2.2 Les principales applications du DMS

Ce sont des fonctions qui reprennent pour l'essentiel les activités décrites au point 2.1 *Conduite et exploitation des réseaux de distribution*, pour en assurer la gestion informatique de la manière la plus optimale.

Nous pouvons citer entre autres :

- **Fonctions pour la surveillance, l'exploitation et la gestion des pannes du système.** Ce sont des Applications responsables du fonctionnement quotidien du réseau dans le but premier d'assurer la continuité de l'approvisionnement.
- **Fonctions d'aide à la gestion des actifs de la compagnie d'électricité,** comme le contrôle des stocks, la construction de nouveaux ouvrages, les enregistrements, les schémas et la cartographie. Il s'agit notamment du système de cartographie automatisé, du système de gestion des installations et du système d'information géographique.
- **Fonctions associées à la conception et à la planification des extensions du réseau.** Ces applications sont utilisées pour les audits de l'exploitation des systèmes afin de déterminer des solutions à court terme et la planification optimale de l'extension pour réaliser le renforcement du système à un coût minimum.

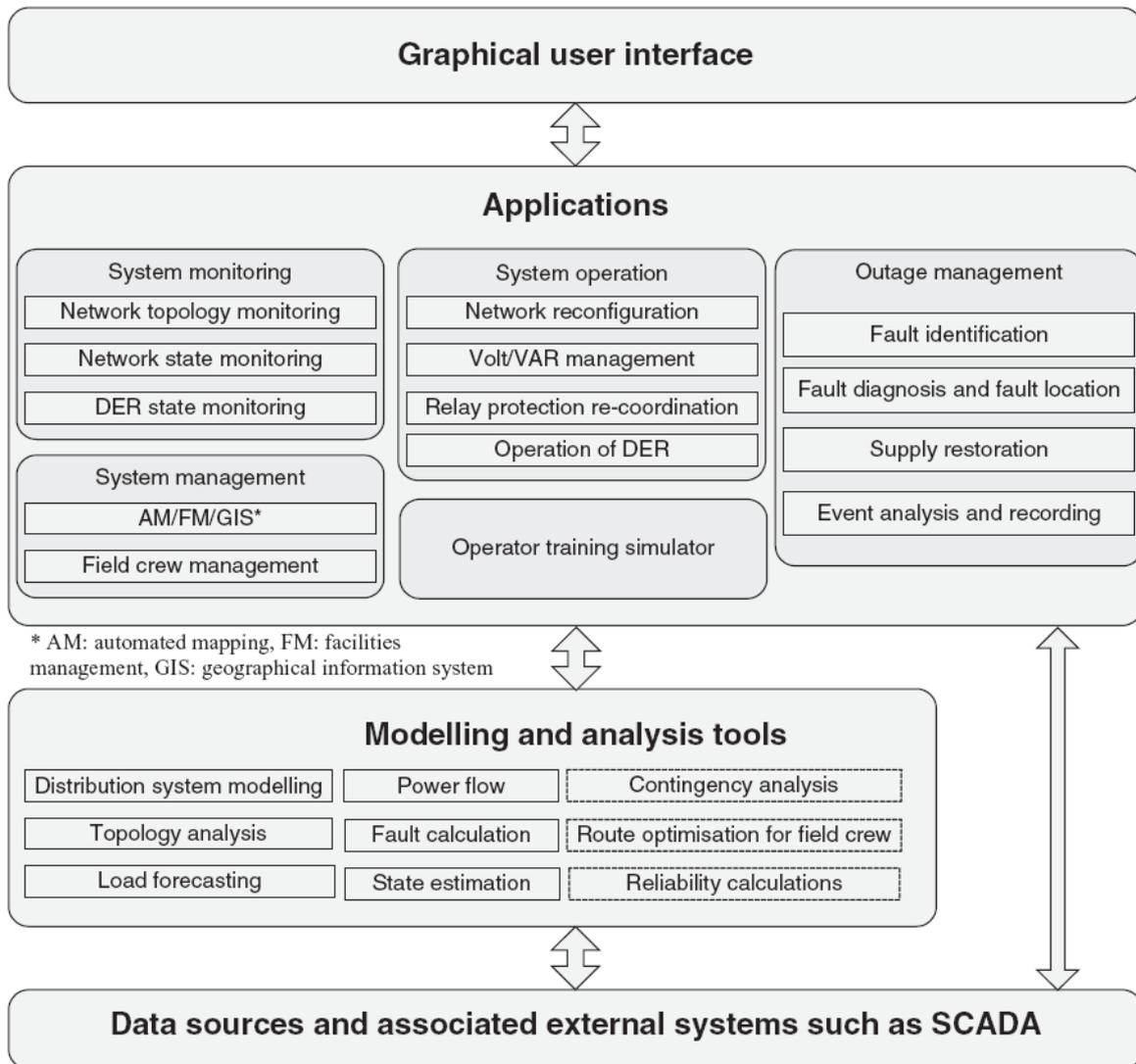


Figure 30:architecture et principales composantes d'un système DMS, inspiré de [20]

2.2.3 OMS (Outage Management System)

L'OMS (**Outage Management System**) – **Système de gestion des coupures** est la fonction qui permet de gérer les coupures du réseau jusqu'au niveau même Basse Tension (BT), là où le SCADA est généralement « aveugle ».

La fonction OMS est un système qui combine les perturbations notées au niveau du Centre d'appel dépannage avec les outils du DMS pour identifier, diagnostiquer et localiser les défaillances, afin d'isoler les défauts et rétablir l'alimentation. Il fournit un retour d'informations aux clients qui sont touchés. Il analyse également l'événement et garde l'historique de la panne ainsi que le calcul des indices statistiques d'interruption. Le flux d'information d'un OMS est illustré à la figure 31. La gestion des pannes est importante dans les réseaux de distribution avec les objectifs (et parfois des pénalités) pour restaurer l'alimentation d'une partie défectueuse du réseau dans un délai de temps. [20]

Cet aspect fait d'ailleurs partie des applications pratiques proposées dans cette thèse. Nous renvoyons le lecteur au Chapitre 6.

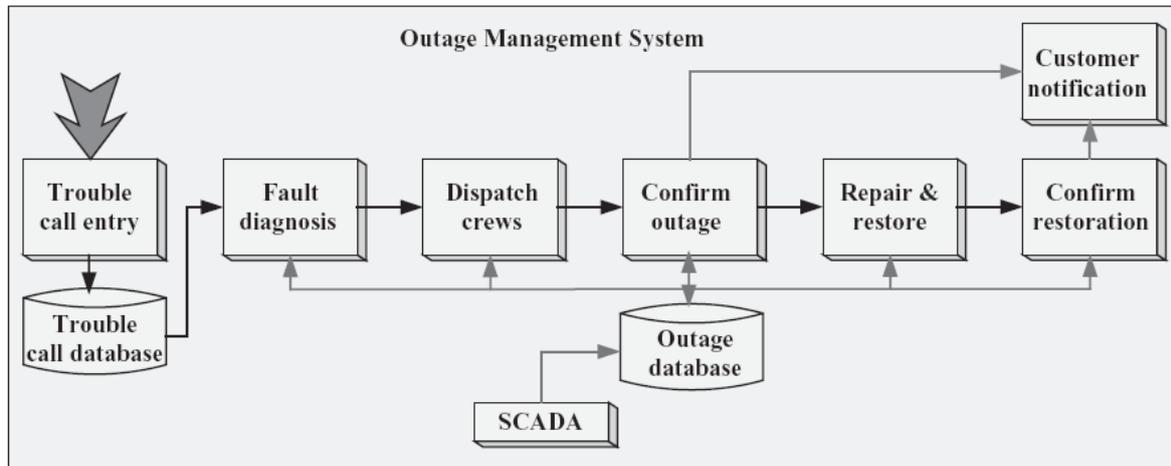


Figure 31: flux d'information d'un système de gestion des coupures (OMS), inspiré de [20]

2.2.4 DSM (Demand Side Management)

Le DSM (**Demand Side Management**) – **Gestion de la Demande** est la fonction qui permet de piloter finement la demande pour équilibrer au mieux un réseau fortement contraint en utilisant la flexibilité des utilisateurs finaux (modulation des consommations, production ou stockage distribués). En un mot, c'est la gestion de la flexibilité.

2.2.5 Système d'information géographique dans la gestion du réseau électrique

Historiquement les compagnies d'électricité assuraient la modélisation du réseau électrique à travers un schéma unifilaire ou une carte géographique. Les gestionnaires utilisaient également des outils d'aides à la conception assistée par ordinateur (type DAO- Dessin Assisté par Ordinateur), ce qui ne permettait de donner une corrélation géographique au schéma unifilaire.

Avec l'avènement des Systèmes d'Information Géographiques (SIG), ceux-ci ont naturellement intégré les outils de gestion du réseau apportant la fonctionnalité connue sous le nom de AM/FM (AM-Automated Mapping and FM- Facility Management). Le système AM/FM permet d'assurer la relation schéma unifilaire et emplacement géographique des équipements nécessaires pour une conduite optimale du réseau.

2.2.6 Système de Gestion Avancée de la Distribution- ADMS

Les nouveaux systèmes de gestion des réseaux, regroupant toutes les fonctions précédemment décrites sont dénommés ADMS (Advanced Distribution Management System) ou IDMS (Integrated Distribution Management System).

C'est une nouvelle tendance dans les solutions informatiques pour les compagnies de distribution d'électricité.

En général, l'ADMS est un système complexe qui peut remplacer une partie (ou la totalité) des systèmes spécialisés précédemment décrits. Ainsi tous les systèmes séparés (SCADA, OMS, DMS, etc.) sont organisés en modules qui fonctionnent sur une plate-forme commune.

La plate-forme et l'interface utilisateurs communs réduisent la quantité de formation pour les employés de l'entreprise et réduisent la complexité des processus de gestion.

Tous les modules utilisent les mêmes données (modèle de réseau, information sur les équipes terrains, information sur les clients, etc.), ce qui réduit considérablement le coût du maintien des mêmes données dans plusieurs systèmes et rend les données accessibles à plusieurs services et utilisateurs.

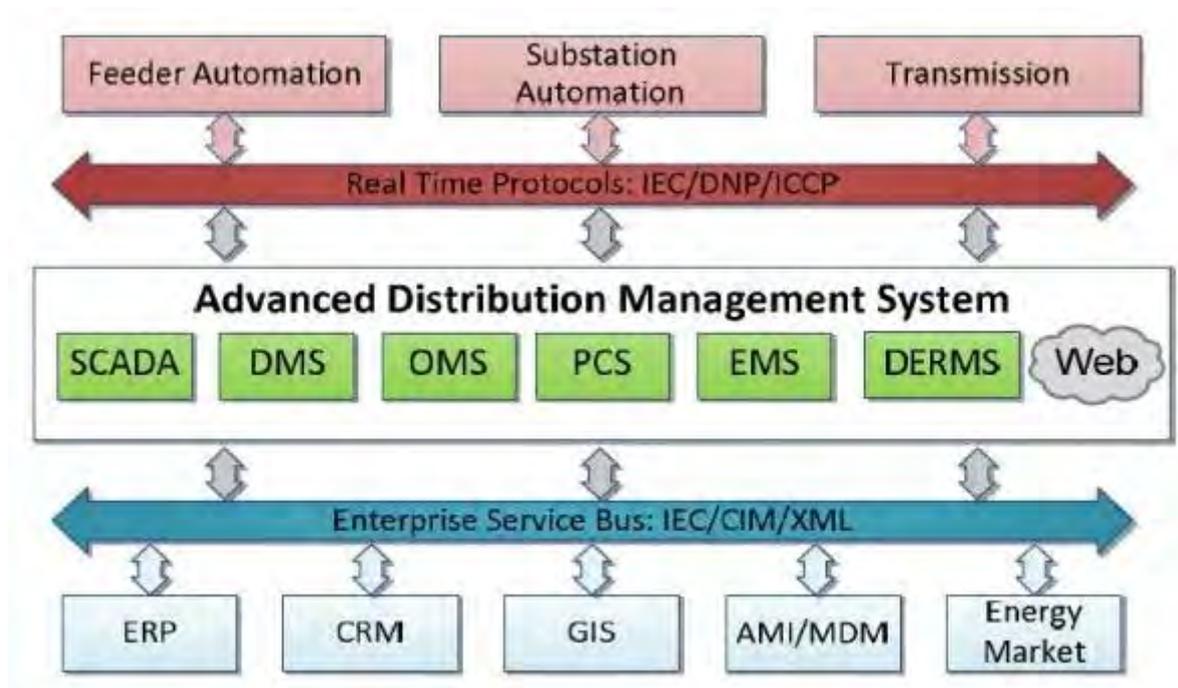


Figure 32: Architecture typique d'un Advanced Distribution Management System

2.2.7 Principales normes applicables

Du fait que de nouvelles applications sont ajoutées de plus en plus dans le DMS, la gestion des échanges d'informations et leur maintenance devient un grand challenge. Ainsi des normes standards ont été mises en place par la communauté internationale afin de faciliter la gestion de l'échange d'information.

Ces normes concernent aussi bien les protocoles de communications entre le SCADA et les équipements distants que le modèle de base de données et le format des messages qui seront échangés entre applications.

2.2.7.1 CIM: The Common Information Model

CIM (Common Information Model) est un modèle d'information conceptuel pour décrire les entités gérées, leur composition et leurs relations.

Le CIM permet à de nombreux intervenants d'échanger des informations de gestion les concernant. Il a été mis en place par la CEI (Commission Electrotechnique Internationale) correspondant ainsi à la norme 61970/61968, connu comme modèle CIM (Common Information Model). Ce modèle vise à remplacer l'obstacle posé par les modèles propriétaires utilisés par les développeurs d'applications SCADA / EMS et SCADA / DMS. En effet, au fil du temps, il est devenu important d'avoir une définition commune des données circulant dans un système électrique.

Dans le cadre du processus actuel de modernisation des systèmes électriques, la normalisation joue un rôle d'une importance fondamentale pour le développement des réseaux électriques intelligents. L'utilisation de modèles d'objets standardisés pour assurer l'interopérabilité de l'échange d'informations est une nécessité critique pour assurer un réseau électrique plus fiable et plus efficace.

La composante fondamentale du CIM est un ensemble de documents publiés par la CEI qui décrivent les détails du modèle d'information. Ces documents sont créés à partir d'un modèle UML comme le montre les figures 33 et 34.

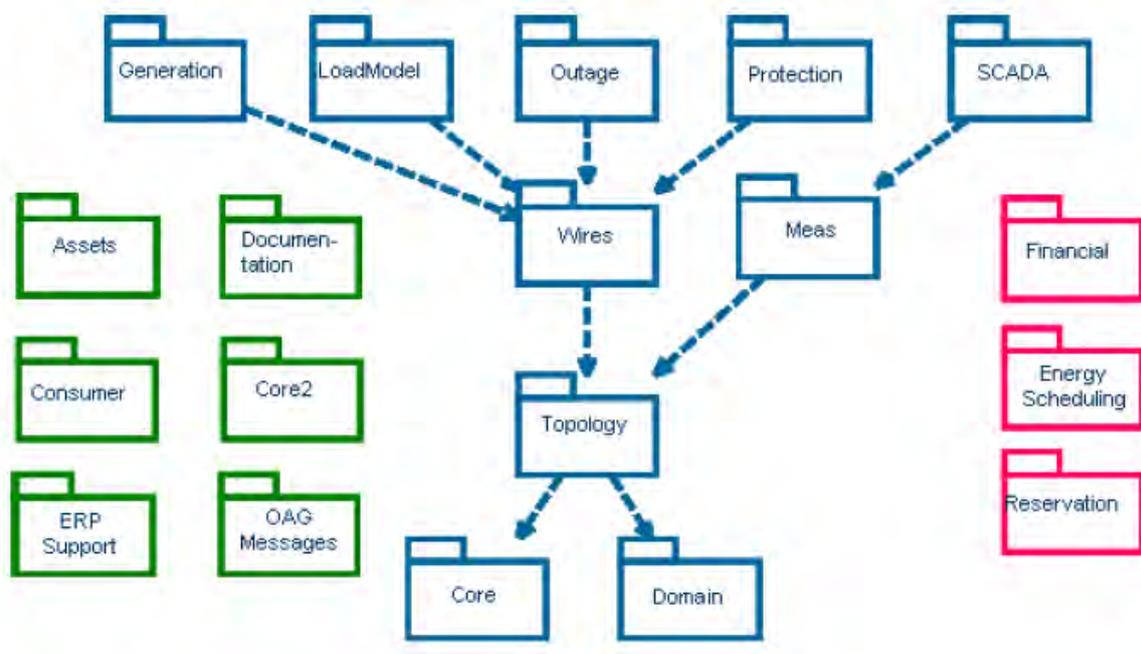


Figure 33: aperçu des packages du modèle CIM [21]

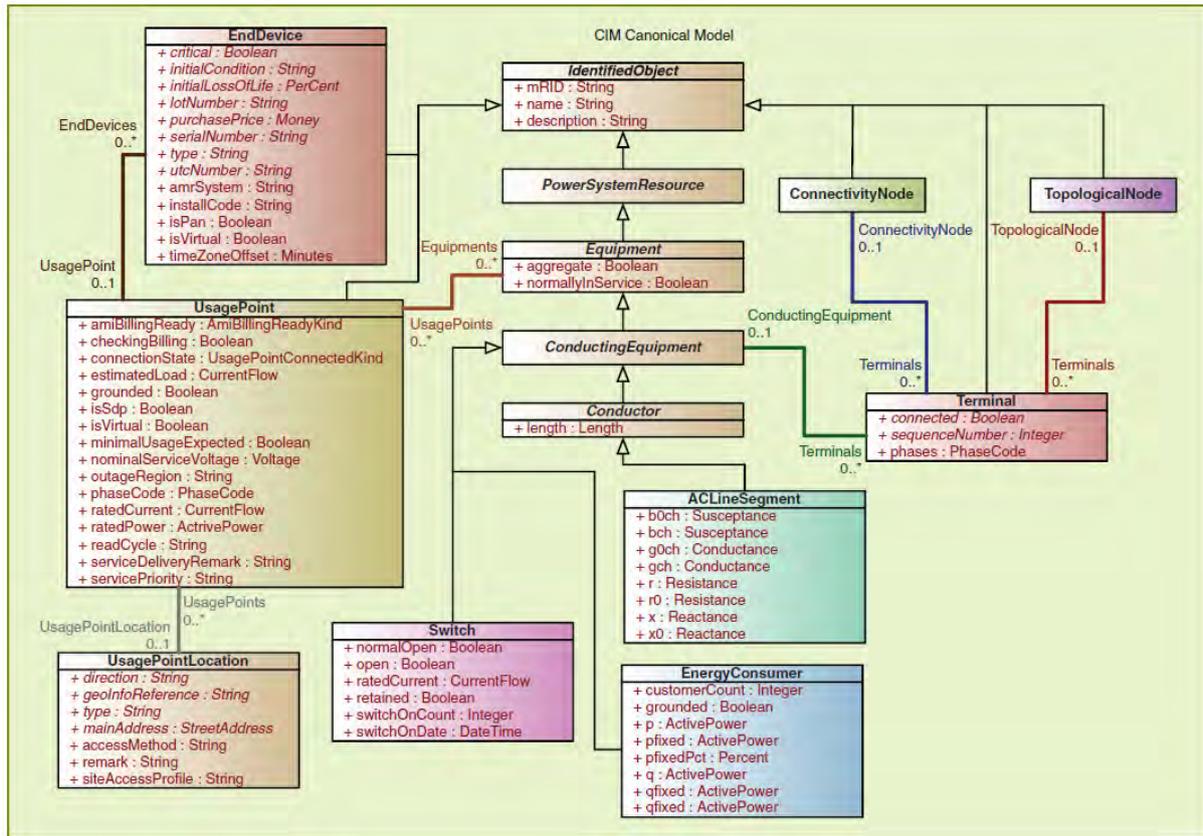


Figure 34 Un sous-ensemble du modèle canonique CIM [21].

2.2.7.2 Les protocoles de communication

En 1978, face à la prolifération des systèmes fermés, l'ISO a défini un "Modèle de référence pour la communication entre systèmes ouverts" (ISO 7498), qui est devenu le modèle d'interconnexion des systèmes ouverts, ou simplement le modèle OSI.

Dans le domaine des réseaux de distribution électrique trois principaux protocoles sont en vogue aujourd'hui.

- Norme 60870** : En 1988, la Commission électrotechnique internationale (CEI) a commencé à publier une norme intitulée "CEI 870 Équipements et systèmes de téléconduite", dont une partie était "Partie 5 Protocoles de transmission". Il a été développé de manière hiérarchique et publié suivant un certain nombre de sous-projets entre 1990 et 1995 afin de définir complètement un protocole ouvert pour les communications SCADA. Le protocole a été défini en fonction du modèle d'interconnexion des systèmes ouverts (OSI) à l'aide d'un sous-ensemble minimal des couches, soit les couches physiques, de liaison de données et d'application. Cela comprenait une définition détaillée de la structure des messages au niveau de la liaison de données et un ensemble de structures de données au niveau de l'application afin que les fabricants puissent utiliser le protocole pour créer des systèmes capables de fonctionner entre eux. Aujourd'hui il existe deux principales sous composante de cette norme : la 60870-5- 101 pour les communications en liaison série et la 60870-5- 104 pour les communications en IP.

- **Norme DNP3** : Au cours de la même période, pendant laquelle la norme CEI 870 a été progressivement diffusée, le protocole DNP3 a été développé et lancé en Amérique du Nord. DNP3 est un protocole ouvert développé par Harris Controls Division, Distributed Automation au début des années 1990 et lancé au sein du groupe d'utilisateurs DNP3 de l'industrie en Novembre 1993. Bien que le protocole soit généralement appelé DNP3 (Distributed Network Protocol) version 3.0, c'est une norme de télécommunications qui définit les communications entre les stations principales, unités de télémetrie à distance (RTU) et autres dispositifs électroniques intelligents (IED). Il a été mis au point pour assurer l'interopérabilité entre les systèmes des services publics d'électricité, du pétrole et du gaz naturel, les industries de l'eau et du gaz, de l'eau/eaux usées et de la sécurité.
- **IEC 61850** : c'est est une norme internationale définissant les protocoles de communication pour les dispositifs électroniques intelligents dans les sous-stations électriques. Il a été défini par la Commission Electrotechnique Internationale (CEI). Les modèles de données abstraits définis dans la norme CEI 61850 peuvent être mappés à un certain nombre de protocoles. Les mappages actuels de la norme concernent les MMS (Manufacturing Message Specification), GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), SMV (Sampled Measured Values) et bientôt les Web Services. Ces protocoles peuvent fonctionner sur des réseaux TCP/IP ou des réseaux locaux de sous-station utilisant l'Ethernet commuté à grande vitesse pour obtenir les temps de réponse nécessaires inférieurs à quatre millisecondes pour le relais de protection.

Les principales caractéristiques de ces protocoles sont :

- Protocoles ouverts, utilisables par tout fabricant ou utilisateur,
- Conçu pour une communication fiable des données et un contrôle fiable,
- Largement soutenu par les fabricants de systèmes principaux et de logiciels SCADA, de RTU et d'IED.

2.3 Les smartgrids

L'énergie électrique, produite de manière centralisée, est amenée via des réseaux électriques chez les consommateurs. Du point de vue énergétique, ce système est peu efficace. Seul environ 30% de l'énergie primaire disponible est convertie en électricité et 8% de la production électrique est dissipée par effet Joule dans les lignes électriques. De même, 20% de la capacité installée n'est utilisée que lors des pics de consommation, c'est à dire moins de 5% du temps. De plus, de par leurs structures hiérarchiques et interdépendantes, les systèmes électriques actuels sont particulièrement sensibles aux défaillances en cascade pouvant, par effet dominos, mener à des pannes généralisées (blackouts).

Les avancées technologiques récentes, telle que l'utilisation d'outils informatiques sophistiqués pour optimiser leur fonctionnement, fait relativement nouveau dans le monde de l'électrotechnique et en particulier dans les réseaux de distribution poussent au développement de réseaux plus efficaces, plus intelligents : les smartgrids.

Ainsi, les réseaux électriques sont depuis quelques années en pleine mutation.

Pensés à l'origine pour acheminer l'énergie depuis les grands centres de production jusqu'aux consommateurs, ils ont été mis à l'épreuve par l'ouverture du marché de l'énergie et le développement de la production décentralisée.

Les flux d'énergie devenant dès lors bidirectionnels, les méthodes de planification des réseaux électriques doivent être revues.

Cependant, d'autres changements de paradigmes ont lieu aujourd'hui.

Les habitudes de consommation évoluent via le développement des nouvelles technologies autour du bâtiment et de la domotique, des énergies renouvelables, de la prise de conscience environnementale et des nouvelles politiques incitatives.

Les véhicules électriques et hybrides connaissent également un développement important ces dernières années et viennent modifier le comportement des consommateurs et leur impact sur le réseau.

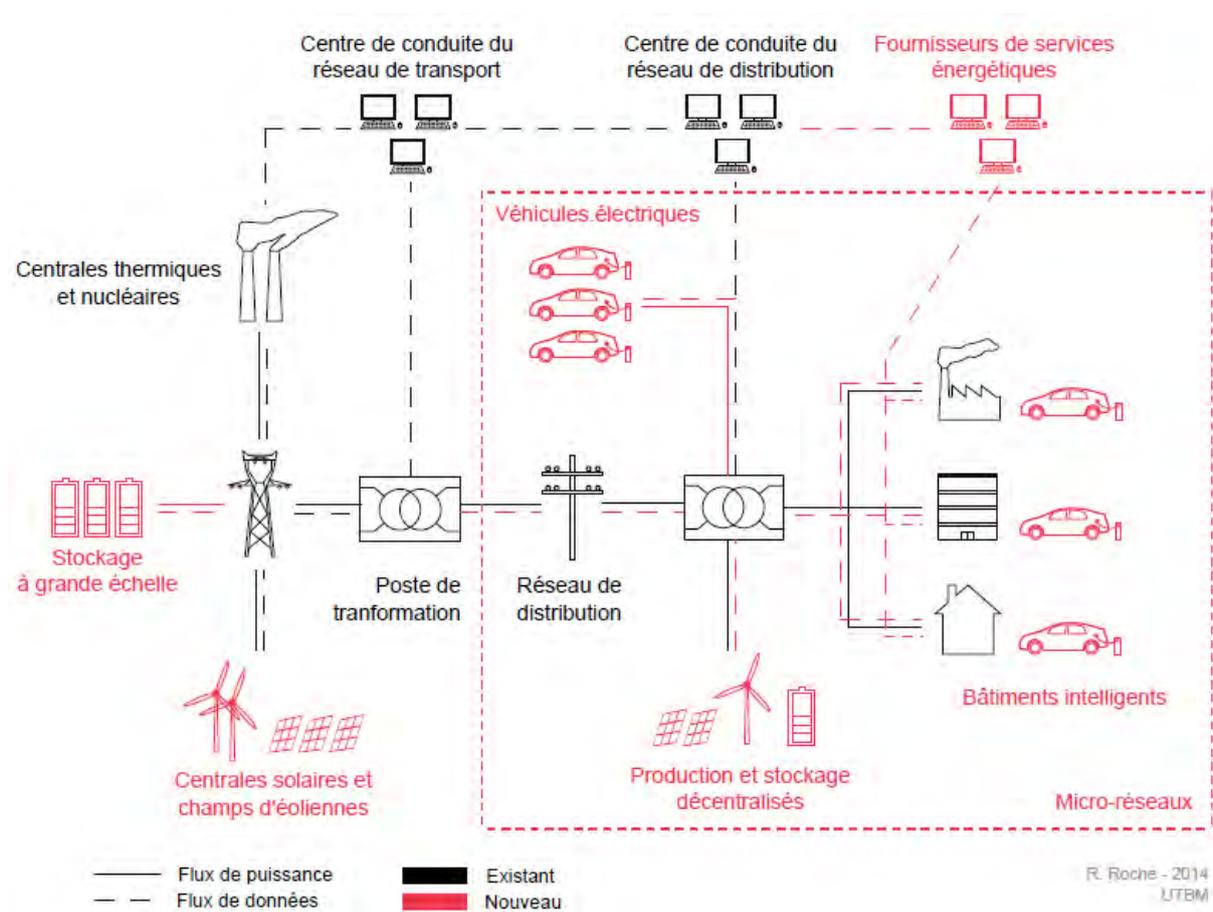


Figure 35: Vision smartgrid, inspirée de [22]

En dehors des éléments relatifs à la production, l'environnement des sociétés d'électricité connaît également de grandes mutations qui grâce aux solutions numériques améliorent la prise en charge des clients apportant une Révolution numérique :

- Développement de la domotique et diversification des objets connectés
- Facilitation de la communication par le développement des Réseaux sociaux

- Développement d'applications conseils aux services des usagers de l'énergie
- Développement des compteurs communicants/intelligents rendant les réseaux plus intelligents
- Emergence des sciences analytiques (Big Data) permettant un marketing ciblé (prédiction comportements et personnalisation des services)
- Emergence de sociétés de services spécialisées dans des offres à haute valeur ajoutée pour les clients (efficacité énergétique et ENR)
- Modernisation de la relation client grâce à la numérisation et la dématérialisation (e-facture, push SMS ou mail, paiement en ligne ou mobile)
- Développement des outils de E-learning pour faciliter le développement et le renforcement des capacités (commerciales mais aussi techniques)
- Développement de nouveau modèle énergétique : Production centralisée vs production hybridée (centrale et distribuée).

Tableau 2 : Tableau de comparaison entre les réseaux existants et les réseaux du futur, ou smartgrid

Réseau actuel	Smart grid
Électromécanique	Numérique
Unidirectionnel	Multi-directionnel
Génération centralisée	Génération distribuée
Hiérarchique	Maillé
Peu instrumenté	Complètement instrumenté
Restauration manuelle	Auto-cicatrisant
Peu de contrôle	Flexible
Usagers	Clients
Un seul acteur économique	Choix du fournisseur

2.3.1 Le smartmetering (comptage intelligent)

Le comptage intelligent est l'élément clé pour la mise en place des réseaux intelligents. En effet l'on se souvient qu'en l'état actuel de la technologie, c'est un grand challenge que de monitorer l'alimentation de l'ensemble des clients du réseau électrique (équivalent par exemple à l'ensemble des foyers alimentés en électricités – tournant autour d'un million de clients pour les petites compagnies). L'objectif du comptage intelligent est de relever ce défi.

En effet le compteur qui était jusque-là un objet dédié au suivi de la facturation devient un moyen d'interaction avec le client permet de dépasser par exemple la nécessité de recevoir des appels des clients pour être au courant des pannes. Ainsi l'architecture actuelle de l'OMS (Outage Management System) est améliorée avec une interrogation des compteurs des clients comme illustré par la figure 36.

Finalement les plateformes de gestion des compteurs intelligents appelées AMI (Advanced Metering Infrastructure – Infrastructure Avancée de Mesures) ont pour rôles de fournir des fonctionnalités étendues qui vont au-delà du simple comptage d'énergie : marché avec tarifs en temps réel, les charges de pointe, l'état du réseau, les problèmes de qualité de l'électricité, ...

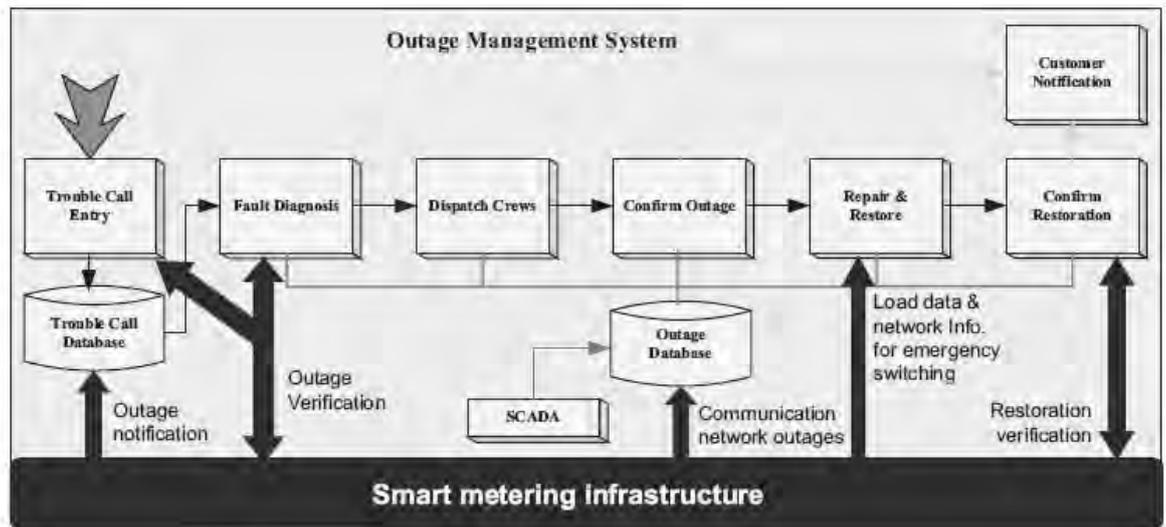


Figure 36: Intégration du comptage intelligent dans l'architecture du DMS, inspiré de [20]

2.3.2 Les générateurs d'énergie dispersés ou GED

Les générateurs d'énergie dispersés ou GED désignent les moyens de production connectés au réseau de répartition et aux réseaux de distribution moyenne et basse tension. Ce type de production diffère des moyens de production classiques car il est dispersé, de faible puissance et peut être proche des consommateurs (ce qui n'est pas le cas des éoliennes ou hydroliennes offshore par exemple). Les GED sont de plusieurs types : groupes diesel, micro-turbines, stockages, éoliennes, panneaux solaires, moteurs à combustion en cogénération, etc.

Les énergies renouvelables quant à elles connaissent un développement fulgurant, en particulier le solaire dont la maturité technologique, l'ingénierie économique et financière favorise l'augmentation des capacités et la baisse régulière des prix.

La nature même de la source d'énergie des GED apporte de nouvelles problématiques sur le réseau électrique car il peut s'agir d'énergies fatales à l'instar des éoliennes et des panneaux solaires. Dans ce cas l'énergie est perdue si elle n'est pas utilisée ou stockée. La non synchronisation entre consommation et production peut alors devenir problématique pour les responsables d'équilibre. Ces types de production sont moins contrôlables mais également plus difficiles à prédire car ils dépendent des aléas météorologiques. De nouveaux outils de prévisions incluant la modélisation du vent ou de l'ensoleillement par exemple doivent être mis en place par les gestionnaires de réseau.

Les GED se distinguent des unités de production centralisée par le fait qu'elles sont le plus souvent raccordées au réseau de distribution, et par leur "petite taille", bien qu'il n'y ait à l'heure actuelle pas de limite clairement définie entre les catégories centralisée et décentralisée. La norme IEEE 1547 sur l'interconnexion des ressources dispersées au réseau électrique ne s'applique qu'aux sources d'une puissance inférieure à 10 MVA. Cependant, la loi française (arrêté du 17 mars 2003) limite la puissance des installations raccordées au

réseau HTA à 12 MVA. De nombreux types de GED existent qui utilisent des technologies matures ou en phase de développement. Les énergies primaires utilisées sont également très variées, d'origine renouvelable ou fossile. Au Sénégal la réglementation est effective (loi n°2011-2014 du 21 décembre 2011) et nous allons vers un pilote.

Les GED ont un impact sur le plan de tension du réseau et sur le plan de protection classique.

2.3.3 La centrale virtuelle

La centrale virtuelle peut être définie comme un ensemble de producteurs et de consommateurs coordonnés par un ou plusieurs centres de supervision et de contrôle en utilisant un système propre d'échange d'informations. Les producteurs élémentaires sont raccordés en un ou plusieurs nœuds du réseau de transport ou de distribution, rendant envisageables plusieurs échelles de mutualisation :

- **La centrale virtuelle élémentaire** est constituée de plusieurs GED raccordées sur un même réseau BT ou HTA et pilotées par une même intelligence locale.
- **La centrale virtuelle moyenne** est constituée de plusieurs GED ou centrales virtuelles élémentaires raccordées au niveau de la distribution, et peut être observée et dispatchée par le GRT (à travers le GRD) comme une centrale classique qui serait connectée directement au poste source.
- **La centrale virtuelle à grande échelle** est constituée de plusieurs centrales virtuelles et producteurs raccordés au même réseau de transport interconnecté et peut valoriser sa production sur plusieurs marchés d'énergie ou de service.

2.3.4 Les véhicules électriques

L'un des principaux fondements du réseau intelligent est l'utilisation d'une solution plus durable en matière de production et de consommation d'électricité.

Pour ce faire, il est prioritaire de minimiser les émissions de gaz à effet de serre et les véhicules électriques offrent une solution à cette préoccupation. De plus, le rôle que les véhicules électriques peuvent jouer dans le réseau intelligent est également pertinent en ce qui concerne sa capacité à fonctionner comme une unité de stockage.

2.3.5 Les micro réseaux

Un micro-réseau est un groupe localisé de sources et de charges d'électricité qui fonctionne normalement en connexion et en synchronisation avec le réseau synchrone traditionnel (macro-réseau), mais qui peut également se déconnecter et être en "mode îlot" - et fonctionner de manière autonome selon les conditions physiques ou économiques dictées par les règles de fonctionnement.

Ainsi, un micro-réseau peut intégrer efficacement diverses sources de production décentralisée, en particulier les sources d'énergie renouvelables (ER) - l'électricité renouvelable - et peut fournir de l'électricité de secours, en passant des modes insulaires aux modes connectés.

Le contrôle et la protection sont des défis pour les micro-réseaux. Une caractéristique très importante est aussi la possibilité de fournir des besoins d'utilisation finale multiples comme le chauffage, le refroidissement et l'électricité en même temps, car cela permet la substitution de vecteurs énergétiques et une efficacité énergétique accrue grâce à l'utilisation de la chaleur résiduelle pour le chauffage, l'eau chaude domestique et le refroidissement (utilisation intersectorielle de l'énergie) [23]

2.4 L'intelligence artificielle dans la gestion des réseaux électriques

La taille d'un réseau de distribution est telle que le nombre de décisions à prendre pour en assurer le maintien en conditions opérationnelles et le développement est considérable.

Aussi la conduite d'un réseau électrique en temps réel est tributaire de la base de connaissance dont dispose l'opérateur de conduite.

Par ailleurs la gestion des réseaux de distribution d'énergie électrique passe par la protection, la surveillance et le contrôle de tout le réseau électrique. Pour l'exploitant, il s'agit d'optimiser le coût de l'énergie, la protection de l'installation et la disponibilité du service sans préjudice pour l'activité. Cela passe par un contrôle intelligent, distribué et à temps réel de l'ensemble des composants du système électrique. Les solutions modernes à ce besoin de contrôle sont des produits et des services utilisant les technologies de l'information et de la communication, construits autour de systèmes intelligents.

Ainsi pour assurer l'optimisation du réseau électrique il est nécessaire de recourir à des outils analytiques avancés qui peuvent être ramené à l'intelligence computationnelle et/ou intelligence artificielle.

L'Intelligence Artificielle est un domaine très vaste pouvant être défini comme l'ensemble des théories et des techniques mises en œuvre en vue de réaliser des machines capables de simuler l'intelligence. [128]

L'intelligence computationnelle (IC) et l'Intelligence Artificielle (IA) sont deux domaines scientifiques intimement lié au risque d'être confondus souvent par certains auteurs. Pour certains c'est le même domaine (David Poole and al 1998[25]), pour d'autres l'intelligence computationnelle est une branche de l'intelligence artificielle [Bezdek (1994)] et enfin certains définissent l'intelligence computationnelle comme une nouvelle approche de l'intelligence artificielle [24].

En général, l'intelligence informatique est un ensemble de méthodes et d'approches informatiques inspirées de la nature pour résoudre des problèmes complexes du monde réel auxquels la modélisation mathématique ou traditionnelle est inadaptée pour un certain nombre de raisons : les processus pourraient être trop complexes pour être mathématiquement résolus, comporter certaines incertitudes pendant leur traitement ou simplement être stochastiques. En réalité, beaucoup des problèmes concrets ne se prêtent pas à une traduction informatique binaire (valeurs uniques 0 et 1). L'intelligence informatique apporte donc des solutions à ces problèmes.

Les méthodes utilisées sont proches du raisonnement de l'homme, c'est-à-dire qu'ils utilisent des connaissances inexacts et incomplètes, et sont capables de produire des actions de contrôle

de manière adaptative. Ainsi la logique floue permet à l'ordinateur de comprendre le langage naturel, les réseaux neuronaux artificiels permettent au système d'apprendre des données expérimentales en fonctionnant comme le système biologique, le calcul évolutif, qui est basé sur le processus de sélection naturelle, est la base de la théorie d'apprentissage et les méthodes probabilistes permettent de traiter l'imprécision des incertitudes.

Pour faire fi de ce débat de différenciation, nous pouvons retenir que l'intelligence artificielle et l'intelligence computationnelle visent un objectif à long terme similaire : atteindre l'intelligence générale, qui est l'intelligence d'une machine capable d'accomplir toute tâche intellectuelle qu'un être humain peut réaliser. Rejoignant Kalogirou [26] nous allons regrouper dans l'IA l'ensemble des branches suivantes, à savoir : Systèmes experts (ES), Réseaux neuronaux artificiels (ANN), Algorithmes génétiques (GA), Logique floue (FL), Résolution de problèmes et planification (PSP), Raisonnement non monotone (RMN), Programmation logique (LP), Traitement du langage naturel (NLP), Vision informatique (CV), Robotique, apprentissage, planification et divers systèmes hybrides intelligents (HIS) qui sont des combinaisons de deux ou plusieurs branches précédemment mentionnées [27].

Dans le cadre de l'application dans le domaine des réseaux électrique intelligents, nous adoptons la répartition suivante inspiré de [27]

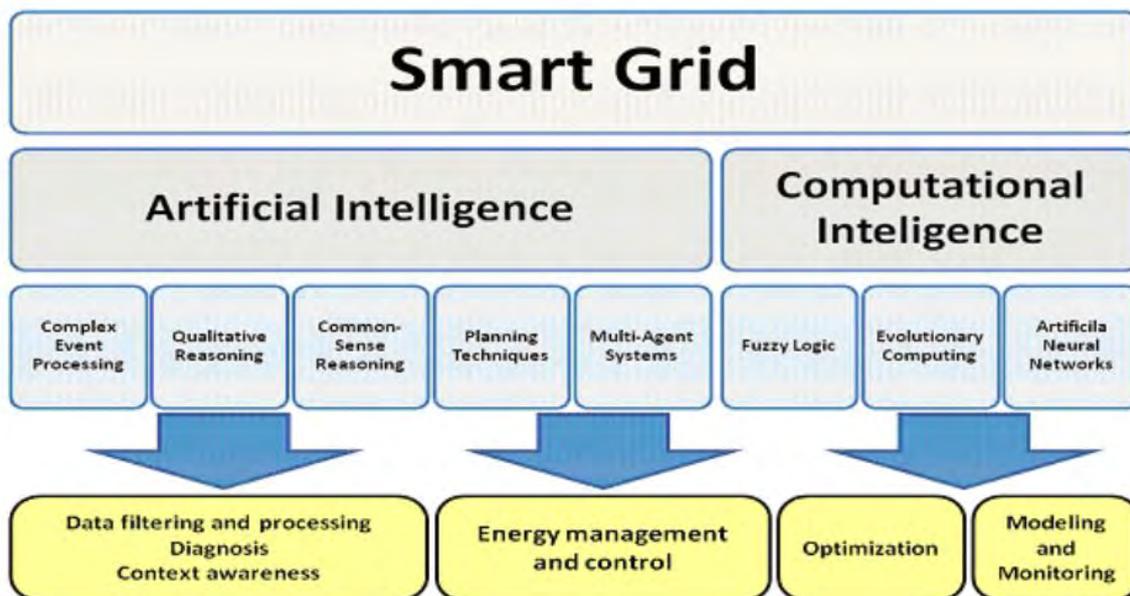


Figure 37: L'intelligence computationnelle (IC) et l'Intelligence Artificielle (IA) appliquée à la gestion du smartgrid, inspiré de [27]

2.4.1 Les principales approches utilisant l'intelligence artificielle existant dans la littérature

2.4.1.1 L'intelligence computationnelle

Les principales contributions des techniques d'intelligence computationnelle dans le domaine des réseaux intelligents sont identifiées dans [28].

La caractéristique la plus intéressante de ces techniques est leur capacité à anticiper les informations pertinentes qui aident à la prise de décision. De plus, ces méthodes fournissent les moyens de contrôler le réseau d'une manière fiable et rapide.

2.4.1.1.1 Les réseaux de neurones (ANN)

Les réseaux neuronaux artificiels (RNA) ou réseau neuronal artificiel sont des systèmes informatiques vaguement inspirés des réseaux neuronaux biologiques qui constituent le cerveau des animaux.

Le réseau neuronal lui-même n'est pas un algorithme, mais plutôt un cadre pour de nombreux algorithmes d'apprentissage machine (Machine Learning) différents pour travailler ensemble et traiter des données complexes. Ces systèmes "apprennent" à effectuer des tâches en considérant des exemples, généralement sans être programmés avec aucune règle spécifique à une tâche. Par exemple, dans la reconnaissance d'images, ils peuvent apprendre à identifier les images qui contiennent des chats en analysant des images d'exemple qui ont été étiquetées manuellement comme "chat" ou "sans chat" et en utilisant les résultats pour identifier les chats dans d'autres images. Ils le font sans aucune connaissance préalable sur les chats, par exemple, qu'ils ont de la fourrure, des queues, des moustaches et des visages de chats. Au lieu de cela, ils génèrent automatiquement des caractéristiques d'identification à partir du matériel d'apprentissage qu'ils traitent.

Les réseaux de neurones sont généralement optimisés par des méthodes d'apprentissage de type probabiliste, en particulier bayésien. Ils sont placés d'une part dans la famille des applications statistiques, qu'ils enrichissent avec un ensemble de paradigmes permettant de créer des classifications rapides (réseaux de Kohonen en particulier), et d'autre part dans la famille des méthodes de l'intelligence artificielle auxquelles ils fournissent un mécanisme perceptif indépendant des idées propres de l'implémenteur, et fournissant des informations d'entrée au raisonnement logique formel (voir Deep Learning). [29]

Dans [30] Kalogirou, et al. passent en revue certains des travaux les plus pertinents de l'applications des techniques ANN dans le domaine des systèmes énergétiques.

Ces applications couvrent une grande variété de domaines comme la prédiction de l'irradiance solaire globale [Zervas et al. 2008] [30] ou même pour des questions de prédiction de la consommation comme celles examinées dans [Kreider et al, 1995] [30].

L'idée derrière ces applications est basée sur l'apprentissage de la façon dont les performances du système peuvent être liées à certaines valeurs d'entrée, par exemple, comment les conditions météorologiques (solaires ou éoliennes) déterminent le rendement énergétique auquel on peut s'attendre [Riley et al. 2011] [30].

La surveillance de la stabilité de la tension [Venayagamoorthy et al. 2011] [30] est l'une des applications les plus courantes. En ce sens, l'œuvre de [Makasa, et al. 2011] [30] présente une méthode innovante d'estimation de l'indice de charge de stabilité de tension en utilisant des mesures synchrophasiques de la tension.

2.4.1.1.2 Les algorithmes évolutionnaires

Les algorithmes évolutionnistes ou algorithmes évolutionnaires (evolutionary algorithms en anglais), sont une famille d'algorithmes dont le principe s'inspire de la théorie de l'évolution pour résoudre des problèmes divers. Ce sont donc des méthodes de calcul bioinspirés. L'idée est de faire évoluer un ensemble de solutions à un problème donné, dans l'optique de trouver les meilleurs résultats. Ce sont des algorithmes dits stochastiques, car ils utilisent itérativement des processus aléatoires. [31]

Ainsi ces algorithmes, notamment l'algorithmes génétiques, ont acquis une grande pertinence en raison de leur capacité à résoudre avec succès les problèmes d'optimisation avec une demande relativement faible en ressources informatiques.

Les travaux de Pacheco[32] fournissent une liste des différentes applications des algorithmes génétiques dans le domaine des systèmes énergétiques.

Un exemple spécifique d'application peut être trouvé dans [M.S. Osman et al. 2004] [32], qui recourt à une méthode d'algorithme génétique avec un double objectif : premièrement, un algorithme génétique est utilisé pour générer une solution réalisable, contrainte à la convergence de charge souhaitée et deuxièmement, un algorithme génétique est utilisé pour optimiser la solution obtenue. Des algorithmes génétiques ont été utilisés pour le développement d'une configuration optimale des systèmes de production d'énergie dans les îles isolées à énergie renouvelable (Senjyua et al., 2007) [32] et pour l'allocation et le dimensionnement optimaux des systèmes photovoltaïques connectés au réseau dans les feeders qui fournissent le meilleur impact global sur le feeder (Hernadeza et al., 2007) [32]. Ils ont également été utilisés pour l'optimisation d'autres systèmes énergétiques (Kalogirou, 2007) [32].

2.4.1.1.3 La logique floue

La logique floue (fuzzy logic -FL, en anglais) est une extension de la logique classique aux raisonnements approchés. Elle consiste à tenir compte de divers facteurs numériques pour aboutir à une décision qu'on souhaite acceptable.

Ainsi la logique floue est une forme de logique à plusieurs valeurs dans laquelle les valeurs de vérité des variables peuvent être n'importe quel nombre réel entre 0 et 1. Elle est utilisée pour traiter le concept de vérité partielle, où la valeur de vérité peut varier entre complètement vrai et complètement faux. Elle contraste avec la logique booléenne au sens les valeurs de vérité des variables de cette dernière ne peuvent être que les valeurs entières 0 ou 1.

Dans le réseau intelligent il existe de nombreux processus qui intègrent des tâches de prise de décision, par exemple, décider comment allouer la production d'énergie renouvelable, ou quand la consommer à la lumière de l'évolution du marché des prix de l'énergie. Les méthodes de FL tentent d'apporter des solutions aux problèmes de contrôle sur la base d'approximations, en recourant à une représentation du système plutôt que d'utiliser des méthodes d'analyse et ou de calcul numérique conventionnelles.

La Logique Floue a fait preuve de résultat exceptionnel en matière de prise de décisions pour les processus dont les valeurs estimées ont des conditions incertaines [26]. En outre, les méthodes FL ont également été mis en œuvre dans une longue liste d'applications de systèmes énergétiques, telles que les tâches de supervision et de planification en présence de sources d'énergie renouvelables comme les travaux présentés dans [33], [34]

Au titre des applications dans le domaine des réseaux électriques intelligents, l'utilisation de la logique floue reste prédominante dans le domaine du contrôle commande électrique.

2.4.1.2 L'intelligence artificielle

2.4.1.2.1 Traitement des événements complexes - Complex Event Processing (CEP)

Le traitement des événements complexes, ou CEP (pour complex event processing), est principalement un concept de traitement des événements dans le but d'identifier les événements significatifs dans un nuage d'événements.

Il se fait grâce à des techniques telles que la détection des schémas complexes de multiples événements : corrélation, abstraction, et hiérarchies entre événements et les relations entre événements tels que les liens de causalité, l'adhésion, la chronologie et les processus pilotés par les événements.

Il existe de nombreuses applications commerciales du CEP comme la négociation de titres, la détection de fraude à la carte de crédit, le pilotage des activités métier (Business Activity Monitoring).

S'agissant du domaine des réseaux électriques intelligents, le principal défi à relever vient de la grande quantité d'informations qu'il implique. Contrairement aux réseaux électriques traditionnels, où les informations de comptage de consommation n'étaient récupérées qu'une fois par mois, les réseaux intelligents présentent un nouveau scénario dans lequel tous les nœuds interconnectés recueillent de l'information sur de nombreux sujets différents pour stimuler la prise de décision : marché avec tarifs en temps réel, les charges de pointe, l'état du réseau, les problèmes de qualité de l'électricité,...

Dans [35] Guangyi Liu et al. proposent l'exploitation des données du réseau intelligent venant de diverses sources pour la gestion des données des compteurs, la réponse à la demande, la détection des pannes, la gestion des interruptions et la télésurveillance des équipements. Dans de telles applications, les flux de données entrants de bas niveau arrivent de sources hétérogènes à des taux élevés et doivent être traités en temps réel afin de détecter des situations plus complexes. Ces flux de données peuvent être intenses avec un énorme taux de fluctuation. Les sources de données peuvent inclure des PMU¹ (généralement 2880 échantillons par seconde), des SCADA (généralement l'acquisition de données toutes les 2 à 5 secondes), des AMI (généralement l'acquisition de données toutes les 1 à 15 minutes), des données météorologiques, des données de tiers, etc.

¹ Une unité de mesure de phaseur (PMU) est un dispositif utilisé pour estimer l'amplitude et l'angle de phase d'une grandeur électrique de phaseur comme la tension ou le courant dans le réseau électrique en utilisant une source de temps commune pour la synchronisation.

2.4.1.2.2 Raisonnement Qualitatif -Qualitatif Reasoning (QR)

Le raisonnement qualitatif (RQ) est un domaine de recherche en intelligence artificielle (IA) qui automatise le raisonnement sur des aspects continus du monde physique, tels que l'espace, le temps et la quantité, dans le but de résoudre des problèmes et de planifier en utilisant des informations qualitatives plutôt que quantitatives. Les valeurs ou quantités numériques précises sont évitées, et des valeurs qualitatives (par exemple, élevées, faibles, zéro, en hausse ou en baisse) sont plutôt utilisées. [36]

Dans [27], un exemple de cette approche utilise un modèle comportemental qualitatif du réseau électrique, dans lequel certains problèmes de qualité de l'énergie tels que les chutes de tension et la puissance réactive sont modélisés afin d'anticiper leur évolution possible et leurs effets négatifs.

Dans le même ordre d'idées d'autres systèmes de raisonnement plus complexes peuvent être utilisés avec des analyses de données du domaine du Big Data.

2.4.1.2.3 Les Systèmes multi-agents

Dans la recherche en intelligence artificielle (IA), la technologie des systèmes basés sur des agents est un nouveau paradigme pour conceptualiser, concevoir et mettre en œuvre des systèmes logiciels.

Les agents intelligents sont des programmes informatiques sophistiqués qui agissent de manière autonome au nom de leurs utilisateurs, dans des environnements ouverts et distribués, pour résoudre un nombre grandissant de problèmes complexes. De plus en plus, cependant, les applications nécessitent de multiples agents intelligents (AI) qui peuvent fonctionner ensemble, on parle alors de SMA (Système Multi-agents).

Ainsi le SMA est un système informatique dans lequel plusieurs agents coopèrent pour résoudre des problèmes qui dépassent les capacités individuelles ou les connaissances de chaque individu qui résout le problème.

En ce sens, le paradigme des systèmes multi-agents (SMA) constituent une approche naturelle pour les études, la modélisation et la simulation de réseaux intelligents.

Plusieurs travaux scientifiques utilisant la technologie SMA ont été publiés dans la littérature montrant des applications potentielles pour résoudre des problèmes liés aux réseaux électriques.

Les travaux de SDJ MacArthur et al. [37] [38] qui constituent une référence dans ce domaine, montrent l'intérêt de l'utilisation de l'approche SMA dans le domaine des réseaux électriques intelligents.

Ainsi les applications des SMA dans les systèmes électriques sont nombreuses et portent sur la modélisation, la simulation, la gestion et le contrôle distribué des systèmes électriques, la planification des échanges d'énergie électrique et du système d'exploitation et surtout la gestion de la restauration du système électrique en cas de panne.

Dans ce sens certains travaux méritent d'être soulignés :

- Dans [39] (Rehtanz, 2003), l'application des concepts de systèmes autonomes et de la théorie des agents intelligents à l'exploitation et au contrôle des systèmes électriques est abordée.
- Dans [41] (Amin, 2001), un cadre conceptuel pour une infrastructure d'autoréparation du réseau électrique est envisagé.
- Dans [40] (Nagata & Sasaki, 2002), les auteurs ont présenté un système multi-agent conçu pour la restauration des systèmes de distribution. Cette méthode consiste à résumer les bus du réseau en tant qu'agents, ainsi qu'un agent de facilitation chargé d'aider les processus de négociation entre les agents de bus.
- Une approche plus décentralisée pour la restauration du réseau de distribution est présentée dans [42] (Solanki et al., 2007), où les interrupteurs, les charges et les liens en amont sont abstraits comme agents.
- Dans [43] (Hossack et al., 2003), l'abstraction de l'agent a été utilisée pour intégrer des outils de diagnostic après défaillance.
- Dans [44] (Baxevanos & Labridis, 2007), un cadre de contrôle et de protection utilisant une technologie basée sur des agents est proposé.
- Dans [45] (Dimeas & Hatziargyriou, 2005), les entités liées au contrôle des micro-réseaux sont abstraites comme agents et leurs interactions modélisées. Bien que la modélisation basée sur les agents ait été utilisée dans ce travail, l'architecture de contrôle résultante maintient la structure hiérarchique appliquée dans le concept de microréseaux.
- Un environnement de simulateur de réseau électrique réparti est présenté dans [46] (Hopkinson et al., 2006).
- Un environnement intelligent basé sur les agents pour coordonner les discussions sur les calendriers de maintenance est introduit dans Rosa et al., 2009[47]
- Possibilité de développement de schémas de surveillance et de mesure dans l'environnement du réseau intelligent est présentée par James Momoh dans [48]
- Les travaux de Pipattanasomp and al., [49] présentent une méthode de conception et de mise en œuvre d'un système multi-agents pour la gestion intelligente d'un réseau électrique.
- Les travaux de Thillainathan and al., [50] présentent un SMA pour un fonctionnement en temps réel d'un micro réseau.
- Une application SMA permettant d'effectuer un diagnostic des perturbations sur le réseau est présentée dans les travaux de Wang [51]
- Et une autre permettant le contrôle de la tension au secondaire d'un transformateur est présentée dans ceux de Phillips et al.[52].
- D'autres auteurs tels que MacArthur [53] ont proposé des systèmes permettant le diagnostic des défauts et qui proposent en fonction des modèles implémentés des résultats adéquats à la situation présente

En 2015, Mohammad H. Moradi et al [54] ont confirmé l'intérêt croissant et l'importance d'utilisation des SMA dans les Systèmes Electriques notamment avec l'avènement des smartgrids (réseaux intelligents)

Selon cette étude l'un des challenges majeurs de l'application des Systèmes multi-agents dans les Systèmes électrique reste encore la bonne formulation des problèmes.

En effet la formulation des problèmes dans les systèmes électriques doit permettre de capter les caractéristiques des SMA pour la conception et la sélection d'une architecture utilisant des agents intelligents.

Aussi dans notre étude nous abordons la formulation et la définition de l'architecture pour la résolution de quelques problèmes rencontrés dans la gestion du réseau électrique en utilisant des agents intelligents.

2.4.2 L'intérêt des systèmes multi-agent pour l'avènement des réseaux de distribution intelligents

Les réseaux électriques sont conçus pour fournir de l'électricité avec un certain niveau d'adéquation et de sécurité. Comme la plupart des systèmes développés par l'homme, les réseaux électriques évoluent en fonction de tendances motivées par des facteurs économiques, environnementaux et sociétaux. Récemment, de tels moteurs ont provoqué l'avènement d'initiatives bien établies qui concernent particulièrement ces systèmes, comme la Modern Grid Initiative (NETL, 2007), la IntelliGrid Initiative (EPRI, 2005) et la European Smart Grids Technology Platform (ETP, 2008).

Nous pouvons également citer des partenariats entre les Institut de recherche des Sociétés d'Electricités et les grandes écoles de formation. C'est le cas du GIE IDEA qui est une convention entre EDF, Schneider Electric et Institut Polytechnique de Grenoble qui a abouti à la mise en place de plusieurs thèses de recherches. De l'autre côté de l'Atlantique il y a la coopération entre IREQ (Institut de Recherche d'Hydro Québec) et l'Ecole Polytechnique de Montréal. Nous avons également quelques travaux de recherches menées par l'Université de Porto.

L'utilisation accrue des énergies renouvelables, en particulier de l'énergie éolienne et d'autres sources intermittentes, ajoute de nouveaux défis au processus, notamment dans des pays comme le Portugal et l'Espagne, où des investissements importants dans l'énergie éolienne ont été réalisés et sont prévus pour les prochaines années. Pour faire face à ce problème, REN (le GRT portugais), REE (le GRT espagnol) et INESC Porto (un institut de R&D) se sont associés pour développer un projet où le SMA est utilisé pour évaluer le risque associé aux configurations spécifiques du système de production, jusqu'à l'horizon 2025.

D'une manière générale, ces initiatives visent à favoriser le déploiement de solutions décentralisées de contrôle et de gestion, l'intégration des ressources énergétiques renouvelables et distribuées, ainsi que la modernisation des réseaux électriques. Le déploiement de solutions de contrôle et de gestion décentralisées s'est accru au cours des dernières années. L'intégration des sources d'énergie renouvelables et distribuées s'est également accrue, notamment en ce qui concerne l'énergie éolienne en Europe. La modernisation des réseaux électriques est un processus progressif que l'on peut observer dans les pays où l'électricité est plus économique.

Les défis techniques créés par ce contexte englobent plusieurs domaines d'expertise liés au génie énergétique tels que l'électronique de puissance, les communications, les technologies de

l'information et le génie logiciel. En outre, les moteurs cités ont été influencé par l'ingénieur électrique lui-même au titre de ses domaines (planification à long terme, planification à moyen terme, planification à court terme ou opérationnelle, exploitation, contrôle et protection), ainsi que de sa structure/organisation (production, transport et distribution).

En particulier, l'exploitation et le contrôle du réseau de distribution pourraient s'avérer l'un des domaines les plus prometteurs pour le changement. En fait, la plupart des interruptions d'approvisionnement sont causées par des problèmes sur les réseaux de distribution qui manquent de dispositifs de surveillance et de contrôle par rapport aux réseaux de transport. En outre, les réseaux de distribution sont le principal lieu de distribution des ressources énergétiques distribuées (DER) telles que les GED, les dispositifs de stockage d'énergie et les charges contrôlables. Enfin, la modernisation proposée ainsi que l'intégration des DER doivent garantir l'adéquation et la sécurité du service. Cette cible implique une réévaluation de l'exploitation et du contrôle du réseau de distribution en présence de DER.

De plus en plus, les SMA sont un choix privilégié pour le développement de systèmes distribués. En effet le réseau intelligent (smartgrid) peut être considéré comme un système d'information distribué, car il est intrinsèquement distribué avec les capteurs, les actionneurs et le système de décision répartis dans le réseau.

La technologie basée sur les agents fournit le paradigme le plus approprié pour permettre une transition en douceur entre les réseaux de distribution actuels et les réseaux de distribution intelligents. Une telle déclaration est justifiée par les points suivants :

- L'augmentation de la complexité et de la taille des réseaux de distribution accélère le besoin d'intelligence distribuée et de solutions locales, qui entrent dans le champ d'application de la technologie des agents.
- Les concepts de conception de réseaux intelligents/modernes liés à l'exploitation et à la communication peuvent être testés à l'aide d'une modélisation et d'une simulation basées sur des agents.
- La décentralisation, l'autonomie et la gestion active sont des propriétés inhérentes à un système développé selon les philosophies de l'agent. De plus, une modélisation adéquate basée sur les agents peut produire des systèmes flexibles, extensibles et robustes. Toutes ces caractéristiques sont d'une importance capitale pour une modernisation en douceur des réseaux de distribution.

Les systèmes multi-agents (SMA) appliqués au contrôle des systèmes électriques présentent un enjeu majeur pour la gestion de la complexité et la flexibilité du contrôle. Ils possèdent des caractéristiques qui permettent de mieux structurer les systèmes de transmission de connaissance et ouvrent de nouvelles perspectives pour appréhender la complexité de plus en plus croissante des systèmes qui nous entourent.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons passé en revue l'état de l'art des systèmes de gestion intelligente des réseaux électrique (SCADA, DMS, EMS) et les problématiques liés à leur implémentation.

Nous avons également examiné la question de l'utilisation de l'intelligence artificielle dans la gestion des réseaux électriques à travers une revue de la bibliographie.

Nous avons justifié le choix pertinent de l'utilisation des SMA comme approche. Dans ce sens, afin d'explorer certaines autres possibilités de la technologie SMA, plusieurs applications à la gestion des réseaux de distribution électriques sont proposées dans cette thèse au chapitre 4, 5 et 6.

En effet dans les pays en développement il se pose très souvent un problème d'adéquation des outils standards qui alors demandent une réelle personnalisation pour être utiles et apporter une amélioration de la gestion des réseaux de distribution qui sont piloté de façon quasi manuelle en se basant sur, entre autres, l'expérience professionnelle des opérateurs.

« Les progrès ne seront possibles que si nous pouvons réfléchir sur les programmes sans les imaginer comme des morceaux de code exécutable. »

- Edsger Dijkstra.

Chapitre 3 : Les systèmes multi-agents

Ce chapitre présente les concepts de base des systèmes multi-agents (SMA), les différences fondamentales avec les approches similaires et les méthodes de développement d'un système multi-agents.

3.1 Introduction

Les ordinateurs ne savent pas trop ce qu'ils doivent faire : chaque action d'une application informatique doit être explicitement anticipée, planifiée et codée par un programmeur. Si un programme d'ordinateur rencontre une situation que son concepteur n'avait pas prévue, alors le résultat n'est généralement pas beau à voir - un crash du système, au mieux, des pertes de vie multiples au pire. Ce fait banal est au cœur de notre relation avec les ordinateurs. Il est si évident pour l'initié à l'informatique qu'il est rarement mentionné. Et pourtant, c'est une surprise totale pour ceux qui rencontrent l'ordinateur pour la première fois.

Pour la plupart, nous sommes heureux d'accepter les ordinateurs comme de dociles servants, au sens propre du terme, des serviteurs sans imagination. Pour de nombreuses applications (telles que le traitement de la paie), cela est tout à fait acceptable. Cependant, pour un nombre de plus en plus important d'applications, nous demandons des systèmes qu'ils puissent décider d'eux-mêmes de ce qu'ils doivent faire pour satisfaire les objectifs pour lesquels ils sont conçus. Ces systèmes informatiques sont connus sous le nom d'**agents**.

Les agents qui doivent opérer dans des environnements en évolution rapide, imprévisibles ou ouverts, les environnements dans lesquels il y a une possibilité importante que les actions puissent échouer, sont connus en tant qu'**agents intelligents**, ou parfois autonomes[55].

Considérés comme une branche de l'intelligence artificielle distribuée, les systèmes multi-agents (SMA) constituent aujourd'hui une approche alternative pour appréhender les systèmes complexes. Le développement fulgurant des SMA tient d'une part à l'évolution des paradigmes de la programmation orientée-agent mais aussi de leur simplicité de prise en main. Aujourd'hui, ils trouvent des applications dans la simulation de phénomènes complexes (ex : impacts climats et actions de l'homme sur les ressources renouvelables), la résolution de problème (ex : minimisation d'impact pour les aménagements), et la conception de programmes (ex : jeux

vidéo). Afin de comprendre ces systèmes, essayons tout d'abord de connaître la notion d'agent, qui est au cœur des SMA [56].

3.2 Agents Intelligents

3.2.1 Définition d'un agent

Suivant les architectures et les implémentations, la définition d'un agent peut varier d'une école à une autre (Wooldrige, Jennings, Feber, Russel, Norvig). Bien qu'il n'existe pas de consensus dans la définition de l'agent, celle-ci peut être appréhendée à partir de leurs fonctions de base et de leurs capacités.

Ainsi un agent est une entité physique ou virtuelle :

1. qui est capable d'agir avec son environnement ;
2. qui peut communiquer directement avec d'autres agents;
3. qui est mu par un ensemble de tendances (sous la forme d'objectifs individuels ou d'une fonction de satisfaction, voire de survie, qu'il cherche à optimiser) ;
4. qui possède des ressources propres ;
5. qui est capable de percevoir (mais de manière limitée) son environnement ;
6. qui ne dispose que d'une représentation partielle de cet environnement (et éventuellement aucune) ;
7. qui possède des compétences et offre des services ;
8. qui peut éventuellement se reproduire ;
9. dont le comportement tend à satisfaire ses objectifs, en tenant compte des ressources et des compétences dont elle dispose, et en fonction de sa perception, de ses représentations et des communications qu'elle reçoit. [57]

Les caractéristiques principales d'un agent sont : l'autonomie, la coopération, la réactivité, la proactivité, l'adaptabilité, la mobilité, la personnalisation, la satisfaction, le risque et la confiance, la continuité temporelle [58].

- **Autonomie** – un agent peut opérer sans une intervention humaine, il doit être capable d'exercer un contrôle sur ses propres processus. Il doit être capable d'entreprendre des actions et de prendre des décisions indépendamment de l'utilisateur ou des autres agents.
- **Situé** : l'agent est capable d'agir sur son environnement à partir des entrées sensorielles qu'il reçoit de ce même environnement ;
- **Coopération** – les agents ont une représentation partielle de leur environnement, chacun d'eux est doté d'une compétence partielle par rapport à l'objectif global. La coopération entre agents permet de réunir l'ensemble de ces compétences afin d'atteindre le but global. C'est le caractère social de l'agent d'interagir avec d'autres agents (logiciels ou humains) afin d'accomplir des tâches ou d'aider ces agents à accomplir les leurs [Wooldridge, 1995] [59].

- **Réactivité** – un agent peut percevoir son environnement et répondre à des changements qui s’y produisent. Pour être réactif, un agent doit disposer d’un plan d’exécution évolutif.
- **Proactivité** – un agent peut raisonner sur ses intentions et ses objectifs et planifier des actions en conséquence. Il doit exhiber un comportement proactif et opportuniste, tout en étant capable de prendre l’initiative au bon moment.
- **Adaptabilité** – les agents s’adaptent continuellement aux changements qui surviennent à leur environnement.
- **Mobilité** – les agents mobiles peuvent migrer vers d’autres environnements, ils peuvent transporter avec eux des données ou informations sur des sites distants.
- **Personnalisation** – les agents peuvent disposer de capacité de mémorisation et d’apprentissage leur permettant une meilleure adaptation à leurs tâches.
- **Satisfaction** – la satisfaction d’un agent est en quelque sorte sa motivation à réaliser des actions dans son environnement. Il s’agit d’un indicateur qui intègre ses réussites ainsi que ses échecs. La satisfaction de l’agent lui sert aussi à déterminer les moyens en adéquation avec les objectifs poursuivis. Les buts poursuivis par différents agents peuvent être incompatibles, la satisfaction d’un agent peut entraîner mécaniquement l’insatisfaction d’autres agents.
- **Risque et Confiance** – l’approche agent remplace les spécialistes par des agents, cette délégation suppose l’abandon du contrôle. On s’expose ainsi à un certain risque, c’est-à-dire à la possibilité que l’agent fasse une erreur ou s’écarte de l’objectif visé. D’où la nécessité de trouver un équilibre entre le risque d’erreur de la part de l’agent et la confiance qu’on peut lui accorder.
- **Continuité temporelle** – les agents sont des processus en exécution continue et non des programmes qu’on lance qui s’exécutent et prennent fin.

3.2.2 Les différents types d’agents

Les agents peuvent être réactifs, cognitifs ou avoir les propriétés des deux. Ils sont dans ce cas des agents hybrides.

- **Agent réactif** : Un agent réactif a une structure simple et réagit en fonction de ses perceptions. Il ne dispose pas d’une base de connaissances ce qui ne lui permet pas de mémoriser des informations. Il agit selon des réflexes aux actions que l’environnement exerce sur lui. Ils n’ont pas d’intention ni de but individuel. Leur simplicité fait qu’ils peuvent être utilisés en grand nombre dans un système. La figure ci-dessous nous montre le fonctionnement d’un agent réactif :

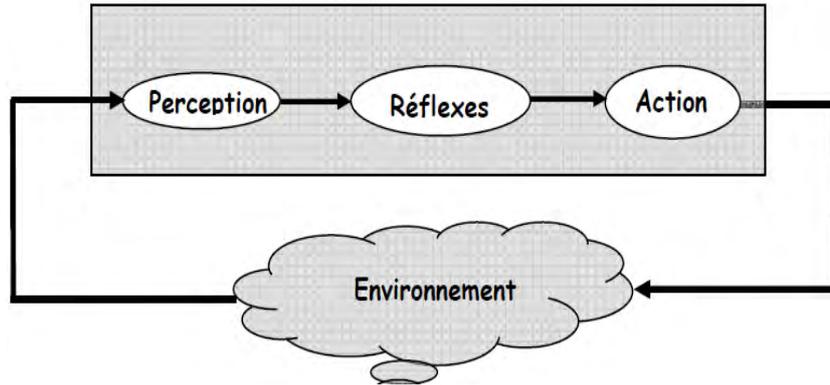


Figure 38: Fonctionnement de l'agent réactif

- Agent cognitif** : Un agent cognitif a une structure beaucoup plus complexe. Il dispose d'une base de connaissance sur laquelle il s'appuie pour mettre en œuvre des stratégies afin d'atteindre ses buts. Sa base de connaissance comprend l'ensemble des informations et des savoir-faire nécessaires à la réalisation de sa tâche et à la gestion des interactions avec les autres agents et avec son environnement. Ils sont appelés des agents intentionnels. Ils peuvent apprendre de leur expérience et en tenir compte dans leur évolution future. La figure 39 nous donne le fonctionnement d'un agent cognitif. La plupart des agents cognitifs utilisent l'architecture BDI - Belief, Desire, Intention - soit « Croyance-Désir-Intention".

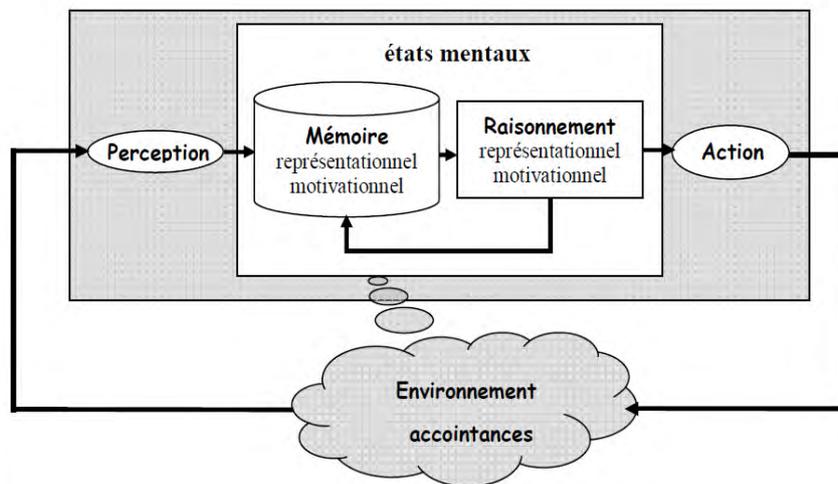


Figure 39: Fonctionnement d'un agent cognitif

Tableau 3 : Comparaison entre agent réactif et agent cognitif

Agent cognitif	Agent réactif
Représentation explicite de l'environnement	Pas de représentation explicite
Souvenir de son passé	Pas de mémoire de son historique
Agents complexes	Agents simples (stimulus/réponse)
Petit nombre d'agents	Grand nombre d'agents

- **Agent hybride** : Un agent hybride possède des caractéristiques d'agent réactif et cognitif. C'est un compromis entre l'agent réactif et cognitif.
- **Agent intelligent** : un agent intelligent est un agent capable d'une action autonome flexible afin d'atteindre ses objectifs de conception, sachant que la flexibilité signifie trois choses [59] :
 - **Réactivité** – un agent peut percevoir son environnement et répondre à des changements qui s'y produisent. Pour être réactif, un agent doit disposer d'un plan d'exécution évolutif.
 - **Proactivité** – un agent peut raisonner sur ses intentions et ses objectifs et planifier des actions en conséquence. Il doit exhiber un comportement proactif et opportuniste, tout en étant capable de prendre l'initiative au bon moment.
 - **Sociabilité** – les agents ont une représentation partielle de leur environnement, chacun d'eux est doté d'une compétence partielle par rapport à l'objectif global. La coopération entre agents permet de réunir l'ensemble de ces compétences afin d'atteindre le but global. C'est le caractère social de l'agent d'interagir avec d'autres agents (logiciels ou humains) afin d'accomplir des tâches ou d'aider ces agents à accomplir les leurs

3.3 Systèmes multi-agents -SMA

3.3.1 Définition d'un système multi-agent

Un SMA peut être considéré comme un ensemble d'agents qui coopèrent intelligemment pour réaliser une tâche. L'intelligence étant répartie entre les divers agents du système grâce à l'échange d'informations qui permet aux agents de communiquer et de faire valoir leur savoir-faire. Les notions importantes qui caractérisent un SMA sont l'organisation, la coordination, la coopération et l'interaction, mais aussi le contrôle et l'émergence. Un SMA dispose généralement de 3 couches : typologie et structure, communication et coopération. La première couche représente les différentes activités de chaque agent, la deuxième couvre les différents échanges d'informations entre les agents et la dernière établit le modèle de négociation entre agents.

Un système multi-agent peut être :

- ouvert : les agents sont libres d'entrer ou de sortir dans ce système
- fermé : les agents restent les mêmes
- homogène : les agents sont construits sur le même modèle
- hétérogène : les agents sont construits sur des modèles différents
- mixte : les agents font parties du système.

Les applications les plus complexes concernent les SMA ouverts, hétérogènes et mixtes mais la plupart des recherches se font sur les systèmes fermés et homogènes.

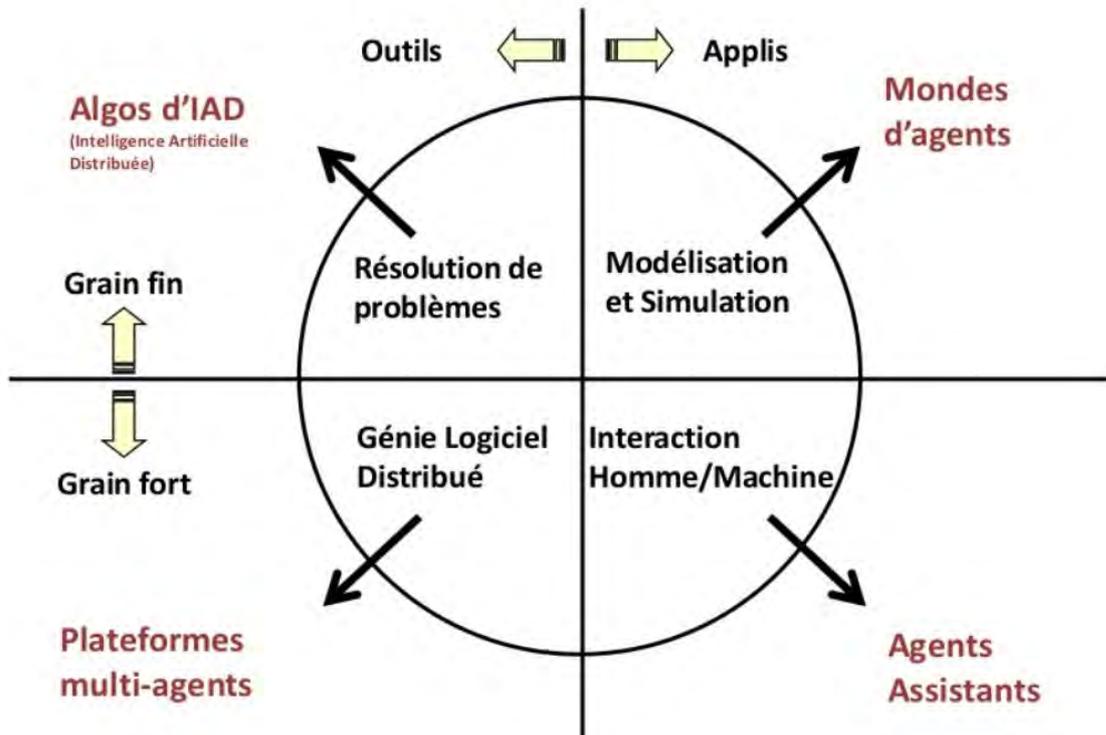


Figure 40: synthèse des problématiques des SMA, inspiré de J.-P. Sansonnet [60]

3.3.2 Comparaison des logiciels multi-agents avec les programmes conventionnelles

3.3.2.1 Agent et objet

Les programmeurs orientés objet ne voient souvent rien de nouveau ou de novateur dans l'idée des agents. Lorsque l'on s'arrête à considérer les propriétés relatives des agents et des objets, cela n'est peut-être pas surprenant. Les objets sont conçus comme des entités de calcul qui encapsulent un état, sont capables d'effectuer des actions ou des méthodes sur cet état, et communiquent par passage de message.

La programmation orientée agents est cependant un nouveau paradigme de programmation, que l'on peut voir comme une spécialisation de la programmation orientée objets parce que les modules du programme sont maintenant des agents, c'est-à-dire des objets avec un état qui définit les notions mentales associées, et que les messages entre objets sont remplacés par des messages entre agents.

Dans le paradigme multi-agent, l'accent est mis sur la dimension sociale des agents. Ainsi la différence principale entre un tel langage et un langage de programmation classique que l'on pourrait utiliser pour développer des agents, vient du fait que les notions mentales qui caractérisent les agents apparaissent dans le langage lui-même, et que la sémantique du langage est intimement liée à la sémantique de ces notions mentales.

Il existe également une différence notable entre les types de messages utilisés dans les deux domaines. Dans les SMA les messages entre agents sont modélisés en partant de la théorie des actes de parole, qui s'intéresse aux actions de communication comme informer, demander, offrir, accepter, rejeter, ... Puisque les agents sont autonomes et dotés de capacités mentales,

ils ont la liberté de décider s'ils vont ou non exécuter l'action spécifiée dans le message. Par contraste, un objet recevant un message va toujours exécuter l'action spécifiée dans le message. Cette spécialisation même fait que la programmation orientée agents est différente de celle orientée objets comme le montre le tableau ci-dessous, tableau de différences établi par Shoham 1993[61]

Tableau 4: Synthèse de la différence entre la Programmation Orientée Objets et la Programmation Orientée Agents[61]

	POO	POA
Unité de base	objet	agent
Paramètres définissant l'état de l'unité de base	pas de contraintes	croyances, décisions, obligations, habiletés
Processus de calcul	envoi de messages et méthodes pour la réponse	envoi de messages et méthodes pour la réponse
Types de messages	pas de contraintes	informer, demander, offrir, promettre, accepter, rejeter, ...
Contraintes sur les méthodes	pas de contraintes	consistance, vérité, ...

3.3.2.2 Système Multi-agents et Système Expert

Un système expert est un outil capable de reproduire les mécanismes cognitifs d'un expert, dans un domaine particulier. Il s'agit plus précisément, d'un logiciel capable de répondre à des questions, en effectuant un raisonnement à partir de faits et de règles connues. Il peut servir notamment comme outil d'aide à la décision. Dans un système expert nous retrouvons trois parties :

- une base de faits ;
- une base de règles ;
- un moteur d'inférence.

Le moteur d'inférence est capable d'utiliser faits et règles pour produire de nouveaux faits, jusqu'à parvenir à la réponse à la question experte posée. La plupart des systèmes experts existants reposent sur des mécanismes de logique formelle avec un raisonnement par déduction. En pratique, dès que l'on dépasse la centaine de règles, il devient très difficile de suivre comment le système expert « raisonne » (manipule faits et règles en temps réel), et donc d'en assurer la mise au point finale, puis la maintenance [62]

Ainsi nous pouvons remarquer que les systèmes experts n'interagissent pas avec d'autres composante de l'environnement à l'opposé des SMA. Les systèmes experts sont sans personnalités, ils n'obtiennent pas leurs informations par l'intermédiaires de capteurs mais par l'intermédiaire d'un utilisateur agissant en tant que tierce partie. De la même manière, ils n'agissent sur aucun environnement, mais donnent plutôt rétroaction ou conseils à un utilisateur. D'ailleurs de par leur conception les Systèmes Experts n'exigent pas une coopération avec d'autres agents.

3.3.2.3 Allocation de ressources et performances d'exécution dans les SMA

Les programmes conventionnels allouent les ressources aux demandes en suivant des algorithmes préprogrammés de manière séquentielle et, par conséquent, lorsqu'ils traitent un grand nombre de ressources et de demandes, il leur faut beaucoup de temps pour trouver l'allocation optimale. Chaque fois que les ressources ou les demandes changent, ces programmes redémarrent le processus d'allocation depuis le début et si les changements sont fréquents, ils oscillent et ne peuvent atteindre la solution optimale.

Les systèmes intelligents centralisés sont plus flexibles puisqu'ils sont normalement pilotés par l'heuristique (règles issues de l'expérience). Néanmoins, ils résolvent toujours le problème d'affectation en mode batch et ne peuvent donc pas gérer efficacement les modifications fréquentes.

En revanche, les logiciels adaptatifs complexes, mis en œuvre à l'aide de la technologie ontologique et multi-agents de haute granularité, exécutent l'allocation des ressources dans des calculs simultanés sans verrouillage. En général, des centaines de milliers d'agents situés sur un même serveur ou poste de travail travaillent simultanément, et si le problème est réparti sur plusieurs serveurs et postes de travail, le nombre de processus d'allocation simultanés peut augmenter considérablement.

Au lieu d'effectuer des recherches informatiques complexes pour trouver la meilleure adéquation entre les demandes et les ressources, les agents échangent des messages. Par exemple, lorsqu'une nouvelle commande arrive, l'agent affecté à cette commande diffusera un appel d'offres pour exécuter la commande à toutes les ressources ; les ressources disponibles répondent et l'entente est conclue par négociation.

Ceci explique comment les systèmes multi-agents peuvent arriver rapidement à une allocation quasi optimale des ressources en temps réel. Les agents n'ont pas à attendre des instructions. Ils planifient et exécutent les tâches de manière autonome et sont capables de décider quand se faire concurrence et quand coopérer entre eux. Ils réagissent à tout changement de l'offre ou de la demande sans y être incités. Dans un marché par exemple, les agents représentant les ressources tenteront proactivement de les placer en recherchant des clients potentiels, en offrant des rabais, des ventes croisées, en faisant des offres spéciales et/ou en coopérant avec d'autres agents.

Les agents représentant les gens chercheront activement des ressources qui correspondent à leurs besoins et communiqueront avec leurs clients, peut-être par courriel, lorsqu'ils obtiendront des affectations satisfaisantes.

Les systèmes multi-agents peuvent facilement être mis à l'échelle en organisant les agents en essais qui coopèrent ou sont en compétition les uns avec les autres. [62]

3.3.3 Processus de négociation entre agents

La négociation de manière générale nécessite l'intervention d'au moins deux parties. Chaque partie tend à satisfaire ses propres besoins ainsi que ses propres objectifs, ce qui peut provoquer des conflits d'intérêts. Elle a donc pour rôle de résoudre ces conflits et d'aboutir à un compromis qui satisfait partiellement les objectifs des intervenants [63].

Le processus négociation est constituée généralement de trois étapes qui sont la proposition, la conversation et la décision. Elle intervient lorsque des agents interagissent pour prendre des décisions communes, alors qu'ils poursuivent des buts différents.

Il y a deux types de négociations :

- La négociation centrée sur l'environnement : consistant à adapter l'environnement à la négociation.
- La négociation centrée sur l'agent : consistant à adapter le comportement de l'agent compte-tenu des propriétés du contexte donné.

La négociation permet de faire évoluer la satisfaction de chacun des agents impliqués dans la discussion d'une proposition dans le but d'aboutir à un arrangement mutuellement acceptable. La négociation peut être conclue sur une répartition d'un ensemble de ressources dont disposent les protagonistes [63]. Les agents peuvent être soit des partenaires, soit des adversaires. Cette différence de comportements présente un impact sur le déroulement et le résultat du processus de négociation. Lorsqu'ils se comportent comme des partenaires, ces ressources coopèrent et collaborent ensemble pour aboutir rapidement à un arrangement acceptable. Dans le cas d'adversité, les parties adoptent un comportement compétitif et agressif qui amène à la génération de conflits et même à un échec de la négociation appelé un refus.

3.3.4 Les langages de communication entre les agents

Grâce à la coordination, un système multi-agents peut réaliser ses tâches avec plus d'efficacité qu'un seul agent. Mais pour coordonner l'activité d'un ensemble hétérogène d'agents autonomes, il faut que les agents communiquent dans un langage compréhensible par tous les autres. On observe que dans un système ouvert un tel langage peut constituer une interface entre les agents.

L'utilisation d'un langage commun implique que tous les agents comprennent son vocabulaire sous tous ses aspects concernant :

- La syntaxe, qui précise le mode de structuration des symboles ;
- La pragmatique pour pouvoir interpréter les symboles ;
- L'ontologie pour pouvoir utiliser les mêmes mots d'un vocabulaire commun.

La compréhension du sens des symboles, ou à quoi les symboles font référence, demande un standard rigoureux de la sémantique et de la pragmatique. De plus il est nécessaire que les agents sachent bien utiliser le vocabulaire pour atteindre leurs buts, éviter les conflits, coopérer pour exécuter leurs tâches et modifier l'état mental d'un autre agent.

Pour échanger des informations et des connaissances, les agents utilisent des ACL (Agent Communication Language) qui sont des langages permettant la communication entre agents. De nombreux langages de ce genre ont été développés, nous pouvons citer principalement le KQML (Knowledge Query Management Language) et le FIPA-ACL (Foundations of Intelligent Physical Agents- Agent Communication Language) [63]

3.3.4.1 Langage de communication KQML

KQML est un langage de communication et un protocole de haut niveau pour l'échange de l'information, orienté messages et indépendant de la syntaxe du contenu et de l'ontologie applicable. Une ontologie est une spécification ou une vue simplifiée et abstraite du domaine

qui sera représenté. En d'autres termes, une ontologie définit le vocabulaire dans un domaine donné pour que les agents puissent se comprendre. En plus, KQML est indépendant du mécanisme de transport (TCP/IP, SMTP, IIOP ou autre), indépendant du langage du contenu échangé (KIF², SQL, Prolog ou autre) et indépendant de l'ontologie utilisé. Conceptuellement, nous pouvons identifier trois couches dans un message de KQML : contenu, communication et message.

- La couche “ contenu ” comporte la teneur réelle du message utilisant un langage de représentation propre au système. KQML peut supporter n'importe quel langage de représentation, y compris des langages exprimés en ASCII et ceux exprimés en utilisant la numération binaire.
- La couche de “communication ” code un ensemble de dispositifs au message qui décrivent les paramètres de communication les plus bas, tels que l'identité de l'expéditeur et du destinataire et un identifiant unique associé à la communication.
- La couche “ message ”, qui code un message qu'une application voudrait transmettre à une autre, est le noyau de KQML. Cette couche détermine les genres d'interactions au sein des agents dialoguant via KQML. La fonction de la couche message est d'identifier l'acte du langage ou la performative que l'expéditeur attache au contenu. Cet acte de langage indique si le message est une affirmation, une question, une commande ou tout autre d'un ensemble de performatifs connus (types de messages primitifs). En outre, puisque le contenu est opaque à KQML, le message inclut également les options qui décrivent le langage du contenu, l'ontologie qu'il suppose utiliser et une certaine description du contenu, tel qu'un descripteur appelant une matière dans l'ontologie. Ces dispositifs permettent une analyse correcte des messages sans avoir à accéder au contenu.

Les messages de KQML ne concernent pas seulement des phrases dans un langage quelconque, mais sont enrichis d'une attitude sur le contenu (affirmation, désengagement, requête, question, etc.). Ce langage propose une description d'un nombre important de performatives permettant les conversations entre agents mais manque de spécifications et de formalisation.

KQML a été conçu comme à la fois un format de message et un protocole de transfert de messages venant aider les agents intelligents au partage et à l'échange de données de haut niveau tout en étant indépendants des machines. Comme tout langage il présente une syntaxe spécifique représentée comme suit :

- Niveau message :
 - Language<texte>
 - Ontology<texte>
- Niveau communication
 - Sender<texte>
 - Receiver<texte>
- Niveau contenu
 - content<expression>

Il présente plusieurs performatives (types de message) comme : ask-one, ask-if, tell, etc.

² Knowledge Interchange Format

3.3.4.2 Langage de communication FIPA-ACL

Récemment, la collaboration internationale des membres d'organisations universitaires et industrielles regroupées au sein de FIPA (Foundation for Intelligent Physical Agents) a permis de spécifier des standards dans la technologie agent et vise à favoriser l'interopérabilité des applications, des services et des équipements informatiques basés sur le paradigme agent. Ils ont défini un certain nombre de spécifications principales d'agents. Notamment, un standard de langage de communication agent ACL (Agent Communication Language) a été proposé et spécifié. Comme KQML, ce dernier est également basé sur la théorie des actes de langage : les messages sont des actions ou des actes communicatifs, car ils sont prévus pour effectuer une certaine action en vertu de l'envoi. Les spécifications de FIPA-ACL se composent d'un ensemble de types de message et de la description de leur pragmatique que sont, des effets sur les attitudes mentales des agents (expéditeur et récepteur). Les spécifications décrivent chaque acte communicatif avec une forme narrative et une sémantique formelle basée sur la logique modale.

Elles fournissent également la description normative d'un ensemble de protocoles d'interaction de haut niveau, y compris la demande d'action, l'établissement de contrat et plusieurs genres de ventes aux enchères. FIPA-ACL est superficiellement semblable à KQML. Sa syntaxe est identique à celle de KQML excepté différents noms pour quelques primitifs réservés. Ainsi, il maintient l'approche de KQML de distinguer le langage externe du langage interne. Le langage externe définit la signification prévue du message, le langage interne ou le contenu, dénote l'expression à laquelle s'appliquent les croyances, les désirs, et les intentions des interlocuteurs.

Le langage FIPA-ACL est une amélioration du KQML et présente la même syntaxe que ce dernier. Il est aussi important de préciser qu'il contient plusieurs protocoles d'interactions. Parmi eux :

- FIPA-Request
- FIPA-Query
- FIPA-Contract-Net
- FIPA-Request-When
- FIPA-Iterated-Contract-Net
- FIPA-Auction-English
- FIPA-Auction-Dutch
- FIPA-Brokering
- FIPA-Recruiting
- FIPA-Subscribe
- FIPA-Propose

3.4 Méthodologie de développement des Systèmes Multi-Agents (SMA)

Il existe un nombre important de méthodes et d'outils de conception de SMA [64].

La plupart de ces propositions méthodologiques sont inspirées des résultats du domaine du génie logiciel orienté objets. Dans cette section nous présentons un certain nombre d'exemples de ces méthodologies et nous terminons par quelques arguments qui renforcent notre choix de

la méthodologie à utiliser pour notre application SMA pour la gestion des réseaux de distribution électriques intelligents [65].

3.4.1 La méthode GAIA

Cette méthodologie permet de parcourir systématiquement le processus de développement en partant de l'expression des besoins jusqu'à l'implémentation en passant par une conception assez détaillée [66]. L'idée motrice de GAIA est de considérer le système à développer comme une organisation d'agents. Dans cette organisation, chaque entité a un rôle qui est défini par quatre attributs : responsabilités, permissions, activités et protocoles. Ces différents concepts sur lesquels s'appuie GAIA peuvent être divisés en deux sous-groupes :

- Les concepts abstraits : utilisés pour la conceptualisation du système et qui n'ont pas forcément un correspondant direct dans l'implémentation.
- Les concepts concrets : utilisés dans le processus de conception et qui ont, typiquement, un représentant dans le système logiciel.

Tableau 2 : Un aperçu des concepts existants dans la méthode GAIA [66]

Concepts abstraits	Concepts concrets
Rôles	Types d'agents
Responsabilité	Services
Protocoles	Agent connus
Activités	
Propriété active	
Propriété de sureté	

3.4.2 La méthode AUML

UML est un langage de modélisation devenu le langage de prédilection dans le cadre de la modélisation des systèmes orientés objets. Le succès d'UML a fait naître beaucoup d'idées allant dans le sens d'étendre UML aux concepts agents. AUML est donc une tentative d'adaptation d'UML pour la modélisation des systèmes à base d'agents. Les modifications proposées sont :

- Le support pour la modélisation des threads concurrents d'interaction (par exemple transmission de messages à plusieurs agents) afin que UML puisse modéliser les protocoles d'interaction entre agents.
- La notion de rôle qui étend celle d'UML afin de permettre à un agent de jouer plusieurs rôles.

AUML est soutenu par l'OMG (Object Management Groupe) et la FIPA (Fondation pour les Agents Physiques Intelligents).

3.4.3 La méthode ComMod (Companion Modelling)

ComMod est une démarche itérative qui vise initialement à accompagner la gestion collective des ressources renouvelables et de l'environnement. Par le truchement de la modélisation elle aborde des thèmes tels que la propriété commune, les processus de coordination entre acteurs, les processus de décision collective etc. ComMod propose de construire une représentation du système sous des formes diverses (schémas, cartes, modèles de simulation, jeux de rôles, films)

[67]. Cette représentation est une Co-construction car l'objectif est de prendre en compte les différents points de vue afin de franchir les frontières disciplinaires et appréhender la nature complexe des systèmes étudiés. Ainsi donc, face à des systèmes complexes et dynamiques, ComMod permet dans la mesure du possible d'explicitier les points de vue différents et les critères subjectifs de chacun des acteurs. La démarche envisagée s'illustre au travers d'un processus cyclique *terrain ; modélisation ; simulation ; terrain* reflétant non pas la complication progressive d'un modèle mais plutôt l'existence et l'acceptation de plusieurs modèles constituant une base de connaissance solide.

Pour son application, ComMod propose le passage par un modèle conceptuel qui sera ensuite traduit en un modèle opérationnel (modèle de simulation). Ce modèle peut être de deux types dépendant des agents qui y interagissent :

- Les modèles de simulation fondés exclusivement sur des agents humains communément appelés jeux de rôle.
- Les modèles de simulation exclusivement basés sur des agents informatiques ou virtuels ;

3.4.4 Le protocole ODD (Overview, Design Concepts and Details)

ODD est un protocole standard qui a été proposé par Volker Grimm et des collaborateurs [68] pour permettre de simplifier la présentation et la compréhension des modèles à base d'agents. Il permet de les représenter indépendamment de la discipline dans laquelle le modèle est appliqué mais aussi indépendamment de son fonctionnement. Le protocole est constitué de différentes parties qui sont la partie *Vue d'ensemble*, la partie *Concepts* pour la mise en œuvre et la partie *Détails*. Chaque partie est constituée de sous parties. Nous retrouvons dans le tableau ci-dessous une présentation de toutes les parties du protocole ainsi que des sous parties.

Tableau 5 : Modèle ODD

Categories	Eléments
Vue d'ensemble	Sujet/But
	Entités, Variables d'état et Echelles
	Procédures et Ordonnancement
Concepts mis en œuvre	Principes de base
	Emergence
	Adaptation
	Objectifs
	Apprentissage
	Prédiction
	Sensibilité
	Interaction
	Stochasticité
	Collectivité
	Observation
	Initialisation

Détails	Données d'entrée
	Sous modèles

3.4.4.1 Vue d'ensemble

a- Le sujet/but

Dans cette partie le sujet doit être explicité de manière claire. Il s'agit de répondre à la question quel est le but du modèle et pourquoi le modèle a-t-il été développé.

b- Les entités, leurs variables d'état et les échelles

Il s'agit de donner dans cette partie les différents types d'entités du modèle ainsi que leurs variables d'état. Une entité est un acteur du modèle agissant avec les autres acteurs et subissant aussi les facteurs environnementaux. Elle est caractérisée par ses variables d'état ou attributs qui permettent de la distinguer des autres acteurs mais aussi permettent de tracer ses changements au cours du temps. Dans cette partie les dimensions spatiales et temporelles du modèle sont à spécifier.

c- Les procédures et leur ordonnancement

Il s'agit ici de décrire les principales procédures du modèle, de dire quelle entité fait quoi et dans quel ordre. Le fonctionnement global du modèle doit être présenté de manière claire et logique avec toutes les séquences et leur enchaînement dans le temps.

3.4.4.2 Les concepts mis en œuvre

Ces concepts tournent autour des onze points suivants :

1. Principe de base

Ce sont les principes généraux, les hypothèses, et les approches de modélisation utilisés pour conceptualiser le modèle. Il s'agit dans cette partie de dire quels sont ces principes de base et de décrire leurs relations avec la complexité du modèle ainsi que le but de l'étude.

2. **Emergence** : Dans cette partie il s'agit de montrer les principaux résultats émergents du comportement des agents.

3. **Adaptation** : Il s'agit de dire quelle est la capacité d'adaptation des agents face au changement entre eux et entre eux et l'environnement.

4. **Objectifs** : Il s'agit de dire les objectifs des agents et leur méthode pour les satisfaire.

5. **Apprentissage** : Il s'agit de dire si les agents sont capables de changer de comportement en fonction de leur expérience au cours de la simulation et comment ils le font.

6. **Prédiction** : La prédiction est fondamentale dans la prise de décision des agents. Dans cette partie, il s'agit de dire si les agents sont capables d'évaluer les conséquences de leurs actes et comment ils le font.

7. **Sensibilité** : Dans cette partie il s'agit de dire si les agents sont capables de sentir et quelles variables d'état internes ou environnementales peuvent-ils sentir et prendre en compte dans leur prise de décision.

8. **Interaction** : il s'agit de dire quels sont les types d'interaction entre les agents et comment elles se font.
9. **Stochasticité** : il s'agit de dire s'il existe des processus aléatoires dans le modèle et quels sont leurs impacts dans le modèle.
10. **Collectivité** : il s'agit de dire si les agents sont organisés en groupes et comment les groupes sont-ils formés ou sont-ils représentés.
11. **Observation** : il s'agit de dire quels sont les données qui sont collectées pour tester, comprendre et analyser le modèle et de dire comment et quand les collecter.

3.4.4.3 Les détails du modèle

a- Initialisation

Il s'agit de dire dans cette partie quelle est l'état initial du modèle, si cet état est le même ou s'il varie au cours des simulations ; de dire si cet état est obtenu arbitrairement ou à partir d'autres données. Il s'agit aussi de dire le nombre et les types d'entités ainsi que leurs variables d'état à l'instant $t=0$ de la simulation.

b- Les données d'entrée

Il s'agit de dire si le modèle utilise des données d'entrée de source externe. Ce sont des fichiers de données qui ne font pas référence aux valeurs initiales des variables d'état ou des paramètres du modèle mais qui sont externes et qui influencent le modèle.

c- Les sous modèles

Il s'agit de dire de manière détaillée quels sont les sous-systèmes du modèle, quel est leur structure et leur fonctionnement. Dans cette partie les procédures et leur ordonnancement doivent être décrite de manière détaillée.

3.4.5 Choix d'une méthode

Les systèmes faits à base d'agents sont souvent compliqués à expliquer et à comprendre. Dans ces systèmes de nombreuses interactions se passent et souvent avec la communication entre les différents acteurs il devient difficile pour les lecteurs ou auditeurs de comprendre les détails du fonctionnement d'un modèle.

Au terme des présentations des trois principales méthodologies, nous pouvons retenir les points suivants :

GAIA

- Adapté aux agents réactifs
- Ne couvre aucune technique de gestion de projets

AUML

- Permet la modélisation des agents
- Modélisation des agents loin de satisfaire les développeurs

ODD

- Permet la modélisation des agents et est compatible avec l'utilisation d'une autre méthode

Au vu des avantages que présentent l'approche ODD en termes de flexibilité, celui-ci sera choisi comme outil d'approche pour appréhender tous les détails relatifs aux modèles de gestion des réseaux de distribution électrique intelligents proposés dans cette thèse.

Pour implémenter les modèles proposés nous avons besoins également d'un langage ainsi que d'outils de programmation nécessaires au développement informatique.

3.5 Présentation des principaux outils de développement des systèmes SMA

Le défi majeur auquel les développeurs font face est le choix des outils de développement pour l'implémentation de leurs logiciels. Les programmes SMA sont en général assez longs, avec des problèmes spécifiques (ex : parallélisme, synchronicité, interactions, ...).

Il y a une grande variété de langage de programmation possibles cependant les langages disposant du paradigme orienté-objet sont souvent privilégié (autour de Java ou Python).

De nombreuses plateformes existent pour la mise en place de SMA (JADE, JASON, GAMA, Repast, CorMAS, MadKit, Netlogo, ...). Le document [69] fait une comparaison assez exhaustive des principales plateformes du domaines. La comparaison se fait suivant les caractéristiques suivantes :

- Domaine primaire d'application
- Type de Licence
- Langage de programmation
- Système d'exploitation
- Support utilisateur
- Conformité au FIPA
- Capacités SIG
- Capacités 3D

Nous renvoyons le lecteur au tableau comparatif de [69]

Compte tenu de l'expérience en développement (java) et les exigences de l'environnement électriques distribué nous avons retenu d'utiliser les plateformes MadKit et GAMA dans les travaux présentés dans cette thèse :

- MaDKit (Kit de développement multi-agents) : C'est une plate-forme générique évolutive, multi-système avec couche de simulation à base d'agents. Elle est sous licence LGPL pour les bibliothèques de base et GPL à des fins de développement et non commerciales. Langage de développement est le Java ; MadKit peut être développé dans tous les langages compilés en Java ; Pour le moment, MadKit est livré avec 4 langages de script exécutés dans la machine virtuelle Java: Scheme (Kawa), Jess (langage basé sur des règles), Bean Shell (interprété par Java) et Python (jython). En utilisant la technique JNI (Java Native Interface), il devrait être possible de développer des agents écrits en C ou C ++. Il est également possible d'incorporer des agents Java dans des applications C / C ++ en utilisant la même technique, en utilisant JNI comme un liant entre les deux mondes. Il utilise la JVM (Java 2). C'est une plateforme bien suivie avec un FAQ, un forum en ligne et la documentation et des exemples ; Le suivi des bugs est également assuré.

- GAMA est un outil de Développement de la modélisation et de la simulation environnementale pour la construction de simulations basées sur des agents spatialement explicites (Utiliser des SIG complexes arbitraires comme données environnementales pour les agents.) Il a été développé par l'Unité de recherche internationale IRD / UPMC UMMISCO. Il est sous licence GPL et utilise un langage de modélisation, GAML, permettant de spécifier des agents et des environnements. Développé en Java il est compatible Mac OS X ; Windows ; Linux Il implémente la communication en conformité avec le standard FIPA (les agents peuvent utiliser les objets FIPA Communicative Acts pour envoyer des messages et utiliser divers protocoles d'interaction FIPA); Il est bien documenté avec :
 - Tutoriels ;
 - FAQ et forums ;
 - Reporting des bugs ;
 - API ; documentation

Dans la suite nous présentons en détails ces deux plateformes.

3.5.1 Présentation de MADKIT

Elle a été conçue et développée par Olivier Gutknecht, Jacques Ferber et Fabien Michel et est basée sur le modèle conceptuel d'organisation AGR (Agent/Groupe/Rôle), dans lequel un agent est considéré comme entité active qui communique par message avec d'autres agents et joue des rôles dans des groupes. Ce modèle d'organisation soulage la conception et le développement des systèmes multi-agent et tient compte de la construction dynamique des applications. Les communications et les groupes peuvent être librement distribués et la distribution est effectuée d'une manière transparente au niveau de l'application. Madkit n'impose aucune considération au sujet de la structure interne des agents, de ce fait un développeur a librement le choix de ses propres architectures d'agents. Madkit est écrite en Java, il tire donc profit de la programmation orientée objet et toutes ses fonctionnalités sont contenues dans le noyau Madkit. Ce noyau est constitué d'un ensemble de classe permettant à l'utilisateur de concevoir un SMA de façon simple, et d'ajouter de nouvelles fonctionnalités à celles de base.

3.5.1.1 Le modèle conceptuel AGR

Le modèle organisationnel AGR est basé sur trois concepts qui sont l'agent, le groupe et le rôle. Ces concepts organisationnels apportent beaucoup de flexibilité au concepteur. Chaque agent appartient à un groupe dans lequel il tient des rôles. La figure ci-dessous nous donne une présentation de l'organisation.

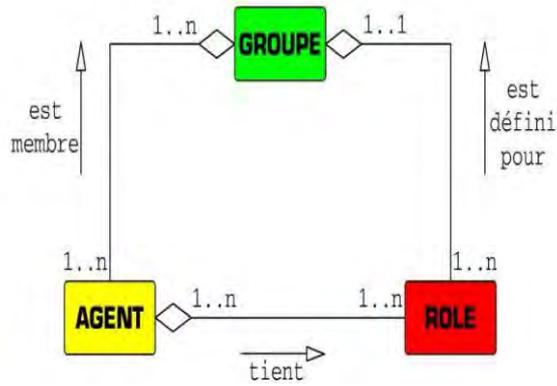


Figure 41: Modèle Agent/Groupe/Rôle

Agent : Le modèle n'impose aucune contrainte sur l'architecture interne des agents. Un agent est désigné comme étant une entité active communicante qui joue des rôles dans des groupes. Cette définition est générale afin de permettre aux développeurs de spécifier le modèle le plus adapté aux agents relatifs à leur application. Ils sont libres dans la conception de l'architecture interne de leurs agents.

Groupe : Un groupe est la constitution d'un ensemble d'agent, c'est un regroupement d'agents. Chaque agent peut être membre d'un ou plusieurs groupes. Un groupe est seulement une manière d'étiqueter un ensemble d'agents. Un groupe peut être créé par un agent et un agent peut soumettre une requête pour être admis dans n'importe quel groupe car il peut être membre de plusieurs groupes. Un groupe peut être local ou distribué au niveau de plusieurs machines.

Rôle : Le rôle est la représentation abstraite d'une fonction, d'un service ou d'une identification agent dans chaque groupe. Chaque agent peut tenir plusieurs rôles, chaque rôle tenu par un agent est local à un groupe.

3.5.1.2 L'Architecture de Madkit

L'architecture de Madkit est constituée des 3 principaux composants : le micronoyau, l'agentification des services et le modèle des composants graphiques. Elle est représentée par la figure suivante :

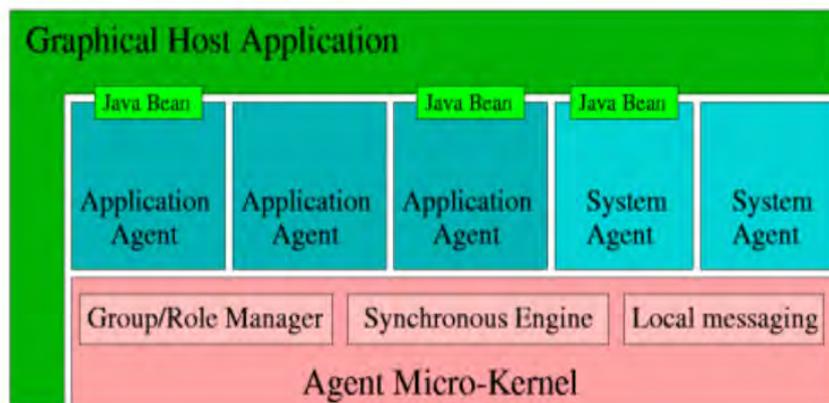


Figure 42: Architecture de Madkit

- **Le micronoyau**

Le micronoyau offre les services de base qui permettent le déploiement d'un agent. Il garantit le bon fonctionnement des différentes classes et méthodes dans le développement. Il assure les tâches suivantes :

- Contrôle des groupes et des rôles
- Gestion du cycle de vie de l'agent
- Le passage des messages entre les agents

- **L'agentification des services**

Madkit utilise les agents pour ses tâches de gestion système : tel que les aspects de la sécurité, le passage des messages, l'émigration des agents. Ces tâches sont définies comme des rôles dans certains groupes spécifiés. Cela permet un haut niveau de personnalisation, des services peuvent être rajoutés ou supprimés facilement. Un autre avantage de l'agentification des services est le fait qu'un agent commence au départ avec un certain nombre de rôles, en suite, au fur et à mesure que l'application grandisse, il délègue dynamiquement à de nouveaux agents certains de ses rôles pour réduire sa charge. De cette distribution dynamique des services résulte une montée en puissance du système.

- **Le modèle des composants graphiques**

Madkit est doté d'un modèle graphique basé sur des composants graphiques indépendants, utilisant la spécification Java Beans dans la version standard. Chaque agent est responsable de ses propres interfaces graphiques. Un noyau graphique se charge de lancer les interfaces et les gérer dans une interface globale. Etant donné que ce noyau graphique est un module logiciel indépendant, il peut être réalisé comme un agent pour une meilleure flexibilité, permettant le contrôle des interfaces des autres agents par un agent Madkit régulier qui peut participer à n'importe quel scénario d'interaction

3.5.1.3 L'implémentation d'agent sous Madkit

Madkit offre la possibilité d'implémenter deux types d'agent : des agents threadés qui sont classiques et qui sont portés chacun par un thread, et dont la synchronisation est gérée par le concepteur et des agents synchrones qui peuvent être portés par un même thread. La classe principale à étendre pour créer un agent est `madkit.kernel.Agent`. Cette classe permet d'implémenter tout type agent qui s'exécute directement dans un autre processus (Thread). Elle étend elle-même la classe `madkit.kernel.abstractAgent`.

Cycle de vie d'un agent

Le cycle de vie de l'agent est constitué de quatre phases. L'agent est créé par la méthode `launchAgent()`, activé par la méthode `activate()`, exécuté par la méthode `live()` et détruit par les méthodes `killAgent()` et `end()`. Un agent a la possibilité de créer et de lancer d'autres agents. Dans la méthode `live()`, l'agent fait tout ce qu'il a à faire. C'est dans cette méthode que le

concepteur définit le comportement de l'agent, ses actions. Toutes les autres méthodes sont donc appelées dans celle-ci.

Communication des agents

Les agents communiquent par messages. Chaque agent dispose d'une boîte aux lettres dans laquelle il accueille tous les messages qu'il reçoit des autres agents et d'une adresse (*AgentAddress*) sous laquelle il peut être joint par tous les autres agents. L'envoi de message se fait de manière ciblée en envoyant un message à un agent à son adresse ou diffusée à un groupe d'agents. Les agents sont identifiés par leur adresse mais également par leur groupe et leurs rôles. La boîte de messages est une simple file d'attente des messages reçus dans leur ordre d'arrivée que l'agent peut consulter quand il le désire. Les messages sont consultables un à un dans leur ordre d'arrivée. Chaque message consulté est ensuite détruit. La méthode *isMessageBoxEmpty()* informe sur l'état de la boîte aux lettres. La méthode *waitNextMessage()* permet d'attendre le message suivant et peut être définie avec un temps d'attente pour limiter l'attente. Ces méthodes sont la clef de l'écriture du comportement des agents. On peut définir des agents qui ne réagissent qu'aux messages d'autres agents avec l'utilisation de la méthode bloquante, laissant l'agent en attente jusqu'à l'arrivée d'un message ; ou encore définir des agents qui resteront actifs même lorsque leur boîte de message est vide.

Implémentation d'agents synchrones

Dans un modèle à base d'agents réactifs, un nombre important d'agent est souvent utilisé grâce à la simplicité de leur architecture. Et dans ce cas la synchronisation, le contrôle et la gestion de ce nombre important d'agents peut poser problème pour le concepteur. Madkit offre une solution à ce problème en permettant l'implémentation d'agents synchrones. Ces agents sont contrôlés par des agents externes qui sont l'ordonnanceur ou *Scheduler* qui gère la synchronisation des agents grâce à leur *activator* et l'observateur qui supervise les activités des agents synchrones. Le fonctionnement général de ce type de système est donné par la figure 43 :

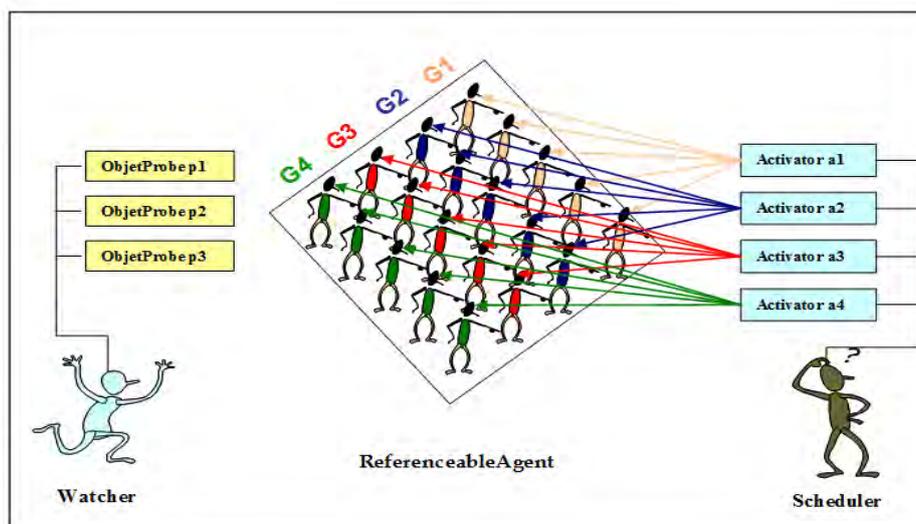


Figure 43: Principe de fonctionnement des agents synchrones

3.5.2 Présentation de la plateforme GAMA

GAMA (GIS & Agent-based Modelling Architecture) est une plate-forme libre de modélisation et de simulation à base d'agents développée depuis 2007. GAMA permet de construire des simulations à temps discrets. Cela signifie que le temps est segmenté en un ensemble de pas de simulation ayant tous la même durée : à chaque pas de simulation, tous les agents sont activés et peuvent agir (modification de leur état, de l'état d'autres agents ou de l'état du monde).

La version 1.6 de la plate-forme est disponible depuis octobre 2013. Cette version est déjà utilisée dans le cadre de différents projets de recherche touchant à des problématiques aussi variées que l'épidémiologie, l'évolution de l'occupation des sols, les risques naturels ou technologiques, la gestion de l'eau avec le projet MAELIA (Taillandier et al., 2012 ; Gaudou et al., 2013), la mobilité urbaine avec le projet MIRO 2 (Banos et al., 2012 ; Banos et al., 2013), ou encore la reconstitution d'événements géo-historiques...

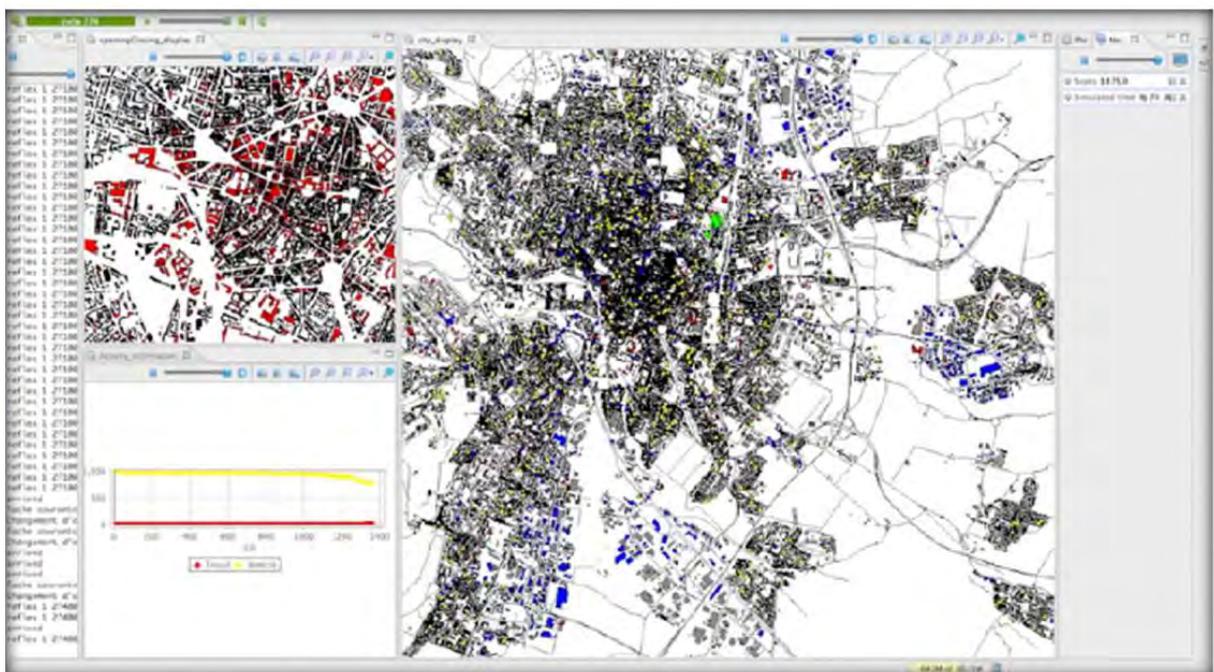


Figure 44: aperçu d'une simulation dans Gama [70]

GAMA fournit aux modélisateurs un langage complet de modélisation : le GAML. En outre, GAMA offre un environnement de développement intégré (IDE) permettant de faciliter l'écriture de modèles. Cet IDE, qui intègre un éditeur de code GAML, fournit tous les outils modernes d'aide à la programmation : coloration du texte, auto-compilation des modèles, détection automatique des erreurs, auto-complétions, correction automatique d'erreurs... Le langage GAML a été conçu pour être simple à utiliser et à assimiler, même pour des modélisateurs ayant un faible niveau de programmation. Il se caractérise, à l'image du langage de Netlogo, par une grammaire très simple et par une grande bibliothèque d'opérateurs (près de 300). Le GAML est un langage de programmation orienté agent. Définir un modèle en GAML consiste à définir trois types de bloc : le bloc global, les espèces et les expérimentations.

- Le bloc global représente le modèle du monde et en décrit les caractéristiques et les dynamiques (qui peuvent concerner tous les agents). Le lancement d'une simulation correspond à la création du monde qui peut à son tour créer d'autres agents.
- Une espèce – qui correspond en programmation orientée objet à une classe – est un archétype d'agent qui définit pour un type d'agents quels sont ses caractéristiques, ses comportements et ses représentations visuelles.
- Les caractéristiques d'une espèce d'agents sont définies au travers de variables qui définissent l'état interne des agents. Les variables en GAML peuvent être statiques ou dynamiques (recalculées à chaque pas de simulation ou lorsque nécessaire) et sont typées (entier, réel, point, liste, dictionnaire, géométrie, graphe...).

Le comportement d'une espèce d'agents est défini au travers d'actions et de réflexes. Une action représente une capacité que l'agent possède et à laquelle il pourra faire appel. Il s'agit d'un bloc d'instructions qui est exécuté lorsque l'action est appelée. Une action correspond à une méthode en programmation orientée objet. Un réflexe est un bloc d'instructions qui est exécuté à chaque pas de simulation lorsque sa condition d'exécution est vérifiée.

La représentation visuelle d'un agent est définie au travers d'aspects. Un aspect correspond à une façon de visualiser un agent. A noter qu'un agent peut disposer de plusieurs aspects (il est possible de représenter l'agent de différentes façons) et que ces derniers peuvent être (ou non) totalement décorréliées de la géométrie interne de l'agent. GAMA offre dans ce cadre beaucoup de liberté pour l'affichage des agents, permettant d'afficher simultanément tous les types de géométries, des images ou du texte.

Le dernier type de bloc à définir dans un modèle sont les expérimentations qui fournissent des cadres d'exécution d'une simulation. Elles permettent en particulier de définir les entrées

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons abordé en détail la question relative aux SMA avec une présentation des concepts de base de ce domaine, les différences fondamentales avec les approches similaires et les méthodes de développement d'un systèmes multi-agents.

Nous avons également choisi les outils qui vont nous accompagner dans la suite de cette thèse :

- Modélisation : ODD
- Outils de développement : MadKit et GAMA

L'agent est simplement une entité virtuelle ou physique située dans un certain environnement et capable d'agir de manière autonome aux changements dans l'environnement et sur lequel il agit. Le concept peut être étendu à celui d'agent intelligent qui considère en plus sa capacité à prendre des décisions face aux réactions de l'environnement avec les caractéristiques que sont réactivité, proactivité et sociabilité.

Les Système multi-agents sont quant à eux, un système dans lequel plusieurs agents et agents intelligents sont en interaction.

Le réseau intelligent peut être considéré comme un système d'information distribué, car il est intrinsèquement distribué avec les capteurs, les actionneurs et le système de décision répartis dans le réseau.

En ce sens, le paradigme des systèmes multi-agents constituent une approche naturelle pour les études, la modélisation et la simulation de réseaux intelligents.

Ainsi pour la gestion et le contrôle des systèmes électriques l'approche multi-agent peut s'avérer bénéfique dans le sens où les périphériques du réseau intelligent peuvent être modélisés en tant qu'agents.

« En voulant éviter un défaut, les maladroits se jettent dans le défaut contraire. »

- De Horace

Chapitre 4 : Reconfiguration intelligente des réseaux de distribution électrique

Ce chapitre étudie le problème de la reconfiguration des réseaux pour la gestion optimale du schéma d'exploitation avec un systèmes multi-agents.

4.1 Introduction

Les systèmes électriques sont parmi les systèmes les plus complexes et les plus étendus d'un pays. Cette complexité des réseaux de distribution électrique rend la gestion des pannes difficile obligeant celui-ci à développer la capacité de faire face aux défaillances dans la continuité de la fourniture. En effet les opérateurs sont très souvent obligés de modifier leur schéma d'exploitation pour remédier aux problèmes créés par des défauts sur les lignes électriques.

Ainsi le distributeur doit être capable de localiser un défaut électrique, de l'isoler et de reprendre le service dans les meilleurs délais. Cette activité est généralement connue sous le nom de FLISR (Fault Location, Isolation, Supply Restoration ou Service Restauration).

Dans ce chapitre nous montrons l'intérêt de l'utilisation de l'approche SMA pour résoudre des problèmes de reconfiguration des réseaux électriques, notamment avec l'avènement d'un besoin de contrôle décentralisé.

Le principal objectif de ce travail est de modéliser et de simuler la restauration du réseau par approche multi-agent lors de l'occurrence d'un défaut. Cette modélisation va permettre lors d'un défaut sur le réseau de garantir la localisation et l'isolation de celui-ci et la restauration du service. Le système va permettre en fonction des contraintes techniques de proposer une configuration de secours à la configuration courante de manière automatique.

4.2 Problématique de la reconfiguration des réseaux

4.2.1 Régimes d'exploitation d'un réseau de distribution

Le cycle de vie d'un réseau de distribution en exploitation peut être ramené à trois situation[16] :

- **Régime normal :**

Le système se trouve dans un régime dit 'régime normal' lorsque le réseau est exploité avec une topologie radiale et lorsque les contraintes électriques sont respectées. Pour ce cas, les tensions aux nœuds sont comprises dans un intervalle spécifié et les courants dans les lignes sont inférieurs à leurs valeurs maximales admissibles.

- **Régime perturbé :**

Le réseau électrique se trouve dans un régime dit 'régime perturbé' lorsqu'il se produit un défaut sur une de ses branches. Les raisons en sont pour la plupart des courts-circuits. Si les défauts sont fugitifs, ils peuvent être éteints par un automatisme de réenclenchement. Si après une ou plusieurs tentatives de réenclenchement le défaut existe toujours, on assiste à une ouverture définitive des appareils de coupure et une partie du réseau n'est plus alimentée, le système se trouve ainsi dans un régime dit "d'incident".

- **Régime d'incident :**

Le régime d'incident est difficile à gérer à cause des contraintes temporelles qu'il entraîne. En effet, les exploitants sont obligés de réduire au minimum le temps de coupure. Ceci est désormais facilité par la mise en place de détecteurs de défaut, placés sur des organes de coupure télécommandés. Ils délivrent une information lorsque le défaut se situe en aval de leur point d'installation.

Une fois l'endroit du défaut localisé avec suffisamment de précision - opération qui peut durer plusieurs heures - la zone défectueuse est isolée à l'aide de sectionneurs qui se trouvent de part et d'autre du défaut. Les consommateurs en amont du défaut peuvent être repris par une fermeture du disjoncteur. Ceux en aval peuvent également être repris à condition qu'il y ait des départs adjacents.

La reprise de service avec une seule manœuvre peut s'avérer difficile lorsque les départs voisins sont déjà près de leur transit maximal ou lorsque l'ensemble des consommateurs à réalimenter est très important. Il est donc parfois nécessaire d'effectuer des transferts de charges multiples entre les départs afin de libérer la puissance dans les départs qui vont reprendre le service des parties perdues.

Le réseau de distribution retrouve le régime normal lorsque le défaut a pu être réparé. La contrainte topologique est alors de nouveau respectée car tous les consommateurs sont alimentés.

Les changements de la topologie qui étaient nécessaires pour la reprise des clients îlotés, peuvent s'avérer désavantageux pour le régime normal. Il peut alors être important de reconfigurer de nouveau le réseau pour l'exploiter dans de meilleures conditions.

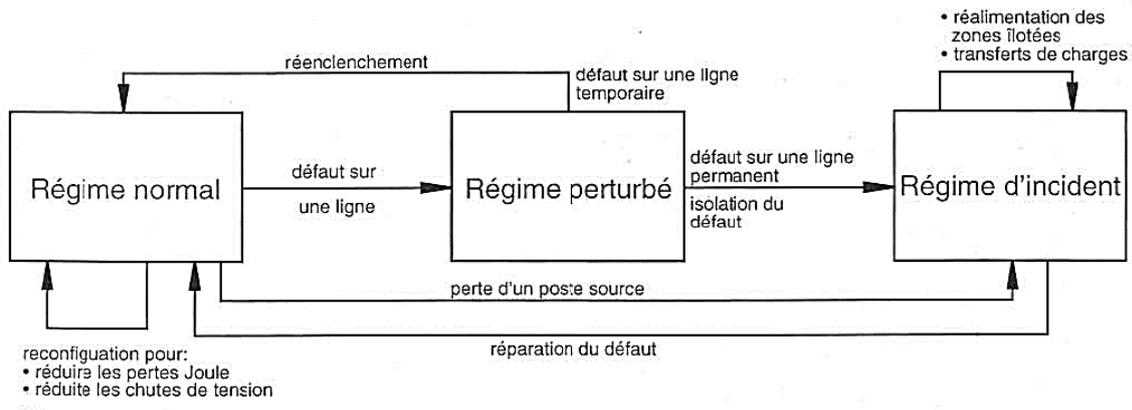


Figure 45: Régimes d'exploitation d'un réseau de distribution, inspirée de [16]

Même si toutes les contraintes sont respectées, il existe souvent un besoin de changer la topologie du réseau pour l'exploiter dans de meilleures conditions vis-à-vis des clients et aussi vis-à-vis des exploitants du réseau. Ceux-ci cherchent ainsi à réduire leurs coûts en minimisant les pertes Joule, à réduire les chutes de tension, à équilibrer les courants entre les départs. C'est le concept de la reconfiguration. Selon la politique de la compagnie d'électricité, une reconfiguration peut être plus ou moins fréquente. En effet, cette pratique nécessite des manœuvres à effectuer qui représentent un coût non négligeable et qui réduisent les bénéfices obtenus par une réduction des pertes Joule. Toutefois, avec l'introduction des nouveaux systèmes DMS, la gestion des manœuvres devient plus simple et une reconfiguration plus fréquente peut être envisagée.

Parfois le choix d'une arborescence ne peut être optimal au niveau des pertes Joule, car le poids des clients prioritaires est trop contraignant. Ces clients représentent des postes où les conséquences d'une coupure de courant peuvent être désastreuses comme par exemple les hôpitaux ou des casernes de pompiers. Pour ces postes à priorité supérieure, les compagnies d'électricité garantissent un temps de coupure minimale. Elles prévoient donc déjà pour le schéma d'exploitation normal que certaines lignes ne desservent que des clients prioritaires afin de réduire le risque d'un défaut qui peut être provoqué par une ligne qui alimente un client normal. Il se peut ainsi qu'un tel départ, alimentant un client prioritaire, ne soit pas trop chargé. Pour mieux équilibrer les départs d'un poste source, le départ en question pourrait prendre la charge d'un départ exploité près de sa capacité nominale.

Cependant les bénéfices résultant d'une réduction des pertes Joule ne peuvent compenser les dommages que pourrait subir un client important.

Par ailleurs les bénéfices d'une optimisation de la topologie, sont souvent contraintes par le nombre de manœuvres à effectuer pour passer de la topologie initiale à la topologie finale.

4.2.2 Optimisation en régime d'incident

En cas d'une panne créée par un défaut permanent ou d'un problème plus grave à l'intérieur d'un poste source qui entraîne la perte de plusieurs départs, une partie plus ou moins importante du réseau se trouve isolée. La réalimentation rapide de tous les clients est la tâche principale des exploitants. Elle peut s'avérer très complexe car il faut tenir compte de plusieurs contraintes parmi lesquelles :

- Capacités limitées des départs sains adjacents aux zones îlotées pour la reprise de service.

- Un nombre de manœuvres à effectuer aussi faible que possible pour une réalimentation facile et rapide.
- Alimentation rapide des clients prioritaires.
- Délestage des parties non-prioritaires lorsque la puissance disponible n'est pas suffisante.
- Complexité pour choisir une configuration de secours à cause des nombreuses topologies possibles.

Afin de répondre à tous ces problèmes, le personnel de la gestion du réseau fait appel à son expérience acquise pendant de longues années dans les centres de conduite. Ayant une très bonne connaissance de la structure du réseau et connaissant les points faibles et forts du réseau, ils parviennent à effectuer les manœuvres nécessaires pour réalimenter les zones perdues.

Lorsque l'automatisation d'un réseau de distribution est rudimentaire, les opérations en régime d'incident sont souvent longues et complexes. De simples pannes, à cause du manque d'informations peuvent être complexes à traiter. En effet, les premiers indices sont généralement recueillis par téléphone. Les abonnés avertissent les exploitants d'une coupure de courant. Puis, sur la base de ces données élémentaires, ces derniers envoient du personnel sur le lieu présumé du défaut. L'élimination du défaut s'effectue alors par une série de manœuvres réalisées sur les appareils encadrant la zone du défaut, les opérations étant dirigées par liaison radio. Une fois le défaut détecté et la zone d'incident isolée, les manœuvres nécessaires pour la réalimentation des zones saines sont effectuées. Cette phase peut être complexe et nécessite une très grande expérience des exploitants.

Ceci est dû au fait que la réalimentation ne peut être faite qu'après des transferts de charge vers des départs voisins. Lorsqu'un défaut apparaît à une heure de pointe, le problème se complexifie car la réserve de transit des départs sains est souvent faible, voire insuffisante pour réalimenter les zones perdues.

L'automatisation des réseaux de distribution facilite la gestion du régime d'incident et aide à réduire le temps de coupure. Ceci est principalement dû aux interrupteurs télécommandés permettant l'isolation des zones en défaut à partir d'un centre de conduite. Ils permettent également la reprise de service ainsi que le transfert des charges sans être obligé de se déplacer pour manœuvrer les interrupteurs. La localisation du défaut est aussi facilitée par les détecteurs de défaut qui sont installés sur les interrupteurs télécommandés, indiquant si le défaut est situé en aval de l'interrupteur en question.

L'évolution de l'automatisation a été accompagnée par des recherches intensives dans le domaine de l'optimisation des réseaux de distribution pendant ces dernières années. Elles ont donné naissance à des fonctions évoluées qui proposent une topologie de reprise après un incident. Celles-ci ont comme premier objectif de réalimenter le maximum de clients perdus tout en ne dépassant pas les contraintes d'exploitation (courant maximale admissibles dans les lignes). Ainsi, le temps de coupure peut être considérablement réduit, surtout quand l'ampleur de l'incident est très importante.

4.3 Approches existantes dans la littérature

Comme nous l'avons vu au chapitre 2, les systèmes multi-agents (SMA) appliqués au contrôle des systèmes électriques présentent un enjeu majeur pour la gestion de la complexité et la

flexibilité du contrôle. Ils possèdent des caractéristiques qui permettent de mieux structurer les systèmes de transmission de connaissance et ouvrent de nouvelles perspectives pour appréhender la complexité de plus en plus croissante des systèmes qui nous entourent.

Les applications des SMA dans les systèmes électriques sont nombreuses et sont portés sur la modélisation, la simulation, la gestion et le contrôle distribué des systèmes électriques, la planification des échanges d'énergie électrique et du système d'exploitation et surtout la gestion de la restauration du système électrique en cas de panne.

Les modèles SMA proposés pour la restauration des systèmes électriques sont nombreux. Ils utilisent tous un modèle topologique du réseau où chaque élément du réseau est représenté par des branches ou des nœuds. Les postes constituent les nœuds du réseau. Les travaux de **Nagata and al.**, [41] présentent un système de deux agents pour la restauration, les agents bus notés BAG (Bus Agent) qui sont associés aux nœuds du réseau et un agent facilitateur FAG (Facilitator AGent). FAG agit seul comme manager pour les processus de décision. BAG décide de la reconfiguration du système après un incident sur le réseau en interagissant avec les autres BAG, il communique avec ses voisins BAG avec une durée de temps limitée. Dans ce système la configuration de secours résultant de la procédure ne tient compte que de la puissance maximale de la branche incidente aux bus interconnectés à la zone non affectée par le défaut.

Baxevanos and al., [71] ont proposé un système avec une structure à deux niveaux. Le premier niveau considère l'implémentation de groupes similaires d'agents collaborant (communauté agents), au niveau des nœuds significatifs du réseau que sont les sous-stations. Le second niveau concerne la formation de groupe au niveau des sous-stations environnant au-dessus. L'isolation de défauts et la restauration de puissance sont distribuées à travers les communautés d'agents. Ces communautés sont constituées des agents Expert, Inter et Com. L'agent Expert est un agent virtuel qui a pour rôle de gérer les situations émergentes. Equipé d'une représentation de connaissance appropriée, de croyances par rapport à son environnement et de ses propres buts, il combine les données et l'évolution pour décider de l'action de la communauté. L'agent Inter est une entité virtuelle donnant à l'agent expert les connexions nécessaires avec l'environnement physique. Il gère les contrôleurs programmables avec des connaissances appropriées et décide des issues qui affectent la synchronisation du réseau. L'agent Com est l'agent responsable de la communication entre les agents de la communauté. Il initialise la communication entre les nœuds adjacents du réseau et aussi entre les sous-stations et les agents terminaux.

Khamphanchai and al., [72] ont proposés un système à trois types d'agents, des agents BUS (BA), des agents LOAD (LA) et un agent facilitateur (FA). L'agent facilitateur s'occupe des prises de décision. Il gère le statut des bus et veille au bon déroulement du processus de restauration. L'agent bus joue le rôle de coordonnateur entre l'agent FA et LA et on en trouve un à chaque nœud du réseau. Il est défini pour décider de la configuration cible après un défaut en interagissant avec les autres agents bus ainsi qu'à l'agent charge auquel il est connecté. Il gère les puissances arrivantes ou provenant du bus, le niveau de tension et le courant net au niveau du bus, la puissance requise des charges et le statut des interrupteurs. Dans les conditions d'urgence où le bus n'est plus alimenté, l'agent correspondant commence avec son voisinage dans le but de restaurer la puissance à la zone isolée. L'agent LOAD gère la tension de charge, la charge de courant, active la consommation de toutes les charges critiques ou non, contrôle le statut des charges. En cas d'urgence s'il n'y a pas assez de puissance disponible pour toutes les

charges connectées au système l'agent bus envoie un signal de contrôle à l'agent charge dans le but de sécuriser les charges critiques et d'alimenter les charges non –critiques.

Kovac and al., [73] ont proposé un système de restauration à trois agents, les agents Switch, GRID et LOAD. L'agent SWITCH est l'agent le plus important dans le processus de restauration. Cet agent est lié à un Switch contrôlé à distance (télécommandé) et certaines de ses tâches sont de localiser la zone de défaut en communiquant avec les autres agents, d'estimer la charge de la ligne d'où provient le défaut en se basant sur les mesures et les informations de l'agent LOAD, de déterminer s'il y a assez de charge pour la restauration dans la zone saine et de prendre la décision finale sur le Switch pour restaurer la puissance. L'agent GRID dispose des informations sur l'ensemble de la topologie du réseau et a pour rôle principal d'informer les autres agents sur cette topologie sur leur demande. L'agent LOAD aide à l'estimation de la charge. Les agents sont associés aux Switches et aux interrupteurs du système électrique.

Yinliang and Wenxin, [74] proposent un nouvel algorithme de restauration de charge entièrement distribué basé sur un système multi-agents. Chaque agent prend la décision de rétablissement synchrone de la charge selon les informations reçues. Pendant le processus de découverte de l'information, les agents ne communiquent qu'avec leurs voisins directs, et l'information globale retrouvée est basée sur le théorème de moyenne-consensus.

Nous voyons que plusieurs applications ont été présentées autour des systèmes électriques en général et surtout de la restauration en cas de panne en particulier. Dans ces nombreux modèles proposés, les auteurs sont arrivés à un résultat satisfaisant pour la restauration, car une configuration de secours est obtenue après la négociation des agents. Mais pour la plupart des modèles proposés, les auteurs ne tiennent pas compte de la puissance maximale de toutes les branches qui auront des charges à supporter en plus de celles qu'ils supportent déjà. Les problèmes qui peuvent découler de ces contraintes peuvent induire des surcharges sur certaines branches du réseau. Nous proposons dans la suite un modèle qui prend en considération les contraintes sur toutes les liaisons du réseau, poste par poste. A cela nous combinons toutes les autres bonnes pratiques déjà développée pour en faire des agents type.

4.4 Formulation mathématique du problème de la reconfiguration des réseaux

Le réseau de distribution est limité en amont par les postes sources HTB/HTA qui représentent la frontière physique entre le réseau de transport et le réseau de distribution, et en aval par les postes de distribution HTA/BT séparant le réseau de distribution HTA au réseau de distribution BT. Les postes HTA/BT constituent la limite inférieure de cette étude.

La modélisation des réseaux électriques a toujours été un enjeu scientifique majeur. On utilise des modèles pour étudier la stabilité et le contrôle, pour l'analyse et l'optimisation des flux de puissance, sans oublier l'analyse des harmoniques, la planification et la restauration. Deux modèles sont souvent utilisés :

- un modèle électrique basée sur les lois d'électricité pour la simulation du comportement du réseau et le calcul des pertes dans le réseau ;
- un modèle topologique pour l'optimisation.

Le réseau de distribution est constitué des éléments suivants :

- Des transformateurs HTB/HTA,
- Des supports de transport (lignes, câbles électriques),
- Des transformateurs HTA/HTA et HTA/BT,
- Des charges.

La modélisation topologique de ces différents éléments du réseau de distribution nous donne une représentation du réseau sous la forme d'un graphe. Ce graphe présente la structure du réseau et inclut le graphe représentant la topologie du réseau qui donne l'état en service ou non des éléments du réseau. Cette topologie du réseau correspond au schéma d'exploitation ou à la configuration courante (Nous renvoyons le lecteur au point 1.3.4 Modèle topologique du réseau).

Les transformateurs sont situés au niveau des postes et sont modélisés d'un point de vue topologique par une branche reliant deux nœuds. Pour les transformateurs HTB/HTA, seuls les nœuds en aval de la branche sont considérés dans la structure du réseau d'étude et pour les transformateurs HTA/BT, seuls leurs nœuds en amont de la branche sont concernés. Les supports que nous appelons lignes sont représentés de manière topologique par des branches reliant deux nœuds. Les charges sont associées aux nœuds des postes qui les alimentent.

Le problème de restauration est un problème d'optimisation appliqué au réseau en cas de défaut. Les critères à optimiser dans ce travail sont essentiellement les charges à réalimenter. Si nous considérons qu'au niveau de chaque nœud k du réseau la charge est L_k et que y_k représente la variable de décision qui qualifie si la charge doit être reprise ou non, alors la formulation mathématique de l'optimisation des charges à réalimenter est donnée par l'équation (1), R étant l'ensemble des nœuds non alimentés de la zone affectée comme illustré à la figure 20 (chapitre1).

$$Max \sum_{k \in R} L_k y_k \quad (1)$$

Il s'agit de maximiser les charges à réalimenter en cas de défaut et ceci se fait sous les contraintes suivantes :

- (I) *La loi des nœuds* doit être respectée. Pour cela la somme de toutes les puissances incidentes à un nœud et des puissances partantes du nœud et la charge au nœud doit être nulle au niveau de chaque nœud du réseau. C'est la loi des nœuds, elle est formulée par l'équation 2.

$$\sum_{k \in T_i} P_k - \sum_{k \in F_i} P_k - L_i y_i = 0 \quad (i \in N) \quad (2)$$

Où F_i : Ensemble des branches originaires du nœud i

T_i : Ensemble des branches incidentes au nœud i

L_i : Charge au nœud i

y_i : Etat alimenté ou non de la charge au nœud i

N : Ensemble des nœuds

- (II) *Le respect de la capacité limite des branches* doit être assuré pour éviter que d'autres problèmes ou d'autres défauts ne surviennent lors de la restauration.

L'utilisation des lignes au-delà de leur capacité maximale peut conduire à des ruptures ce qui peut entraîner des coupures par cascade. Cette contrainte est formulée par l'équation 3.

$$|P_k| - U_k \leq 0 \quad (k \in B) \quad (3)$$

Où P_k : Puissance au niveau de la branche k

U_k : Capacité de la branche k

B : Ensemble des branches alimentées

(III) *La capacité disponible pour la restauration doit être la capacité maximale de la zone affectée.* Il faut assurer le respect de la capacité maximale des sources de la zone saine. Cette contrainte est formulée par l'équation 4.

$$\sum_{k \in F_q} P_k x_k \leq G_i \quad (i \in S) \quad (4)$$

Où P_k : Puissance en direction de la branche k

x_k : Variable de décision de la branche k

F_q : Ensemble des branches commençant le nœud q

G_i : Puissance venant du nœud alimenté i

S : Ensemble des nœuds alimentés qui peuvent être connecté à la zone affectée

(IV) *La topologie arborescente du réseau doit être respectée.* Chaque nœud ne doit être alimenté que par une seule source et une et une seule branche. Cette contrainte est formulée par l'équation 5.

$$\sum_{k \in T_i} x_k \leq 1 \quad (i \in N) \quad (5)$$

4.5 Modèle multi-agents proposé pour la restauration d'un réseau de distribution

La modélisation part de l'idée que l'on a affaire à un ensemble d'entités individuelles (chaque composant du réseau de distribution) qui interagissent en permanence dans un environnement commun. Cet environnement est caractérisé par des situations imprévisibles (pannes, défauts lignes ou postes, etc.) qui peuvent survenir à tout moment. Ces situations induisent les comportements de ces entités tant au niveau individuel qu'au niveau collectif.

En effet les postes sont physiquement distribués, les interactions entre les postes permettent d'assurer l'alimentation des charges. La résolution du problème au niveau global se fait par l'action de chaque entité (poste et ligne) au niveau local.

La démarche méthodologique adoptée cherche à répondre aux questions suivantes. Quelles sont les entités à modéliser ? Quelles sont les interactions entre ces entités ? Quelles sont les capacités d'échanges des entités et quels types d'informations peuvent-elles échanger ? A quel moment et sous quelles conditions les entités commencent-elles à interagir ? Les entités doivent-elles être cognitives ou réactives ? Pour apporter des réponses à ces questions nous allons nous appuyer sur une conceptualisation à l'aide du protocole ODD.

4.5.1 Présentation du modèle de restauration suivant le protocole ODD (Overview, Design Concepts and Details)

4.5.1.1 Vue d'ensemble

a- Le sujet

En fonctionnement normal, le réseau électrique a une configuration courante appelée schéma d'exploitation normal qui permet d'alimenter tous les postes du réseau. Dans le cas où le réseau est confronté à un défaut, la configuration habituelle est perturbée, ce qui fait qu'une partie du réseau n'est plus alimentée. Le but du modèle proposé est de restaurer le système c'est-à-dire de permettre aux postes qui ont perdu l'alimentation de la retrouver. Cela équivaut à trouver une configuration de secours à la configuration courante lorsqu'un défaut survient dans le réseau.

Rappel de la structure d'un réseau de distribution électrique :

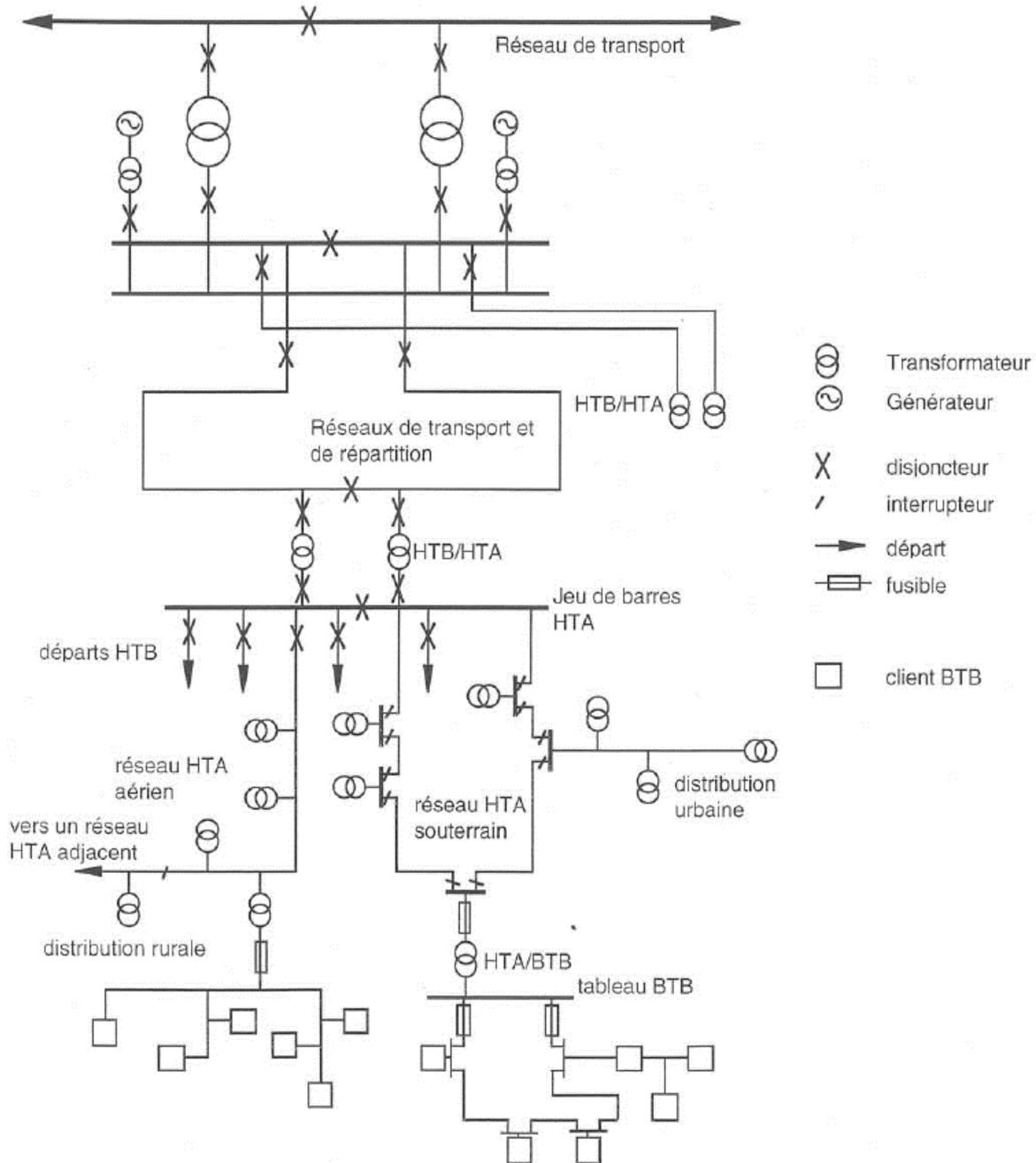


Figure 46: schéma de principes typique d'un réseau électrique, inspiré de [16]

b- Les entités, leurs variables d'état et les échelles

Le réseau de distribution électrique est considéré comme un système constitué de plusieurs entités en interactions. Le modèle est constitué de trois types d'agents : les agents postes, les agents lignes et un agent superviseur.

Chaque poste électrique du réseau est associé à un « Agent Poste » et chaque ligne reliant deux postes est associée à un « Agent Ligne ».

L'agent superviseur est le manager du système. Il a pour rôle la gestion des activités des autres agents et la prise de décision. Ces actions sont résumées comme suit :

- Créer une liste de restauration dans laquelle il enregistre tous les postes affectés par le défaut
- Ordonner la procédure de restauration en choisissant le candidat qui commence.
- Désigner un nouveau candidat quand un candidat termine une procédure.
- Supprimer les agents postes satisfaits de la liste de restauration.
- Veiller à la mise à jour de la topologie après négociation des agents postes.

Nous avons des agents postes sources qui sont associés aux nœuds correspondants aux jeux de barre des postes HTA/HTB et des agents postes simples qui sont associés chacun aux nœuds correspondant aux jeux de barre des postes HTA/BT. Ils sont caractérisés par les principales variables d'état que sont la puissance instantanée, la puissance maximale de leur branche incidente pour les postes simples et la puissance maximale que le transformateur peut fournir pour les postes sources. Chaque poste est caractérisé par ses voisins, qui sont, le poste qui l'alimente qui est son parent et ceux qu'il alimente qui sont ses enfants. Les agents lignes sont caractérisés par leur puissance maximale, leur puissance instantanée, leur état, leur poste source et leur poste destination.

Le temps n'est pas explicitement pris en compte dans la procédure. Nous considérons que la valeur de puissance donnée par les sources est initialement égale à la somme de toutes les puissances instantanées des postes simples du réseau.

Ci-dessous l'illustration du diagramme de classe :

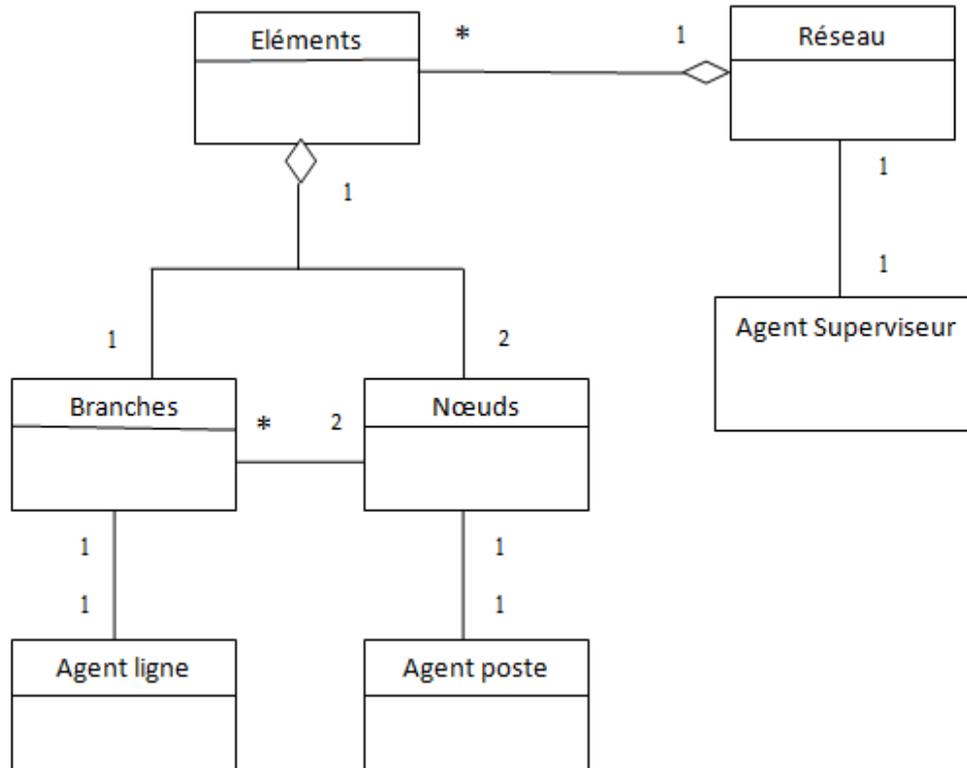


Figure 47: Diagramme de classe des entités du modèle
La représentation est simplifiée, elle ne présente pas les attributs et les méthodes des entités.

c- Les procédures et leur ordonnancement

Les entités du réseau (Agent Source et Agent Poste) sont instanciées par l'agent superviseur. Après l'instanciation, des échanges d'informations se font entre les entités du modèle et chaque entité. Dès qu'un défaut survient sur le réseau, les agents Postes directement concernés par le défaut le détecte automatiquement et le propage sur les différentes branches alimentées par les postes affectées par le défaut. La procédure de restauration commence par une information vers le Superviseur que chaque poste affectée envoie. Parmi les postes qui sont affectés par le défaut c'est-à-dire les postes qui ont perdu l'alimentation à cause du défaut, les postes ayant des voisins de secours s'adressent à eux pour demander la puissance disponible. Parmi ces postes celui ayant la plus grande puissance disponible commence la restauration. Il compare la puissance disponible à sa charge. Si sa charge est supérieure à la puissance disponible alors il demande au superviseur de choisir un nouveau candidat. Dans le cas contraire, il satisfait sa charge et propose le reste à ses voisins. Le voisin fait de même. Quand un poste n'a plus de voisin à qui proposer la puissance, il satisfait sa charge et retourne le reste à l'expéditeur. Et ainsi de suite jusqu'à ce que tous les postes soient restaurés ou jusqu'à ce qu'il n'y est plus de reste à proposer. Dans ce dernier cas un nouveau candidat est choisi pour recommencer.

Nous présentons sur la figure 48 toutes les actions qui sont faites par les agents postes lors de la restauration.

4.5.1.2 Les concepts mis en œuvre (design concept)

1. Principe de base

Les principes de base qui fondent l'approche sont le fait que les postes soient physiquement distribués, les interactions entre les postes pour assurer l'alimentation des charges sont multifactorielles et la dualité entre l'individu et le collectif. La résolution du problème au niveau global se fait par l'action de chaque entité (poste et ligne) au niveau local. Nous n'avons pas tenu compte des pertes par effet Joule au niveau des lignes et par conséquent nous avons considéré que la puissance envoyée est égale à la puissance reçue. La complexité du modèle vient du fait qu'en plus de tenir compte des variables d'état continues des éléments du réseau, nous devons aussi prendre en compte des variables de décision qui sont discrètes. Les variables d'état telles que les puissances ne doivent pas dépasser les valeurs de puissance maximale des branches dans lesquelles elles transitent. Les variables de décisions eux vont permettre de dire lesquels parmi les branches doivent être en service ou non et aussi parmi les charges lesquelles doivent être reprises ou non. Elles permettent aussi à partir de chaque source de nous assurer de la configuration radiale du réseau.

2. Emergence

Du comportement individuel des agents doit émerger une nouvelle configuration du réseau suite à la restauration dans les limites admissibles de fonctionnement du système électrique. Les agents (Postes et Lignes) agissent localement au niveau de leur voisinage pour faire émerger au niveau global une configuration de secours à la configuration courante à l'occurrence d'un défaut dans le réseau.

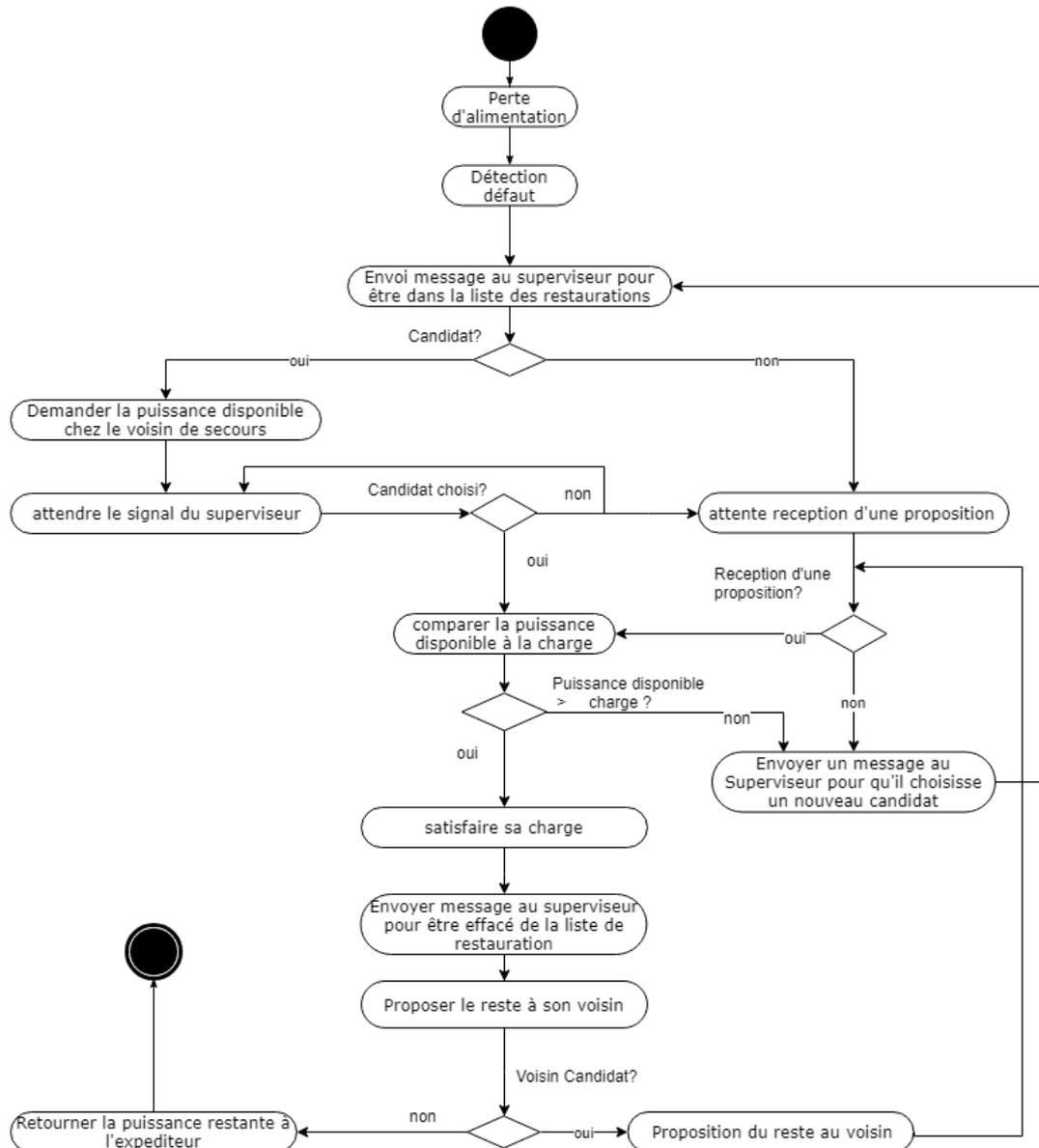


Figure 48 : Comportement d'un Agent poste

3. Adaptation

Les agents s'adaptent à la situation de défaillance du réseau, dès qu'il y a plus d'alimentation, les agents Postes qui sont connectés à une branche de secours, agissent pour trouver une solution de restauration. Dans le cas où l'agent n'est pas connecté à une branche de secours, il peut répondre favorablement à une proposition d'un autre agent Poste avec qui il est directement connecté dans le cas où la puissance proposée est supérieure ou égale à sa charge. Dans le cas contraire il refuse la proposition.

4. Objectifs

L'objectif individuel de chaque agent poste est de satisfaire sa charge. Pour cela il doit être alimenté par un autre agent Poste. Lorsqu'un Agent Poste perd son alimentation, il s'adresse à ses voisins de secours pour se restaurer. Dans le réseau des liens de secours sont mis en place

pour assurer l'alimentation en cas d'aléas sur les voies habituelles d'alimentation. Ce sont ces voies que les postes utilisent pour satisfaire leur charge. Les agents lignes doivent assurer la connexion entre poste et le superviseur joue le rôle de contrôle et de coordination des autres agents. Les lignes doivent fournir des informations sur demande du superviseur et le superviseur assure la bonne marche de la procédure. Ce sont les agents postes qui jouent un rôle déterminant dans le processus de restauration.

5. Apprentissage

Tous les agents du système sont réactifs, ils ne disposent pas de capacité d'apprentissage et/ou de raisonnement. Ils n'apprennent pas de leur expérience pour en tenir compte lors de leur prochaine expérience.

6. Prédiction

Les Agents du système ne disposent pas d'organe de prédiction.

7. Sensibilité

Les agents se basent sur leur puissance instantanée pour entamer une action de restauration. Lorsqu'un défaut survient la puissance instantanée de tous les postes affectés s'annule et c'est ce qui les fait agir.

8. Interaction

Les interactions entre agents se font par communication.

Pour communiquer, les agents sont dotés d'un langage de communication commun comme standard. La communication est directe, elle se fait par des échanges de messages asynchrones de deux manières différentes : (1) *soit d'agent à agent* (point à point) identifiés par leurs adresses (AgentAdress), (2) *soit par diffusion sélective* (multicasting) à tous les agents appartenant à un même groupe. Les différents aspects coopératifs exploités dans ce travail concernent la coopération confrontative par fusion pour faire face aux incertitudes dans les prises de décision et la coopération par priorité pour la sélection du poste qui initie le démarrage de la restauration.

9. Stochasticité :

Un défaut peut survenir à tout moment et peut atteindre n'importe quelle branche du réseau. De ce point de vue l'occurrence d'un défaut sur le réseau est régie par une loi aléatoire.

10. Collectivité

Lorsqu'un défaut survient dans le réseau, les agents forment des groupes en fonction de leur localisation par rapport au défaut. Nous avons un groupe d'agents postes non affectés qui sont toujours alimentés et un groupe d'agents postes affectés qui perdent leur alimentation. Au sein du groupe d'agents postes affectés, nous avons des postes secourus c'est-à-dire directement connectés à des voisins de secours, ils sont nommés les candidats à la restauration car c'est à

travers eux que les autres agents postes peuvent se restaurer. Nous avons aussi des postes n'ayant aucun voisin de secours.

11. Observation

Les données qui sont importantes pour l'analyse du modèle sont les puissances instantanées et maximales, les postes affectées, secourus, les candidats et le niveau du poste. Le niveau d'un poste est une valeur entière qui représente la position du poste par rapport au poste source. Le niveau du poste source est égale à zéro et si le niveau d'un Agent poste parent est égale à n , le niveau de ses postes enfants est égale à $n+1$. Les données sont collectées pour évaluer la configuration émergente des interactions entre les différents agents du système. A la fin de chaque procédure entamée par un candidat les données sont mises à jour.

4.5.1.3 Les détails du modèle

a- Initialisation

L'état initial du modèle est une représentation du réseau dans laquelle chaque poste est alimenté soit par une source, soit par un autre poste et alimente éventuellement d'autres postes. Certains postes disposent de liens de secours qui sont inactifs et qui permettent de les secourir en cas de problème sur la configuration habituelle d'alimentation. A partir de chaque source la configuration du réseau est radiale. La somme des puissances des branches adjacentes aux nœuds du réseau et leurs charges sont nulles.

b- Les données d'entrée

Les données d'entrée du modèle sont les données du réseau. Les données sont enregistrées dans un fichier Excel. Elles sont chargées par le superviseur qui les utilise pour instancier tous les postes ainsi que les lignes du réseau. En effet lors de la création de chaque agent Poste et de chaque agent Ligne, le Superviseur fait les initialisations nécessaires à la création chaque entité. Dans ces données nous avons une représentation du réseau sous forme de matrice adjacente. Une matrice donne les puissances instantanées et une autre donne les puissances maximales. D'autres informations relatives à la topologie et la structure du réseau de distribution (niveau des postes, nombre de voisins, etc.) sont présentes dans le fichier de partage.

c- Les sous modèles

Le processus de restauration comporte Trois étapes fondamentales :

- **Initialisation process** : création des agents et propagation d'information sur la topologie du réseau ; à l'issue de cette étape, chaque Agent Poste connaît ses voisins (parents qui l'alimente et enfants qu'ils alimentent) et chaque Agent Ligne ses postes adjacents (source et destination)
- **Détection défaut** : Un défaut est détecté lorsque la puissance instantanée d'une ligne s'annule suite à une coupure ou à toute anomalie sur la ligne. L'agent Ligne qui détecte un défaut informe ses postes adjacents et l'information remonte progressivement jusqu'à la source qui informe alors l'agent superviseur. L'agent superviseur tient alors

une liste des Agents Postes non alimentés. La coupure sépare le réseau en trois parties, une partie saine, une partie défectueuse et une partie affectée.

- **Recherche de candidats pour la restauration** : Les agents postes ayant des voisins dans la zone saine commencent la procédure. Ils sont nommés les candidats. Ils demandent à leur voisin de la zone saine la puissance disponible pour la restauration. Le superviseur reçoit la puissance disponible de tous les candidats et choisit le candidat ayant la plus grande puissance disponible pour qu'il commence la restauration.
- **Processus de restauration** : Le candidat reçoit la puissance disponible, la compare à sa charge. Si la charge est inférieure à la puissance disponible, il la satisfait et propose le reste à son voisin lié à la branche de plus grande puissance maximale. Si sa charge est supérieure à la puissance, il demande au superviseur de choisir un nouveau candidat. La procédure se poursuit de cette manière de poste en poste. Quand un poste n'a pas de voisin à qui proposer la puissance, alors il retourne la puissance à son expéditeur après avoir satisfait sa charge. Le superviseur choisit le candidat ayant la plus grande puissance disponible suivante pour qu'il recommence et la procédure se répète. Le superviseur choisit un nouveau candidat tant que dans sa liste de restauration il y a des postes et aussi tant qu'il y'a de candidat à qui demander.

A la fin de toute la procédure, s'il y a assez de puissance pour toute la charge affectée, tous les postes sont réalimentés. Si la charge n'est pas suffisante pour tous les postes certains restent sans alimentation.

4.6 Implémentation du modèle de restauration

4.6.1 Présentation du réseau de distribution étudié

Le réseau d'étude est constitué de 14 postes parmi lesquels deux sont des postes sources HTB/HTA et les autres sont des postes HTA/BT et de 15 lignes dans lesquelles 4 sont inactives et les autres actives. Les deux postes HTB/HTA constituent les postes sources pour les autres postes HTA/BT. Les postes sont nommés par les lettres alphabétiques de A à N et sont numérotés aussi de 1 à 14. Nous renvoyons le lecteur à la figure 15 du chapitre 1 qui montre les différentes structures du réseau. Le schéma étudié à l'avantage de combiner les différents types de structures.

A partir de chaque source, le réseau est arborescent, chaque poste n'est alimenté qu'à partir d'une seule source. Certains postes disposent de liens de secours qui leur permettent en cas de problème sur la configuration habituelle d'être réalimentés par les liens de secours. Ces liens de secours sont normalement liés à des interrupteurs ouverts en régime normale de fonctionnement. Chaque poste est alimenté par son parent et alimente ses enfants. Les postes qui n'ont pas de parent sont les sources. Ce sont les postes A et B dans le réseau d'étude. Les postes qui n'ont pas d'enfants sont les postes K, L, M et N, ils représentent les extrémités du réseau.

La figure ci-dessous présente le réseau d'étude sur lequel nous avons appliqué notre proposition. Toutes les simulations présentées dans ce travail sont appliquées sur ce réseau. Les lignes vertes représentent les liaisons actives et les lignes rouges les liaisons de secours. Les étoiles vertes représentent les charges au niveau des postes. Les valeurs de puissance

instantanée et puissance maximale sont données pour chaque lien du réseau. Les puissances écrites en bleu sont les puissances instantanées et celles écrites en noir sont les puissances maximales. Les valeurs des charges au niveau des postes ayant une charge non nulle sont décrites par l'étoile verte.

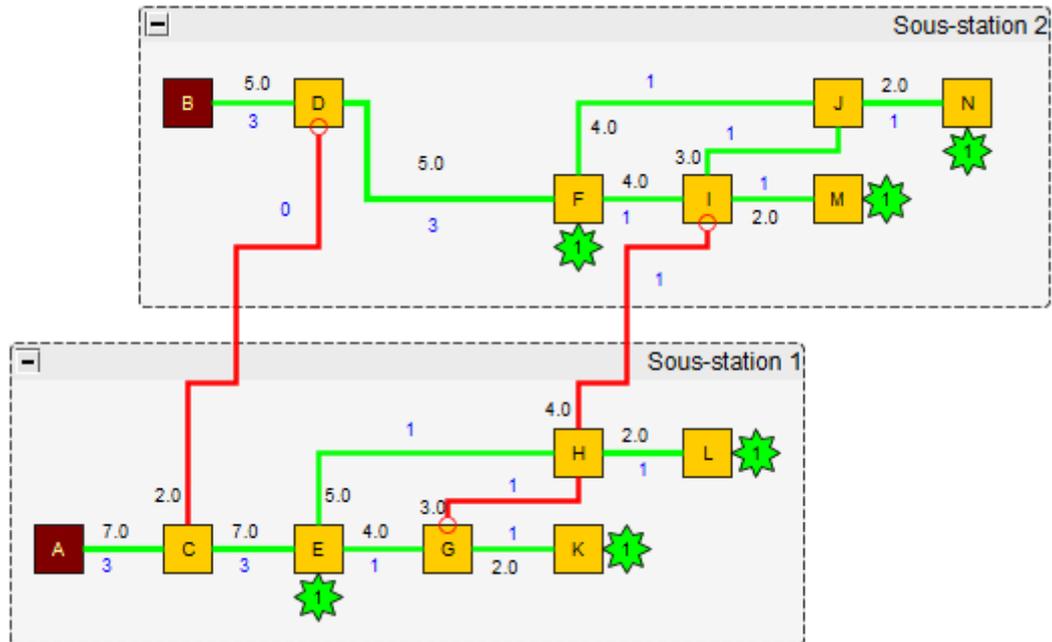


Figure 49: Représentation graphique du réseau d'étude

4.6.2 Mise en application

Le modèle de restauration est constitué de trois types d'agents : les agents postes, les agents lignes et un agent superviseur. Les postes sont associés aux jeux de barre des postes HTB/HTA et des postes HTA/BT et les lignes sont associées aux supports de transmissions. L'agent superviseur lui, assure la bonne marche de l'exécution des activités des autres agents. Les agents, postes et lignes sont des agents synchrones et l'agent superviseur joue le rôle de manager (*Scheduler*). Ces agents appartiennent tous au même groupe nommé SYSCOM et leur rôle sont « postes » pour les postes, « lignes » pour les lignes et « superviseur » pour le superviseur. Les agents postes et lignes sont instanciés et lancés par le superviseur. L'implémentation du modèle se fait avec le langage Java sous Eclipse avec l'intégration des archives (JAR) de Madkit. Les données du réseau sont enregistrées dans un fichier Excel qui est chargé au lancement de l'application.

Le modèle est constitué des classes suivantes :

- La classe poste
- La classe ligne
- La classe superviseur
- La classe superviseurGUI
- La classe UpdateMessage

Les classes postes et lignes étendent la classe *AbstractAgent* et implémentent l'interface *ReferencableAgent* de Madkit et le superviseur étend la classe *Scheduler* et implémente la classe *AbstractAgent*. La classe superviseurGUI est une interface graphique de l'agent Superviseur. Elle présente une représentation du réseau d'étude sous forme de matrice d'adjacence mais également sous forme arborescente. La figure 50 présente la structure arborescente du réseau étudié où les états (ouverts ou fermés) des différents interrupteurs sont mis en évidence. Les interrupteurs sont représentés par les petits carrés verts s'ils sont fermés et rouges s'ils sont ouverts. Les postes sources disposent d'une puissance maximale et d'une puissance instantanée.

La classe *UpdateMessage* étend la classe Message de Madkit, elle constitue le modèle des messages échangés entre les différents agents.

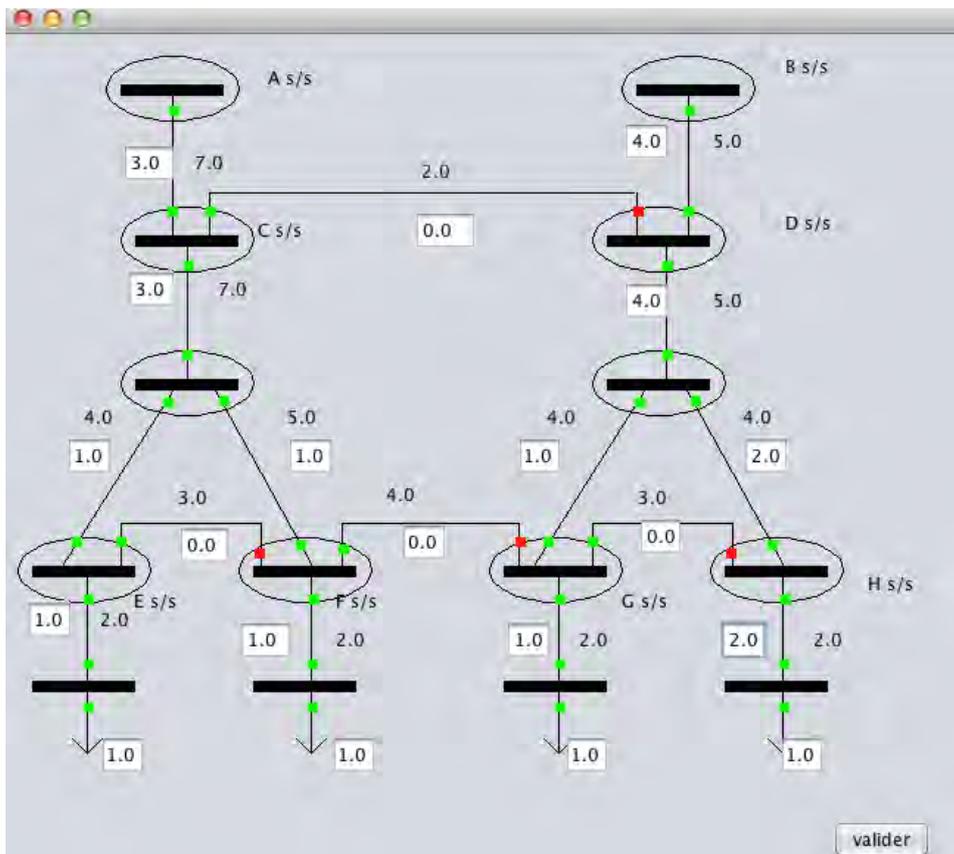


Figure 50: Représentation graphique du réseau d'étude au niveau de la plateforme

La figure 51 représente le réseau d'étude sous forme matricielle. Les éléments de la matrice représentent les puissances instantanées qui transitent entre les postes.



Figure 51: Représentation matricielle du réseau sur l'interface graphique du Superviseur

Dans cette représentation de la figure 51, les puissances instantanées qui transitent dans les lignes qui relient les différents postes sont mises en évidence. Une valeur de puissance instantané égale à -1 signifie qu'il n'y existe pas de liaison entre les postes correspondants à la colonne, et à la ligne de la matrice. Une valeur de puissance instantanée nulle, signifie qu'une liaison de secours (liaison inactive) existe entre les postes de cette ligne et de cette colonne de la matrice, elle ne transite pas de puissance. Une valeur de puissance positive signifie que la ligne entre les postes de la ligne et de la colonne de la matrice est bien active et qu'elle transite cette puissance.

Après création et lancement des agents du réseau, chaque agent découvre son parent, ses enfants et les puissances qui transitent entre eux. Les agents lignes aussi découvrent leur état, ainsi que les puissances qui transite en eux. Ils découvrent aussi leurs postes source et destination. Nous avons donc ici un état initial du réseau en fonctionnement normale qui correspond aux schémas présentés dans les figures 51, 52 et 53.

Dans la représentation graphique de la figure 51, les boutons Valider et Start en haut de la représentation du réseau permettent de créer et de lancer les autres agents de l'application par le superviseur. Lors de la création des agents postes et lignes, le Superviseur leur fournit les informations sur le réseau. Chaque agent créé recherche et enregistre ses connexions. Lorsque nous cliquons sur le bouton Valider, le bouton Start est activé et lorsque nous cliquons sur le bouton Start, tous les agents sont lancés et le Superviseur leur envoie un message pour s'assurer que tout le monde se porte bien grâce au message de retour de chaque agent. La figure 53 montre une partie des messages échangés entre les agents.

Sender	Receiver	Message Class	Content	Date
SuperviseurAGENT	AGENT_POSTE_A	UpdateMessage	START Nbr 0	18:47:37 0635
SuperviseurAGENT	AGENT_POSTE_B	UpdateMessage	START Nbr 0	18:47:37 0635
SuperviseurAGENT	AGENT_POSTE_C	UpdateMessage	START Nbr 0	18:47:37 0635
SuperviseurAGENT	AGENT_POSTE_D	UpdateMessage	START Nbr 0	18:47:37 0636
SuperviseurAGENT	AGENT_POSTE_E	UpdateMessage	START Nbr 0	18:47:37 0636
SuperviseurAGENT	AGENT_POSTE_F	UpdateMessage	START Nbr 0	18:47:37 0636
SuperviseurAGENT	AGENT_POSTE_G	UpdateMessage	START Nbr 0	18:47:37 0636
SuperviseurAGENT	AGENT_POSTE_H	UpdateMessage	START Nbr 0	18:47:37 0636
SuperviseurAGENT	AGENT_POSTE_I	UpdateMessage	START Nbr 0	18:47:37 0636

Figure 52: Messages échangés entre les agents de la plateforme

Après les différents échanges entre les agents de la plateforme, tous les agents postes affichent leurs situations respectives (poste associé, parent, enfants, etc.) conformément à la présentation de la figure 51.

```

<Kernel> : MadKit/Aalaadin - by Ol. Gutknecht, J. Ferber & F. Michel (c) 1997-2002
<Kernel> : version: 3.1 b4 - Banshee
<Kernel> : -----
<Kernel> : Please file bug reports on http://bugs.madkit.org
<Kernel> : MadKit Agent microKernel is up and running
<Kernel> : [Superviseur] Je suis l'agent superviseur , je suis actif ...

##### ETAT INITIAL DU RESEAU #####

Initialisation en cours ...

Je suis l'agent poste M Mon Parent est: I , Mes actifs sont: I Mes connectes sont: I
Je suis l'agent poste G Mon Parent est: E , Mes Enfants sont: K, Mes secours sont: H, Mes actifs sont: E K Mes connectes sont: E H K
Je suis l'agent poste D Mon Parent est: B , Mes Enfants sont: F, Mes secours sont: C, Mes actifs sont: B F Mes connectes sont: B C F
Je suis l'agent poste B, Mes Enfants sont: D, Mes actifs sont: D Mes connectes sont: D
Je suis l'agent poste C Mon Parent est: A , Mes Enfants sont: E, Mes secours sont: D, Mes actifs sont: A E Mes connectes sont: A D E
Je suis l'agent poste F Mon Parent est: D , Mes Enfants sont: I J, Mes actifs sont: D I J Mes connectes sont: D I J
Je suis l'agent poste E Mon Parent est: C , Mes Enfants sont: G H, Mes actifs sont: C G H Mes connectes sont: C G H
Je suis l'agent poste J Mon Parent est: F , Mes Enfants sont: N, Mes secours sont: I, Mes actifs sont: F N Mes connectes sont: F I N
Je suis l'agent poste L Mon Parent est: H , Mes actifs sont: H Mes connectes sont: H
Je suis l'agent poste H Mon Parent est: E , Mes Enfants sont: L, Mes secours sont: G I, Mes actifs sont: E L Mes connectes sont: E G I L
Je suis l'agent poste I Mon Parent est: F , Mes Enfants sont: M, Mes secours sont: H J, Mes actifs sont: F M Mes connectes sont: F H J M
Je suis l'agent poste N Mon Parent est: J , Mes actifs sont: J Mes connectes sont: J
Je suis l'agent poste A, Mes Enfants sont: C, Mes actifs sont: C Mes connectes sont: C
Je suis l'agent poste K Mon Parent est: G , Mes actifs sont: G Mes connectes sont: G

Fin de l'initialisation des postes.....
Fin de l'initialisation des lignes.....
    
```

Figure 53: État initial des agents du réseau

4.7 Évaluation et analyse des résultats de simulations

Pour évaluer les résultats de notre proposition, nous avons fait plusieurs simulations. Une simulation consiste à créer un défaut sur le réseau et à évaluer le comportement du système face au défaut. Dans la suite de ce document nous allons présenter deux scénarii. Le premier scénario consiste à créer un défaut entre les postes B et D. Ce défaut a pour conséquence de faire perdre

l'alimentation à tous les postes alimentés par la source B. Quel est le comportement du système face à ce désagrément ?

Le choix de la présentation de ce premier scénario est motivé par le fait que la puissance perdue par les différents postes peut être totalement reprise via d'autres liaisons.

Le deuxième scénario consiste à créer un défaut entre C et E. Ce défaut a pour conséquence de faire perdre l'alimentation aux postes E, G, H, K et L. Quel est le comportement du système face à ce désagrément ?

Le choix de la présentation du deuxième scénario est motivé par le fait que la puissance perdue par les différents postes est trop importante par rapport à la capacité des liaisons de secours disponibles sur le réseau.

Le défaut est simulé en annulant la valeur de puissance instantanée d'une des lignes du réseau. Nous supposons dans ce cas que la ligne est coupée par le défaut et que la puissance qui y transite est nulle. L'exécution du défaut est faite par le bouton Entrer en bas de la représentation graphique de la figure 51. Lorsque nous cliquons sur ce bouton, le système détecte le défaut, l'isole et restaure l'alimentation aux postes l'ayant perdue en respectant les contraintes sur les lignes et dans la mesure du possible.

4.7.1 Simulation et résultat du premier scénario

Le défaut est créé entre les postes B et D. Ce défaut a pour conséquence de faire perdre l'alimentation à tous les postes alimentés par la source B (D, F, J, N, I et M voir figure 54).

Négociation des agents

Lorsque le défaut est simulé, les agents commencent la procédure de restauration. Chacun essaie de satisfaire sa propre charge et par des négociations entre voisins les agents postes échangent des messages pour trouver la meilleure stratégie de restauration c'est dire commencer par le poste qui offre la plus grande puissance. Ces échangent se font entre agents postes voisins et avec le superviseur. Par leurs actions locales au niveau de leurs voisins, ils donnent une solution globale à la restauration du réseau. La négociation des agents est donnée par la figure 54. Dans cette figure les agents affectés par le défaut se manifestent pour dire qu'ils sont affectés par le défaut. Ensuite, parmi les candidats à la restauration un commence (celui qui a la plus grande puissance). Il s'agit ici de l'agent Poste I puisse qu'il peut fournir 4 MW au lieu de 2 MW pour le poste D. Il satisfait alors sa charge qui est nulle et propose le reste à son voisin F. Le choix de l'agent I s'est porté sur l'agent F car la branche qui les lie à une plus grande puissance maximale. L'agent F qui reçoit la proposition fait de même que l'agent I et ainsi de suite jusqu'à ce que tous les postes soient réalimentés.

```

##### DETECTION D'UN DEFAUT DANS LE RESEAU #####

je suis l'agent poste D je suis affecté par le défaut.
je suis l'agent poste F je suis affecté par le défaut.
je suis l'agent poste J je suis affecté par le défaut.
je suis l'agent poste N je suis affecté par le défaut.
je suis l'agent poste I je suis affecté par le défaut.
je suis l'agent poste M je suis affecté par le défaut.

J'AI LA LISTE DE TOUS LES AGENTS DANS LA ZONE AFFECTEE. ILS SONT : D F J N I M

##### NEGOCIATION DES AGENTS #####

LES CANDIDATS A LA RESTAURATION SONT :
Poste D Voisin: C PuissanceDisponible :2.0 PuissanceVoisin 2.0
Poste I Voisin: H PuissanceDisponible :4.0 PuissanceVoisin 4.0

LES CANDIDATS ORDONNES SUIVANT LA PLUS GRANDE PUISSANCE MAXIMALE :
Poste I Voisin: H PuissanceDisponible :4.0 PuissanceVoisin 4.0
Poste D Voisin: C PuissanceDisponible :2.0 PuissanceVoisin 2.0

##### NEGOCIATION DES AGENTS #####
Je suis l'agent poste I et je commence une restauration et ma puissance disponible est :4.0,je suis satisfait
Je suis F j'ai reçu une proposition de I Puissance Reçue :4.0 Ma charge est : 1.0, Je suis satisfait
Je suis D j'ai reçu une proposition de F Puissance Reçue :3.0 Ma charge est : 0.0, Je suis satisfait
Je suis J j'ai reçu une proposition de F Puissance Reçue :3.0 Ma charge est : 0.0, Je suis satisfait
Je suis N j'ai reçu une proposition de J Puissance Reçue :2.0 Ma charge est : 2.0, Je suis satisfait
Je suis M j'ai reçu une proposition de I Puissance Reçue :1.0 Ma charge est : 1.0, Je suis satisfait

PROCEDURE TERMINEE: Tous les postes sont réalimentés

```

Figure 54: Négociation entre agents

L'état final du réseau après la restauration du défaut est donné par la figure 55. Dans cette représentation comme initialement chaque agent donne son nouveau parent, ses nouveaux enfants et ses voisins de secours dans la nouvelle configuration obtenue.

```

##### ETAT FINAL DU RESEAU #####

Je suis l'agent poste M Mon parent est: I, Mes actifs sont: I Mes connectes sont: I
Je suis l'agent poste H Mon parent est: E, Mes Enfants sont: I L, Mes actifs sont: E I L Mes connectes sont: E G I L, Mes secours sont: G
Je suis l'agent poste K Mon parent est: G, Mes actifs sont: G Mes connectes sont: G
Je suis l'agent poste J Mon parent est: F, Mes Enfants sont: N, Mes actifs sont: F N Mes connectes sont: F I N, Mes secours sont: I
Je suis l'agent poste L Mon parent est: H, Mes actifs sont: H Mes connectes sont: H
Je suis l'agent poste N Mon parent est: J, Mes actifs sont: J Mes connectes sont: J
Je suis l'agent poste A, Mes Enfants sont: C, Mes actifs sont: C Mes connectes sont: C
Je suis l'agent poste C Mon parent est: A, Mes Enfants sont: E, Mes actifs sont: A E Mes connectes sont: A D E, Mes secours sont: D
Je suis l'agent poste G Mon parent est: E, Mes Enfants sont: K, Mes actifs sont: E K Mes connectes sont: E H K, Mes secours sont: H
Je suis l'agent poste E Mon parent est: C, Mes Enfants sont: G H, Mes actifs sont: C G H Mes connectes sont: C G H
Je suis l'agent poste D Mon parent est: F, Mes actifs sont: F Mes connectes sont: C F, Mes secours sont: C
Je suis l'agent poste I Mon parent est: H, Mes Enfants sont: F M, Mes actifs sont: F M Mes connectes sont: F H J M, Mes secours sont: H J
Je suis l'agent poste B
Je suis l'agent poste F Mon parent est: I, Mes Enfants sont: D J, Mes actifs sont: D I J Mes connectes sont: D I J

```

Figure 55: Etat final du réseau après le défaut

La figure 56 présente l'état initial et l'état final du réseau sous forme matricielle pour le premier scénario. Dans cette représentation, la puissance de la ligne défectueuse est à zéro. Les valeurs de puissance entre les lignes et colonnes B et D passent à zéro. Nous pouvons aussi noter qu'entre les postes A et C la puissance qui transitait était 5. Elle est passée à 7. Entre les postes H et I, aucune puissance ne transitait, la ligne était inactive. Nous pouvons voir dans la matrice initiale, la valeur de la puissance qui est nulle. Dans la seconde matrice elle est passée de 0 à 4. La ligne a donc été activée pour permettre la reprise de service de tous les postes. Entre D et F, la puissance était de 4 avant le défaut. Elle est passée à 0 après le défaut. Entre C et E, la puissance qui transitait était 3 avant le défaut. Elle est passée à 7 après le défaut. Entre E et H, la puissance était 1. Elle est passée à 5 après le défaut.

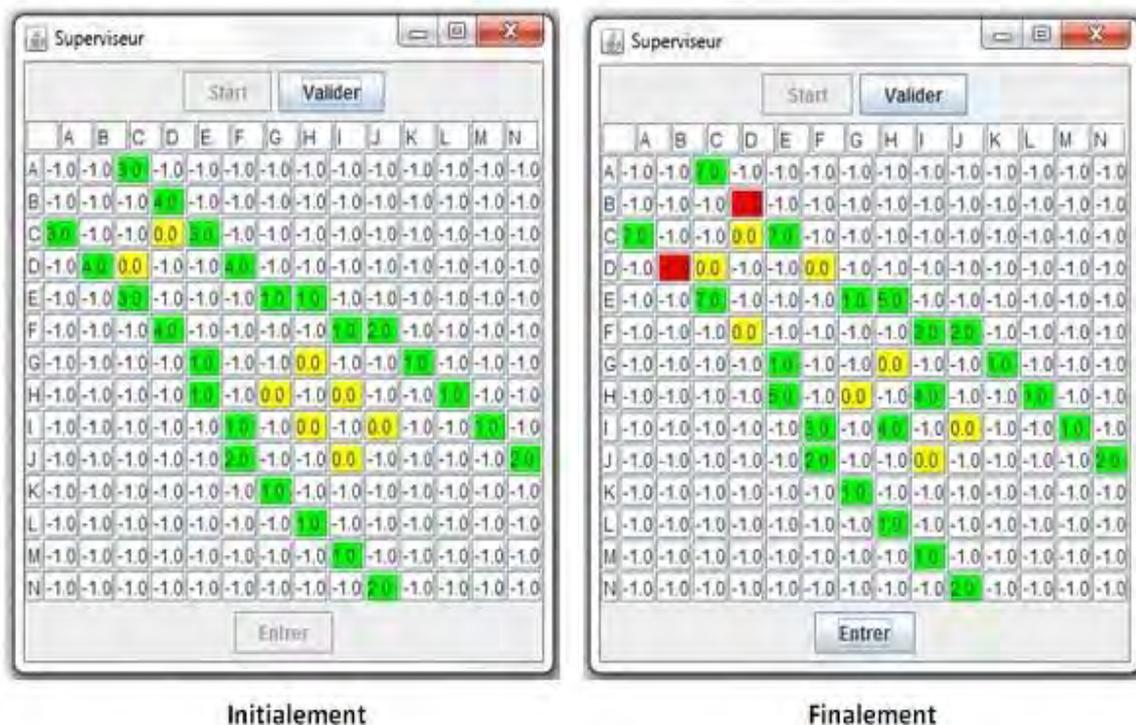


Figure 56 Etat initial et Etat après occurrence de défaut

Pour simplifier la compréhension des informations contenues dans les deux matrices précédentes, nous présentons dans la figure 57 qui donne la représentation graphique de l'état du réseau avant et après le défaut. Dans la figure 58, une valeur positive de la matrice est représentée en couleur bleue, une valeur nulle en couleur rouge et une valeur négative n'est représentée car elle représente un lien inexistant. Nous voyons dans cette représentation que la ligne de secours entre H et I qui est de couleur rouge dans le schéma initialement est passée en vert car elle devient active suite à la négociation des agents. Notons également les différences au niveau des puissances instantanées représentées par les chiffres en bleu qui reflètent les changements induits par la reconfiguration du réseau. Les chiffres noirs ne changent pas car ils représentent les puissances maximales. A l'issue de la restauration du réseau tous les postes sont alimentés.

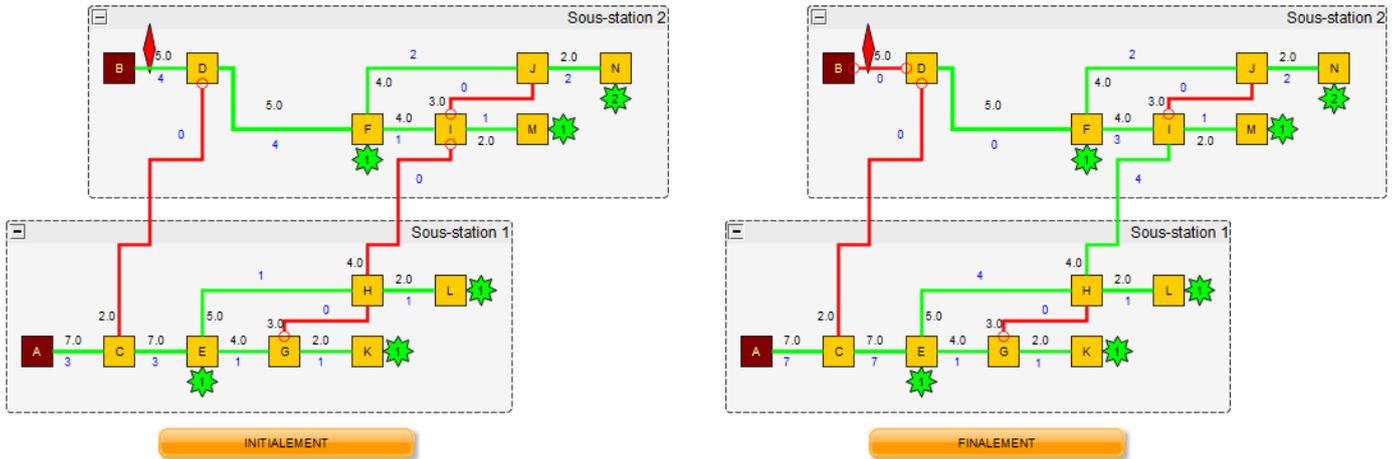


Figure 57: Représentation graphique de l'état du réseau avant et après le défaut

4.7.2 Simulation et résultat du deuxième scénario

Le deuxième scénario consiste à créer un défaut entre C et E. Ce défaut a pour conséquence de faire perdre l'alimentation aux postes E, G, H, K et L voir figure 58.

Négociation des agents

```

##### DETECTION D'UN DEFAUT DANS LE RESEAU #####
je suis l'agent poste E je suis affecté par le défaut.
je suis l'agent poste G je suis affecté par le défaut.
je suis l'agent poste K je suis affecté par le défaut.
je suis l'agent poste H je suis affecté par le défaut.
je suis l'agent poste L je suis affecté par le défaut.

J'AI LA LISTE DE TOUS LES AGENTS DANS LA ZONE AFFECTEE. ILS SONT : E G K H L

LES CANDIDATS A LA RESTAURATION SONT :
Poste H Voisin: I PuissanceDisponible :1.0 PuissanceVoisin 4.0

LES CANDIDATS ORDONNES SUIVANT LA PLUS GRANDE PUISSANCE MAXIMALE :
Poste H Voisin: I PuissanceDisponible :1.0 PuissanceVoisin 4.0

##### NEGOCIATION DES AGENTS #####
Je suis l'agent poste H et je commence une restauration et ma puissance disponible est :1.0, je suis satisfait
Je suis E j'ai reçu une proposition de H Puissance Reçue :1.0 Ma charge est : 1.0,

PROCEDURE TERMINEE : IL N'Y A PLUS DE CANDIDAT A LA RESTAURATION
Les postes non repris sont :
G K L
    
```

Figure 58 : Négociation des agents pour le scénario 2

Comme dans le premier scénario, la procédure reste identique mais la puissance disponible n'est pas suffisante pour réalimenter tous les postes. Les postes G, K et L ne sont pas réalimentés.

L'état final du réseau est donné par la figure 59

```

##### ETAT FINAL DU RESEAU #####

Je suis l'agent poste K Mes connectes sont: G, Mes secours sont: G
Je suis l'agent poste H Mon parent est: I, Mes Enfants sont: E, Mes actifs sont: I E Mes connectes sont: E G I L, Mes secours sont: G L
Je suis l'agent poste I Mon parent est: F, Mes Enfants sont: H M, Mes actifs sont: F H M Mes connectes sont: F H J M, Mes secours sont: J
Je suis l'agent poste A, Mes Enfants sont: C, Mes actifs sont: C Mes connectes sont: C
Je suis l'agent poste G Mes connectes sont: E H K, Mes secours sont: E H K
Je suis l'agent poste C Mon parent est: A, Mes actifs sont: A Mes connectes sont: A D, Mes secours sont: D
Je suis l'agent poste E Mon parent est: H, Mes actifs sont: H Mes connectes sont: G H, Mes secours sont: G
Je suis l'agent poste M Mon parent est: I, Mes actifs sont: I Mes connectes sont: I
Je suis l'agent poste J Mon parent est: F, Mes Enfants sont: N, Mes actifs sont: F N Mes connectes sont: F I N, Mes secours sont: I
Je suis l'agent poste L Mes connectes sont: H, Mes secours sont: H
Je suis l'agent poste B, Mes Enfants sont: D, Mes actifs sont: D Mes connectes sont: D
Je suis l'agent poste D Mon parent est: B, Mes Enfants sont: F, Mes actifs sont: B F Mes connectes sont: B C F, Mes secours sont: C
Je suis l'agent poste N Mon parent est: J, Mes actifs sont: J Mes connectes sont: J
Je suis l'agent poste F Mon parent est: D, Mes Enfants sont: I J, Mes actifs sont: D I J Mes connectes sont: D I J
    
```

Figure 59: Etat final du réseau pour le scénario 2

La figure 60 présente l'état initial et final du réseau sous forme matricielle pour le deuxième scénario. Les deux matrices de la figure 60 représentent l'état du réseau avant et après le défaut.

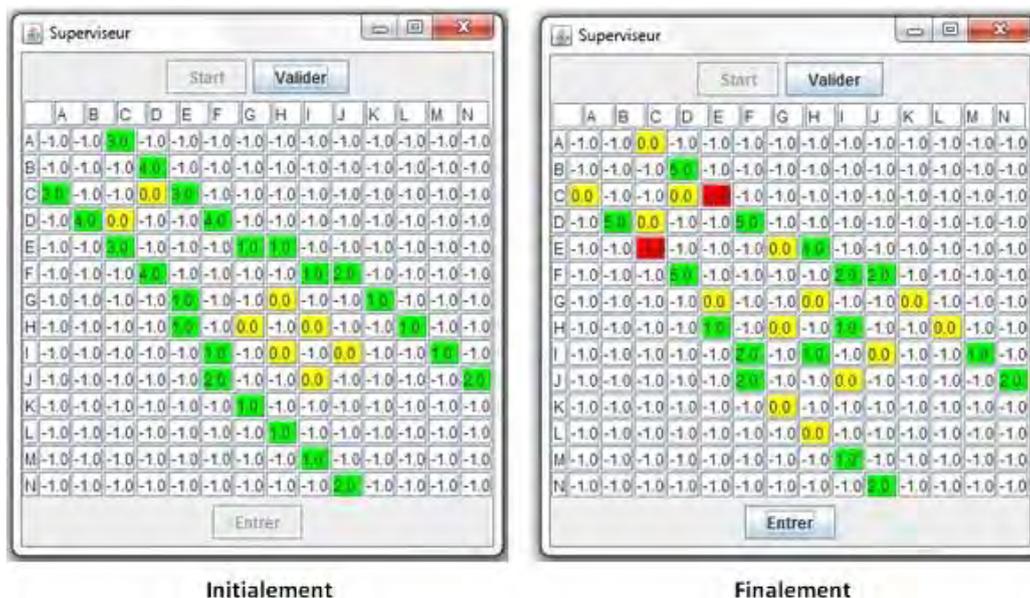


Figure 60: Etat initial et final du réseau pour le scénario 2

Pour simplifier la compréhension des informations contenues dans les deux matrices de la figure 60, nous présentons dans la figure 61 la représentation graphique de l'état du réseau avant et après le défaut.

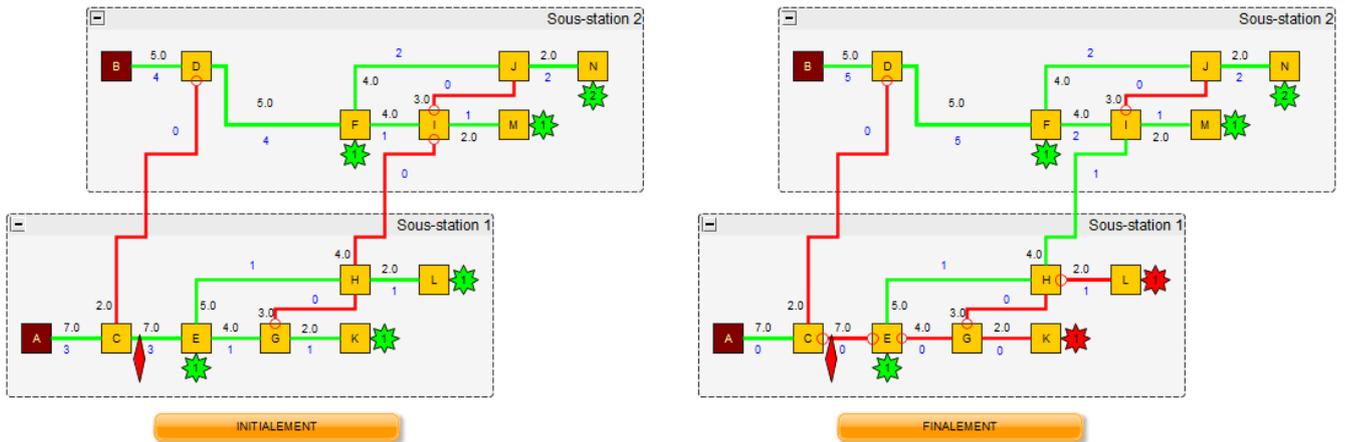


Figure 61: États du réseau avant et après le défaut pour le scénario 2

4.8 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons examiné la question la reconfiguration des réseaux de distribution. Le travail présenté a essentiellement consisté à la modélisation et la simulation de la restauration du réseau par approche multi-agent lors de l'occurrence d'un défaut.

Ainsi nous avons proposé un système à base d'agent qui permet lors d'un défaut sur le réseau de le localiser, l'isoler et faire la restauration du service.

Nous avons présenté un réseau d'étude dans lequel nous avons simulé deux scénarii. Dans le premier scenario tous les postes sont réalimentés, alors que dans le deuxième scenario, certains postes sont réalimentés et d'autres pas. Lorsqu'un défaut est simulé le système de restauration réagit et donne les résultats qui sont escomptés.

Nous pouvons conclure que le système proposé est capable, en fonction des contraintes techniques de proposer une configuration de secours à la configuration courante de manière automatique.

La question de l'applicabilité en temps réel est examinée au chapitre 7 avec l'amorce du développement d'un automate (qui joue le rôle d'agent) à installer dans les postes de distributions électrique.

Les systèmes multi-agents (SMA) appliqués au contrôle des systèmes électriques présentent un enjeu majeur pour la gestion de la complexité et la flexibilité du contrôle.

Ces travaux ont pour vocation de contribuer à la qualité de la fourniture de l'énergie électrique en particulier pour les réseaux de distribution de demain (automatisation, déréglementation, forte concurrence)

En effet cette approche permet de se préparer à une gestion décentralisée du réseau de distribution dans le contexte des réseaux électriques intelligents avec une forte pénétration des Energies Renouvelables.

« La mesure de l'intelligence est la capacité à changer. »

- Albert Einstein

Chapitre 5 : Délestage intelligent dans les réseaux de distribution électrique

Ce chapitre traite le point relatif au délestage intelligent avec un systèmes multi-agents pour la gestion optimale d'un réseau de distribution électrique.

5.1 Introduction

L'énergie électrique est devenue indispensable dans la vie de la société moderne. De nos jours, personne n'imagine se passer de son téléphone portable, de son ordinateur, de sa télévision ou encore de sa radio pour ne citer que cela et tous ces appareils utilisent l'énergie électrique pour fonctionner.

Dans les pays en voie de développement les clients des sociétés d'électricité subissent plusieurs heures de coupures d'électricité dans l'année qui ont un fort impact sur l'économie et la stabilité sociale selon le moment où cette interruption de service a lieu.

Compte tenu de cela il est important de mettre en place un système d'optimisation de ces coupures afin de diminuer l'impact chez la clientèle selon un modèle équitable.

Même si pour le client les coupures sont toutes semblables et ne se différencient que par leurs durées et leur impact, la réalité est tout autre : les coupures de courant surviennent pour plusieurs raisons.

Vu du réseau de distribution nous pouvons citer :

- L'absence de production suffisante : manque de production (délestage automatique/manuel)
- Défaillance d'un ou de plusieurs équipements (transformateur ; câble ...)
- Mesures conservatoires pour éviter de perdre un équipement (surcharge d'un câble, d'un transformateur, ...)
- Travaux de Maintenance Préventive

Un élément important à prendre en compte est le niveau de priorité d'alimentation des clients.

En effet lorsque la quantité d'énergie n'est plus suffisante il est important de prendre en compte le niveau de priorité selon le niveau de criticité des clients (Hôpitaux, Services Publics, Evénement particulier, ...) afin de continuer à garantir la sécurité et même la stabilité du pays.

Au Sénégal avec ce qu'il est convenu d'appeler les « émeutes de l'électricité », il ressort l'importance de tenir en compte ce facteur. En effet en 2011 suite à de longues coupures répétées les populations sont sorties pour manifester et saccager les édifices publics.

Les informations sur le niveau de criticité des clients serviront à construire un plan d'affectation des ressources d'énergie.

Il s'agira d'implémenter un modèle définissant un mécanisme réaliste ce que l'on peut appeler un « délestage intelligent » qui, contrairement à un délestage classique (pour lequel les services non prioritaires sont définis a priori), ici, **les agents négocient lesquels seront délestés**.

Le modèle proposé optimisera les heures de coupures des clients à partir d'un système multi-agents et l'outil permettra la génération de planning prévisionnel de délestage journalier prenant en compte différentes contraintes.

5.2 Problématique du délestage dans les réseaux de distribution électrique

Le réseau électrique, est désigné à juste titre comme la plus grande et la plus complexe des machines jamais conçue par l'homme au cours des derniers siècles [2], [3]. A l'échelle d'un pays, le système électrique (production, transport et distribution) figure parmi les systèmes les plus critiques et les plus complexes. Cette complexité est due au nombre imposant de composants qui interagissent au sein du réseau et la nécessité de garder un équilibre constant malgré les variations très fortes qu'observe la demande énergétique. Ainsi la sécurité de la fourniture d'électricité repose sur la nécessité d'assurer un suivi de la charge lié au caractère non ou peu stockable de cette forme d'énergie.

Aussi le système électrique doit-il être capable de compenser de façon quasi-instantanée, en termes d'équilibre entre l'offre et la demande, non seulement les aléas sur la consommation, mais également sur la production (interruption brutale de la fourniture d'énergie électrique par des installations de production) ou sur le réseau (indisponibilité de lignes, panne de transformateur, etc.).

Le maintien de l'équilibre de ce système complexe passe par un contrôle en temps réel de tous les paramètres du système. Dans ces paramètres, la fréquence électrique ou "fréquence" est le principal critère de qualité et de sécurité du réseau électrique, car elle est [75] :

- une variable globale de réseaux interconnectés qui a la même valeur dans toutes les parties du réseau,
- un indicateur de l'équilibre entre l'offre et la demande,
- un élément d'une importance cruciale pour le bon fonctionnement de tous les utilisateurs, en particulier dans les secteurs manufacturier et industriel.

Le contrôle de la fréquence électrique, qui doit être à 50Hz (ou 60Hz selon les pays) et rester dans la plage de $\pm 1\%$ de cette valeur, est très problématique et nécessite l'intervention de grands

groupes de production qui doivent avoir une réserve de puissance permettant de répondre rapidement à une demande croissante des clients. En cas de panne soudaine d'un groupe ou en cas d'insuffisance de réserve ou d'absence de mécanisme de contrôle automatique de la production (AGC -Automatique Generation Control), le délestage reste le moyen le plus simple et le plus fiable de rétablir la stabilité du réseau électrique [76] et d'éviter une panne générale du réseau électrique, appelée blackout.

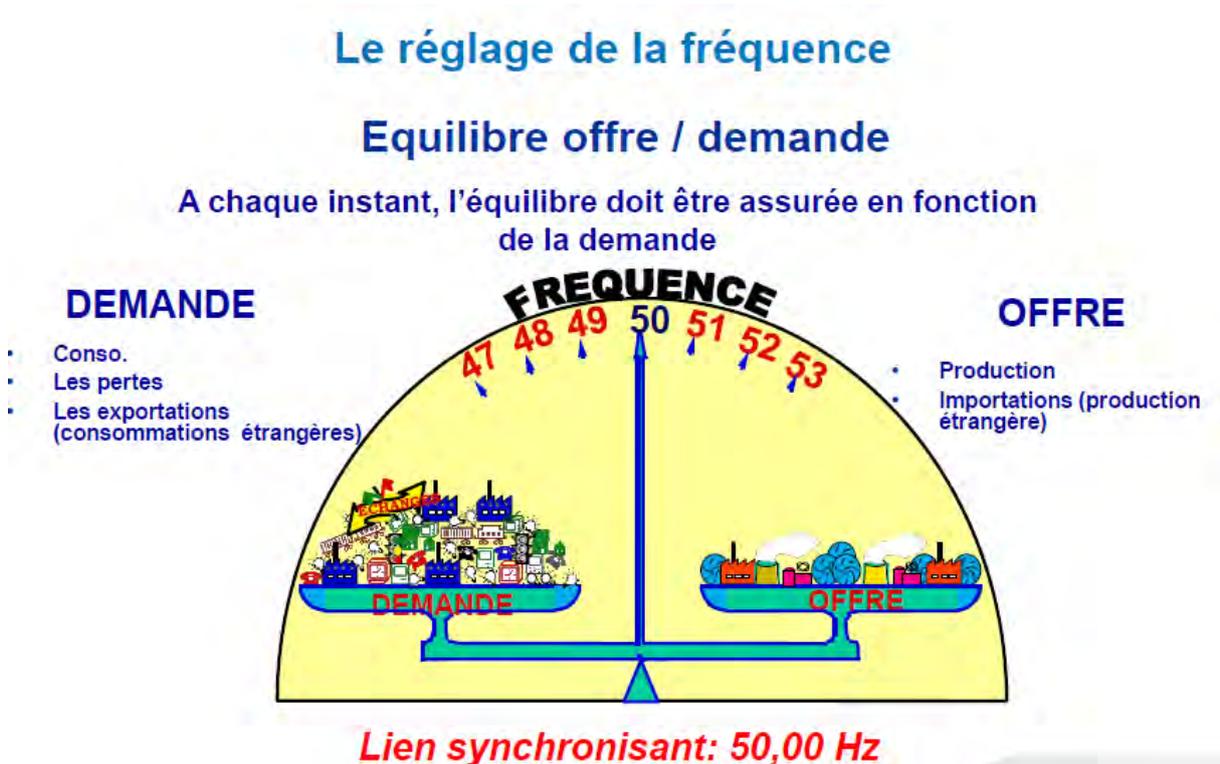


Figure 62: Principe du réglage de la fréquence

Dans une situation d'écroulement de fréquence ou de tension, une manière de rétablir un état stable du réseau est de délester certaines charges (départs de réseau de distribution). Ainsi, sur le réseau de transport, des délestages automatiques sont prévus à cet effet : le déclenchement s'effectue sur un critère à minimum de fréquence ou de gradient de fréquence.

On entend précisément par action de défense, une action prise à l'ultime moment qui précède une instabilité majeure et destinée à réduire l'ampleur de l'incident qui se développe. Cette action est générée par un dispositif spécifique et présente en général un caractère de « moindre mal », comme un délestage limité de la charge. Le but principal est d'éviter des coupures beaucoup plus profondes, voire un incident généralisé sans comparaison en termes de conséquences.

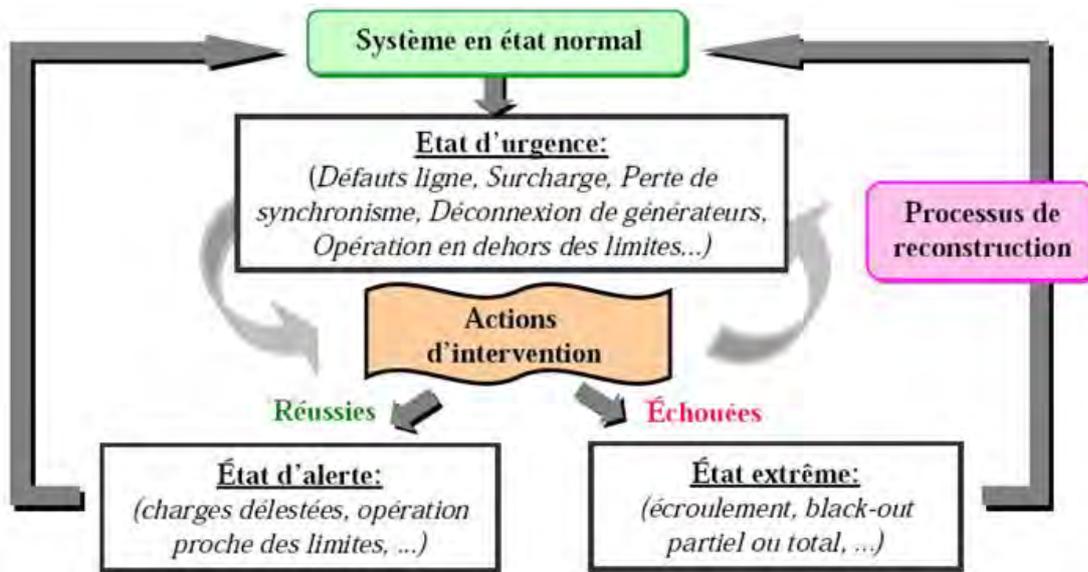


Figure 63: Différents états d'opérations du réseau électrique, inspiré de [77]

La figure ci-dessous donne également une synthèse des mesures nécessaires pour éviter un écroulement général du réseau électrique suivant les contraintes qui peuvent survenir.

	Prévention	Surveillance	Parades ultimes
Surcharges	<ul style="list-style-type: none"> Architecture robuste du réseau. Plan de protection coordonné. 	<ul style="list-style-type: none"> Eviter les surcharges par des manœuvres sur le réseau. Réglage approprié des groupes de production. 	<ul style="list-style-type: none"> Délestage volontaire des départs HTA par ordre de priorité (1à5).
Ecroulement de tension	<ul style="list-style-type: none"> Bon dimensionnement des moyens de compensation d'énergie réactive. Sources réactives près des centres de consommations Possibilité de disposer de réserves de puissance réactive 	<ul style="list-style-type: none"> Contrôle du plan de tension en temps réel grâce aux moyens de réglage automatiques et manuels. 	<ul style="list-style-type: none"> Blocage automatique des régulateurs en charge. Baisse de 5% de la tension des réseaux de distribution. Surcharge en énergie réactive des groupes. Délestage volontaire des départs HTA par ordre de priorité (1à5).
Ecroulement de fréquence	<ul style="list-style-type: none"> Prévisions fiables de la consommation et plan de production adapté. Réserve de puissance à disposition. 	<ul style="list-style-type: none"> Surveillance de la disponibilité des réserves de production. Contrôle du plan de tension en temps grâce aux moyens de réglage automatiques et manuels. 	<ul style="list-style-type: none"> Puissance maximale des groupes. Délestage volontaire des départs HTA par ordre de priorité (1à5). Délestage fréquentométrique (au moyen de relais fréquentiels qui déclenchent à partir d'un certain seuil de fréquence).
Instabilité de groupes	<ul style="list-style-type: none"> Topologies adéquats prévenant de ce type de phénomènes. Plan de protection performant. Régulation de tension et de vitesse des groupes. 	<ul style="list-style-type: none"> Contrôle des accélérations des groupes. 	<ul style="list-style-type: none"> Ilôtage des zones en rupture de synchronisme.

Figure 64: Mesures pour éviter la dégradation de l'état du réseau électrique, inspiré de [78]

En pratique, pour faire face aux incidents qui engendrent les blackouts et limiter leurs conséquences, les compagnies électriques adoptent des mesures curatives et installent des automates spécifiques, qui constituent le plan de délestage automatique du système électrique.

5.2.1 Plan de délestage automatique

Le délestage fréquentométrique (en fonction de la fréquence) est une stratégie de protection d'urgence appelé également plan de défense du réseau électrique, mise en œuvre à travers les relais de protection électrique sur chaque ligne d'alimentation du réseau électrique.

Chaque fois que la fréquence du système tombe en dessous de seuils prédéterminés, une partie de la charge du système est coupée par étapes prédéterminées. Parfois, pour plus de sécurité, il est nécessaire de tenir compte du taux de variation de la fréquence (également appelé gradient de fréquence). Par exemple, le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSOE) a recommandé les étapes suivantes pour le délestage des charges en sous-fréquence [79] :

- La première phase de délestage automatique doit être déclenchée à 49 Hz.
- A 49 Hz, au moins 5% de la consommation totale doit être supprimée.
- Pour déconnecter progressivement 50% de la charge nominale, utiliser des relais de sous-fréquence dans la plage de fréquence de 49,0-48,0 Hz.
- A chaque étape de délestage, il est conseillé de ne pas déconnecter plus de 10% de la charge.
- Le délai maximum de déconnexion doit être de 350 ms, y compris le temps de fonctionnement des disjoncteurs.

Pour le Sénégal, le plan de défense du réseau électrique est une combinaison de quatre (04) valeurs de sous-fréquence - appelée stade (ou bloc) de fréquence et de trois (03) seuils de gradient de fréquence (Tableaux 1 et 2).

Table 1. Stades du plan de délestage automatique au Sénégal

Stade	Stade 1	Stade 2	Stade 3	Stade 4
Seuil	49 Hz	48,5 Hz	48 Hz	47,5 Hz
Puissance à couper	20%	25%	25%	(x)
Temporisation	200 ms	200 ms	200 ms	0 ms

Le pourcentage de la charge à l'étape 4 (x) n'est pas déterminé. A cette étape appartiennent les charges qui ne font pas partie des étapes précédentes, à l'exception des feeders hors délestage (seuil désactivé).

Table 2. gradient de fréquence

Gradient de Fréquence	Stage 1	Stage 2	Stage 3
seuil	1.2 Hz/s	2.5 Hz/s	3.2 Hz/s
Stade associé	stade 1 et 2	stade 1, 2 et 3	Tous les stades
Temporisation	0 ms	0 ms	0 ms

Cette problématique du réseau électrique connue sous le nom de délestage des charges en sous-fréquence (UFLS) est classique et très largement abordée dans la littérature. [80], [81].

5.2.2 Les compagnies d'électricité face aux fortes perturbations dans la fourniture d'électricité

Alors que les coupures d'électricité sont rares dans les pays développés (parce que la demande est correctement évaluée à l'avance, des investissements d'infrastructure adéquats sont prévus et les réseaux sont bien gérés), elles sont courantes, voire normales, dans de nombreux pays en développement où il y a des retards d'investissement dans la capacité de production électrique et/ou les infrastructures sont mal gérées [8].

En 2010, la Banque mondiale a mené une étude sur la situation énergétique dans le monde et par ricochet, les pannes de d'électricité dans les pays. Le rapport [82] contient la liste des 20 premiers pays confrontés à des problèmes d'électricité. Le L'Inde est en première position avec 306,2 millions de personnes qui n'ont pas accès à l'électricité de manière satisfaisante. Les Nigériens sont le deuxième pays le plus durement touché au monde où 82,4 millions de personnes n'ont pas accès à l'électricité. Bangladesh est en 3ème position avec 66,6 millions de personnes souffrant de cette maladie. Ce rapport inclut l'Éthiopie (63,9 millions), le Congo (55,9 millions), la Tanzanie (38,2 millions), le Kenya (31,2 millions), le Soudan (30,9 millions), l'Ouganda (28,5 millions), le Myanmar (24,6 millions), le Mozambique (19,9 millions), le pays Afghanistan touché par la guerre où 18,5 personnes font face au même problème.

A partir de cette situation un plan d'action a été défini pour atteindre des objectifs d'électrifications universelle et une énergie durable à l'horizon 2030.

A titre d'exemple, le service public d'électricité sénégalais (Senelec) a dû procéder en 2014 à 238 délestages en raison du manque de réserve de puissance et de nombreux déclenchements successifs des groupes de production et des pannes sur le réseau. En 2014, la Senelec a enregistré 985 générations de déclenchements de groupe et 28 219 interruptions des réseaux électriques haute tension et moyenne tension [83].

Aujourd'hui à travers le plan Yeesal, la situation au Sénégal s'est beaucoup améliorée (voir chapitre 1) mais le problème de la gestion de la fréquence reste d'actualité.

Ainsi on sait que lorsqu'un réseau électrique ne dispose pas d'une réserve de puissance suffisante ni d'un mécanisme de contrôle automatique de la production, c'est une lutte quotidienne pour éviter les blackouts et, les délestages de charge sont très fréquents. La conception d'un plan de délestage bien contrôlée est d'une grande importance à cet égard.

5.3 Approches existantes dans la littérature

Comme nous l'avons mentionné précédemment, assurer la fiabilité et maintenir l'équilibre d'un réseau électrique passe par un contrôle en temps réel et véritablement décentralisé de l'ensemble des paramètres du système. Une solution moderne à ce besoin de contrôle est apportée par l'utilisation de produits et services issus des technologies de l'information.

Pour résoudre le problème de la gestion du délestage, des techniques fiables sont nécessaires pour assurer un délestage rapide et précis afin d'éviter l'effondrement du réseau électrique.

Les techniques de l'intelligence informatique, en raison de leur robustesse et de leur souplesse dans le traitement des systèmes non linéaires complexes, pourraient être une option pour résoudre ce problème. Dans [84], un examen exhaustif de l'application de ces techniques d'intelligence computationnelle pour la gestion du délestage dans les systèmes électriques est abordé. Elle comprend des approches comme les réseaux neuronaux artificiels, les algorithmes génétiques, le contrôle par la logique floue, le système d'inférence neuro-floue adaptative et l'optimisation par essaim de particules. Le document examine les limites de ces techniques de traitement par l'intelligence informatique, notamment ce qui limite leur application pour une gestion en temps réelle du délestage.

Par ailleurs, les systèmes multi-agents (MAS), qui s'appuient sur des théories et des concepts de nombreux domaines tels que l'informatique, l'intelligence artificielle, les systèmes distribués, les sciences sociales, l'économie, l'organisation, etc. [85], sont un bon candidat pour l'étude, la modélisation et la simulation des réseaux intelligents comme nous l'avons montré au chapitre 3.

Alors que la question de la gestion des délestages par des SMA est très peu abordée dans la littérature en ce qui concerne les réseaux électriques conventionnels, cette question connaît un intérêt particulier dans le domaine des micro-réseaux et des réseaux insulaires avec à la clef de nombreuses études [86-88] :

- Choi, Y., Lim, Y., & Kim, H. M. (2017). Optimal Load Shedding for Maximizing Satisfaction in an Islanded Microgrid. *Energies*
- Lim, Y.; Park, J.; Kim, H.-M.; Kinoshita, T. A Bargaining approach to optimizing load shedding in islanded microgrid operation.
- Lim, Y., Kim, H. M., & Kinoshita, T. (2014). Distributed load-shedding system for agent-based autonomous microgrid operations. *Energies*

La revue de ces travaux récents utilisant des SMA montre que deux approches sont principalement utilisées :

- **Approche avec un algorithme distribué** : Elle se fait à travers des enchères qui sont un excellent moyen de représenter et de résoudre les problèmes d'allocation de

ressources distribuées. Le principe des enchères exige que toutes les composantes envoient leurs soumissions à un commissaire-priseur centralisé qui détermine ensuite les gagnants. La répartition tentera d'optimiser une fonction cible, habituellement les revenus du commissaire-priseur ou les revenus des offrants. Cependant, dans la plupart des cas, cette optimisation computationnelle demande un calcul intensif (NP-complet) et l'utilisation de méthodes heuristiques est préconisé.

- **Approche avec un algorithme centralisé** : Dans cette approche, des groupes de charges sont constitués à partir des feeders. En cas de besoin de délestage, un groupe est sélectionné et la charge la plus importante est coupée suivant le niveau spécifique du déficit d'énergie. Par la suite, d'autres charges du groupe sont supprimées alternativement. Si après un cycle, l'écart entre l'offre et la demande n'est pas comblé, le groupe suivant est sélectionné et le processus se poursuit jusqu'à ce que l'écart soit totalement comblé (la fréquence revient à 50Hz). Dans cette approche, tous les composants d'un micro-réseau coopèrent en vue d'un objectif commun, par exemple la maximisation de la performance du système.

L'idée principale derrière notre étude est d'explorer l'applicabilité de ces algorithmes développés dans un contexte de micro-réseau, pour améliorer le fonctionnement du réseau électrique conventionnel qui reste encore très soumis à des contraintes d'équilibres, en particulier dans les pays en quête de développement.

5.4 Formulation mathématique du problème de gestion du délestage

5.4.1 Conception du plan de délestage

Avec la dérégulation du marché de l'électricité, l'élaboration du plan de délestage requière la collaboration entre l'entité Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) - (TSO – Transmission System Operator) et l'entité Gestionnaire de Réseau de Distribution (Distribution System Operator - DSO).

Bien que la politique du plan de délestage soit définie par les GRT, qui sont responsables de l'équilibre du système, la conception et la mise en œuvre opérationnelle du plan de défense du réseau électrique, y compris le choix du client à couper, relèvent de la seule responsabilité des GRD.

Actuellement, la conception du plan de délestage est effectuée en tenant compte de la sensibilité des feeders et du niveau de priorité des clients. Par conséquent, les lignes d'alimentation des hôpitaux, des bâtiments des institutions de la république, des stations de pompage d'eau, des stations de télécommunication et d'autres utilisateurs ciblés sont systématiquement exclues du planning de délestage.

Une fois élaborée, la mise à jour de ce plan est motivée par :

- Une demande exceptionnelle de mise hors délestage : elle provient des autorités administratives chargées de fournir des informations sur les événements nécessitant un approvisionnement stable en électricité, tels que les expositions culturelles ou sportives, les voyages et réunions internes du Président, etc. Dans ce cas, le feeder en question est exclu du plan de

délestage et est remplacé par un autre feeder équivalent (taille de charge similaire) pour maintenir l'équilibre de l'ensemble du système.

- La mise en service d'un nouveau feeder en choisissant le stade qui sera assigné au ce feeder et en réorganisant l'ensemble du système afin d'assurer un équilibre global.
- Une grande variation des charges des feeders due à la période climatique ou à la reconfiguration des feeders.

5.4.2 Définition du niveau de priorité des clients

Même si l'énergie doit être livrée de manière très fiable à chaque client dans chaque partie d'un pays, les clients n'ont pas la même sensibilité en ce qui concerne les coupures de courant nécessaires en cas d'urgence. En effet, l'impact des coupures de courant n'est pas le même pour tous les utilisateurs. À l'aide du Système d'information sur les clients (SIC) de l'entreprise ou à l'aide de la Classification normalisée des industries (CTI) [89], nous pouvons adopter la Classification de tous les clients avec un niveau de priorité qui leur est attribué tel que décrit au tableau ci-dessous.

Dans la plupart des cas, un feeder approvisionne un très grand nombre de clients de différents types : résidentiels, commerciaux, gouvernementaux et institutionnels, avec différents niveaux de priorité. Un niveau de priorité doit être attribué à chaque ligne d'alimentation en tenant compte des combinaisons de tous les types de clients de cette ligne pour obtenir un niveau de priorité représentatif.

Tableau 6 : Définition du niveau de priorité des clients

Type	Définition	Secteur	Id priorité
Urgence	les hôpitaux, les services de santé, les services publics	Institutions sanitaires (hôpitaux) et les institutions de l'état (palais, ministère, armée etc.)	0
Stratégique	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.	Les aéroports, les gares, les médias, les stations de pompages, les stations de télécommunications	1

Critique	Evènements trop important pour être délester comme un match de football, un concert, le lieu de déplacement d'un président	Les évènements	2
Important	les institutions nécessaires à la population et à l'état	les ambassades, les sociétés, les universités, les écoles, les industrielles, les marchés (centre commercial)	3
Standard	Immeubles de logements, maisons, feux de circulation	les résidentiels, supermarché etc.	4

Dans cette étude, nous adoptons les règles suivantes :

Règle 1 : Lorsqu'un départ dessert un client de type urgence, il est classé comme " départ d'urgence " avec 0 comme niveau de priorité assigné ;

Règle 2 : Lorsqu'un feeder contient un client stratégique, le feeder sera classé comme "feeder stratégique" avec 1 comme niveau de priorité attribué ;

Règle 3 : Lorsqu'un départ alimente un Evènement, le départ sera classé comme "feeder Momentanément Critique" avec 1 comme niveau de priorité attribué ;

Règle 4 : Selon le niveau de représentativité des clients importants ou standard sur un départ, il sera classé comme " Feeder Important " avec 2 comme niveau de priorité ou " Feeder Standard " avec 3 comme niveau de priorité. Pour ce faire, un coefficient de pondération dynamique est défini comme suit :

Tableau 3: Coefficient de pondération du niveau de priorité du client

Customer Class	Weight coefficient (W)
Important	0.25
Standard	1

En tenant compte de tous les clients individuels (de 0 à n), le niveau de priorité (PL) du départ est calculé comme suit :

$$PL = 1 + \sum_{i=0}^n W_i \frac{P_i}{P_f} T_{peak_i} \quad (1)$$

Avec :

- P_f représentant la charge totale du départ.
- P_i la charge du client individuel

- W_i le coefficient de pondération
- T_{peak_i} étant le coefficient permettant de prendre en compte la dépendance temporelle du PLf qui est fixé à 0 entre 19h et 23h et à 1 dans une autre période. Ceci permet de prendre en compte l'insécurité croissante dans la plupart des zones résidentielles qui sont plongées dans l'obscurité totale lorsque des coupures de courant surviennent la nuit et favorisent les cambriolages et autres formes de criminalité.

Sur cette base, nous pouvons donner une formulation mathématique du problème d'optimisation.

5.4.3 Rapprochement du problème du délestage de charge au problème type « sac à dos » (Knapsack)

En algorithmique, le problème du « sac à dos », noté également KP (en anglais, Knapsack problem) est un problème d'optimisation combinatoire. Il modélise une situation analogue au remplissage d'un sac à dos, ne pouvant supporter plus d'un certain poids, avec tout ou partie d'un ensemble donné d'objets ayant chacun un poids et une valeur. Les objets mis dans le sac à dos doivent maximiser la valeur totale, sans dépasser le poids maximum.

Anecdotiquement et justifiant ainsi le nom du problème, un randonneur y est confronté au moment de préparer son périple : le sac à dos a une capacité limitée et il faut donc trancher entre prendre, par exemple, deux boîtes de conserve et une gourde de cinquante centilitres ou une seule boîte de conserve et une gourde d'un litre.

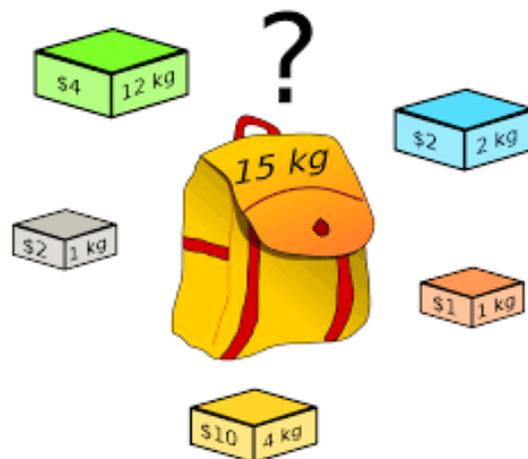


Figure 65 le problème du sac à dos : quelles boîtes choisir afin de maximiser la somme emportée tout en ne dépassant pas les 15 kg autorisés ? [90]

Le problème du sac à dos est l'un des 21 problèmes NP-complets de Richard Karp, exposés dans son article de 1972. Il est intensivement étudié depuis le milieu du XXe siècle et on trouve des références dès 1897, dans un article de George Ballard Mathews. La formulation du problème est fort simple, mais sa résolution est plus complexe. Les algorithmes existants

peuvent résoudre des instances pratiques de taille importante. Cependant, la structure singulière du problème, et le fait qu'il soit présent en tant que sous-problème d'autres problèmes plus généraux, en font un sujet de choix pour la recherche. [90].

Ainsi, le problème de génération du plan de délestage peut être décrit comme un problème d'optimisation qui peut être ramené à un problème de sac à dos ou plus précisément un problème multidimensionnel de sac à dos si l'on considère le nombre de stade (j).

5.4.3.1 Énoncé Mathématique du problème

Les données du problème peuvent être exprimées en termes mathématiques. Les objets sont numérotés par l'indice i variant de 1 à n . Les nombres w_i et p_i représentent respectivement le poids et la valeur de l'objet numéro i . La capacité du sac sera notée W .

Il existe de multiples façons de remplir le sac à dos. Pour décrire l'une d'elles il faut indiquer pour chaque élément s'il est pris ou non. On peut utiliser un codage binaire : l'état du i -ème élément vaudra $x_i = 1$ si l'élément est mis dans le sac, ou $x_i = 0$ s'il est laissé de côté. Une façon de remplir le sac est donc complètement décrite par un vecteur, appelé vecteur contenu, ou simplement contenu : $X = (x_1, x_2, \dots, x_n)$; et le poids associé, ainsi que la valeur associée, à ce remplissage, peuvent alors être exprimés comme fonction du vecteur contenu.

Pour un contenu X donné, la valeur totale contenue dans le sac est naturellement :

$$z(X) = \sum_{\{i, x_i=1\}} p_i = \sum_{i=1}^n x_i p_i \quad (1)$$

De même, la somme des poids des objets choisis est :

$$w(X) = \sum_{\{i, x_i=1\}} w_i = \sum_{i=1}^n x_i w_i \quad (2)$$

Le problème peut alors être reformulé comme la recherche d'un vecteur contenu $X = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ (les composantes valant 0 ou 1), réalisant le maximum de la fonction valeur totale $z(X)$, sous la contrainte :

$$w(X) = \sum_{i=1}^n x_i w_i \leq W \quad (3)$$

C'est-à-dire que la somme des poids des objets choisis ne dépasse pas la capacité du sac à dos.

En général, on ajoute les contraintes suivantes afin d'éviter les cas singuliers :

- $\sum_{i=1}^n w_i > W$: on ne peut pas mettre tous les objets ;
- $w_i \leq W, \forall i \in \{1, \dots, n\}$: aucun objet n'est plus lourd que ce que le sac peut porter ;
- $p_i > 0, \forall i \in \{1, \dots, n\}$: tout objet a une valeur et apporte un gain ;
- $w_i > 0, \forall i \in \{1, \dots, n\}$: tout objet a un certain poids et consomme des ressources.

Terminologie :

- $z(X)$ est appelée fonction objective ;
- tout vecteur X vérifiant la contrainte (1) est dit réalisable ;
- si la valeur de $z(X)$ est maximale, alors X est dit optimal.

Le problème du sac à dos peut être représenté sous une forme décisionnelle en remplaçant la maximisation par la question suivante : un nombre k étant donné, existe-t-il une valeur des $\sum_{i=1}^n p_i x_i \geq k$, avec respect de la contrainte ? Sous sa forme décisionnelle, lorsque les nombres sont représentés en notation binaire, le problème est NP-complet, ce qui signifie que l'on ne connaît pas de méthode générale pour construire une solution optimale, à part l'examen systématique de toutes les solutions envisageables. Le problème d'optimisation est NP-difficile, sa résolution est au moins aussi difficile que celle du problème de décision, et il n'existe pas d'algorithme polynomial connu (polynomial en le nombre de chiffres pour décrire une instance) qui, étant donné une solution, peut dire si elle est optimale (ce qui reviendrait à dire qu'il n'existe pas de solution avec un k plus grand, donc à résoudre le problème de décision NP-complet).

5.4.3.2 Approche de solution au problème du « sac à dos »

Comme pour la plupart des problèmes NP-complets, il peut être intéressant de trouver des solutions réalisables mais non optimales. De préférence avec une garantie sur l'écart entre la valeur de la solution trouvée et la valeur de la solution optimale.

- Algorithme glouton : L'algorithme le plus simple est un algorithme glouton. L'idée est d'ajouter en priorité les objets les plus efficaces, jusqu'à saturation du sac. Par cette approche les temps d'exécution peuvent être très conséquents.
- Métaheuristiques : Les méthodes métaheuristiques comme les algorithmes génétiques ou les optimisations basées sur des algorithmes de colonies de fourmis permettent d'obtenir une approximation raisonnable tout en évitant de monopoliser trop de ressources.

5.4.4 Le problème du plan de délestage

Le problème du plan de délestage peut être décrit comme un problème d'optimisation comme :

Etant donné un départ f_i composé de Postes Moyenne Tension MVS_i qui est aussi un ensemble de clients Basse Tension LVC_i ; tous les départs f_i du réseau électrique doivent être affectés aux 4 stades du schéma de délestage considérant :

- **Un objectif** : obtenir la puissance de chaque stade PS_j qui est un pourcentage de la puissance totale du réseau telle que définie dans le Tableau 7 :

Tableau 7: Seuil de délestage automatique

Stade	Stade 1	Stade 2	Stade 3	Stade 4
Seuil	49 Hz	48,5 Hz	48 Hz	47,5 Hz
Puissance à couper	20%	25%	25%	(x)

Temporisation	200 ms	200 ms	200 ms	0 ms
----------------------	--------	--------	--------	------

- **Une contrainte** : Niveau de priorité du départ d'alimentation LP_i et limitation de la priorité LP_i et PS, tel qu'exprimé dans l'équation (2.1)
- **Fonction coût** : - voir l'équation (2.2) ci-dessous minimisation de l'impact économique ou social du délestage (en réduisant l'énergie non fournie NSE_i) en cas de coupure de courant et minimisation de la durée de coupure de courant Cd_i pour tous les clients :

$$\sum_{i=0}^n (f_i \cdot Pfi) \leq PS_j \text{ with } f_i \in [0; 1] \quad (2.1)$$

$$\min z = \sum_{i=0}^n Cd_i \cdot f_i \text{ or } \min z' = \sum_{i=0}^n ENS_i \cdot f_i \quad (2.2)$$

$$\max v = \sum PL_i \quad (2.3)$$

$$\text{if } j \in [0; 1] \Rightarrow \begin{cases} w = \prod PL_i \neq 0 \\ w = \prod PL_i \neq 1 \end{cases} \quad (2.4)$$

avec :

- f_i : variable du feeder ; Si le feeder f_i est sélectionné, $f_i = 1$ sinon $f_i = 0$,
- Pfi , Puissance nominale du départ f_i composé de Postes Moyenne Tension
- PS_j : la puissance nominale de chaque stade du plan de délestage,
- PL_i : Niveau de priorité de feeder f_i
- Cd_i : dernière durée de coupure de courant pour le feeder.
- ENS_i représente l'énergie non fournie (ENS) due à une coupure de courant pour chaque ligne d'alimentation.
- i varie de 0 à n qui est le nombre de feeders
- j varie de 0 à m qui est le nombre stade de délestage.

A travers cette formulation, nous pouvons constater que nous sommes confrontés à un problème NP-complet qui peut être abordé comme un problème Knapsack ou plus précisément un problème multidimensionnel Knapsack en prenant en compte le nombre de stades (j) [90].

5.5 MASLA : Modèle multi-agents proposé pour la gestion du délestage

Dans cette section nous proposons un système dénommé MASLA³ - Multi-agent System based Load shedding Algorithm pour algorithme de gestion du délestage à base de système multi-agents.

5.5.1 Présentation du modèle suivant le protocole ODD(Overview, Design Concepts and Details)

³ MASLA est aussi un terme local sénégalais qui signifie concession mutuelle dans les relations sociales et qui est dérivé du mot arabe maslaha.

5.5.1.1 Vue d'ensemble

a- Le sujet

En temps normal, la distribution d'énergie se fait correctement et permet d'alimenter tous les feeders et par conséquent tous les postes du réseau électrique. Dans le cas où le réseau est confronté à un défaut, à des travaux ou à une panne, la configuration habituelle est perturbée, et donc la fourniture en énergie. Ce qui fait que Senelec est obligée de changer son régime d'alimentation des clients en délestant certains d'entre eux pour un certain temps et en laissant d'autres en consommer et vice versa. Le but du modèle proposé est de mettre en place un système de planification intelligente de ces délestages afin de le faire de la manière la plus équitable possible tout en tenant compte de la dernière coupure du client et de son niveau de criticité tout en évitant aussi la perte totale du réseau électrique appelé Black-Out.

b- Les entités, leurs variables d'état et les échelles

Le réseau de distribution électrique peut être considéré comme un système constitué de plusieurs entités en interactions. Ici notre modèle est constitué de trois types d'agents: les agents postes, les agents feeders, et l'agent superviseur. Les agents feeders et les agents postes sont caractérisés par les principales variables d'état que sont la puissance, le niveau de criticité, l'END, la date de dernière coupure et la date de dernière remise ainsi que la durée de cette dernière coupure, le nom. L'agent superviseur est de son côté caractérisé par la puissance de pointe du réseau, la fréquence, l'ensemble des stades existants (du premier au quatrième). Notre modèle aura la capacité de changer dans le temps en faisant des mises à jour du système régulièrement et en tenant compte des variations des puissances de pointes qui peuvent causer le changement des puissances à récupérer à chaque stade.

Voici une illustration de nos entités dans un diagramme de classe :

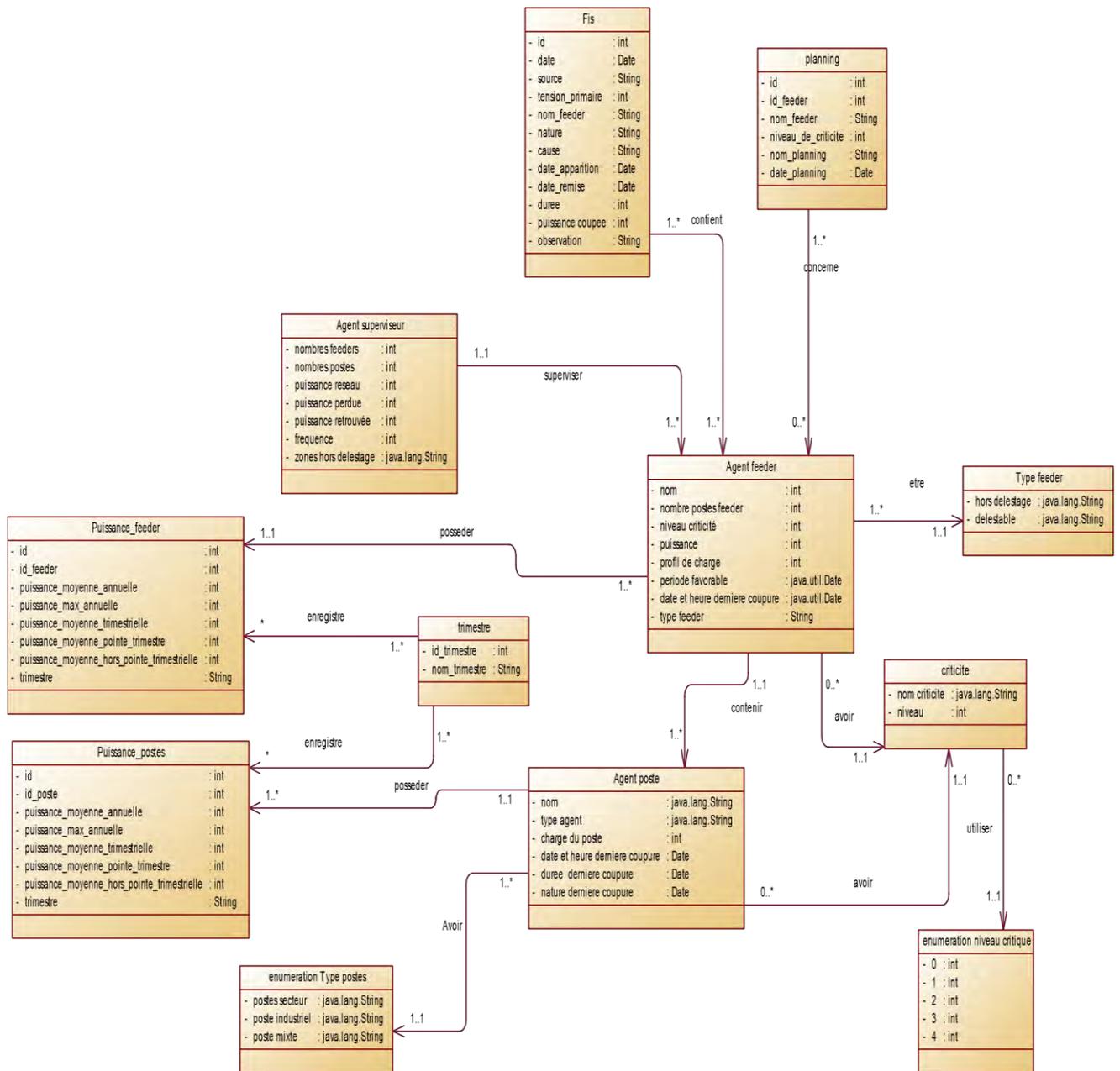


Figure 66 Diagramme de classe du modèle MASLA

c- Les procédures et leur ordonnancement

Les entités du réseau (Agent Feeder et Agent Poste) sont instanciées par l’agent superviseur. Après l’instanciation, des échanges d’informations se font entre les entités du modèle et chaque entité. En effet dès qu’un manque de production survient sur le réseau, les agents feeders le détecte automatiquement et le propage sur les différentes postes qui leur sont affectées. De ce fait un délestage s’imposant pour rééquilibrer le réseau, une procédure de sélection des feeders à délester selon les différents stades est mis en place. Ce processus commence par la transmission des informations comme la durée de dernière coupure, l’END, la date de dernière coupure et la date de dernière remise, ou encore la puissance de chaque poste à son feeder. Ensuite les feeders sur la base des informations reçues calculent leurs variables d’états en se basant sur les données existantes à l’image par exemple du niveau de criticité du feeder qui sera égal au niveau de criticité le plus élevé des postes. Ils se transmettent ensuite les

mêmes informations afin de négocier lesquels d’entre eux seront délestés à chaque stade. Enfin ils transmettent la liste des feeders à délester à chaque stade à l’agent superviseur qui sera ainsi le résultat. Cette méthode permet de montrer l’aspect intelligent de nos agents lors de la communication et leurs capacités à accepter la négociation ou refuser selon les informations qu’ils ont et de l’impact qu’ils peuvent avoir dans la résolution du problème.

A l’image du diagramme de séquence décrivant la manière dont se déroule la communication à travers le protocole FIPA contract-net, nous représentons un diagramme de séquence de nos agents avec la manière dont ils vont communiquer, nous permettant de matérialiser au mieux leur communication dans un code.

Ce diagramme décrit la manière dont les différents agents existants communiquent pour se transmettre les informations. On voit dès le début que par exemple l’agent superviseur effectue une requête consistant à demander aux agents feeders leur disponibilité. Ces derniers pour répondre à cette requête envoient à leurs tours d’autres requêtes ou proposition aux agents postes pour récupérer la criticité ainsi que d’autres informations comme la puissance, la date et l’heure de dernière coupure et la période de délestage favorable de chacun d’entre eux. Ces derniers utilisant et respectant les normes du protocole FIPA-contract-net ont le choix de refuser ou d’accepter de répondre aux propositions. Les agents feeders envoient à leur tour ces réponses à l’agent superviseur qui choisira selon les niveaux de criticité transmis et les durées de coupure, les feeders à délester.

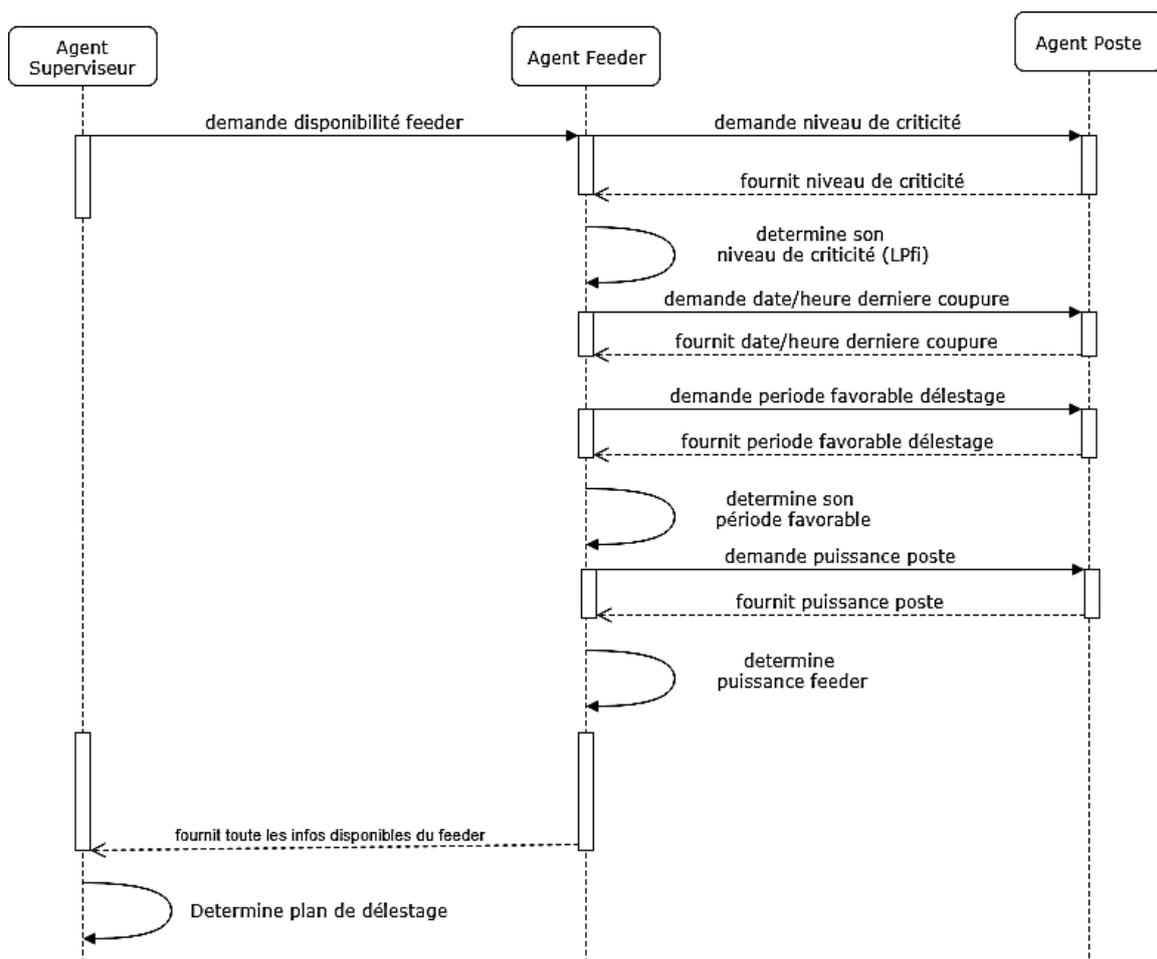


Figure 67: Diagramme de séquence

5.5.1.2 Les concepts mis en œuvre (design concept)

1. Principe de base

Les principes de base qui fondent l'approche sont le fait que les postes et les feeders soient physiquement distribués. Les interactions entre les feeders par exemple pour assurer l'alimentation sont nécessaires pour permettre un partage des informations et une meilleure prise de décision. La résolution du problème au niveau global se fait donc par l'action de chaque entité (poste et feeder) au niveau local. La complexité du modèle vient du fait qu'en plus de tenir compte des variables d'état évolutives des agents du réseau, nous devons aussi prendre en compte des variables de décision. En effet les variables d'état comme la puissance sont toujours en évolution car elle change selon la qualité des feeders et selon la période pour laquelle elle alimente des clients. Les variables de décisions vont aussi permettre de faire les choix des feeders à délester à chaque stade pour récupérer le plus rapidement possible le réseau.

2. Emergence

Du comportement individuel des agents doit émerger un nouveau plan de défense pour le réseau et donc pour la restauration dans les limites admissibles de fonctionnement du système électrique. Les agents (Postes et Feeders) agissent localement au niveau de leur voisinage pour faire émerger au niveau global un planning de coupure de secours à la configuration courante dans le réseau.

3. Adaptation

Nos agents ont la faculté de s'adapter aux réponses des autres agents et agissent ensemble afin de trouver une solution pour restaurer l'état du réseau. Dans le cas d'un agent qui n'est pas encore sélectionné pour le délestage à un stade donné, il peut répondre favorablement à la proposition d'un autre agent lorsqu'il remplit les conditions par rapport à un stade donné pour y être sélectionné. Sinon dans le cas contraire, il peut refuser la proposition.

4. Objectifs

L'objectif des agents qu'ils soient feeder ou postes est de négocier sur toutes les informations présentes afin de faire la meilleure sélection possible pour satisfaire les besoins du réseau. De manière basique un agent poste connaît déjà les informations qui lui sont propres. Son objectif est de les transmettre aux autres agents et de négocier la manière dont se fera le calcul de cette information pour la transmettre au feeder auquel il appartient. Ce feeder aura comme tâche alors de collecter les informations provenant de ses postes, de les transmettre aux autres feeders et d'accepter d'être sélectionné par les autres pour un délestage à un stade donné ou de refuser d'être choisi. L'agent superviseur aura pour rôle de contrôler et de coordonner les agents. Les feeders doivent donc fournir des informations sur demande du superviseur et le superviseur assure ainsi la bonne marche de la procédure.

5. Apprentissage

Les agents de notre système étant cognitifs, ils ont donc la capacité d'apprendre de leur expérience passée et d'en tenir compte dans les prochaines. En effet selon la variation de la puissance de pointe du réseau, le feeder qui avait accepté d'être au stade un avec la puissance

de pointe précédente peut refuser d'être à ce stade pour une nouvelle puissance de pointe et accepter d'être choisi seulement au troisième stade dans ce cas précis. Donc selon cette variation, les agents ont la possibilité d'accepter ou de refuser leur sélection pour un stade donné et leur permet à partir de leurs expériences passées de pouvoir se placer de manière convenable dans un nouveau planning prenant en compte de nouvelles données. La capacité de mettre à jour aussi les données et de changer de sélection à chaque simulation en tenant compte de ces derniers fait aussi ressortir cet aspect d'apprentissage de nos agents.

6. Prédiction

Déjà doté d'une capacité d'apprentissage, nos agents peuvent donc après négociation entre eux sélectionner les feeders adéquats pour un délestage et ainsi annoncer par avance quels sont les feeders à couper à chaque stade. Cette capacité à donner une vision du réseau nous permet de dire qu'ils ont la faculté de prédire comment pourrait se passer la récupération de notre réseau et quels sont parmi eux ceux qui conviennent le plus à un délestage pour régler le défaut rencontré. Ils sont aussi capables lors de la sélection de savoir quel impact ils peuvent avoir entre deux stades différents et de savoir ainsi sur lequel des deux se placer pour rendre optimal notre planification.

7. Sensibilité

Nos agents se basent sur leur puissance pour récupérer le réseau et atteindre ainsi la puissance de consommation optimale. C'est pour cela qu'ils sont sensibles à toute variation de la puissance de pointe car celle-ci fait évoluer la puissance recommandée calculée pour chaque stade et bien sur la sélection faite par les agents.

8. Interaction

Les interactions entre agents se font par communication, par envoi de message d'agent à agent (point à point) ou d'agent à un autre groupe d'agents (multicast). Les agents s'envoient des messages pour échanger des informations et aussi pour agir mutuellement. Ils disposent chacun d'une boîte aux lettres qui reçoit tous les messages qui leurs sont adressés.

9. Stochasticité

Un défaut ou une panne peut survenir à tout moment et peut atteindre n'importe quelle zone dans le système électrique. De ce point de vue la détection d'un problème sur le réseau est régie par une loi aléatoire.

10. Collectivité

Les agents de notre système forment déjà des groupes de par leur localisation. En effet un feeder pouvant avoir plusieurs postes, on peut dire que les agents postes peuvent représenter un groupe concernant un seul feeder d'autant plus qu'ils ont la capacité de d'abord se concerter pour donner et mettre à jour les informations d'un feeder (niveau de criticité, puissance) par le biais de la communication. Au niveau des agents feeders aussi on peut dire qu'à partir des types de feeder existant (hors délestage, délestable), ces derniers forment des groupes.

11. Observation

Les données importantes pour l'analyse de notre modèle sont :

- Les puissances des postes et des feeders
- La puissance admissible des feeders
- Les niveaux de criticité des postes et des feeders
- Les dates et heures de dernières coupures et de dernières remises d'électricité des postes et des feeders
- Les durées des dernières coupures des postes et des feeders
- Les END (Energie Non Distribuée) des feeders
- La puissance de pointe du réseau
- La puissance à récupérer dans chaque stade
- La fréquence du réseau

Toutes les données contenues dans les feeders et en même temps dans les postes nécessitent d'abord une négociation au niveau des agents postes afin de servir à initialiser les informations des agents feeders. Les agents feeders après concertation et donc négociation choisissent chacun un stade pour répondre au besoin de récupération du réseau. Cette procédure tourne dans son ensemble seulement après une mise à jour des données avec celle du jour précédent ayant au préalable été enregistrée dans une base de données les informations d'un fichier appelé FIS (fichier d'interruption de service), contenant les activités des feeders et des postes dans le réseau électrique.

5.5.1.3 Les détails du modèle

a- Initialisation

L'état de départ du modèle représente l'initialisation des variables d'états des différents agents à partir des informations de la base de données. Ce qui leur permet ainsi de mettre à jour très tôt les données des agents par rapport au réseau.

b- Les données d'entrée

Les données d'entrée du modèle sont les données du réseau. Ces données sont enregistrées dans une base de données. Elles sont chargées par le superviseur qui les utilise pour instancier tous les postes ainsi que les feeders du réseau. En effet lors de la création de chaque agent Poste et de chaque agent Feeder, le Superviseur fait les initialisations nécessaires à la création chaque entité.

c- Les sous modèles

Le superviseur est démarré en premier. C'est lui qui se charge de créer tous les éléments du réseau, les postes et les feeders, à partir de la base de données, et de les activer. Il leur donne les informations afin de connaître la situation du réseau électrique. Ainsi en cas de défaillance de ce dernier, les postes ainsi activés récupèrent les informations les concernant avant de les transmettre aux autres agents. La communication qu'ils vont effectuer va donc leur permettre de refaire des calculs par rapport aux données à jour qu'ils partagent avec les agents feeders. Par exemple la collecte d'information entre agents postes sur le niveau de criticité de

chacun d'entre eux va leur permettre de calculer le nouveau niveau de criticité d'un feeder par rapport aux postes lui appartenant. Les feeders découvrent aussi leur poste à partir de cette transmission d'information et peuvent à leur tour communiquer ensemble pour trouver la sélection adéquate à faire pour générer un planning de délestage tout en tenant compte des différentes données importantes pour l'analyse du modèle et représentant les contraintes. Ensuite le superviseur reçoit les informations concernant la sélection des feeders et les place selon chaque stade jusqu'à récupérer de la manière la plus optimale possible toute la puissance du réseau électrique. La simulation s'arrête ainsi dès que toutes les puissances recommandées des stades sont atteintes et qu'il y a un plan de défense complet contre la défaillance de tout le réseau électrique du Sénégal. Ce plan peut changer aussi en cas d'enregistrement d'un nouvel événement par exemple et va nécessiter une mise à jour du système et un nouveau calcul des données en lançant une nouvelle simulation.

5.6 Implémentation du modèle

Pour mettre en œuvre un système multi-agents, il existe un certain nombre de plates-formes d'agents open-source disponibles dans la littérature qui aident les développeurs à construire un système d'agents complexe d'une manière simplifiée [91]. La plate-forme GAMA [70] a été choisie pour mettre en œuvre notre système. Cette plateforme est une nouvelle tendance qui permet le développement des systèmes multi-agents à travers une interface intuitive et le langage de programmation GAML. GAMA a l'avantage d'implémenter de nombreuses fonctionnalités telles que la conformité FIPA, le Système d'Information Géographique (SIG) et la capacité de construire des simulations multi-agents spatialement explicites, ce qui est une caractéristique du système de réseau électrique.

La figure ci-dessous montre l'architecture de la plate-forme, y compris l'interaction avec la base de données et l'importation du rapport quotidien de perturbation du réseau électrique qui permet la mise à jour des données d'alimentation.

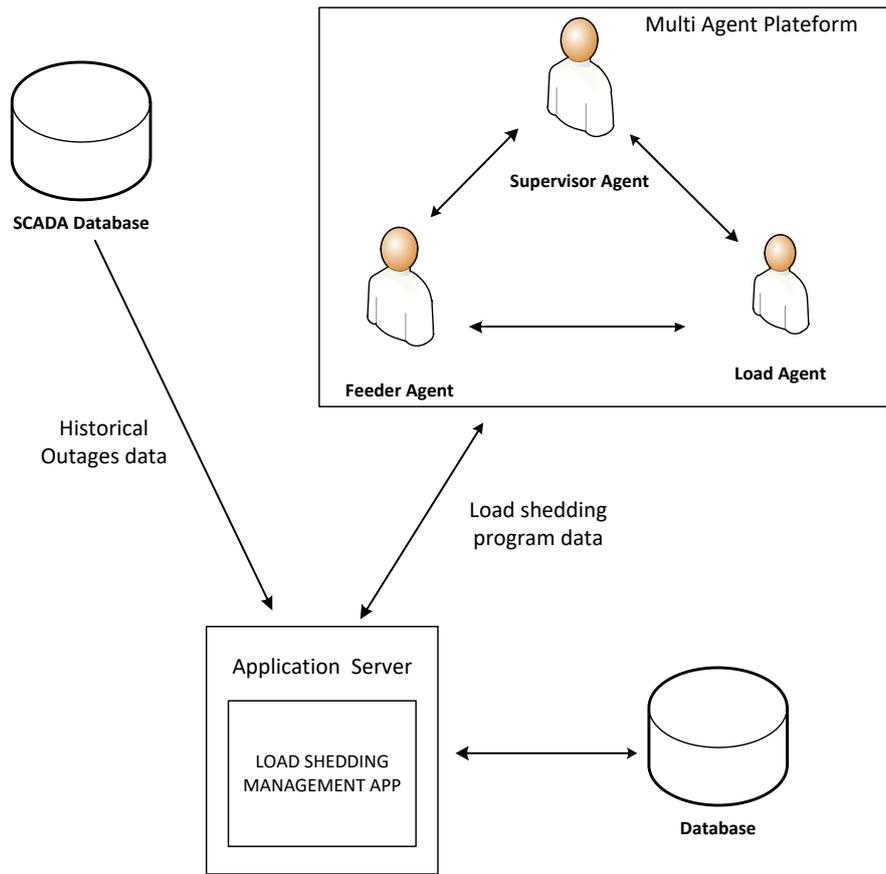


Figure 68 : architecture de la plateforme MASLA

5.7 Évaluation et analyse des résultats

Afin de démontrer la faisabilité de l'approche proposée, elle a été appliquée au réseau électrique sénégalais qui est composé de 9 postes haute tension et 35 lignes d'alimentation, avec une charge de pointe de 507MW (2016).

Seule la fonction de coût relative à la minimisation de la durée de la coupure de courant est prise en compte dans cette étude de cas.

Dans les compagnies d'électricité des pays en quête d'émergence, le mécanisme de protection contre le délestage fonctionne tous les jours. En conséquence, les clients sont confrontés à de nombreuses coupures de courant liés à l'instabilité de la fréquence, en plus d'autres causes d'interruption de l'alimentation électrique dues à des pannes d'équipement (dommages aux câbles électriques souterrains, vieillissement de l'équipement, ...) [92],[93].

Notre application met en évidence un système multi-agent sur mesure permettant de gérer la planification des délestages de tout un réseau électrique. Il sera accompagné d'une plateforme web permettant d'avoir une vue sur ce planning

La figure ci-dessous donne une illustration du plan de délestage généré par notre système multi-agent tout en tenant compte des dernières données à jour du système.

Planning de defense									
Seuil	1er Stade		2e Stade		3e Stade		4e Stade		Hors Delestage
	49Hz	(Mw)	48.5Hz	(Mw)	48Hz	(Mw)	47.5Hz	(Mw)	
Puissance Recommandee	80	(Mw)	100	(Mw)	100	(Mw)	32	(Mw)	
Postes	Departs	(Mw)	Departs	(Mw)	Departs	(Mw)	Departs	(Mw)	
Cap des Biches	Km 22	7	Rufisac	7	CFPP Rufisque Nord	7	VCB	0	Sies
HANN 30 kV	Amerger	3	Hann pecheur	8	Pelles Assainies	10	Ouakam	3	Hann Labo Front de Terre
	Soprim	4	Sonatel hann	0	Gd Hotels	3			
	Sacré coeur	8	Cotoa	1	Mariste	10			
	HLMPO	9	Puits 13 Ngor Almadie	8 4					
BEL AIR 30 kV	SAII	7	SOBOA	6	MTOA	7	CFAO	7	Centre Ville DP World
	Manguter	3			Term portuaire	7			
BEL AIR 6,6 kV	Tolbiac sec	3	Gd voirie	3	Silaye Guissé	2	Arsenal	1	Dakar Est
	Consession	3	Yoff Elmaf	2 2	Port Sud	2	Soto Medina Dispensaire	2 3 1	
S.S CENTREVILLE 6,6Kv			Credit foncier Mohamed 5	1 1			R. Cap Vert Bl. Lam .SOW	1 0	
S/S Universite 6,6 kV			Abass Ndao Point E	2 2	Mermoz Mermoz sec	2 3	I.U.T Fann	2 3	
S.S.A. YOFF 6,6 kV			LETR	1	Terme Sud	0			

Figure 69 : Génération du plan de défense

A partir de ce résultat obtenu déjà nous pouvons voir que notre système répond correctement à la problématique des puissances à récupérer au niveau de chaque stade en atteignant déjà la puissance nécessaire à ce niveau ou en ayant une valeur plus ou moins proche de celle requise et en effectuant la sélection des feeders la plus adéquate possible selon le besoin du réseau électrique. Nous pouvons illustrer cela grâce aux figures suivantes :

```

niveau de criticite de 'T 31' : 0.0
puissance feeder = 7
niveau de criticite de 'T 32' : 0.0
puissance feeder = 8
niveau de criticite de 'Tivaouane' : 0.0
puissance feeder = 9
***** Planification reussie *****
***** listes des feeders a delester *****
['SAII',7],['Fase Mbao',10],['Front terre',2],['Thi\u00E9s DN',3],['Aldiana',5],['Amerger',3],['Sindia',2],['Diourbel',3],['Niore',3],['Minist\u00E9re de la Sant\u00E9',3],['Tolbiac sec',3],['Consession',3],['Yenn Nouveau',3],['Yoff',3],['Gd voirie',3],['Sonatel hann',3],['Hann pecheur',3],['Rufisac',3],['Credit foncier',3],['SOBOA',3],['Dahre Lingu\u00E9re',3],['Mohamed 5',3],['Saint Louis',3],['Abass Ndao',3],['Point E',3],['Mermoz',3],['Mermoz sec',3],['CFPP',3],['Mback\u00E9',3],['F',3],['Gd Hotel',3],['CFAO',3],['R. Cap Vert',3],['Arsenal',3],['I.U.T',3],['Sotexka',3],['Ouakam',3],['Fann',3],['Soto',3],['M\u00E9dina',3],['Dispensaire',3],['VCB',3],['Bl. Lam .SOW',3],['Puits 14',3],['Sibras',3],['Secours Boune V',3]
donnees mises a jour
    
```

Figure 70: aperçu du script de traitement généré par la plateforme GAMA

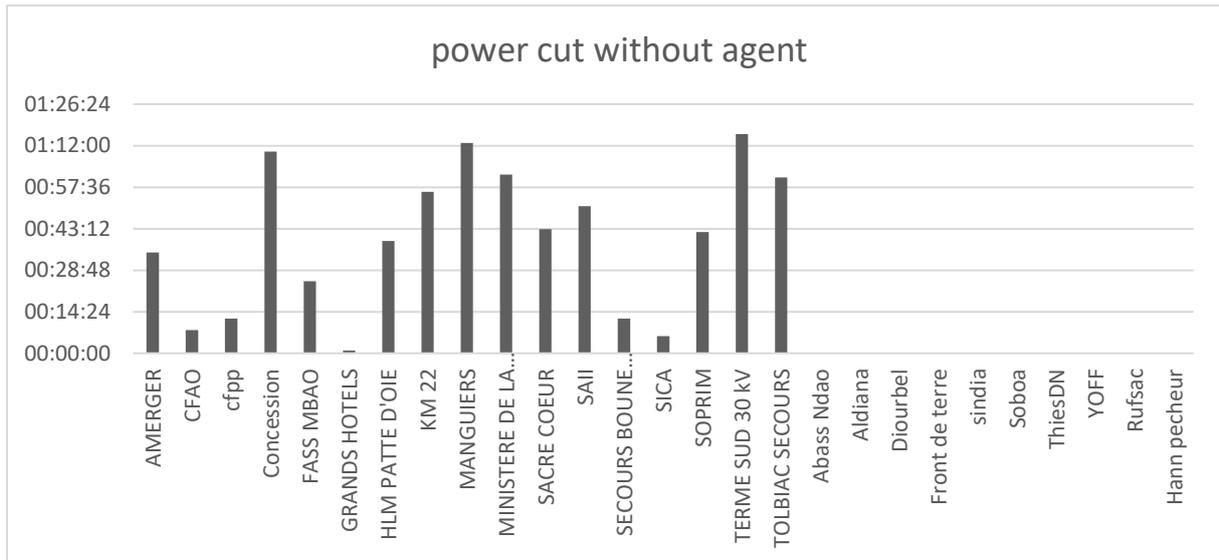


Figure 71: Power Cut Duration of case study without multi-agent

La simulation utilisant l'approche multi-agent donne les résultats de la Fig. 72.

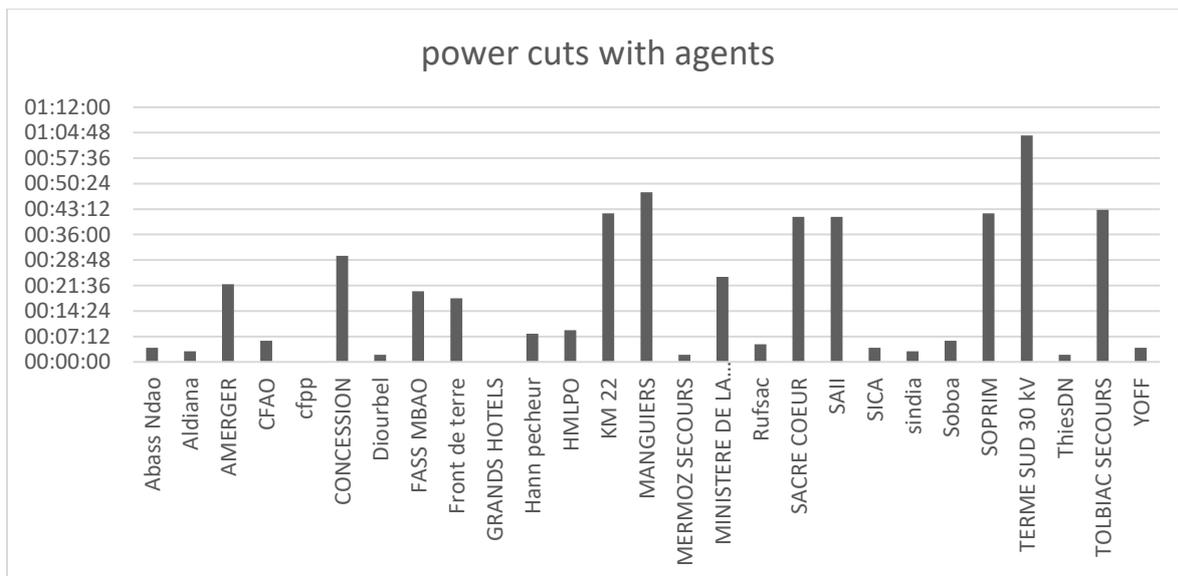


Figure 72: Power cut duration using MASLA system

Les données utilisées pour l'étude de cas sont fournies par la salle de contrôle du dispatching du Sénégal (Senelec). En ce qui concerne la mise en œuvre multi-agents, 01 agent superviseur, 35 agents Feeders et 2000 agents Postes ont été mis en œuvre, correspondant aux données fournies pour le cas de test. En juillet 2016, le délestage des charges en sous-fréquence (UFLS) a fonctionné 16 fois. A l'aide de ces données de perturbations, une simulation est effectuée pour comparer le système réel avec l'approche multi-agents.

A l'issue de la simulation, nous constatons que la durée des coupures de courant du système est réduite (de 42 à 18 minutes) et il y a plus de feeders que dans le système actuellement utilisé (16 feeders contre 27 feeders).

Ainsi, le modèle proposé a optimisé la durée des coupures d'électricité des clients, comme on peut le voir à la Figure 73 qui montre une comparaison entre les deux systèmes.

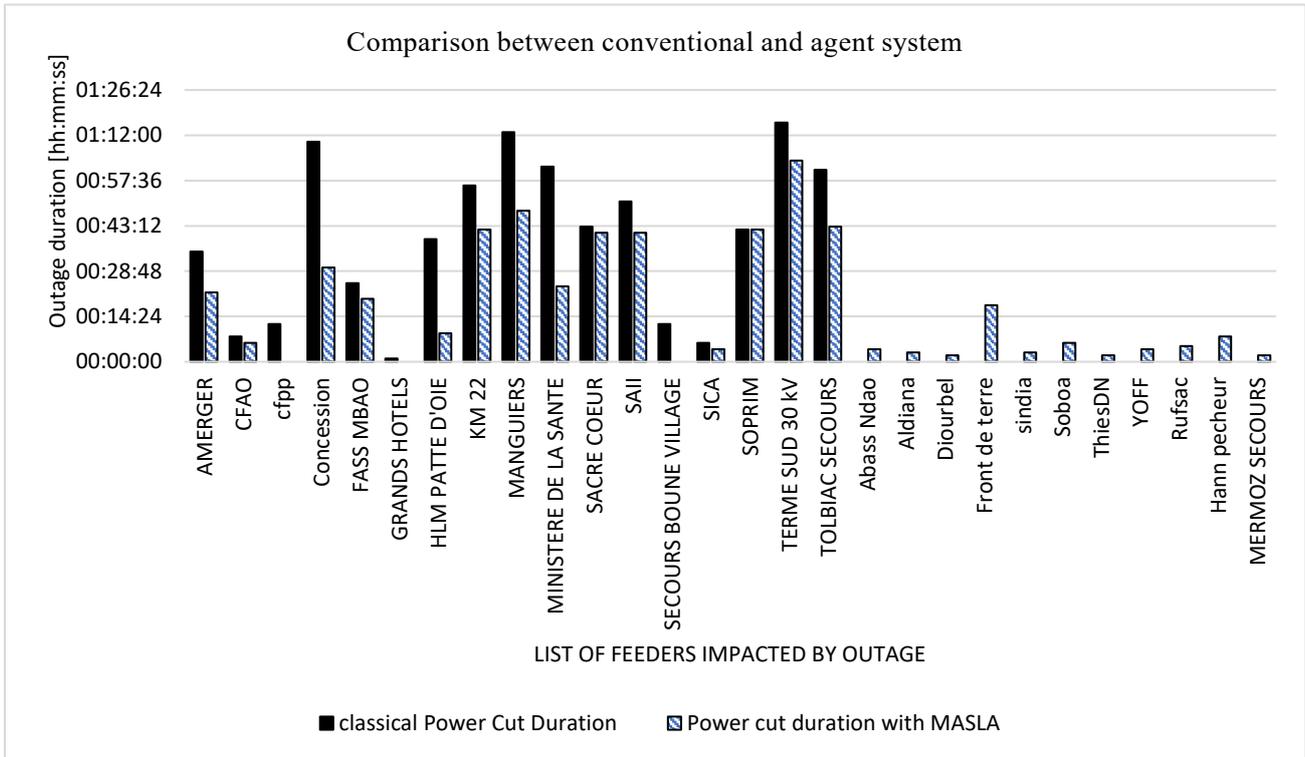


Figure 73 :. Comparaison entre la durée des coupures de courant des systèmes multi-agents et des systèmes classiques

Nous ne constatons pas que la durée des coupures de courant du système MASLA par feeder est plus réduite et implique plus de feeders par rapport au système conventionnel utilisé actuellement. Comme prévu, l'impact pour les clients est réduit et nous avons un modèle plus fidèle puisque plus de clients sont impactés.

5.8 Conclusion

La principale contribution de cette étude est le développement d'un système multi-agents pour générer une planification bien contrôlée du délestage de la charge électrique qui tient compte de la quantité correcte de charge pour combler le déficit de puissance tout en maintenant la priorité de charge basée sur certains facteurs pour réduire l'impact du délestage de la charge pour la compagnie d'électricité et les consommateurs.

Nous avons examiné le principe du contrôle de la fréquence et l'analyse de la bibliographie. Nous avons par la suite abordé le point concernant le modèle du système proposé basé sur un système multi-agents ainsi que les modalités de mise en œuvre avec un processus de négociation entre les clients, en tenant compte de leur niveau de priorité afin de choisir celui qui sera affecté en cas de panne de courant d'urgence. Pour démontrer l'efficacité de la méthodologie multi-agents proposée pour réaliser la fonction MASLA, le système de distribution du Sénégal a été retenu comme étude de cas. Des méthodes connues du micro-réseau ont été appliquées pour améliorer le réseau électrique conventionnel soumis à des contraintes avec un schéma

traditionnel de délestage de la charge démontrant son efficacité. Dans les travaux futurs, l'application sera considérée avec des données plus précises combinées avec la fonction de coût économique dans le réseau électrique sénégalais et la mise en œuvre en temps réel avec le système SCADA.

« La connaissance mène à la sagesse et à une plus large intelligence. »

- Grahams Williams

Chapitre 6 : Géocodage intelligent d'adresses pour Système de gestion des Coupures

Ce chapitre traite le point relatif à la gestion des coupures d'électricité avec la construction d'un modèle topologique pour la localisation et le dépannage du client final.

6.1 Introduction

Le distributeur d'électricité se fait comme défit de délivrer aux clients de l'énergie en permanence avec une grande qualité de service tout en maintenant au maximum l'efficacité des coûts. Des interruptions interviennent dans la distribution, dues à des défauts d'origines atmosphériques ou à des dysfonctionnements matériels qui affectent la fiabilité du système et la satisfaction du client. Des équipements de protection comme des fusibles et des disjoncteurs sont placés à des endroits stratégiques sur le réseau de distribution et sont paramétrés pour agir afin de circonscrire et minimiser l'impact d'une coupure suite à un incident.

Cependant, en l'état actuel de la technologie, c'est un grand challenge que de monitorer l'alimentation de l'ensemble des clients du réseau.

Ainsi, à l'échelle du réseau basse tension, très souvent le distributeur d'électricité est informé qu'il y a eu problème que lorsqu'un client (end user) appelle pour signaler une coupure.

Sur la base des séries d'appels collectés, il est possible de déterminer la localisation et la cause probable de la coupure. Une équipe est alors envoyée sur le lieu de la panne pour des investigations plus poussées et pour effectuer des réparations. Aussi est-il important d'identifier et de localiser le plus rapidement possible l'adresse des clients sur le terrain afin de limiter l'impact de la panne.

Aujourd'hui, lorsque le client appelle pour déclarer une panne d'électricité, il fournit son adresse exacte et une description de son lieu avec un repère permettant de le retrouver facilement sans référence aucune à une base de données de connectivité électrique qui n'existe pas.

Compte tenu du très faible niveau d'adressage dans les pays en développement comme le Sénégal, aucun visuel n'est disponible sur l'emplacement des clients, les adresses transmises par les clients sont vagues et les systèmes des cartographies faibles, ce qui bloque le dépannage rapide des clients d'où des pertes considérables. Au niveau du centre d'appel, les téléopérateurs prennent les adresses d'une manière textuelle avec tout ce que cela comporte comme risque d'erreur dans les transcriptions et les opérations saisies.

Par ailleurs, les outils commerciaux de gestion des pannes des clients dans l'environnement des réseaux intelligents (Outage Management System -OMS) ont besoin d'un modèle de connectivité du client au réseau électrique pour régler le problème de la gestion des pannes.

Les produits des leaders mondiaux dans ce domaine (Schneider Electric et General Electric) ont des exigences strictes dans ce sens : sans modèle de connectivité des clients les modules ne sont pas fonctionnels.

Dans ce contexte, il est pertinent d'aborder la question du modèle topologique du réseau de distribution en partant de l'adresse du client avec la définition d'un modèle empirique d'adressage qui servira de soubassement à la question de la localisation du client, de la gestion des coupures et de son dépannage en cas de panne.

De ce fait, nous avons conçu un système multi-agents dénommé LOGEMAS (L'OCation GEocoding with Multi-agent System) dans lequel les agents se voient assigner différentes tâches de géocodage et peuvent effectuer des négociations pour atteindre un objectif global : trouver la meilleure correspondance ou approximation possible d'un lieu en fonction des connaissances disponibles. Ce qui permettra par la suite un dépannage rapide des clients.

6.2 Problématiques de la localisation par une adresse

De la livraison de services standard (colis, produits, e-commerce, ...) à la sollicitation des systèmes d'intervention d'urgence (ambulance, pompier ...), les adresses sont le moyen le plus courant et le plus pratique pour les gens d'exprimer leur emplacement physique.

Ces descriptions de lieux sont facilement compréhensibles pour les personnes, mais ne sont pas directement utilisables dans un environnement informatique. La traduction d'une adresse textuelle en coordonnées spatiales absolues est connue sous le nom de géocodage. Bien que la technologie de géocodage soit très répandue dans les produits des Systèmes d'Information Géographique (SIG) commerciaux, elle se limite habituellement à une structure entièrement normalisée en ce qui concerne l'ordre des éléments ainsi que le style d'écriture.

Contrairement aux pays industrialisés, dans de nombreux pays en développement, le système d'adressage n'est pas normalisé, ce qui le rend ambigu, incomplet ou imprécis. Ainsi la fourniture rapide d'un lieu précis à partir de données d'adressage non structurées, voire vagues, fournies par des personnes, parfois dans des situations d'urgence, est d'une importance critique et a un impact socio-économique sur la vie quotidienne.

De plus, avec le développement rapide du commerce électronique et la haute disponibilité d'internet partout dans le monde, de plus en plus de produits doivent être livrés chez les clients, ce qui augmente le défi de rendre disponibles de bons outils de géocodage dans les zones mal cartographiées. En fait, même si les solutions de cartographie en ligne sont assez largement

utilisées, de nombreux pays en développement souffrent d'un bon système d'adressage et de géocodage.

En raison de leur besoin de fournir des services essentiels à la vie tels que l'eau, l'énergie ou la collecte porte-à-porte des ordures, les services publics ont investi le terrain depuis longtemps. Par leur interaction quotidienne avec les clients, du raccordement au réseau au dépannage rapide des fuites d'eau ou des pannes de distribution d'électricité, les services publics doivent avoir une bonne connaissance locale du terrain. Pour faire face à ce défi permanent en l'absence d'un bon système d'adressage, les services publics ont dû créer leurs propres bases de données qui sont devenues au fil des ans une source importante de données géographiques.

C'est dans ce cadre que nous avons exploré dix années de données d'adresses collectées indirectement par les services publics d'électricité du Sénégal à travers les appels de dépannage des clients. En effet, en cas de panne de courant, une description verbale de leur emplacement est donnée par le client au centre d'appel sans aucune référence à une base de données de connectivité électrique qui n'existe pas. Ces données recueillies se caractérisent par leur imprécision et par le fait qu'elles sont remplies de fautes d'orthographe ou d'endroits inconnus des plateformes de cartographie standard (Google Maps, Esri, Bing, OSM, ...)

Pour relever ce défi, nous devons d'abord produire un standard d'adresses en fouillant dans les données historiques et en créant un jeu de données de référence avant de pouvoir réaliser les opérations de correspondance.

6.2.1 Le processus de géocodage d'adresses et ses enjeux

Le géocodage consiste à affecter des coordonnées géographiques (longitude/latitude) à une adresse postale. Ce procédé conduit à la mise en place de traitements automatisés de manière ponctuelle ou sur des fichiers d'adresses (individus, entreprises, points d'intérêt, etc.). Les coordonnées géographiques permettent de situer chaque adresse sur une carte numérique via un Système d'Informations Géographiques (SIG).

Les éléments généralement fournis dans l'adresse sont le numéro de voie, le type de voie, le nom de la voie, le code postal et la ville. Cette adresse est confrontée à un référentiel d'adresses préalablement localisées. Le référentiel d'adresse pouvant comporter plusieurs adresses qui correspondent à l'adresse proposée, une étape de validation préalable au géocodage peut être demandée à l'utilisateur.

Du fait du manque de précision du référentiel ou de l'adresse, selon les pays, le géocodage peut être réalisé à différents niveaux. Tous les géocodeurs ne permettent pas ce niveau de détail :

- **Au pays, département, ou à la commune** (voire à l'arrondissement) : le point retourné est situé au centroïde de l'entité concernée ;
- **Au centroïde de la voie** : lorsque le numéro n'est pas connu, le point se situe au centre de la voie ;
- **À l'interpolation du tronçon** : le géocodage au n° dans la rue est fait par technique d'interpolation. La base de données référentiel préalablement localisée comprend une adresse pour chaque segment de rue, ainsi que ses quatre bornes de numérotation (Bornes inférieures/supérieures des numéros pairs/impairs). Le géocodage interpole la position du numéro de la rue à partir des bornes du référentiel sur le dessin de la rue.

- **À la plaque** : certains référentiels d'adresse disposent de l'emplacement exact de la plaque mentionnant le numéro de l'immeuble ou de la maison (comme base "Point Adresse" de l'Institut Géographique National). En guise d'illustration, l'Angleterre possède un système d'adressage de codes postaux au bloc d'adresse. Chaque code postal correspond à une adresse et est géoréférencé. Le géocodage d'un fichier d'adresses comportant un code postal est donc très précis. Il s'agit ainsi d'un géocodage à la plaque. En France métropolitaine, où un même code postal couvre un très grand nombre d'adresses, la précision du géocodage est moindre. Cependant l'exploitation combinée de plusieurs référentiels géographiques permet de géocoder 81 % des adresses à la plaque d'adresse ou au n° dans la rue, 16 % au centre de la rue et le solde de 3 % au centre de la plus grande zones bâties de la commune [129]

Comme cela est bien documenté dans la littérature [94-96], dans l'approche classique, le processus de géocodage est divisé en trois phases principales : la normalisation de l'adresse (normalization), opération de rapprochement de l'adresse (matching) et opération finale de localisation de l'adresse (locating).

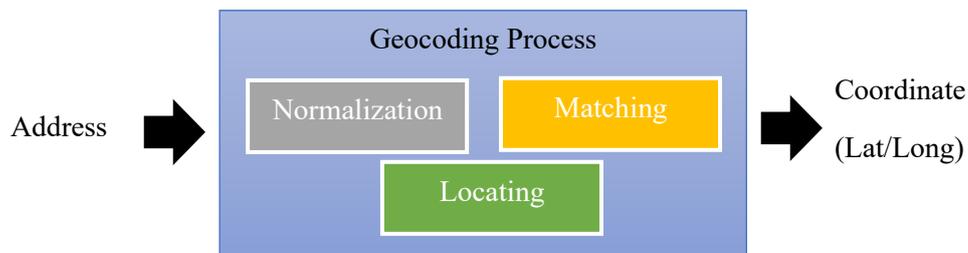


Figure 74: processus de géocodage

- **La phase de normalisation** transforme l'adresse en une forme standardisée qui permet d'effectuer la comparaison avec les données de référence. Comme les adresses ne sont pas exemptes d'erreurs, elles doivent être nettoyées et normalisées pour obtenir le même format que les données de référence. Le nettoyage permet généralement de résoudre des problèmes tels que les variations de cas, l'abréviation et la ponctuation. La normalisation s'effectue en découpant la chaîne d'adresse et en attribuant une signification à chaque mot-clé à partir de différents types d'éléments d'adresse.
- **La phase de rapprochement** est la tentative de relier l'adresse normalisée à un enregistrement correspondant de l'ensemble de données de référence. La performance de cette étape dépend de l'exhaustivité des données de référence. S'il n'est pas possible d'obtenir une correspondance exacte, une approximation est faite pour obtenir la meilleure zone adjacente disponible dans l'ensemble de données.
- **Le processus de localisation** permet de retourner un géocode, grâce aux coordonnées géographiques assignées aux adresses correspondantes dans les données de référence. La coordonnée géographique va des polygones représentant la localité (qui ont une coordonnée assignée à son centroïde) au segment de ligne représentant la rue (coordonnée assignée à son point milieu) en passant par le point représentant une adresse unique.

De cette brève description du processus de géocodage, nous pouvons remarquer que nous faisons face à deux défis majeurs lorsque nous tentons de géocoder l'adresse dans une zone mal cartographiée :

- L'adresse d'entrée doit être convertie dans un format normalisé, mais il n'existe pas d'adresse normalisée dans de nombreux pays en développement (comme l'ont signalé Coetzee et al [97]).
- L'adresse normalisée doit être comparée à un ensemble de données de référence, mais comme ces zones sont mal cartographiées, des bases de données incomplètes avec des endroits inconnus sont très courantes dans toutes les plates-formes cartographiques.

6.2.2 Situation actuelle de l'adressage et de l'utilisation de norme d'adressage au Sénégal

Le système d'adressage, qui peut être défini comme une opération permettant de localiser physiquement un bien immobilier en tant que bâtiment, à l'aide de cartes et de systèmes de panneaux indiquant le numéro de rue et le nom des rues, est d'une grande importance pour tout pays [97,98], en particulier pour la fourniture des services et la gestion urbaine.

L'explosion démographique dans les grands pays en développement a entraîné une expansion incontrôlée et non coordonnée des zones résidentielles dans les villes, de sorte que plus de la moitié des rues sont sans nom ni adresse, surtout dans les quartiers populaires [99, 100]. En l'absence d'un système d'adressage normalisé et officiel, la localisation demeurera un défi de taille et d'une importance cruciale lorsqu'il s'agira de mobiliser la première vague de services d'urgence, tels que les pompiers, la police et les ambulances.

Les premières opérations d'adressage en Afrique remontent au début des années 1990, soutenues pour la plupart par l'Aide Française au Développement (AFD) ou la Banque mondiale (BM). Onze villes du Sénégal ont ainsi pu bénéficier d'un projet de système d'adressage en 1999[99].

Si nous tirons les conclusions sur les résultats de ces opérations, nous constatons un succès limité [101] en raison du non-respect du panneautage des rues, du manque de suivi et du mauvais entretien. Malgré cela, nous pouvons reconnaître quelques grandes réalisations comme la subdivision des zones d'adressage et la codification des rues par le système SYSCOL (Système de Codification des Localités).

Dans la perspective du formalisme et de la normalisation de l'adresse au Sénégal, plusieurs jalons ont été posés récemment. En 2012, le Gouvernement du Sénégal a créé le NICAD - Numéro d'Identification Cadastrale (Décret 2012 - 396 du 27 mars 2012). C'est un numéro d'identification unifié de 16 caractères dont l'objectif principal est de résoudre les problèmes de propriété et de gouvernance foncière. Le NICAD est créé à partir du SYSCOL avec l'ajout d'un numéro de section et d'un numéro de maison.

Le code postal, qui est une recommandation de l'Union postale universelle pour la normalisation des adresses, a été introduit au Sénégal seulement en 2015[102]. Il s'agit d'un modèle de codage à 5 chiffres pour les différents établissements postaux.

L'arrivée de Google Street View au Sénégal [103] début février 2017, premier pays francophone d'Afrique de l'Ouest à bénéficier de cette technologie, promet d'être une révolution dans le

domaine de l'adressage avec une possibilité de marcher virtuellement dans les artères de la capitale Dakar et dans les grandes villes du pays.

Ce rapide survey montre que le système d'adressage est le grand défi pour les pays en quête d'émergence comme le Sénégal.

Cette situation du Sénégal n'est pas particulière, elle est partagée par un bon nombre de pays en quête d'émergence. Certaines zones des pays développés sont également concernées.

6.3 Etat de l'art des systèmes intelligents de géocodage d'adresse

Le géocodage est une question bien étudiée avec de nombreuses contributions qui ont été proposées pour étendre le processus, en particulier dans le domaine du géocodage classique [104] mais moins dans ce que nous pouvons appeler le géocodage intelligent qui traite du géocodage d'adresses difficiles en utilisant des améliorations comme le contrôle et les bases de connaissance [105,106] pour s'éloigner des simples approches de comparaison et de consultation de tableaux.

Du fait que les systèmes d'adressage varient beaucoup d'un pays à l'autre, les adresses ayant un fort biais culturel, une grande partie des études tournent autour de certaines questions introduites par le langage naturel dans le processus de géocodage, comme en chinois [107-109] ou en croate [110] et plus spécifiquement sur twitter [111].

Une autre partie de la littérature actuelle sur le géocodage traite de l'application du géocodage et de la résolution de problématiques dans le contexte d'une région géographique explicite comme la Croatie [112], la Turquie [113], le Brésil [114], la Chine [107-109], l'Australie [96], l'Afrique du Sud [115], le Maroc [94], Cuba [116] et l'Inde [117]. La plupart de ces pays sont en quête d'émergence et doivent faire face à une croissance urbaine rapide, ce qui pose des problèmes tels que l'ambiguïté des frontières régionales et l'absence de conventions dans l'orthographe des toponymes. En ce qui concerne les pays développés, les études portent principalement sur la vérification de l'adéquation des outils de géocodage en ligne [118] pour une région spécifique comme on peut le trouver dans [119-121] pour l'Autriche, le Québec et l'Allemagne. Les questions relatives aux normes d'adressage sont également abordées dans [95, 122,123, 97,115].

Cette étude bibliographique montre une forte dynamique dans le processus de géocodage du point de vue régional et culturel. Ainsi, pour améliorer le processus de géocodage, des connaissances doivent être ajoutées pour tenir compte de l'absence de normes, des questions sémantiques et de la logique complexe qui existent dans de nombreux pays. Par conséquent, les systèmes multi-agents (MAS) qui utilisent des théories et des concepts de nombreux domaines tels que l'informatique, l'intelligence artificielle, les systèmes distribués, les sciences sociales, l'économie, l'organisation et autres sont un bon candidat.

En ce sens, dans [106] Ran Wei et al (2009) présentent un prototype d'agent basé sur la connaissance pour le géocodage d'adresses chinoises. Sur la base de l'affirmation selon laquelle le géocodage d'adresses en chinois est un problème difficile à résoudre en raison de la complexité intrinsèque des systèmes d'adresses chinois, y compris la langue chinoise et l'histoire civile, et de l'absence de normes d'attribution et d'utilisation des adresses, les auteurs proposent un prototype spatial basé sur les connaissances des agents pour améliorer l'algorithme

existant de géocodage des adresses. Pour construire cet agent, ils introduisent d'abord une base de connaissances constituée d'une ontologie de base pour le domaine de validation des adresses chinoises et d'une base de données interne d'évènements. Un ensemble de règles d'inférence est intégré dans cet agent pour déduire la précision spatiale de ces correspondances potentielles. Cependant, cette approche se limite à une certaine capacité d'inférence pour aider au processus de correspondance et doit être améliorée pour résoudre des problèmes comme le géocodage d'adresses contenant deux ou plusieurs classes géographiques du même type.

Dans [105] Matthew J. Hutchinson et Bert Veenendaal (2011) présentent un cadre basé sur les agents pour un géocodage intelligent. Ayant constaté qu'en dépit des progrès réalisés dans le domaine du géocodage, il reste une proportion non négligeable d'adresses difficiles à géocoder en raison d'informations manquantes et d'adresses erronées, ils étudient comment le traitement basé sur les agents, qui utilise le modèle BDI (belief, desire, intention), peut ajouter une intelligence au processus du géocodage. Le but du système est de corriger les éléments d'adresse permettant de les retrouver dans un ensemble de données de référence et chaque agent poursuit sa propre intention dans cet objectif. Néanmoins, cette étude se limite au processus de rapprochement du géocodage (matching) en supposant qu'il leur faudrait plus de temps, mais les localités complexes et rurales auront des données géocodées fiables.

Nos travaux s'inscrivent dans le prolongement de ceux de Hutchinson et al qui sont menés dans le contexte d'un pays développé avec des données de géocodage complet mis à jour tous les trois mois (les fichiers Australiens G-NAF). Contrairement à Hutchinson, nous sommes dans une zone mal cartographiée [124] qui favorise l'inclusion de plus de dynamique dans tous les processus de géocodage (normalisation des données, acquisition et nettoyage des ensembles de données). Du point de vue périmètre, il s'agit, à notre connaissance, de la première étude de ce type en Afrique de l'Ouest francophone.

6.4 Définition d'un modèle standard d'adresse

Pour définir un standard d'adresse, une ontologie de ce domaine est construite pour servir comme vocabulaire de base pour représenter la connaissance spatiale dans le domaine du géocodage d'adresse.

Nous avons donc analysé dix années de données d'adresses collectées par les services publics d'énergie du Sénégal à travers les appels de pannes des clients. Lorsque le client appelle pour signaler une panne d'électricité à Senelec, service public d'énergie du Sénégal, il donne son adresse domiciliaire exacte et une description des points d'intérêt (POI) permettant de le retrouver facilement puisqu'il n'existe aucune base de données de connectivité électrique.

Ce procédé a permis de collecter indirectement au fil des années des données contenant des points d'intérêt, des équipements, ou le domicile de personnalités bien connues qui constituent soudain une énorme source de données urbaines trop souvent inexistantes.

A travers cette "mémoire collective", nous recréons une norme d'adresse telle qu'elle est perçue et utilisée par les gens que nous avons appelée l'ontologie de la géographie urbaine au Sénégal, une sorte de norme d'adresse nationale non officielle.

Ces données recueillies se caractérisent par leur caractère incomplet et plein de fautes d'orthographe et d'endroits inconnus des systèmes de cartographie en ligne standard. Cette

Des mots comme "villa" (maison), "qrt" (abréviation de quartier), "rue" (rue) sont mis en exergue comme illustré par la figure 76.

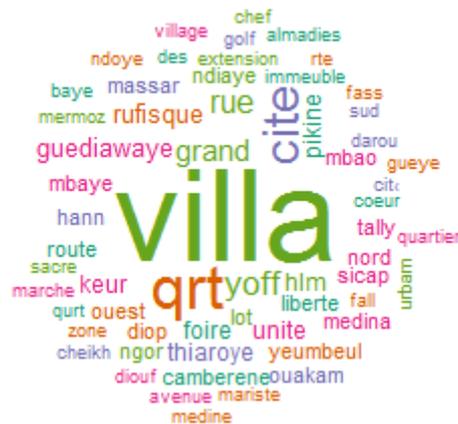


Figure 76: Zoom sur les mots les plus fréquents

Beaucoup d'erreurs et des fautes d'orthographe sont rencontrées dans les données en raison de fautes de frappe et d'abréviations sachant qu'elles sont recueillies verbalement par téléphone à partir du centre d'appels. Nous donnons l'exemple de l'orthographe d'une localité appelée Bagdad dans la banlieue de Dakar - du nom de la capitale de l'Irak berceau de grandes civilisations (34 orthographe différentes ont été identifiées) :

bagdada, bagdade, bagda, bagdadd, bagdad, bagdah, badagg, bagdag, bagbad, badgad, bagdadv, bagad, bagadad, baggdad, bagddad, baghdad, badag, bagadd, bahdagg, bakhdag, badgdad, bgdad, bagdade, badgad, bagadad, bagdad, bagdada, bagddad, bagdadv, bagadd, bgdad, bagdadd, badgdad, baggdad.

Pour le mot commun " baobab " (un quartier de Dakar nommé d'après l'arbre emblématique du Sénégal – *Andansonia digitata*), nous avons trouvé 24 orthographe différentes :

baboab, baoba, baoabab, baoobab, boaobab, baobas, baoababs, baoubab, baobao, baboba, baobabs, baobab, boabab, baobaps, boababs, bobab, baobob, babao, babobab, baba, baoabs, baobap, babaob, baobaob

Afin de réunifier les différentes orthographe des mots fréquents, des algorithmes de traitement du langage ont été utilisés tels que la distance de Levenshtein et la distance de Jaro-Winkler combinés avec TF-IDF (Term Frequency-Inverse Document Frequency) [125] grâce à l'outil informatique R [126].

Ceci permet d'isoler les mots du tableau 8.

Tableau 8 : liste des entités les plus fréquentes.

rank	entity	rang	entity	rank	entity
1	allée	11	ilot	21	rondpoint
2	angle	12	immeuble	22	route
3	appartement	13	km	23	rue
4	avenue	14	lot	24	unité
5	bâtiment	15	lotissement	25	université
6	bloc	16	magasin	26	villa
7	boulevard	17	marché	27	village
8	cantine	18	parcelle	28	voie
9	cité	19	quartier	29	zone
10	etage	20	rdc	30	croisement

Nous classons ces concepts d'adresses par famille et établissons une hiérarchie entre eux. En considérant la division administrative nationale actuelle du pays, y compris les circonscriptions administratives et les collectivités locales (municipalité), nous obtenons la figure 77 avec les principales familles en évidence : propriété, subdivision, division administrative, espace de circulation, collectivités locales et circonscription administratif.

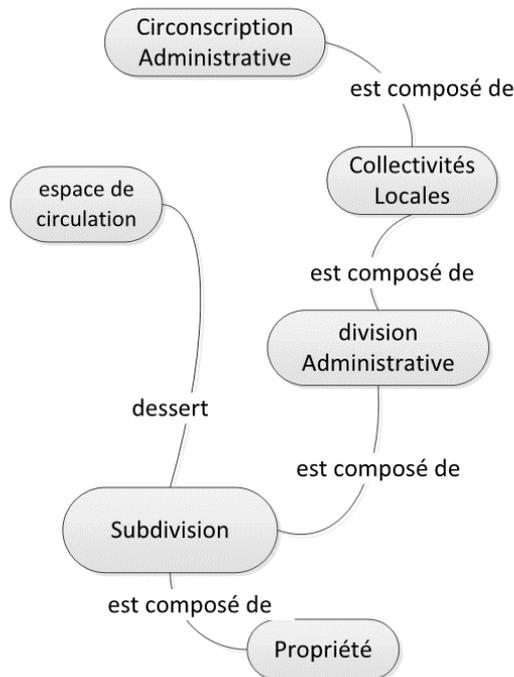


Figure 77 hiérarchie simplifiée des concepts d'adressage

La version développée du concept d'adressage est présentée dans la figure 78 avec un détail des mots fréquemment utilisés dans chaque famille de concepts donnant une ontologie de la manière dont l'adresse est aujourd'hui exprimée par la population sénégalaise.

Cette ontologie est une donnée d'entrée utilisée par le système multi-agents pour atteindre le l'objectif du système LOGEMAS.

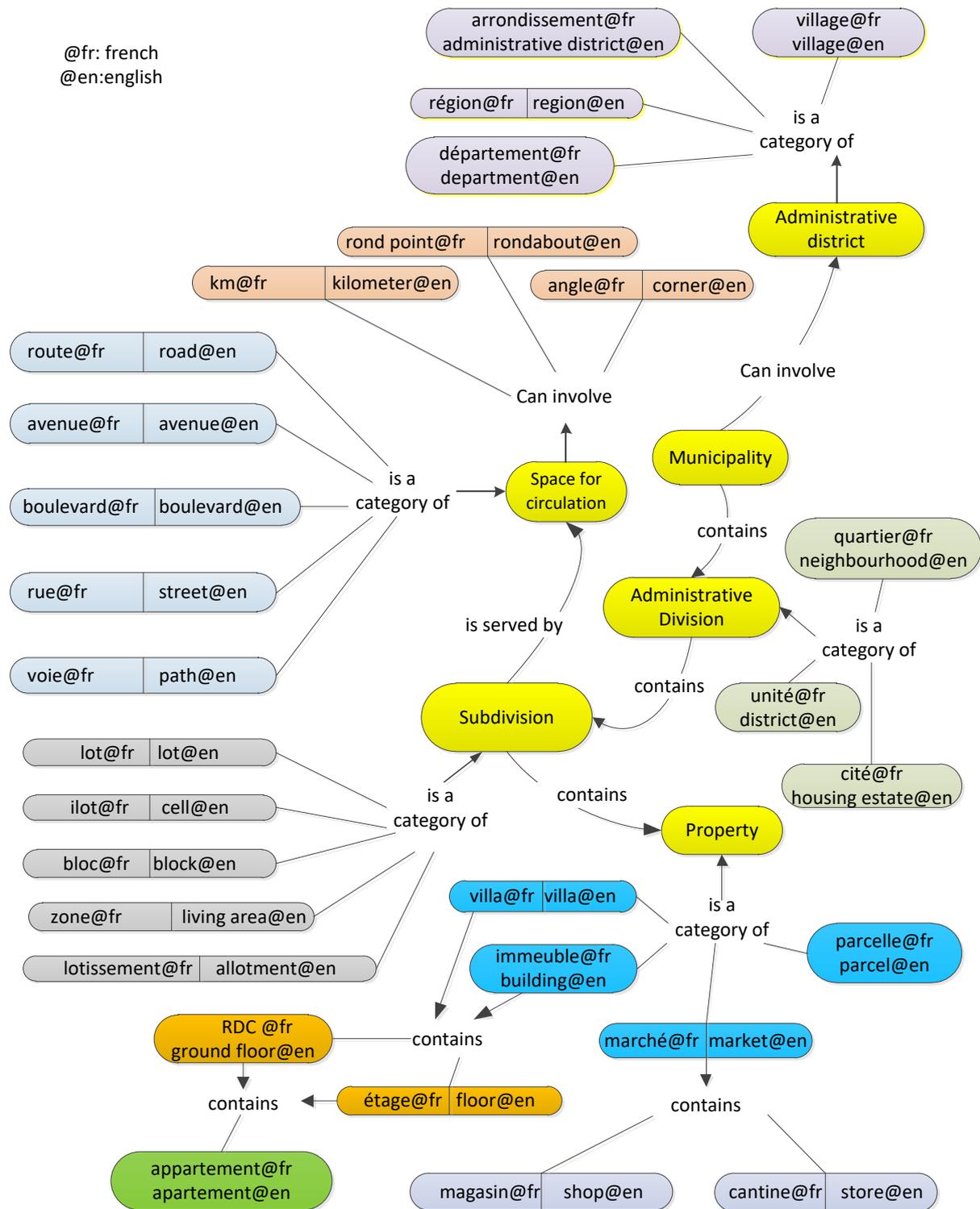


Figure 78 : ontologie de la géographie urbaine au Sénégal

6.5 Le système LOGEMAS : - Location Geocoding with Multi-agent System

Dans cette section, nous présentons l'architecture LoGeMAS (Location Geocoding with Multi-agent System) dans laquelle les différentes tâches de géocodage sont déléguées à différents agents.

6.5.1 Architecture du système multi-agent proposé

Pour réaliser la tâche de géocodage, les agents se voient assigner différentes tâches de processus de géocodage et peuvent effectuer des négociations par le biais du protocole FIPA pour atteindre un objectif global : la fouille de données et la reconnaissance de modèle pour trouver la meilleure correspondance ou approximation possible d'un lieu en fonction des connaissances disponibles.

La figure 79 illustre l'interaction dans le modèle composé de cinq types d'agents.

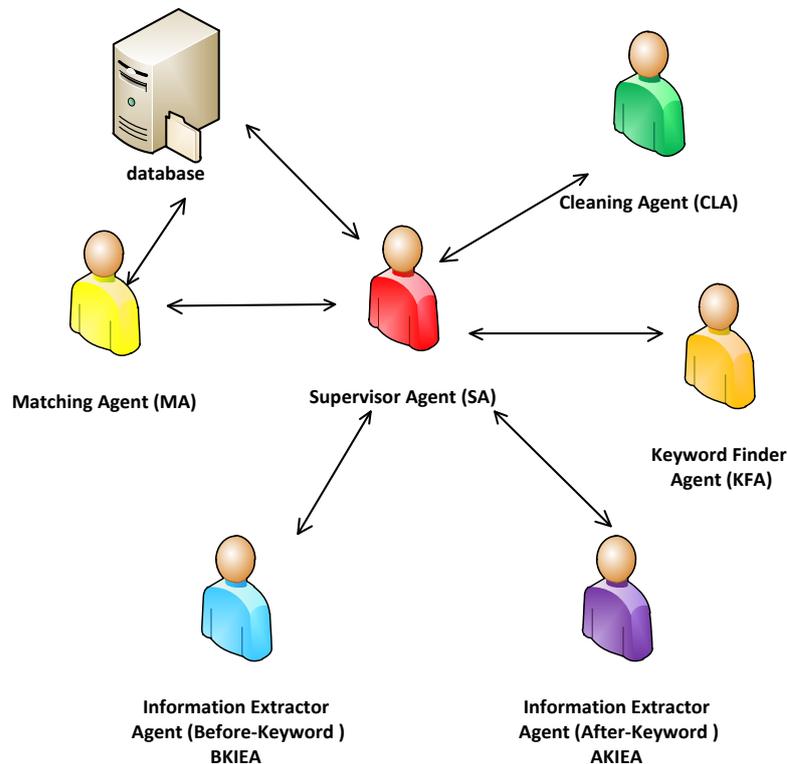


Figure 79: Modèle Multi-agent LOGEMAS

- **Agent superviseur (SA)** : son rôle est de gérer les différents processus à travers une séquence d'événements bien définie. En tant qu'agent coordinateur, l'agent SA envoie les différentes tâches à d'autres agents.
- **Agent de nettoyage (CLA)** : son rôle est de nettoyer l'adresse fournie, comme dans la phase de normalisation du processus de géocodage. L'algorithme utilisé par CLA comprend la transformation du texte en minuscules et la suppression de tous les caractères spéciaux.
- **Keyword Finder Agent (KFA)** : son objectif est de trouver les différentes entités de l'ontologie, appelées mot-clé, présentes dans l'adresse fournie et de les classer comme décrites par les connaissances fournies par l'ontologie (voir figure 78).

Exemple dans l'adresse : “Guediawaye Cite des Enseignants Villa N° D/10”

KFA va renvoyer le couple ['cite', 'villa']

Pour accomplir correctement sa tâche, KFA doit tenir compte des différentes abréviations qui peuvent apparaître dans l'adresse. Par exemple, pour le mot-clé 'quartier', on trouve les abréviations suivantes ['qrt', 'qurt', 'quart', 'qua'].

- **Agent BKIEA** (Before Keyword Information Extractor – Extracteur d'Avant Mot Clé) : comme son nom l'indique, il s'agit d'un agent extracteur d'informations spécialisé sur les informations apparaissant avant un mot clé. Exemple dans l'adresse : "Guediawaye **Cite** des Enseignants **Villa** N° D/10"
BKIEA va renvoyer le couple ['Guediawaye', 'des Enseignants']
- **Agent AKIEA** (After Keyword Information Extractor Agent - Extracteur Après Mot Clé) : comme son nom l'indique, il s'agit d'un agent d'extraction d'informations spécialisé sur les informations apparaissant après un mot clé. Exemple dans l'adresse : "Guediawaye **Cite** des Enseignants **Villa** N° D/10" AKIEA va renvoyer le couple ['des Enseignants', 'N° D/10']
- **Agent MA (Matching Agent – Agent pour les opérations de correspondance)** : Le rôle de l'agent MA consiste à effectuer l'action de mise en correspondance en trouvant le géocode correspondant à l'adresse comme décrit dans le processus de géocodage à la section 6.2.1. A partir de chaque mot-clé trouvé complété avec ses propriétés, les informations sont recherchées dans la base de données et le processus est complété avec les règles heuristiques suivantes qui permettent de définir le niveau d'exactitude :
 - **Règle 1** : Pour tout type de mot-clé, son déterminant (nom propre du mot-clé) est toujours situé après le mot-clé à l'exception de ceux d'espace pour circulation famille [rue, angle] et [étage] (en haut)
Exemple : pour l'adresse "Guediawaye Cité des Enseignants Villa N° D/10".
"des Enseignants" est le nom du mot-clé 'cite'.
"n°D/10" est le nom du mot clé 'villa'.
 - **Règle 2** : si l'adresse ne commence pas par un mot-clé, le premier mot-clé avant le texte du mot-clé se trouve dans la famille au-dessus du premier mot-clé qui apparaît.
Par exemple : pour l'adresse "Guediawaye Cite des Enseignants Villa N° D/10" qui ne commence pas par un mot clé. Guediawaye devra être retrouvé dans les familles supérieures de "cite" (appartenant à la "Division administrative") qui peut être "collectivité locale" ou "district administratif".
 - **Règle 3** : si le mot-clé n'est pas trouvé, la correspondance doit être cherché en premier dans la table des POI (Point of Interest – points d'intérêt).

6.5.2 Acquisition du jeu de données de référence

Pour finaliser le processus de géocodage, l'adresse normalisée devrait être comparée à un ensemble de données de référence, mais comme ces zones sont mal cartographiées, les bases de données incomplètes avec des endroits inconnus sont très courantes dans toutes les plates-formes cartographiques.

Afin de suivre les performances des équipes d'intervention lors du dépannage des pannes, Senelec a mis en place un système de suivi des véhicules en 2015. Les données recueillies lors de la réparation des pannes combinées aux données de suivi collectées par le système de géolocalisation permettent d'apprendre de nouvelles régions et de nouveaux points de repère en inversant le géocodage de l'adresse du client concerné.

Une approche similaire est utilisée par [117] pour le mapping des clients lors de la livraison de produits e-commerce.



Figure 80 utilisation des données de suivi des véhicules des équipes d'intervention pour créer un ensemble de données de référence

Les figures 81 et 82 suivantes montrent un aperçu du fichier faisant le récapitulatif des dépannages qui ont été effectués chez les clients.

depannages.	date_dec	date_depan	code_d	libelle_secteur	observations c
18409	01/06/2015 13:03	01/06/2015 13:33	SDD1	HLM Ouagou Niaye 6	PONTE
18445	01/06/2015 14:39	01/06/2015 22:32	SDD1	Fichet	NULL
18458	01/06/2015 15:50	02/06/2015 10:30	SDD1	HLM Ouagou Niaye 4	9H25 9H40
18600	01/06/2015 22:40	02/06/2015 10:30	SDD1	Au Bœuf	8H52 10H10
18451	01/06/2015 15:10	02/06/2015 11:22	SDD1	Liberté Dieupeul	NULL
18626	02/06/2015 07:08	02/06/2015 11:55	SDD1	Km 6	8H44 9H ENTJ

description lieu	declarations.adresse_dec
DEMANDER MARIETOU LO / PRES DE LA NOUVELLE MAIRIE DES HLM	HLM 5 VILLA N° 2209
pres de l'agence de la senelec	medina rue 39 x 20
A COTE DE LA SOCIETE ASSURANCE SAKHO	HLM 4 VILLA N° 1483
NON LOIN DU ROBINET LASSANA L'IMMEUBLE OU IL Y A WESTERN UNION	USINE BENE TALLY VILLA N° 1575
PAS LOIN DE LA MOSQUEE APRES LA BICIS	SICAP LIBERTE 2 VILLA N° 1628
JUSTE APRES LE MARCHÉ AUX POISSONS	HANN 3

Figure 81- 82 : Aperçu de l'extrait du fichier historique de dépannage

Le relevé des coordonnées GPS est illustré à la figure 9. Sur cette image, nous avons un extrait des relevés des déplacements du véhicule chaque seconde, les données utiles seront entre autres les champs Date/Time, Speed, Latitude et Longitude.

Date/Time	Speed	Satellites	Angle	Altitude	Longitude	Latitude
01/06/2015 00:01	0	18		0	26 -17,4314746	14,7388215
01/06/2015 00:03	0	17		0	28 -17,4314763	14,7388276
01/06/2015 00:17	7	18	233	26	-17,4314975	14,7388185
01/06/2015 00:17	31	17	225	16	-17,4322003	14,7381318
01/06/2015 00:17	31	17	254	16	-17,4333738	14,737063
01/06/2015 00:17	21	17	214	19	-17,4338855	14,7368746
01/06/2015 00:17	21	18	182	19	-17,4339078	14,7367916
01/06/2015 00:18	31	17	163	19	-17,4336183	14,7358328
01/06/2015 00:18	31	17	200	21	-17,4334789	14,7350865
01/06/2015 00:18	31	18	205	23	-17,4339375	14,7341981
01/06/2015 00:18	23	18	203	20	-17,4344226	14,7333433
01/06/2015 00:18	26	18	206	18	-17,4348038	14,7324893
01/06/2015 00:19	26	18	237	17	-17,4351163	14,7321293
01/06/2015 00:19	26	18	192	17	-17,4354081	14,7318311
01/06/2015 00:19	27	18	162	17	-17,435395	14,7317036

Figure 83 : échantillon de données GPS du véhicule

A partir de ces données, pour chaque client dépanné il est possible de retrouver ses coordonnées GPS : il faudra prendre son adresse la nettoyer et chercher une correspondance avec les données du GPS en faisant une correspondance entre l'heure de dépannage reportée par l'équipe et l'heure à laquelle le véhicule à une vitesse nulle dans la même plage horaire.

6.5.3 Implémentation du modèle

La plateforme GAMA [70] a été choisie pour mettre en œuvre notre système. GAMA a l'avantage d'implémenter de nombreuses fonctionnalités telles que la conformité FIPA, le Système d'Information Géographique (SIG) et la capacité de construire une simulation multi-agents spatialement explicite qui est une caractéristique essentielle du système de géocodage.

La Fig. 84 montre l'architecture de la plateforme mis en place.

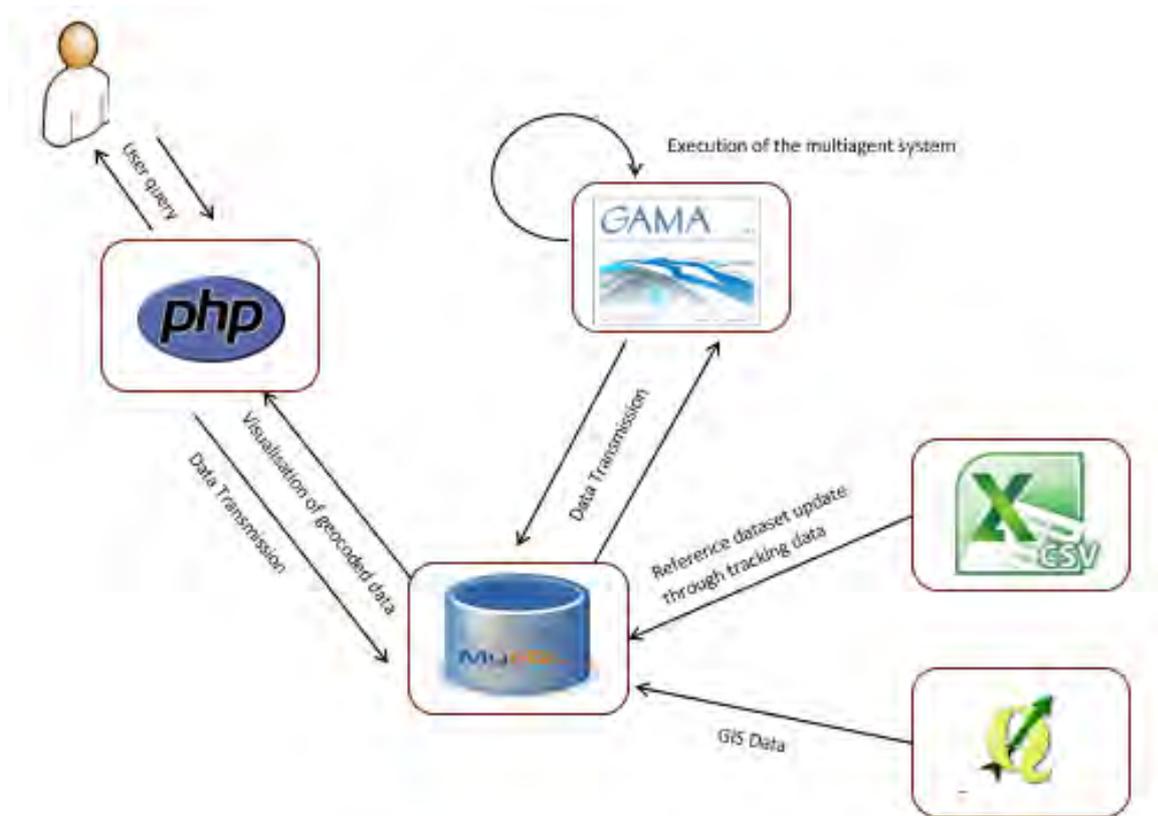


Figure 84: architecture de la plateforme LOGEMAS

6.5.4 Évaluation et analyse des résultats

Pour évaluer notre approche et démontrer ses capacités, une étude de cas à Dakar (Capital du Sénégal) a été réalisée.

Tout d'abord, nous mesurons la capacité du système à géocoder jusqu'à différents niveaux de précision à partir de la norme d'adresse proposée, y compris la propriété, la subdivision, la division administrative, l'espace pour la circulation, la collectivité locale et le district administratif.

Pour réaliser ce test, nous exécutons le processus LOGEMAS à travers un mois de données d'appels de pannes contenant 6321 adresses (données juin 2015). La figure 10 montre un exemple des résultats fournis par le système LOGEMAS.

```
Address : 'HLM 5 VILLA 2209 angle 2'
hlm5 is : ['quartier', 'unite', 'cite']**Family: administrative district
2209 is villa **Family: property
2 is angle **Family: space for circulation
```

Figure 85: Exemple de reconnaissance d'adresse par le processus LOGEMAS

Le test est conforme puisque seulement 23 adresses n'ont pas été reconnues (moins de 1%).

En analysant les adresses qui n'ont été pas bien reconnues, nous avons constaté qu'elles avaient en commun le fait de contenir une partie du discours en langage naturel comme dans 'Yarakh

Hann Pecheur ne connaît pas le nom du Chef de quartier). Ce qui constitue un point à améliorer dans le modèle.

En second lieu, une comparaison des résultats de LOGEMAS avec ceux du service de géocodage de Google par rapport à un ensemble de coordonnées d'adresses vérifiées en latitude-longitude a été effectuée.

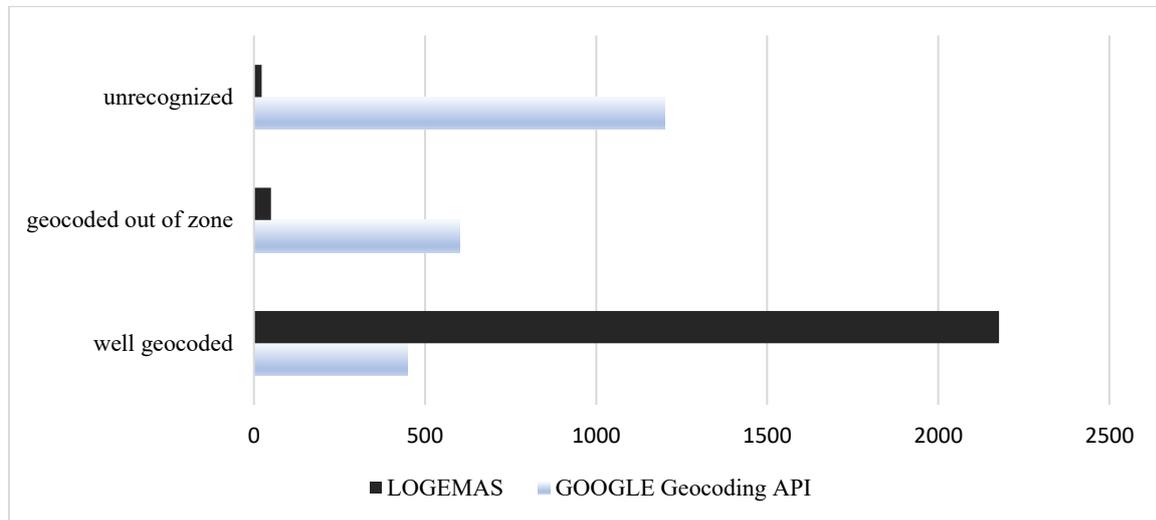


Figure 86 :. Comparaison entre les résultats du processus de géocodage de LOGEMAS et de Google Maps Api

Sur cette base, nous arrivons à cette conclusion :

- Google Maps n'a pas été en mesure de prendre en compte la question sémantique tandis que LOGEMAS bien reconnu adresse standard comme exprimé par la population locale ;
- Le service de géocodage Google se limite au nom de la rue, de la municipalité et du point d'intérêt (POI) complété et LOGEMAS essaie de donner un niveau de précision à partir de sa base de données connue.

Nous pouvons conclure que l'architecture que nous sommes en train de développer a un grand potentiel pour géocoder les adresses en tenant compte des questions de contexte local avec intégration de la question sémantique.

	A	B	C
1	ADRESSE	Lat	Lng
2	63 AVENUE LAMINE GUEYE	14,6710559	-17,4373762
3	sud foire villa n 13	14,7276771	-17,5015105
4	YOFF NDEUGAGNE ne connait pas le nom du chef de qrt	ZERO_RESULTS	ZERO_RESULTS
5	YOFF TONGHOR QRT BAMAR NDIAYE	ZERO_RESULTS	ZERO_RESULTS
6	SACRE COEUR 2 VILLA N 8597A	44,8497701	-0,6045212
7	HANN MARISTE 2 VILLA N0 Z 95	ZERO_RESULTS	ZERO_RESULTS
8	PATTE D OIE BUILDERS VILLA N* E/18 BIS	14,7588927	-17,4705514
9	GUEDIAWAYE	14,7753661	-17,3996674
10	GUEDIAWAYE HAMO 4 VILLA N° S/66	ZERO_RESULTS	ZERO_RESULTS
11	CAMBERENE 1 MBANE QRT MOUSTAPHA MBENGUE	ZERO_RESULTS	ZERO_RESULTS
12	YOFF NDENATT QRT ISSA KEBE	ZERO_RESULTS	ZERO_RESULTS
13	YEUMBEUL NORD CITE COMICO 4 VILLA N* C 267	ZERO_RESULTS	ZERO_RESULTS
14	PA U 12	8,3685721	-82,5402737
15	AVENUE LAMINE GUEYE RUE TOLL DIAZ X BALET	ZERO_RESULTS	ZERO_RESULTS
16	11 RUE JEAN JAURES	48,8894678	2,2906427

Figure 87 : Exemple de traitement par Google Maps API montrant des adresses inconnues

A partir des possibilités de géocodage des adresses des clients offertes par le système LOGEMAS nous examinons la question de génération d'un modèle topologique du réseau de distribution permettant la gestion des coupures et du dépannage rapide du client en cas de panne.

6.6 Génération d'un modèle topologique du réseau de distribution basse tension

La connaissance de l'adresse du client et la possibilité de le géocoder à partir de la plateforme LOGEMAS permet d'alimenter le deuxième sujet de notre problématique : reconstruire un modèle de connectivité topologique du réseau électrique à même de pouvoir alimenter les applications de gestion des coupures (OMS) qui ont des exigences strictes pour fonctionner⁴.

En effet dans la pratique courante, les réseaux électriques de distribution sont modélisés jusqu'au côté haute tension du transformateur de distribution (HTA/BT). Avec l'émergence des réseaux intelligents, l'étude du réseau électrique dans son ensemble est de plus en plus une exigence pour satisfaire au besoin d'efficacité énergétique, ce qui implique la modélisation des réseaux de distribution secondaires.

Généralement les réseaux BT peuvent être modélisés selon trois niveaux de détail :

- Les réseaux BT sont ramenés à des charges équivalentes placées sur le secondaire du transformateur HTA/BT,
- Les charges équivalentes des clients particuliers sont utilisées (compteurs d'énergie et point de livraison) pour représenter le réseau basse tension,
- Les charges équivalentes sont utilisées en accord avec le modèle complexe du réseau BT, y compris les connexions exactes de clients et locaux.

⁴ Bâtit sur le modèle des pays développés.

L'objectif du travail est de proposer un modèle topologique du réseau à partir de la base de connaissance existante et des règles de conception des réseaux électriques. Ainsi nous faisons un process similaire au reverse-engineering du « code source » du réseau électrique.

6.6.1 Principe d'ingénierie des réseaux de distribution électriques basse tension

Les réseaux de distribution sont construits suivant des normes internationales afin de garantir les conditions de fonctionnement liés aux exigences contractuelles de qualité de service. La norme de référence dans ce domaine est la NF C 14 -100 qui définit les règles pour :

- La conception et la réalisation des installations de branchement électrique des clients jusqu'à 400A.
- La section des conducteurs de branchement
- Les chutes de tension à respecter sur chaque partie du branchement.

Pour les nouveaux lotissements il est nécessaire de disposer :

- D'un plan parcellaire du lotissement avec les surfaces ou les besoins en énergie des différentes parcelles ;
- D'un tracé du réseau électrique envisagé

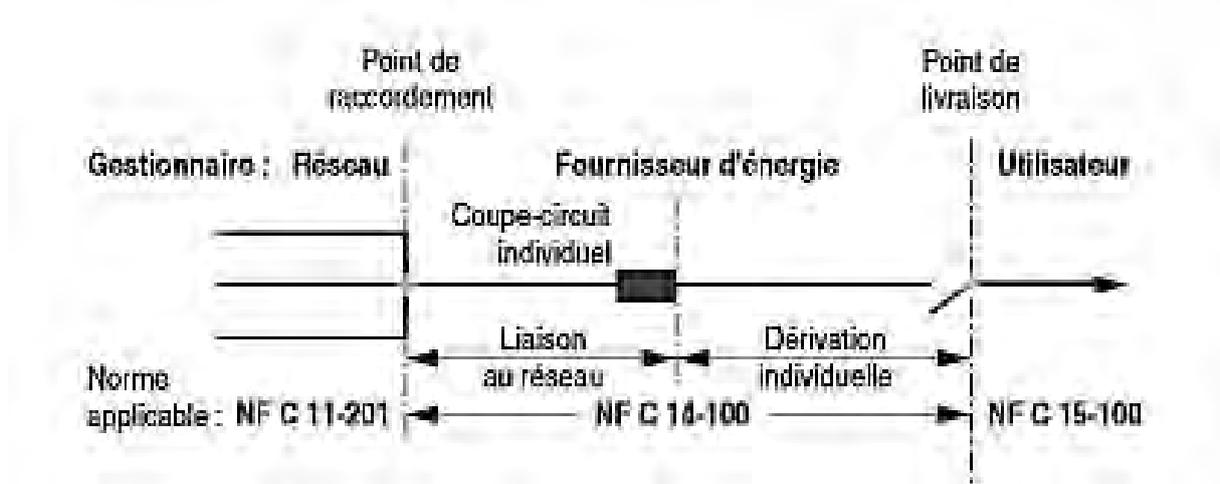


Figure 88: Principales normes applicables dans le domaine du réseau de distribution électrique

6.6.1.1 Chute de tension :

La chute de tension au long des conducteurs de branchement est déterminée par la formule :

$$U(\%) = 100 * \frac{b * L * p}{U * S} * I_a \quad (1)$$

Avec :

- U : chute de tension en Volts
- b : coefficient égal à 1 pour un circuit triphasé ou égal à 2 pour un circuit monophasé

- ρ : résistivité des conducteurs en service normal, prise égale à la résistivité à la température en service normal, soit $0.023 \Omega mm^2/m$ pour le cuivre et $0.037 \Omega mm^2/m$ pour l'aluminium
- L : longueur simple de la canalisation en mètre.
- S : section des conducteurs en mm^2
- I_a : courant assigné, en ampères (dans le cas des locaux annexes non habitables, ce courant est pris égal à 15 A).
- La chute de tension relative est donnée par :

$$\Delta U(\%) = 100 * \frac{U}{U_0} \quad (2)$$

avec $U_0=230$ V (tension entre phase et neutre)

La chute de tension maximale à respecter sur chacune des parties du branchement

	Liaison au réseau (a)	Tronçon commun (b)	Colonne (c)	Dérivation individuelle (d)
Branchement individuel	$a + d \leq 2 \%$			$a + d \leq 2 \%$
Branchement collectif avec une colonne	$a \leq 1 \%$		$c \leq 1 \%$	$d \leq 0,5 \%$ (*)
Branchement collectif avec plusieurs colonnes	$a + b \leq 1 \%$		$c \leq 1 \%$	$d \leq 0,5 \%$ (*)
Dérivation raccordée sur un tronçon commun	$a + b \leq 1 \%$			$d \leq 1 \%$
(*) Lorsque la répartition entre c et d est différente, leur somme ne doit pas être supérieure à 1,5 %. NOTE Les repères (a), (b), (c) et (d) ont été utilisés dans les Figures 1, 2, 3 et dans l'Annexe C.				

Figure 89: chute de tension maximale sur un branchement suivant la nfc 14-100

6.6.1.2 Choix des sections des conducteurs :

Le choix des sections des conducteurs de branchement est fait sur la base du tableau suivant, dépendant du courant assigné à l'installation :

COURANT ASSIGNE DE L'AGCP (en Ampère)	SECTION MINIMALE DES CONDUCTEURS (en mm ²)	
	EN CUIVRE	EN ALUMINIUM (a)
	Enveloppe Isolante en PVC, PR ou EPR	Enveloppe Isolante en PVC, PR ou EPR
30	10 (b)	16 (c)
45	10 (b)	16 (c)
60	16	25
90	25	35

(a) Lors de l'utilisation de l'aluminium, on veillera à la compatibilité avec les borniers de raccordement des appareils, le cas échéant, il sera nécessaire d'employer des dispositifs intermédiaires.

(b) Section ramenée à 6 mm² pour les dérivations individuelles de locaux annexes non habitables (caves, garages, parkings, etc.).

(c) 25 mm² en souterrain.

Figure 90: choix des sections des conducteurs suivant la norme NFC 14-100

Pour le cas des branchements collectifs la détermination des sections des conducteurs dépendant de coefficients de pondération

Nombre d'utilisateurs situés en aval de la section considérée	Coefficient
2 à 4	1
5 à 9	0,78
10 à 14	0,63
15 à 19	0,53
20 à 24	0,49
25 à 29	0,46
30 à 34	0,44
35 à 39	0,42
40 à 49	0,41
50 et au-dessus	0,38

Figure 91: coefficient de pondérations pour les branchements collectif suivant la norme NFC 14-100

Il est possible également de partir de la section du câble normalisé et de veiller à la limitation de l'intensité maximale. La figure 92 illustre les sections les plus utilisées dans les faits.

Section Câble Aluminium NF C 33-210 ou équivalent (Section en mm ²)	Intensité maximale admise (A)	Résistances linéiques (Ω / km)	
		r ₀	r ₁
35	119	0,868	1,085
50	155	0,641	0,801
95	235	0,32	0,4
150	315	0,206	0,257
240	415	0,125	0,156

Figure 92: section des conducteurs aluminium et intensité maximale

6.6.1.3 Cas particulier des projets de lotissements

Concernant les lotissements, on a des canalisations de section :

- 240 mm² pour un départ de poste HTA/BT fortement chargé avec au moins 120 kVA (puissance pondérée) ; la puissance par câble 240 mm² est limitée à 180 kVA,
- 150 mm² pour un départ de poste HTA/BT dans les autres cas (section par défaut),
- 95 mm² pour les antennes non évolutives limitées à 60 kVA (puissance pondérée)

6.6.2 Procédure de la définition d'une topologie du réseau de distribution public basse tension :

Puisque chaque secteur considéré comporte des villas et divers postes, la topologie du réseau de distribution se chargera de trouver le poste auquel sera raccordée chacune d'elles. Il s'agit alors comme le montre la figure 93 de :

- Définir un modèle permettant de distinguer les différentes villas alimentées par un poste donné.
- Répartir ces villas en fonction des départs du poste.

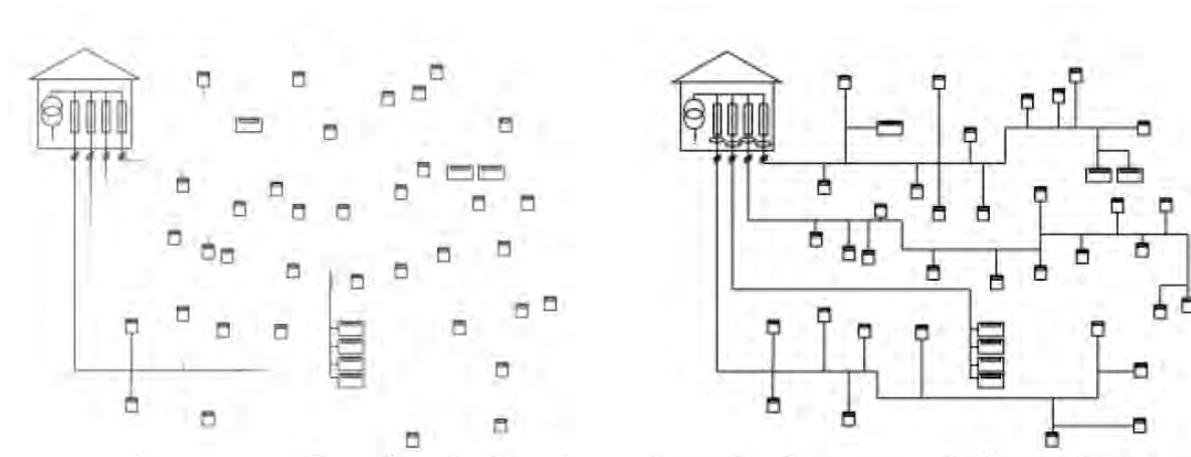


Figure 93 : illustration de la question de la reconstitution de la topologie d'un réseau basse tension

Partant des règles de conception des réseaux et des données des clients, nous proposons la démarche suivante pour reconstituer la topologie des réseaux.

En premier nous devons confirmer la section du conducteur de branchement de chaque villa et la chute de tension au long de ce conducteur à partir de sa puissance souscrite.

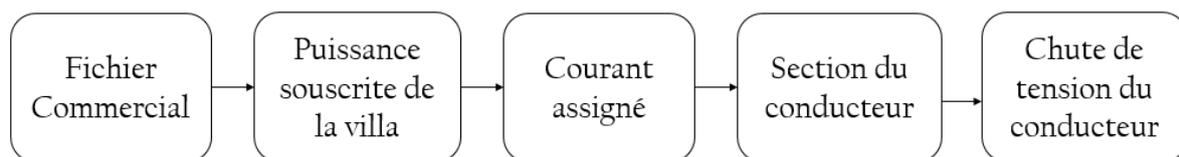


Figure 94: illustration principe de l'algorithme proposé

Par la suite nous procédons au partitionnement des données en k groupes, en minimisant une fonction basée sur la distance grâce à l'algorithme de K-means (voir plus bas).

Les données géographiques nécessaires pour effectuer le traitement comprennent :

- Les coordonnées GPS des villas (obtenus par l'utilisation de LOGEMAS)
- Les coordonnées géographiques des postes de distribution électriques.

Pour la détermination des centres des groupes et ses éléments la division se fait suivant les règles de conception de la distribution radiale à trois niveaux, permettant de donner un aspect de réseau représenté à la figure 95.

Chaque poste est doté de 4 départs basse tension.

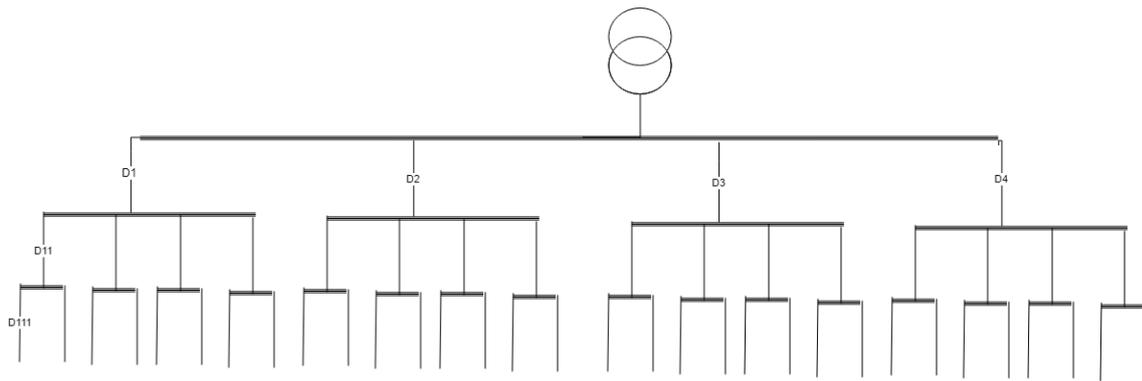


Figure 95: arborescence distribution radiale à trois niveaux

Un exemple de carte de secteur est présenté sur la figure 24.

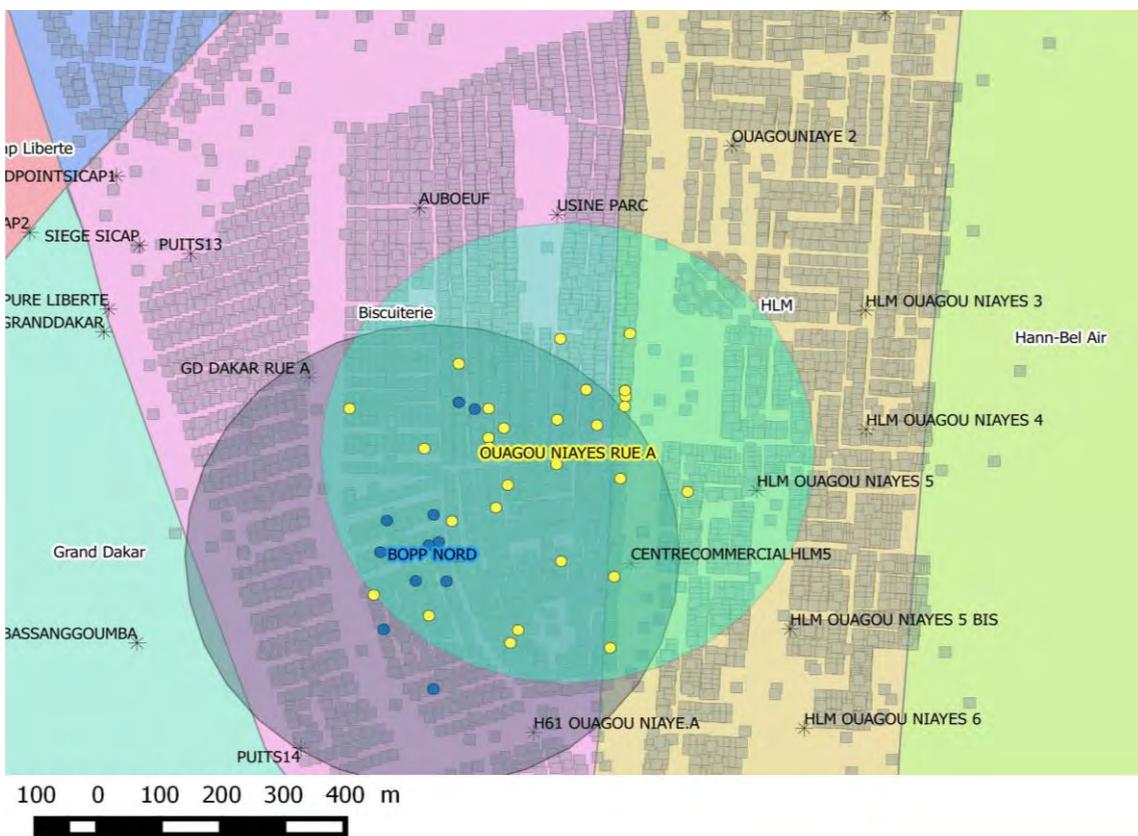


Figure 96: exemple de Carte du secteur Ouagou Niayes intégré dans QGIS

6.6.3 Principe de la classification par algorithme des k-means :

Le partitionnement en k-moyennes (k-means en anglais) est une méthode de partitionnement de données. Etant donné des points et un entier k , le problème est de diviser les points en k groupes, appelés clusters de façon à minimiser une certaine fonction. Dans la plupart des cas, on considère la distance d'un point à la moyenne des points de son cluster ; la fonction à minimiser est la somme des carrés de ces distances.

Les k-moyennes sont notamment utilisées en apprentissage non supervisé où l'on divise des observations en k-partitions. Il y a un nombre fini de partitions en k classes.

K-means est l'un des algorithmes d'apprentissage non supervisé bien connu utilisé pour classer des données non étiquetées (c'est-à-dire des données sans catégories ou groupes définis). L'objectif de cet algorithme est de trouver des groupes dans les données, avec le nombre de groupes représentés par la variable k.

L'idée principale est de définir k centroïdes, un pour chaque grappe. Ces centroïdes sont placés d'une manière astucieuse et le meilleur choix est de les placer autant que possible loin les uns des autres. L'étape suivante consiste à prendre chaque point appartenant à un ensemble de données et à l'associer au centre de groupe le plus proche. Lorsqu'aucun point n'est en attente, la première étape est terminée. A ce stade, l'algorithme recalcule k nouveaux centroïdes en tant que barycentre des grappes résultant de l'étape précédente. Après avoir obtenu ces k nouveaux centroïdes, une nouvelle liaison doit être effectuée entre les mêmes points de consigne de données et le nouveau groupe le plus proche, ce qui génère une boucle. A la suite de cette boucle, les k-centroïdes changent leur emplacement étape par étape jusqu'à ce qu'aucune modification ne soit effectuée c'est-à-dire que les centroïdes ne bougent plus. Cet algorithme vise à minimiser une fonction objective, dans ce cas une fonction d'erreur au carré. La fonction objective est définie par :

$$J = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n \|x_i^{(j)} - c_j\|^2$$

Où $\|x_i^{(j)} - c_j\|^2$ est une mesure de distance choisie entre le point de données $x_i^{(j)}$ et le centre du cluster c_j , est un indicateur de la distance entre les n points de données et leurs centres de grappes respectifs.

L'algorithme est résumé par les étapes suivantes :

Algorithme des K-means

1: Sélectionner K points comme centres initiaux des groupes

2: Répéter

3: Affectez chaque objet au groupe qui a le centre le plus proche

4: Recalculer les positions des centres k

5: **Jusqu'à** ce que les centroïdes ne bougent plus

Cela produit une séparation des objets en k groupes avec la minimisation de la fonction objective.

6.6.4 Algorithme proposé

Dans le cadre de notre étude, les villas d'un secteur donné constituent les objets et nous devons impérativement savoir sur lequel des 4 départs du poste d'elles sont raccordées. Pour chaque poste du secteur, les opérateurs illustrés aux figures 97 et 98 seront définies.

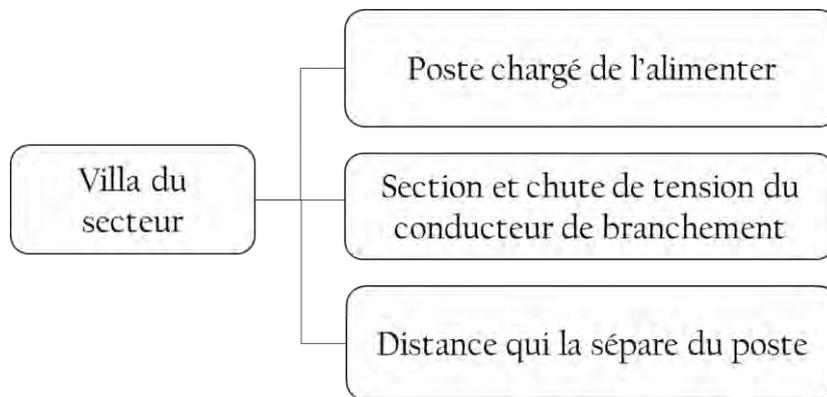


Figure 97: Opérations à faire au niveau de chaque villa

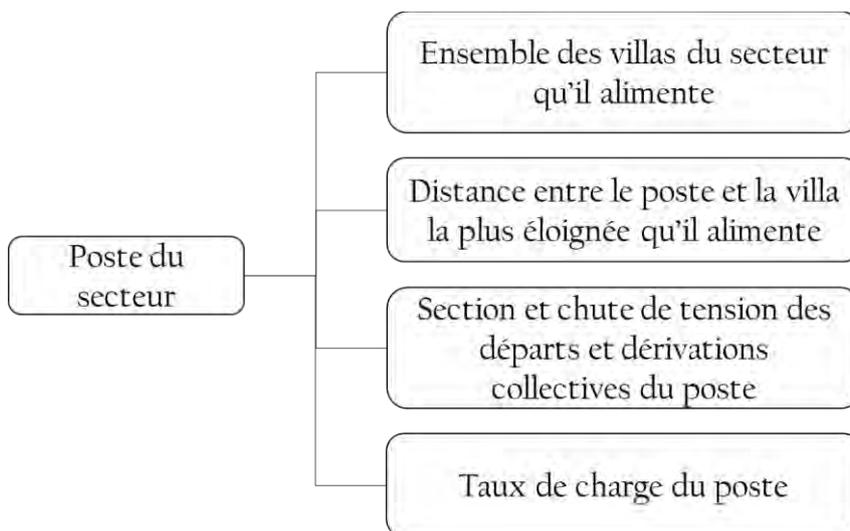


Figure 98: Opération à faire au niveau de chaque poste

Ce qui nous permet d'effectuer l'algorithme suivant la figure 99.

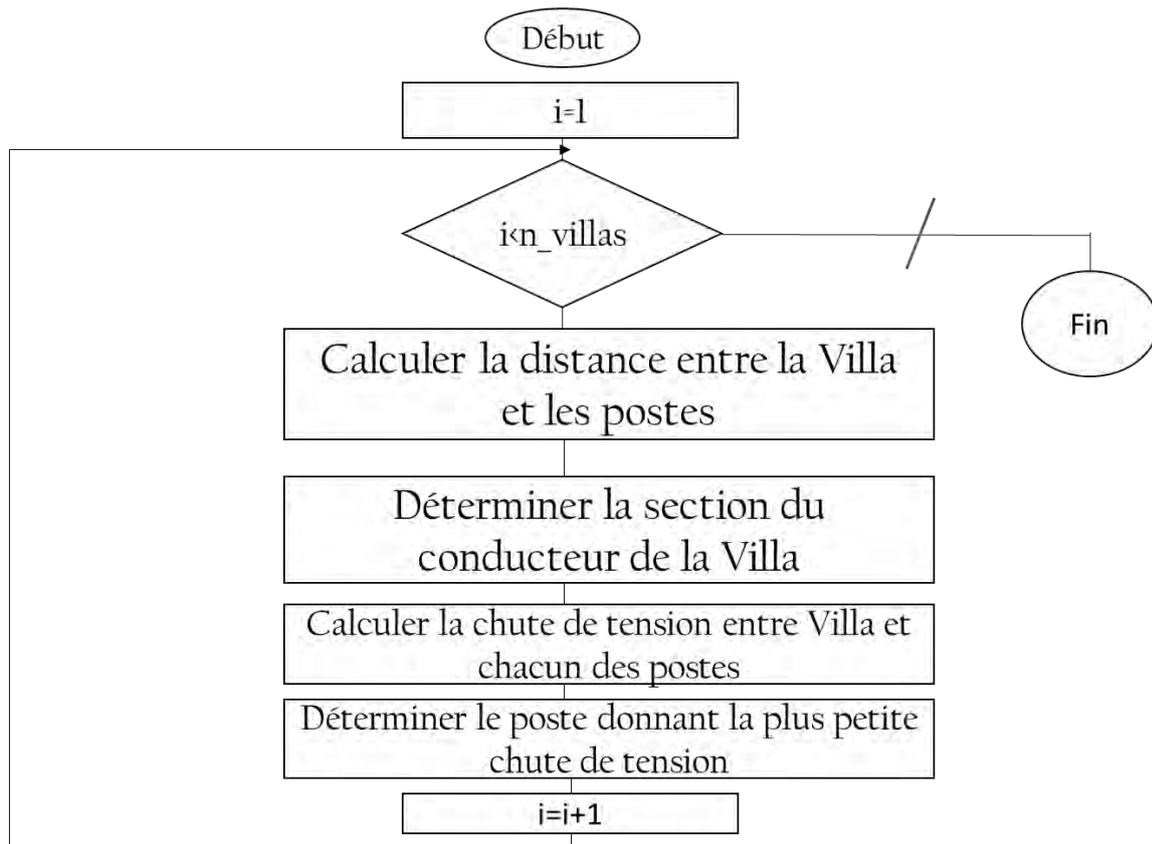


Figure 99: Algorithme d'affectation des villas au postes électriques

6.6.5 Implémentation du modèle

Le modèle topologique proposé a été implémenté sur Matlab mettant à profit la disponibilité de fonctions mathématiques puissantes, la simulation des réseaux électriques et la possibilité de faire une programmation orientée objet et la visualisation graphique.

Sur cette base l'interface graphique suivante a été réalisée :

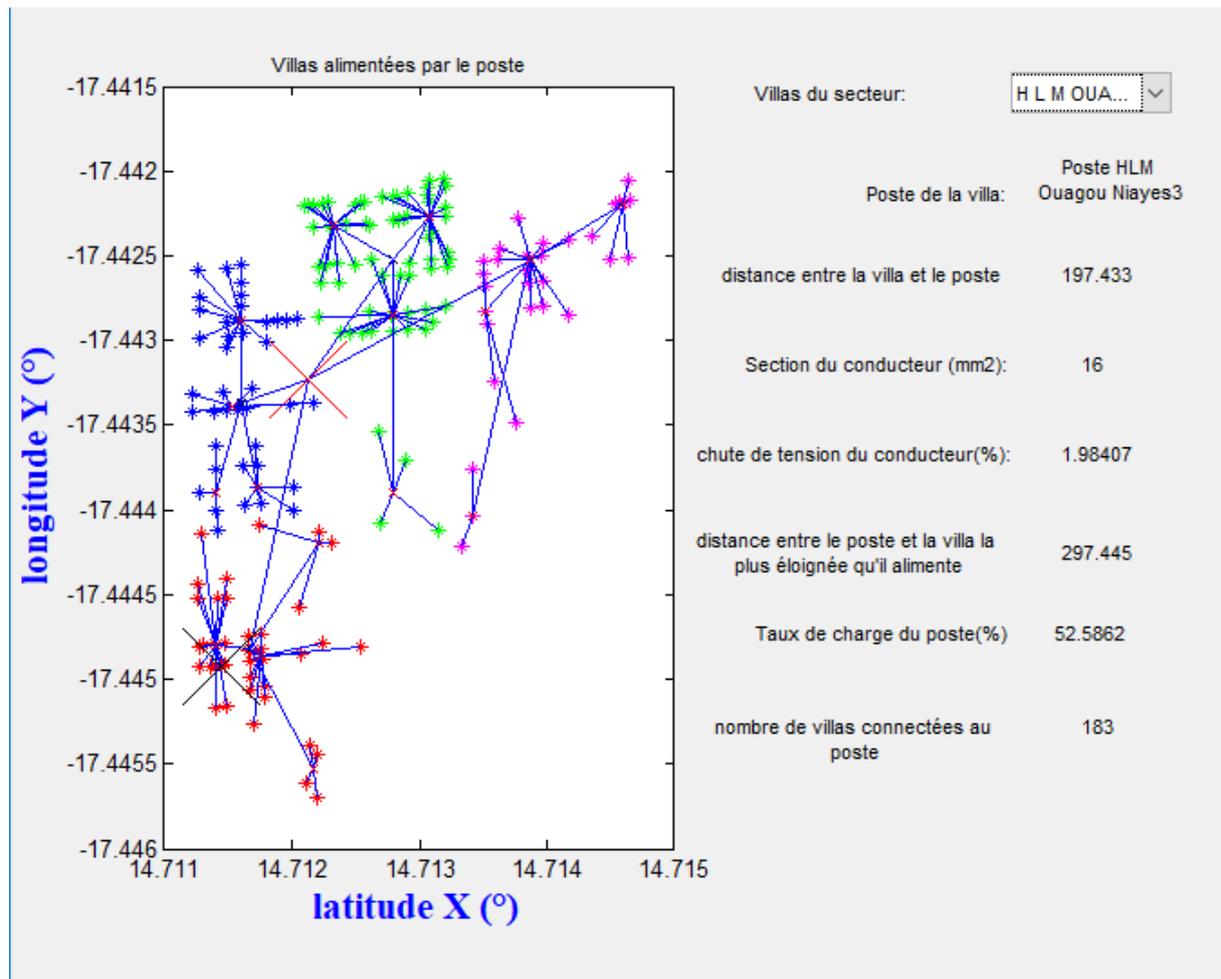


Figure 100 : Modèle du réseau de distribution publique basse tension

Sur cette interface graphique, nous mettons en évidence l'ensemble des villas du secteur, le poste qui alimente chacune d'elles, la distance qui les sépare, la section et la chute de tension de son conducteur de branchement de même que le rayon au-delà duquel le poste ne devrait plus alimenter de villa.

Postes du secteur:

	Eléments	Section(mm2)	Chute tension(%)
1	d1(rouge)	50	1.6371
2	d2(bleu)	50	5.4754
3	d3(vert)	35	5.3016
4	d4(violet)	35	1.9822

Figure 101 : Interface donnant le poste alimentant chaque villa du secteur et les caractéristiques de ce poste

Sur cette interface, se trouve l'ensemble des postes du secteur. Pour chaque poste choisi, il s'affiche ses caractéristiques c'est-à-dire les sections et chutes de tension de chacun de ses départs.

6.6.6 Vérification du modèle :

Dans le but de vérifier le modèle topologique du réseau réalisé, nous avons vérifié s'il y avait une conformité entre les données réelles et les résultats trouvés grâce à l'approche proposée.

La zone de HLM Ouagou Niayes a été choisie comme pilote et notre objectif est de trouver les clients alimentés par le poste HLM Ouagou Niayes Rue A.

Pour ce faire un périmètre tampon polarisant la zone a été choisie comme donnée d'entrée. Cette zone polarise 2332 clients et est alimenté par 08 postes de distribution comme illustré par la figure 102 :



Figure 102: zone tampon de test de l'algorithme

L'exécution du process a permis d'aboutir aux résultats consignés dans le tableau 9 ci-dessous :

Tableau 9 : synthèse des résultats de classification dans la zone de Ouagou Niayes.

Poste alimentant chaque Villa	Nombre clients	Distance (m) entre le Poste et la Villa la plus éloigné
Poste Bop Nord	444	641
Poste HLM Ouagou Niayes Rue A	341	684
Poste HLM Ouagou Niayes1	204	1699
Poste HLM Ouagou Niayes2	125	1271
Poste HLM Ouagou Niayes3	183	306
Poste HLM Ouagou Niayes4	247	291
Poste HLM Ouagou Niayes5	445	275
Poste HLM Ouagou Niayes6	343	571
Total général	2332	1699

A travers ce résultat, nous constatons que seulement 15% des clients appartiennent au poste HLM Ouagou Niayes Rue A.

Afin d'éprouver l'exactitude des résultats, un échantillon de 10%, soit 35 clients, a été pris pour faire une vérification réelle sur le terrain. Ce rebouclage a permis de constater que seulement 11% des clients ne sont pas réellement alimentés par le poste déterminé par l'application.

Le tableau 10 ci-dessous donne le détail des écarts constatés.

Tableau 10 : Comparaison des distances entre les postes réels et les postes obtenus par le modèle pour certaines villas

Adresse	Poste déterminé par l'application		Poste Réel	
	Nom	Distance(m)	Nom	Distance(m)
Ouagou Niayes 1 Villa N°2389	HLM Ouagou Niayes 5	144,73	Ouagou Niayes Rue A	284,24
Ouagou Niayes 2 Villa N°181	Bop Nord	316,68	Ouagou Niayes Rue A	335,2
Ouagou Niayes 2 Villa N°18	Bop Nord	154,05	Ouagou Niayes Rue A	205,59
HLM 5 Villa N°2509	HLM Ouagou Niayes 6	109,8	Ouagou Niayes Rue A	446,93

Ainsi cette vérification du modèle montre que certaines villas échantillonnées ne sont pas réellement alimentées par le poste déterminé par l'application malgré qu'ils soient plus proches suivant les normes d'installation. Ce résultat met à l'évidence que dans certaines zones, les règles de conceptions des réseaux ne sont pas respectées car le poste trouvé par notre approche est meilleur car la distance réelle qui le sépare de chaque villa est plus faible. De ce fait, à puissance égale, le poste trouvé donne la chute de tension la plus petite d'où il est plus judicieux d'y raccorder la villa. Ainsi des améliorations doivent être apportée au modèle pour prendre en compte ces cas de figures.

6.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons abordé la définition d'un modèle empirique d'adressage, appliqué au Sénégal, soubassement de la question de la localisation du client, de la gestion des coupures et du dépannage des clients.

Ainsi une méthode originale qui améliore le système de géocodage dans les zones mal cartographiées grâce à des données des compagnies publique et un système multi-agent a été proposé. Nous avons recréé une norme d'adresse telle qu'elle est perçue et utilisée par la population locale, une sorte de norme d'adresse nationale non officielle puisqu'il n'existe pas de norme officielle dans ces domaines. Par la suite, nous avons conçu un système multi-agents dans lequel les agents se voient assigner différentes tâches de géocodage et peuvent effectuer des négociations pour atteindre un objectif global : trouver la meilleure correspondance ou approximation possible d'un lieu en fonction des connaissances actuelles. Une vérification de l'utilité de l'approche proposée est faite en comparaison avec l'API de géocodage Google qui

montre que l'approche proposée a un grand potentiel pour géocoder les adresses en tenant compte des problèmes sémantiques du contexte local.

Par ailleurs nous avons proposé une approche pour déterminer le modèle topologique du réseau de distribution à partir des règles de dimensionnement standard de ces réseaux. Les premiers résultats obtenus montrent que la conception des réseaux ne suit pas toujours dans la réalité les normes et il est nécessaire d'améliorer le modèle proposé.

Dans tous les cas les résultats obtenus par la plateforme LOGEMAS permettent d'améliorer la visibilité sur le réseau et d'alimenter les outils de gestion du réseau (Outage Management System) en adoptant le modèle intermédiaire qui consiste à ramener chaque client au poste qui l'alimente.

« Le génie est fait d'1% d'inspiration et de 99% de transpiration »

- Thomas Edison

Chapitre 7 : Approche d'implémentation réelle d'un SMA pour la gestion intelligente du réseau

Ce chapitre traite le point relatif d'implémentation réelle des solutions SMA et propose une approche d'implémentation réelle d'agents pour la gestion intelligente du réseau électrique de distribution.

7.1 Introduction

Comme le souligne Parunak dans [55], l'application réussie des agents (comme de toute technologie) doit concilier deux perspectives. Le chercheur se concentre sur une capacité particulière (p. ex. communication, planification, apprentissage) et cherche des problèmes pratiques pour démontrer l'utilité de cette capacité (et justifier un financement supplémentaire). L'industriel a un problème pratique à résoudre et se soucie beaucoup plus de la rapidité et de la rentabilité de la solution que de son élégance ou de sa sophistication.

Le présent chapitre tente de rapprocher ces deux perspectives avec une amorce de l'implémentation réelle d'agents pour la gestion intelligente du réseau de distribution. L'idée principale étant de montrer que les agents ne sont pas seulement la dernière fantaisie technique, mais une adéquation naturelle aux caractéristiques des problèmes réels auxquels sont confrontés les industriels, ici la gestion du réseau de distribution électrique.

Dans ce sens nous proposons une implémentation réelle de la méthodologie proposée au chapitre 3, reconfiguration du réseau et restauration d'un réseau de distribution.

Le besoin étant de concevoir un système économique et efficace capable de gérer un réseau de distribution simple, tout en étant flexible pour fournir certaines des caractéristiques couramment utilisées dans un SMA.

7.2 Problématique de l'implémentation réelle d'un SMA

Le contrôle distribué suscite l'intérêt des experts de l'industrie en tant que technologie d'automatisation de la distribution novatrice pour une fiabilité accrue du réseau grâce à sa robustesse, son évolutivité et son efficacité.

Les problèmes d'interfaçage des agents avec un environnement réel sont plus difficiles mais les preuves de succès ou d'échec restent plus claires si l'on doit affronter directement les lois de la physique.

7.2.1 Les motivations industrielles pour le choix d'une architecture d'agent pour résoudre un problème particulier.

Les agents sont utilisés de préférence pour des problèmes dont les caractéristiques impliquent leurs capacités particulières. Ainsi la technologie agent convient aux applications modulaires, décentralisées, changeantes, mal structurées et complexes [127].

Modularité. Comme nous l'avons expliqué plus en détail au chapitre 3, les agents sont des objets réactifs ou proactifs qui partagent les avantages de la modularité dont bénéficie la technologie objet. Ils sont mieux adaptés aux applications qui se répartissent en modules naturels. Une entité industrielle est un bon candidat pour le concept d'agent, si elle possède un ensemble bien défini de variables d'état distinctes de celles de son environnement, et si ses interfaces avec cet environnement peuvent être clairement identifiées. Du fait que l'agent caractérise une entité physique, cette entité peut être redéployée avec un minimum de changements au code de l'agent. En conséquence, le coût de la reconfiguration des logiciels diminue considérablement et la réutilisabilité augmente.

Décentralisé. Un agent est plus qu'un objet, c'est un objet proactif, un outil d'aide à la décision pour un processus circonscrit. Il n'a pas besoin d'être invoqué de l'extérieur, mais il surveille de façon autonome son propre environnement et prend les mesures qu'il juge appropriées. Cette caractéristique des agents les rend particulièrement adaptés aux applications qui peuvent être décomposées en processus autonomes, chacun capable de faire des tâches utiles sans se faire guider continuellement par un autre processus.

Changement. Les agents sont bien adaptés aux problèmes modulaires car ce sont des objets. Ils sont bien adaptés aux problèmes décentralisés car ce sont des objets proactifs. Ces deux caractéristiques se combinent pour les rendre particulièrement utiles lorsqu'un problème est susceptible de changer fréquemment. La modularité permet de moduler le système une pièce à la fois. La décentralisation minimise l'impact du changement d'un module sur le comportement des autres modules. D'un point de vue industriel, la capacité de changer un système rapidement, fréquemment et sans effets secondaires préjudiciables est de plus en plus importante pour la compétitivité.

Mal structuration. L'un des premiers livrables dans la conception des systèmes traditionnels est l'architecture de l'application, montrant quelles entités interagissent avec quelles autres entités et précisant les interfaces entre elles. Parfois, déterminer ces informations à l'avance est extrêmement difficile, voire impossible. En d'autres termes, toutes les informations structurelles nécessaires ne sont pas disponibles à la phase de conception du système. Les agents supportent naturellement une telle application. La distinction fondamentale dans la vision du monde d'un agent est entre "moi-même" et "l'environnement". "Moi" est connu et prévisible, tandis que "l'environnement" peut changer tout seul dans des limites admises. D'autres agents font partie de cet environnement dynamique et changeant. Au lieu de spécifier les entités individuelles à interconnecter et leurs interfaces les unes avec les autres, une conception basée sur les agents

doit identifier uniquement les classes d'entités dans le système et leur impact sur l'environnement. Parce que chaque agent est conçu pour interagir avec l'environnement plutôt qu'avec d'autres agents spécifiques, il peut interagir de façon appropriée avec tout autre agent qui modifie l'environnement dans la plage de variation avec laquelle les autres agents sont prêts à composer. La technologie des agents permet à l'analyste de concevoir un système qui réduit les coûts de maintenance et de réaménagements.

Complexité. Une mesure de la complexité d'un système est le nombre de comportements différents qu'il doit présenter en fonction des éléments qui le composent. Le nombre d'interactions différentes entre un ensemble d'éléments augmentant beaucoup plus rapidement que le nombre d'éléments on peut arriver rapidement à une complexité combinatoire. En associant les agents individuels aux éléments en interaction, les architectures d'agents peuvent remplacer le codage explicite de ce vaste ensemble d'interactions par la génération de ces derniers au moment de l'exécution.

La modification d'un système en cours de cycle de vie peut augmenter sa complexité et le rendre mal structuré. En adoptant une approche d'agent dès le départ, les ingénieurs systèmes peuvent fournir une solution beaucoup plus robuste et adaptable qui évoluera naturellement pour répondre aux besoins de l'entreprise.

7.2.2 Les concepts du cycle de vie d'un système industriel :

Les industriels ont tendance à considérer ce qu'ils font en termes de cycle de vie, constitué d'une série d'étapes : analyse des besoins, conception, mise en œuvre et déploiement, exploitation, logistique et maintenance, et démantèlement. Toute activité industrielle suit un tel schéma, qu'il s'agisse de construire un produit, de mettre en place le processus de fabrication d'un produit, de fournir un service ou de créer une infrastructure.

Une question importante à ce niveau est d'évaluer le niveau de maturité de l'application. Pour ce faire, il est utile de distinguer six niveaux de maturité :

1. **Modélisé** : Le système existe sous forme d'architecture ou de modèle théorique.
2. **Émulé** : Le système a fait l'objet d'une démonstration dans le cadre d'une simulation de l'environnement du domaine auquel il est destiné.
3. **Prototype** : Le système a été démontré sur du matériel de domaine réel, mais ... dans un environnement de laboratoire contrôlé.
4. **Pilote** : Le système a fait l'objet d'une démonstration dans un environnement industriel.
5. **Production** : Le système est utilisé dans la pratique industrielle courante.
6. **Produit** : Le système est vendu et supporté comme un produit commercial.

7.3 Framework de gestion intelligente du réseau de distribution

Nous proposons un Framework de gestion intelligente du réseau de distribution électrique dont l'architecture est présentée à la figure ci-dessous.

Le Framework comprend trois couches :

- **Physique** : Au bas de l'architecture, nous trouvons l'interaction physique avec le réseau électrique et les agents qui y sont déployés

- Réseaux : il s'agit du réseau de télécommunication chargé d'acheminer les données et d'assurer l'interaction entre les différents acteurs ;
- Application : c'est le point d'accès au service utile pour l'utilisateur : la supervision avec l'application de détection et de restauration du réseau de distribution.

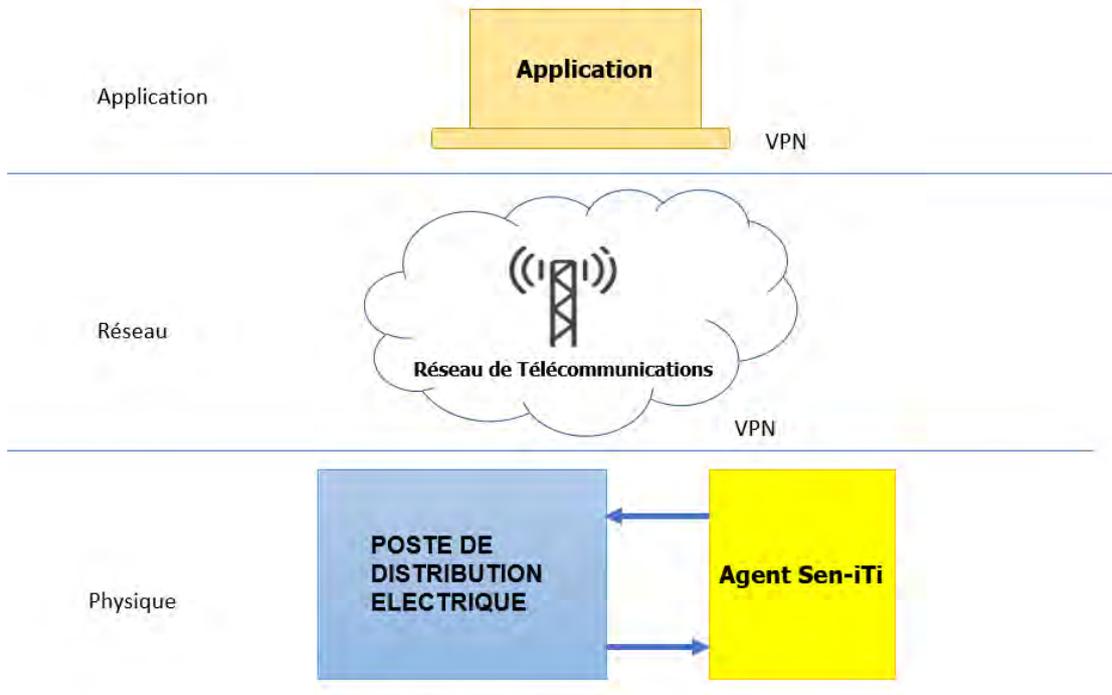


Figure 103: Framework de gestion intelligente du réseau de distribution électrique

7.3.1 Architecture de la plateforme proposée

Au sens de la définition des SMA, l'architecture permet d'assurer la coordination d'un grand nombre d'agents pour atteindre un objectif global.

Plusieurs architectures sont possibles pour les agents logiciels.

En ce qui concerne la restauration d'un réseau électrique, les limitations telles que les communications et l'exigence « haute performance » en termes de temps de réaction des dispositifs créent certaines contraintes ou limitations.

Deux architectures principales peuvent être trouvées dans la littérature, telles que le modèle hiérarchique et le modèle centralisé en fonction de la stratégie de communication et de coordination.

La figure 104 montre trois architectures différentes. Chaque architecture présente à la fois des avantages et des inconvénients comme explicité dans le tableau 11.

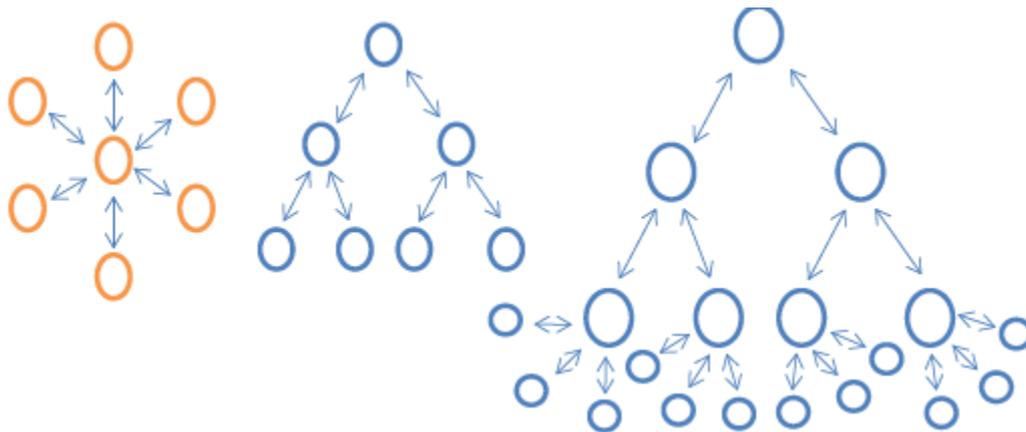


Figure 104: différentes architectures de coordination des SMA (Centralisé, hiérarchique et hybride)

Le tableau ci-dessous donne une comparaison des différentes architectures.

Tableau 11 : comparaison des différentes architectures

Architecture	Caractéristiques	Avantages	Inconvénients
Centralisé (modèle horizontal)	<ul style="list-style-type: none"> • Communication et coordination se font à travers un agent central • Tous les agents sont au même niveau 	<ul style="list-style-type: none"> • Temps de réaction réduit 	<ul style="list-style-type: none"> • Un système informatique central puissant avec des moyens de communications rapide est requis • Traitement et communication complexe • Vulnérable
Hiérarchique (Model vertical)	<ul style="list-style-type: none"> • Liée à une hiérarchie définie et les agents vont communiquer uniquement avec leurs voisins • Tous les agents sont à des niveaux différents 	<ul style="list-style-type: none"> • Simple en termes de traitement et de communication 	<ul style="list-style-type: none"> • Temps de réaction important • Difficulté de trouver la solution optimale liée à un manque d'information
Hybrid	<ul style="list-style-type: none"> • Caractéristiques communes des architectures centrales et hiérarchiques. • Il existe plusieurs niveaux si bien que au moins chaque niveau aura au moins deux agent 	<ul style="list-style-type: none"> • Temps de réaction réduit • Simple en termes de traitement et de communication 	<ul style="list-style-type: none"> • Un plus complexe en Traitement et communication • Inclus les inconvénients des systèmes

7.3.2 Prototype – l'agent Sen-iTi

Pour la mise en œuvre du système gestion intelligente proposé, nous avons développé un agent physique appelé « Sen-iTi⁵ ». Cette solution a été déployée dans l'automatisation de la distribution électrique.

La figure 105 ci-dessous donne l'architecture interne :

⁵ iTi : interface de Télécommande Intelligente

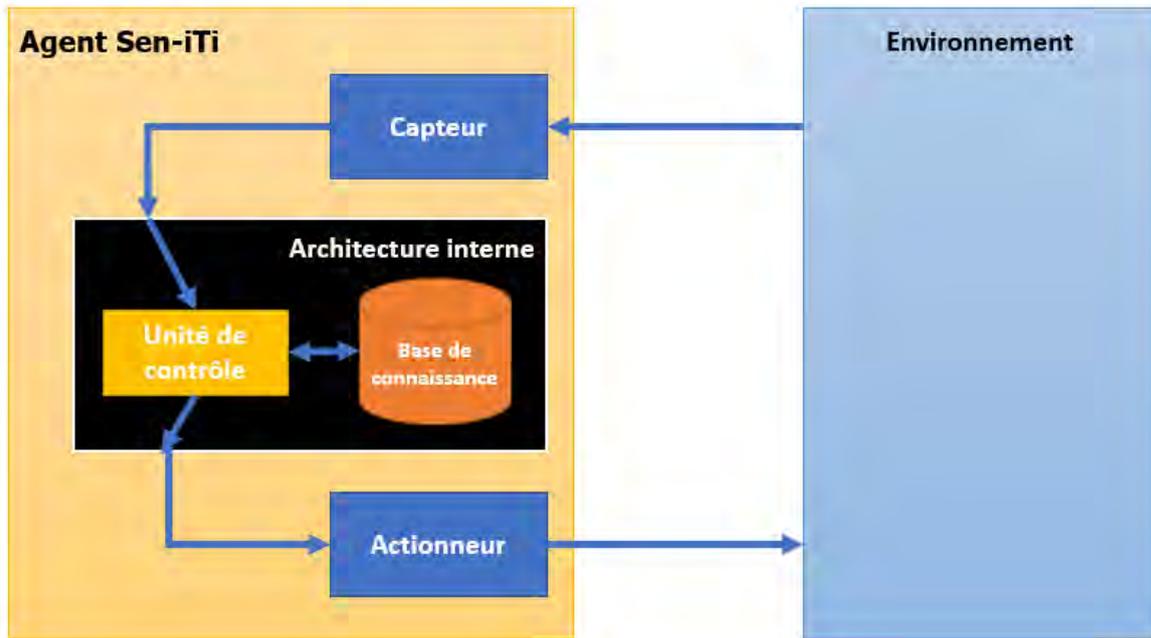


Figure 105: architecture de l'agent Sen-iTi

L'agent Sen-iTi est de type réactif car il est capable de percevoir son environnement et de répondre à des changements qui s'y produisent.

Typiquement nous pouvons décomposer l'agent Sen-iTi en plusieurs agents et en faire alors un SMA :

- L'agent Communication : interagit avec l'utilisateur au sens où il collecte les informations des capteurs et envoie des données venant du réseau électrique
- Agent Commande : interagit avec l'actionneur pour mener des opérations d'ouverture ou de fermeture en toute sécurité.

Le système multi-agents est un système qui utilise un groupe ou une population d'agents interagissant avec l'environnement afin d'atteindre un objectif global. Les agents pris individuellement n'ont pas la moindre idée de ce qu'est l'objectif global. Ils ont leur propre objectif. L'objectif global est atteint par émergence.

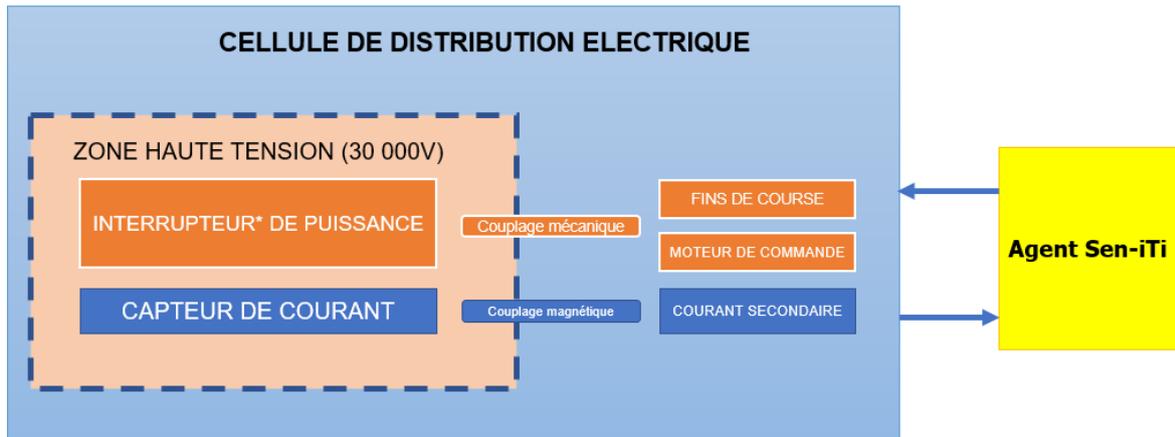


Figure 106 interaction de l'agent Sen-iTi avec son environnement

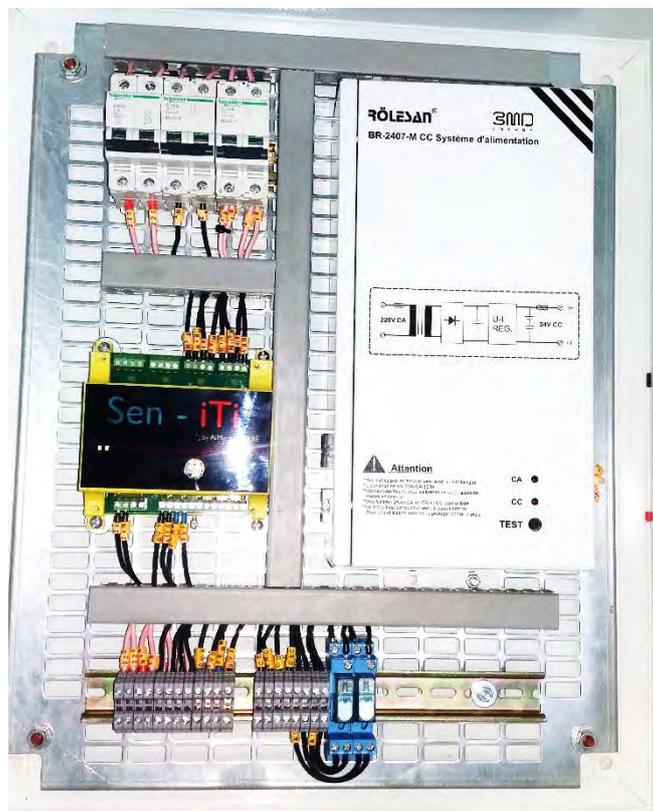


Figure 107: coffret Sen-iTi

7.3.3 Réseau de télécommunication pour les échanges entre agents

La communication entre agents dans un système multi-agents est l'un des éléments clés d'une collaboration efficace.

Les canaux par lesquels l'information se déplace d'un agent à l'autre peuvent varier en fonction du support (environnement physique partagé ou réseau numérique), de l'adressage (diffusion, thématique, agent à agent), du fait que les messages persistent après leur envoi, et du lieu (nécessité pour un agent de se rapprocher afin d'échanger ses messages).

Un protocole de communication est également nécessaire pour déterminer comment les conversations entre agents sont structurées. Certains agents se donnent simplement des ordres les uns aux autres et s'attendent à ce qu'ils soient reçus. D'autres votent, négocient ou s'engagent dans des dialogues plus complexes basés sur la théorie de la parole-acte.

Le système est bâti autour des plateformes des opérateurs téléphoniques, leur impact n'étant plus à démontrer dans les pays en quête d'émergence (cas du mobile money, ...)

Les agents ont été modélisés pour interagir les uns avec les autres à l'aide de langages de communication FIPA et les résultats et les demandes d'action doivent être envoyés par le réseau de communication.

7.3.4 Application de supervision : un fonctionnement en « advisory mode »

La couche application consiste au point d'accès au service utile pour l'utilisateur, dans notre cas c'est la détection de défaut et la restauration de l'alimentation du réseau de distribution.

En raison de la criticité du système, la première implémentation fonctionne en « advisory mode » (recommandation de scénario à l'utilisateur) ;

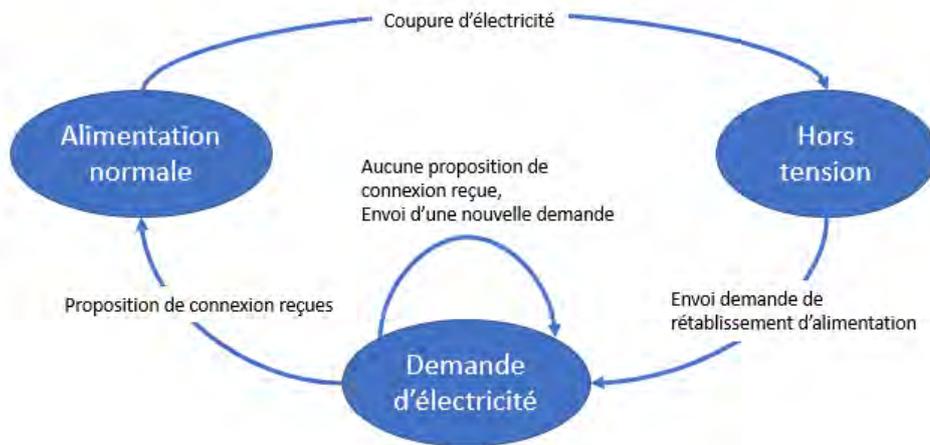


Figure 108: Représentation de la machine d'état de l'agent Sen-iTi (Agent Poste)

Scénario de fonctionnement du mode « Advisory » :

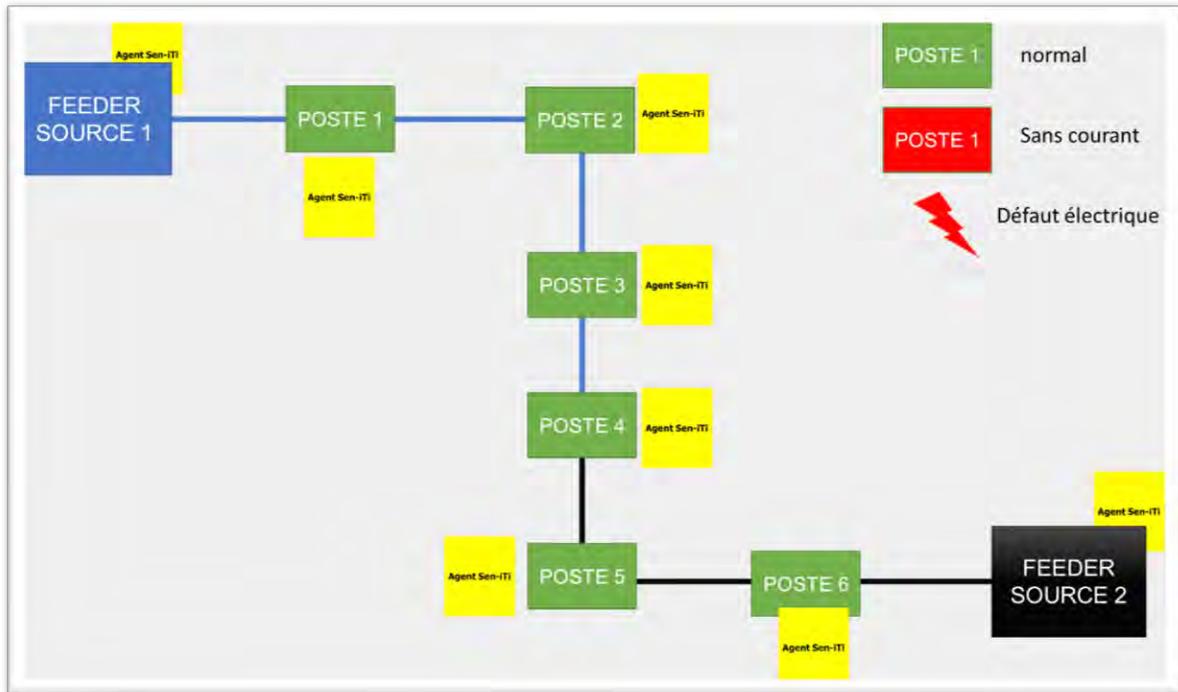


Figure 109: fonctionnement en mode normal

En mode normal, tous les postes sont alimentés.

Puis intervient un défaut électrique sur une ligne,

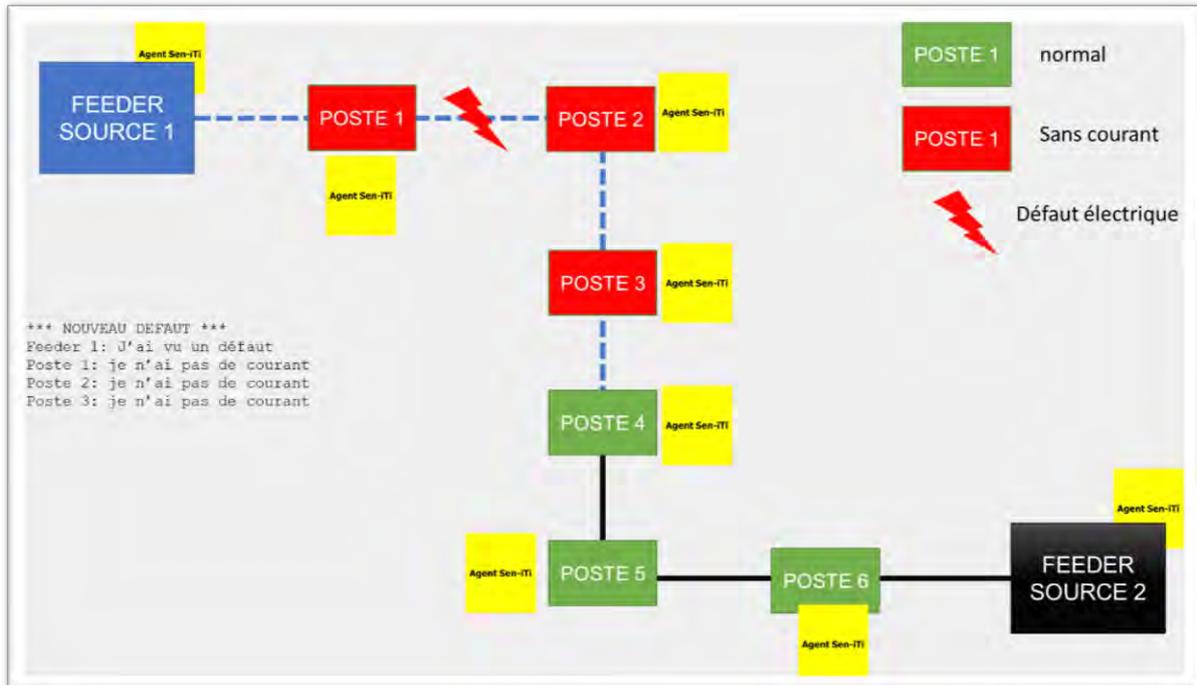


Figure 110: Occurrence d'un défaut

Celui-ci est détecté et localisé

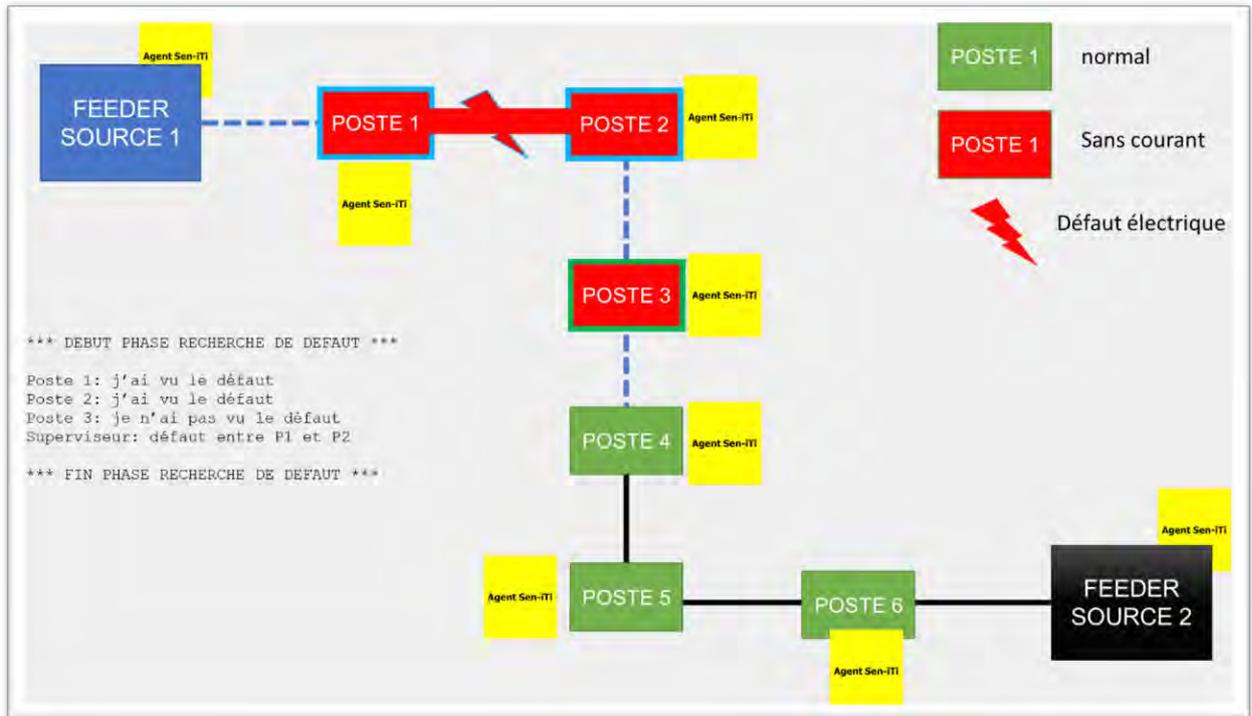


Figure 111: recherche de défaut

Puis il est isolé

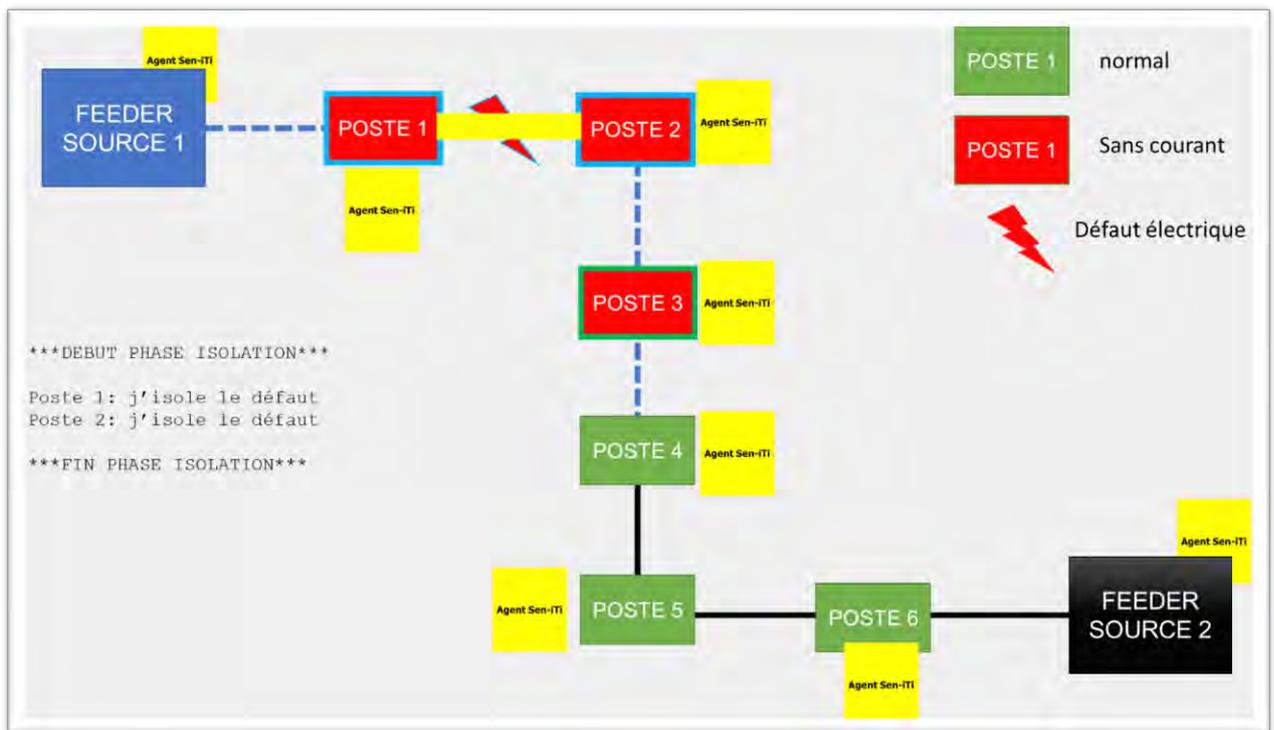


Figure 112: phase isolation de défaut

Et les clients affectés sont réalimentés.

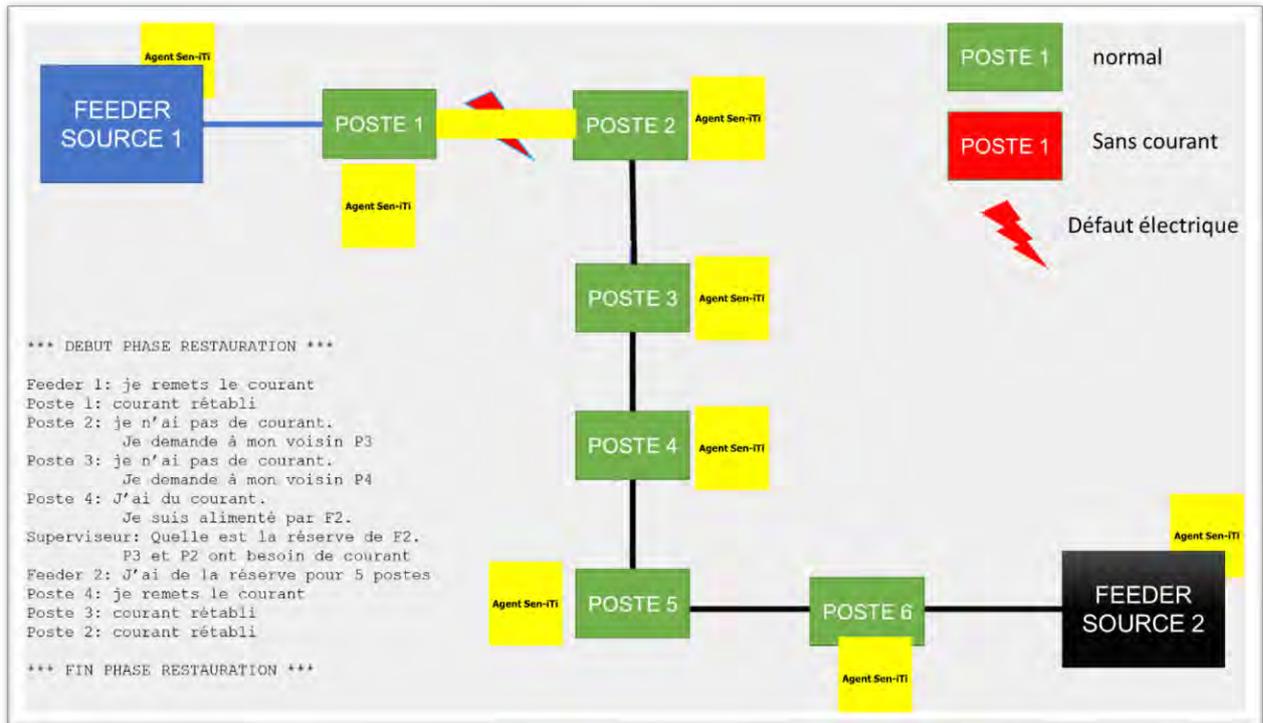


Figure 113: phase de restauration de l'alimentation

Ainsi Sen-iTi est un dispositif innovant de télécommande de poste de distribution par GSM

Fonctionnalités de Sen-iTi :

- Télécommande
- Ouverture fermeture
- Etat de l'interrupteur
- Statut détecteur de défaut

Axes majeurs de l'innovation :

- Amélioration de l'instrumentation dans les réseaux de distribution électrique



Figure 114: première version du prototype, installé au poste Ecole Mariste

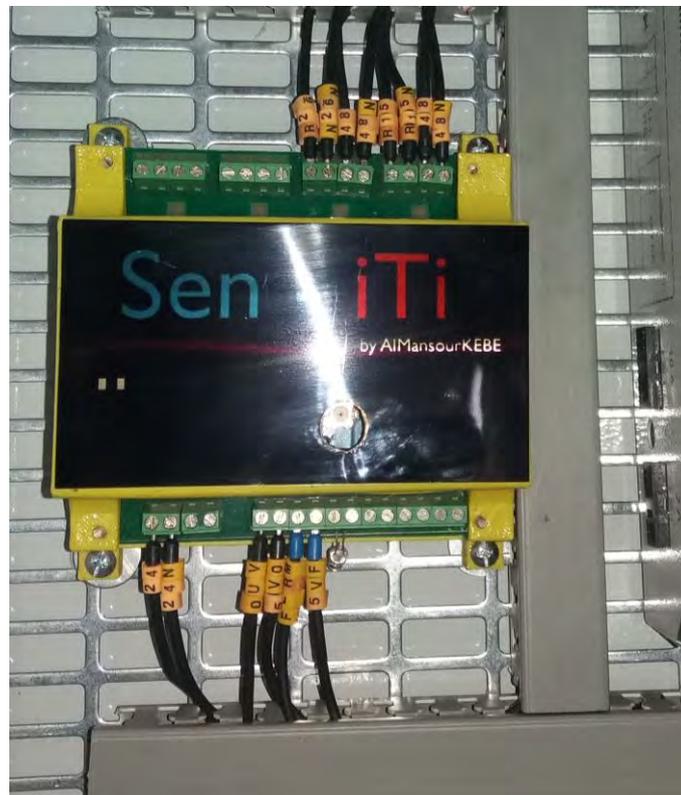


Figure 115: Deuxième version du prototype, installé au poste Vincens.

Cette innovation a permis d'amorcer une avancée notable dans les techniques de télécommandes pour Senelec.

Plusieurs projets de télécommande du réseau de distribution Senelec avait échoué, jusqu'en Juin 2017, date à laquelle SENELEC a pu tester la télécommande par GSM/GPRS. Le développement de cette solution a été aussitôt lancé⁶ avec l'installation d'une centaine de postes télécommandés à partir de mini-scada (avec des fabricant industriel qui dispose de solution

⁶ L'industriel étant toujours pressé et se soucie beaucoup plus de la rapidité et de la rentabilité de la solution!

éprouvée) via le réseau GSM/GPRS/3G des opérateurs télécom permettant ainsi d'obtenir les résultats suivants :

- Sur 20 feeders dotés d'au moins 3 trois points de télécommandes, nous parvenons à faire la reprise de 80 à 90% des clients entre 1 et 3mn.
- Sur 30 feeders qui ont deux ou un point de télécommandes, nous parvenons à reprendre entre 10 et 50% des clients entre 1 et 3mn.

Bref, avec cette installation Senelec a pu inverser la tendance avec une transformation de l'unité de mesures des temps d'interruption de service en passant d'heures de coupures à des minutes de coupures et réduisant ainsi l'Energie Non Distribuée de plus de 70% sur ces feeders.

Les indicateurs de qualités de service SAIFI (nombre d'interruptions de service subi en moyenne par un client) et SAIDI (la durée moyenne d'une interruption de service subi par un client donnée) ont connu une amélioration considérable comme indiqué par les figures ci-dessous.

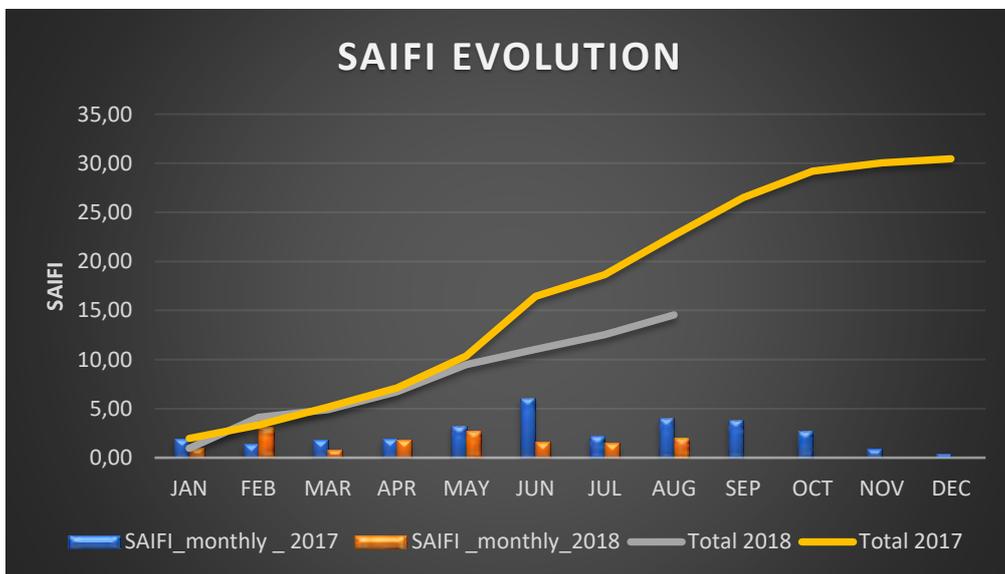


Fig. 1 : SAIFI evolution before (2017) and after (2018) distribution automation

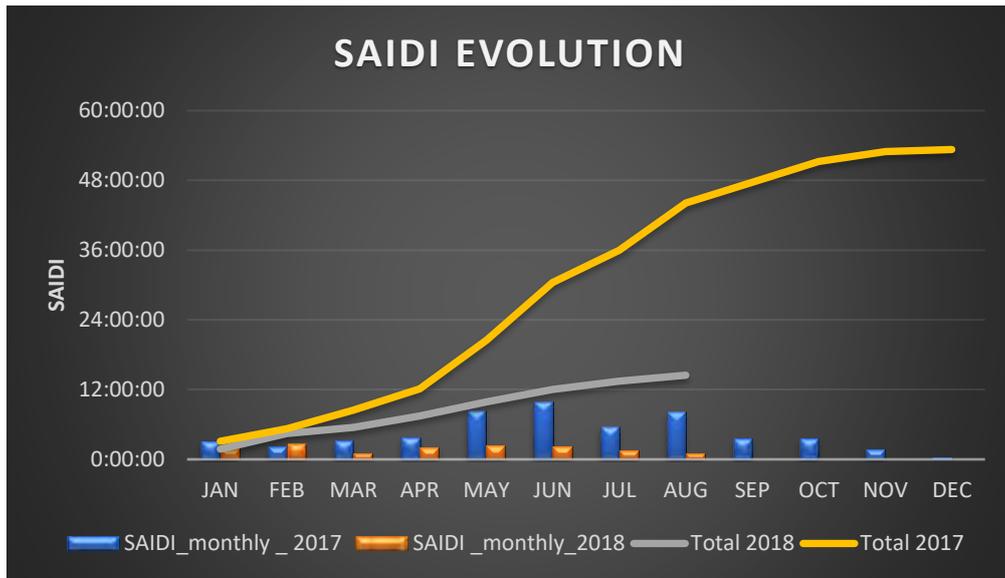


Fig. 2: SAIDI evolution before (2017) and after (2018) distribution automation

Si le même système avait été installé un an plutôt, il aurait permis d'économiser plus de 6,3 GWhs en 2017 (soit 6 Milliards 700 FCFA environs), résultat qui peut être du reste projeté sur l'exploitation de 2018 et les années futures.

Le prototype Sen-iTi quant à lui, suit son cours et est en phase d'industrialisation.

Conclusion

Le projet proposé ne constitue pas encore une réalité industrielle, mais incarne des concepts importants avec une approche susceptible de conduire à une technologie potentiellement déployable dans le monde industriel. Par contre, comme rappelé en introduction, l'industriel se soucie beaucoup plus de la rapidité et de la rentabilité d'une solution que de son élégance ou sa sophistication, aussi notre démarche a suscité l'avènement d'une véritable révolution en termes de gestion du réseau de distribution au sein de la Senelec (voir en annexe courrier félicitation du DG de la Senelec).

L'avantage du système proposé réside dans sa simplicité de mise en œuvre et dans le coût permettant de trouver une solution rapide pour un réseau d'un pays en voie de développement.

Synthèse des résultats : nous avons testé en réelle l'agent Sen-iti et assuré des opérations de commande suite interaction avec un humain.

Limites de l'étude : due à la nature pilote des études, un modèle plus approfondi doit être réalisé. Le pilotage applicatif se fait essentiellement avec SMS

Les travaux futurs permettront d'étendre les travaux présentés dans le présent document afin de tenir compte des limites de ce qui est décrit ci-dessus et prendre en compte les aspects d'ingénierie du trafic et du réseau, la sécurité informatique pour arriver à l'avènement d'un système de gestion du réseau de distribution réellement décentralisé avec l'intégration de plusieurs IoT. Il sera également nécessaire de rendre la solution conforme aux normes

internationales les plus récentes en matière de réseaux intelligents, y compris, mais sans s'y limiter, la norme IEC61850.

Enfin, les systèmes industriels sont motivés par la nécessité de résoudre un problème pratique, plutôt que par la curiosité à l'égard de la possibilité d'une certaine technologie. Le critère de réussite d'un projet industriel n'est pas l'intelligence de la technologie, ni ce que l'on a appris sur cette technologie, mais la mesure dans laquelle le système résout bien le problème qu'il aborde.

La grande question ouverte dans les applications de l'Intelligence Artificielle Distribuée est l'instanciation des techniques que les chercheurs développent dans les normes et les outils de développement qui les rendent accessibles aux utilisateurs industriels. Les meilleures techniques ne seront pas largement utilisées si elles ne sont pas intégrées dans des outils commerciaux.

Conclusion Générale

Les travaux de cette thèse ont porté sur la gestion intelligente des réseaux de distribution électrique par l'approche multi-agent contextualisé aux problématiques rencontrés dans les réseaux des pays en quête d'émergence ; lesquels problèmes ne sont pas forcément pris en compte par les outils existants conçus et pensés très souvent dans le contexte des pays industrialisés.

Bilan des travaux

Cette thèse commence par donner la définition des réseaux électriques avec les concepts nécessaires à la compréhension des problèmes abordés. Les points relatifs à la complexité du réseau électrique, le contexte mondial de la situation électrique, la particularité des pays comme le Sénégal et les nouvelles tendances sont également examinées.

En second lieu nous avons procédé à l'état de l'art des systèmes de gestion intelligente des réseaux électriques (SCADA, DMS, EMS) et les problématiques liées à leur implémentation. Ainsi, il se pose très souvent, pour les pays en développement, un problème d'adéquation des outils standards qui demandent alors une réelle personnalisation pour être utiles et apporter une amélioration de la gestion des réseaux de distribution qui sont piloté de façon quasi manuelle en se basant sur entre autres l'expérience professionnelle des opérateurs.

L'état de l'art est complété avec une revue bibliographique relative à l'utilisation de l'intelligence artificielle pour la gestion des réseaux électriques. Cette revue des approches existantes dans ce domaine permet de se rendre compte de la complexité des problématiques liées aux réseaux de distribution électriques et de l'intérêt de l'utilisation de l'intelligence artificielle pour en améliorer les performances.

Les Systèmes Multi-Agents (SMA) ont été identifiés comme approche pertinente pour la gestion intelligente d'un réseau de distribution électrique. En effet la technologie basée sur les agents fournit le paradigme le plus approprié pour permettre une transition en douceur entre les réseaux de distribution actuels et les réseaux de distribution intelligents. La décentralisation, l'autonomie et la gestion active sont des propriétés inhérentes à un système développé selon les philosophies de l'agent or toutes ces caractéristiques sont d'une importance capitale pour une modernisation en douceur des réseaux de distribution. Ceci nous a poussé à examiner en détail la question relative aux SMA avec une présentation des concepts de base de ce domaine, les différences fondamentales avec les approches similaires et les méthodes de développement d'un systèmes multi-agents.

Afin de montrer que l'utilisation de l'intelligence artificielle permet d'accélérer l'avènement des réseaux intelligents dans les pays en quête d'émergence, nous avons exploré des problématiques clairement identifiées, qui revêtent une importance capitale pour tout gestionnaire de réseau de distribution électrique. Lesquels problèmes sont contextualisés aux contraintes des pays en développement et qui nécessite une optimisation de tous les jours :

Conclusion générale

- La gestion optimale du schéma d'exploitation du réseau à travers sa reconfiguration et sa restauration : Le travail présenté a essentiellement consisté à la modélisation et à la simulation de la restauration du réseau par approche multi-agent lors de l'occurrence d'un défaut. Ainsi nous avons proposé un système à base d'agent qui permet lors d'un défaut sur le réseau de le localiser, de l'isoler et de faire la restauration du service. A travers des simulations sur un réseau d'étude nous pouvons conclure que le système proposé est capable, en fonction des contraintes techniques de proposer une configuration de secours à la configuration courante de manière automatique. La question de l'applicabilité en temps réel est examinée avec l'amorce du développement d'un automate (qui joue le rôle d'agent) qui a été installé et testé dans les postes de distributions électrique de Senelec.
- La gestion de la stabilité du réseau avec une gestion plus intelligente du plan de délestage automatique : nous avons traité le point relatif à la gestion optimale d'un réseau de distribution électrique à travers le développement d'un système multi-agents pour générer une planification bien contrôlée du délestage de la charge électrique qui tient compte de la quantité correcte de charge pour combler le déficit de puissance tout en maintenant la priorité de charge. Pour ce faire, un modèle dénommé MASLA (Multi-Agent System Loadshedding Algorithm) a été proposé avec un processus de négociation entre les clients, modélisé comme des agents intelligents, en tenant compte de leur niveau de priorité afin de choisir celui qui sera potentiellement affecté en cas de délestage urgent et nécessaire pour la sauvegarde du système. Afin de démontrer l'efficacité de la méthodologie proposée pour réaliser la fonction MASLA, le système de distribution du Sénégal a été retenu comme étude de cas. Les simulations faites avec une comparaison des résultats obtenus avec celle actuelle ont démontré l'efficacité du modèle proposé. Cependant, il est nécessaire de mener dans des travaux futurs, une application avec des données prenant en compte l'impact coût économique et la mise en œuvre en temps réel avec le système SCADA.
- La gestion efficiente des pannes d'électricité avec la construction d'un moteur de recherche pour la localisation et le dépannage du client : dans le cadre de ce travail nous avons traité le point relatif à la gestion des coupures d'électricité avec la construction d'un modèle topologique pour la localisation et le dépannage du client. Aussi nous avons procédé à la définition d'un modèle empirique d'adressage, appliqué au Sénégal, soubassement de la question de la localisation du client, de la gestion des coupures et du dépannage des clients. Ainsi une méthode originale dénommée LOGEMAS (Location Geocoding with Multi-Agent System), qui améliore le système de géocodage dans les zones mal cartographiées à travers un système multi-agent a été proposée. Une vérification de l'utilité de l'approche présentée est faite en comparaison avec l'API de géocodage Google qui montre que l'approche proposée a un grand potentiel pour géocoder les adresses en tenant compte des problèmes sémantiques du contexte local. Par la suite nous avons proposé une approche pour déterminer le modèle topologique du réseau de distribution à partir des règles de dimensionnement standard de ces réseaux. Les premiers résultats obtenus montrent que la conception des réseaux ne suit pas toujours dans la réalité les normes et il est nécessaire d'améliorer le modèle proposé. Dans tous les cas les résultats obtenus par la plateforme LOGEMAS permettent d'améliorer la visibilité sur le réseau et d'alimenter les outils de gestion du réseau (Outage Management System) en adoptant le modèle intermédiaire qui consiste à ramener chaque client au poste qui l'alimente.

Conclusion générale

En conclusion, l'étude détaillée de ces trois questions, qui sont en réalité très liées, à travers leur formulation cohérente et logique avec une vérification à l'aide de simulation avec des scénarii et des données réelles permet d'affirmer avec aisance que le paradigme multi-agent permet de résoudre des problèmes d'optimisation et permet d'accélérer l'avènement des réseaux intelligents dans les pays en quête d'émergence.

Contributions

Les travaux de cette thèse intitulée amène aux contributions concrètes suivantes :

- De nouveaux cas d'applications pratiques des SMA dans le domaine des réseaux électriques ;
- La définition d'une architecture dénommée MASLA pour la gestion du plan de défense automatique du réseau de distribution électrique ;
- Formulation de la gestion du plan de délestage à l'image de l'optimisation mathématique des systèmes de type « sac à dos » ;
- La définition d'un modèle empirique d'adressage, appliqué au Sénégal, soubassement de la question de la localisation du client, de la gestion des coupures et du dépannage des clients ;
- Le développement d'un automate de gestion d'un poste de distribution dénommé « Sen-iTi⁷ » contribuant à la gestion distribuée et « low cost » des réseaux électriques faisant appel à l'internet des objets (IoT).

Deux publications scientifiques sont issues de ce travail :

- **“Multi-agent System Application for Electrical Load Shedding Management: Experiment in Senegal Power Grid”** Jun 2018 in Bajo J. et al. (eds) *Highlights of Practical Applications of Agents, Multi-Agent Systems, and Complexity: The PAAMS Collection. PAAMS 2018. Communications in Computer and Information Science, vol 887. Springer, Cham*
- **“Multi-agent-based addresses geocoding for more efficient home delivery service in developing countries”** Mar 1, 2019 in Mendy G., Ouya S., Dioum I., Thiaré O. (eds) *e-Infrastructure and e-Services for Developing Countries. AFRICOMM 2018. Lecture Notes of the Institute for Computer Sciences, Social Informatics and Telecommunications Engineering, vol 275. Springer, Cham*

Cependant, les travaux exposés dans cette thèse ne sont pas encore achevés car plusieurs points méritent d'être approfondis. La section suivante recense quelques-unes des améliorations possibles qui pourront faire l'objet de recherches futures.

Perspectives

Les systèmes multi-agents (SMA) appliqués au contrôle des systèmes électriques présentent un enjeu majeur pour la gestion de la complexité et la flexibilité du contrôle de ces réseaux. Ainsi pour poursuivre la vocation de contribuer à la qualité de la fourniture de l'énergie électrique en

⁷ iTi: interface de Télécommande Intelligente

particulier pour les réseaux de distribution de demain les axes de recherche suivants sont identifiés dans la continuité des travaux effectués :

- **Gestion de la demande d'électricité** : A travers l'avènement des compteurs intelligents qui seront installés chez tous les clients, le modèle MASLA peut être amélioré avec l'intégration de l'interaction avec le client final à travers ces compteurs. Ainsi il serait opportun d'étudier la possibilité d'utiliser les compteurs intelligents, au-delà des tâches de suivi de la consommation et de la facturation, comme des agents ayant pour mission la gestion de l'équilibre du système électrique.
- **Moteur de recherche de pannes avec des techniques de traitement automatique de la langue (TAL)** : le modèle LOGEMAS peut être amélioré avec des algorithmes de traitement automatique de la langue naturelle. Dans ce sens un outil pour les centres d'appels de type chatbot pourraient dialoguer directement avec les clients pour le localiser ou le renseigner sur ses réclamations concernant l'électricité.
- **Gestion autonome et décentralisée des réseaux de distribution électrique** : Les réseaux de distribution du futur se résumant en automatisation, déréglementation et forte concurrence dans un contexte d'une importante pénétration des Energies Renouvelables, il est nécessaire de pousser les études relatives à une gestion plus autonome et décentralisée. Dans ce sens il est pertinent de proposer des architectures à base de technologie des agents et de les éprouver avec une implémentation réelle pour la gestion intelligente du réseau électrique de distribution. Le système proposé devra être simple de mise en œuvre avec des coûts permettant la transition rapide pour un réseau d'un pays en quête d'émergence vers les smartgrids. Ainsi les travaux futurs devront prendre en compte les aspects d'ingénierie du trafic et du réseau, la sécurité informatique pour arriver à l'avènement d'un système de gestion du réseau de distribution réellement décentralisé avec la prise en compte de l'Internet des Objets (IoT – Internet of Things). Finalement la recherche peut être menée également dans la définition de normes standards pour les solutions de réseaux applicables aux pays en quête d'émergence pour éviter de nécessairement répéter toutes les étapes par lesquelles les pays industriels sont passés.

Bibliographie

- [1] Schewe, P.: The Grid: A Journey Through the Heart of Our Electrified World. J. Henry Press, Washington, D.C (2007)
- [2] Mei, S., Zhang, X., Cao, M.: Power Grid Complexity. Springer, Heidelberg (2011). <https://doi.org/10.1007/978-3-642-16211-4>
- [3] J. Ma, D. Cheng, Y. Hong, Y. Sun, Journal of Systems Science and Complexity 16(3),391 (2003)
- [4] WILLIS, H. Lee. Power distribution planning reference book. CRC press, 1997.
- [5] KERSTING, William H. Distribution system modeling and analysis. CRC press, 2006.
- [6] FERBER, Jacques. Les systèmes multi-agents, vers une intelligence artificielle distribuée. 1995. Interedition
- [7] Wooldridge, M., & Jennings, N. R. (1995). Intelligent agents: Theory and practice. The knowledge engineering review, 10(2), 115-152.
- [8] Chowdhury, A., & Koval, D. (2011). Power distribution system reliability: practical methods and applications (Vol. 48). John Wiley & Sons.
- [9] Cahier des Clauses et Conditions Générales du Service Public de l'Electricité au Sénégal, Décret N°84-1128 du 04 octobre 1984, République du Sénégal
- [10] IEEE STANDARDS ASSOCIATION, et al. IEEE Std 1366 TM-2012, IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Power & Energy Society, IEEE, 2012, vol. 3, p. 10016-5997.
- [11] Cherkaoui S. R., "Méthodes heuristiques pour la recherche de configurations optimales d'un réseau électrique de distribution", Thèse No 1058, EPFL, Lausanne, 1992
- [12] VICENTE, Wendy Carolina Briceno. Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes. 2012. Thèse de doctorat. Université de Grenoble.
- [13] ENACHEANU, Florin Bogdan. Outils d'aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution. 2007. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
- [14] PLAN YEESAL SENELEC 2020, brochure Senelec
- [15] L'énergie, clé de la prospérité en Afrique, Analyse et perspectives de la problématique de l'énergie sur le Continent, Par Itai Madamombe de notre partenaire Afrique Renouveau
- [16] GOTZIG, Bernhard. Recherche du schéma optimal d'exploitation d'un réseau de distribution électrique. 1997. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
- [17] Olivier Richardot. Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006

Bibliographie

- [18] Victor Gouin. Évaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2015.
- [19] J. Mendoza, M. E. Lopes, and E. A. Lopes, "Multiobjective Reconfiguration Considering Power Losses and Reliability Index for Distribution Networks."
- [20] EKANAYAKE, Janaka B., JENKINS, Nick, LIYANAGE, Kithsiri, et al. Smart grid: technology and applications. John Wiley & Sons, 2012.
- [21] The Common Information Model for Distribution: An Introduction to the CIM for Integrating Distribution Applications and Systems. EPRI, Palo Alto, CA: 2008. 1016058.
- [22] ROCHE, Robin. Agent-Based Architectures and Algorithms for Energy Management in Smart Grids: Application to Smart Power Generation and Residential Demand Response. 2012. Thèse de doctorat. Université de Technologie de Belfort-Montbéliard.
- [23] WIKIPEDIA : MICROGRID - Wikipedia, the free encyclopaedia
<https://en.wikipedia.org/wiki/Microgrid>, consulté le 09 novembre 2018
- [24] Wikipedia: Intelligence computationnelle - Wikipedia, the free encyclopaedia
https://fr.wikipedia.org/wiki/Intelligence_computationnelle v. 9/11/2018
- [25] David Poole, Alan Mackworth et Randy Goebel, chap. 1 « Computational Intelligence and Knowledge », dans Computational Intelligence : A Logical Approach, Oxford University Press, 1998
- [26] KALOGIROU, Soteris. Artificial intelligence in energy and renewable energy systems. Nova Publishers, 2007.
- [27] M.J. Santofimia, X. del Toro, P. Roncero-Sánchez, F. Moya, M.A. Martínez, J.C. López. "A qualitative agent-based approach to power quality monitoring and diagnosis". Integrated Computer-Aided Engineering, 17:305-319, December 2010.
- [28]. R. Harley, J. Liang. "Computational Intelligence in Smart Grids. "IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI) 2011 - CIASG, April 11-15, 2011.
- [29] Wikipedia: Artificial neural network, - Wikipedia, the free encyclopaedia
https://en.wikipedia.org/wiki/Artificial_neural_network, consulté le 09 novembre 2018
- [30] S. Kalogirou, K. Metaxiotis, and A. Mellit. "Artificial Intelligence Techniques for Modern Energy Applications". Intelligent Information Systems and Knowledge Management for Energy: Applications for Decision Support, Usage, and Environmental Protection. IGI Global, 2010, pp. 1-39.
- [31] Algorithme évolutionniste https://fr.wikipedia.org/wiki/Algorithme_%C3%A9volutionniste, consulté le 09 novembre 2018
- [32] A. Pacheco-Vega. "Soft Computing Applications in Thermal Energy Systems". Soft Computing in Green and Renewable Energy Systems (Studies in Fuzziness and Soft Computing), pp. 1-35, Vol. 269, Springer-Verlag, Berlin, Germany, 2011.
- [33] V. Courtecuisse, J. Sprooten, B. Robyns, M. Petit, B. Francois, J. Deuse. "A methodology to design a fuzzy logic based supervision of hybrid renewable energy systems". Mathematics and Computers in Simulation, 81(2), 208–224 (2008).

Bibliographie

- [34] Y.F. Li, Y.P. Li, G.H. Huang, X. Chen. "Energy and environmental systems planning under uncertainty-An inexact fuzzy-stochastic programming approach". *Applied Energy*, 87(10), 3189–3211 (2010).
- [35] LIU, Guangyi, ZHU, Wendong, SAUNDERS, Chris, et al. Real-time complex event processing and analytics for smart grid. *Procedia Computer Science*, 2015, vol. 61, p. 113-119.
- [36] Wikipedia: tQualitative reasoning https://en.wikipedia.org/wiki/Qualitative_reasoning, consulté le 09 novembre 2018
- [37] MCARTHUR, Stephen DJ, DAVIDSON, Euan M., CATTERSON, Victoria M., et al. Multi-agent systems for power engineering applications—Part I: Concepts, approaches, and technical challenges. *IEEE Transactions on Power systems*, 2007, vol. 22, no 4, p. 1743-1752.
- [38] MCARTHUR, Stephen DJ, DAVIDSON, Euan M., CATTERSON, Victoria M., et al. Multi-agent systems for power engineering applications-part 2: technologies, standards and tools for building multi-agent systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, vol. 22, no 4, p. 1753-1759.
- [39] C. REHTANZ, *Autonomous systems and intelligent agents in power system control and operation*. Berlin New York: Springer, 2003.
- [40] AMIN, Massoud. Toward self-healing energy infrastructure systems. *IEEE Computer Applications in Power*, 2001, vol. 14, no 1, p. 20-28.
- [41] NAGATA, Takeshi et SASAKI, Hiroshi. A multi-agent approach to power system restoration. *IEEE transactions on power systems*, 2002, vol. 17, no 2, p. 457-462.
- [42] SOLANKI, Jignesh M., KHUSHALANI, Sarika, et SCHULZ, Noel N. A multi-agent solution to distribution systems restoration. *IEEE Transactions on Power systems*, 2007, vol. 22, no 3, p. 1026-1034.
- [43] HOSSACK, John A., MENAL, Judith, MCARTHUR, Stephen DJ, et al. A multiagent architecture for protection engineering diagnostic assistance. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2003, vol. 18, no 2, p. 639-647.
- [44] BAXEVANOS, Ioannis S. et LABRIDIS, Dimitris P. Implementing multiagent systems technology for power distribution network control and protection management. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2007, vol. 22, no 1, p. 433-443.
- [45] DIMEAS, Aris L. et HATZIARGYRIOU, Nikos D. Operation of a multiagent system for microgrid control. *IEEE Transactions on Power systems*, 2005, vol. 20, no 3, p. 1447-1455.
- [46] HOPKINSON, Kenneth, WANG, Xiaoru, GIOVANINI, Renan, et al. EPOCHS: a platform for agent-based electric power and communication simulation built from commercial off-the-shelf components. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, vol. 21, no 2, p. 548-558.
- [47] ROSA, Mauro Augusto da, et al. Agent-based technology applied to power systems reliability. 2009.
- [48] MOMOH, James A. *Smart grid: fundamentals of design and analysis*. John Wiley & Sons, 2012.

Bibliographie

- [49] Pipattanasomp M, Feroze H, Rahman S . Multi-Agent Systems in a Distributed Smart Grid:Design and Implementation. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE'09), Seattle, Washington, USA.
- [50]Thillainathan L, Ashwin M K. Multiagent System for Real-Time Operation of Microgrid in Real-Time Digital Simulator. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 3, No. 2, June 2012.
- [51] Wang H F. Multi-agent co-ordination for the secondary voltage control in powersystem contingencies. IEE Generation, Transmission and Distribution, Vol. 148, pp. 61-66.
- [52] Phillips L, Link H, Smith R, Weiland L. Agent-based control of distributed infrastructure resources. Sandia National Laboratories, SAND2005-7937. Available: www.sandia.gov/scada/documents/sand_2005_7937.pdf.
- [53] McArthur S. D. J., Euan M. Davidson. Concepts and Approaches in Multi-Agent Systems for Power Applications. pp 391-395.
- [54] MORADI, Mohammad H., RAZINI, Saleh, et HOSSEINIAN, S. Mahdi. State of art of multiagent systems in power engineering: a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, vol. 58, p. 814-824.
- [55] WEISS, Gerhard (ed.). Multiagent systems: a modern approach to distributed artificial intelligence. MIT press, 1999.
- [56] DROGOUL A., FERBER J., (1991) JACOPIN E., Pengi : Applying Eco-Problem Solving for Behavior Modeling in an Abstract Eco-System, MOSEKILDE E., Ed., European Simulation Multi conférence, p. 337-342.
- [57] Wikipedia : Agent logiciel - Wikipedia, the free encyclopaedia https://fr.wikipedia.org/wiki/Agent_logiciel, consulté novembre 2018
- [58] PIERRE, Samuel. Réseaux et systèmes informatiques mobiles : fondements, architectures et applications. Presses inter Polytechnique, 2003.
- [59] WOOLDRIDGE, Michael et JENNINGS, Nicholas R. Intelligent agents: Theory and practice. The knowledge engineering review, 1995, vol. 10, no 2, p. 115-152.
- [60] J-P Sansonnet — Modèles et Architectures SMA http://lysjack.free.fr/jack/ressources/68000/projets/jeu_de_la_vie/modele_prog_multi_agent_jeu_vie.pdf
- [60] Cours SMA http://turing.cs.pub.ro/auf2/html/chapters/chapter2/chapter_2_3_2.html
- [61] Wikipedia : Système Experts - Wikipedia, the free encyclopaedia https://fr.wikipedia.org/wiki/Syst%C3%A8me_expert, consulté le 06 novembre 2018
- [62] WHITE, Brian E. Managing Complexity by George Rzevski and Petr Skobelev Southhampton, Boston: WIT Press, 2014 (ISBN: 978-1-84564-936-4). INSIGHT, 2015, vol. 18, no 3, p. 49-50.
- [63] Benmammar B. vers un modèle de négociation réaliste dans les systèmes multi-agents, (25 Aout 2012).

Bibliographie

- [64]. [Bauer et Müller, 2004] Bauer, B., Müller, J.P. Methodologies and modeling languages. In: Luck, M., Ashri, R., D’Inverno, M. (Eds.), Agent-Based Software Development. Artech House Publishers, Boston, London, 2004
- [65] NFAOUI, El Habib. Architecture d’aide à la décision distribuée et de simulation proactive dans les chaînes logistiques : Une approche multi agent. 2008. http://theses.univ-lyon2.fr/documents/getpart.php?id=lyon2.2008.nfaoui_ah&part=152186
- [66]. Wooldridge M. Jennings N.R., Kinny D., (2000), The Gaia Methodology for Agent-Oriented Analysis and Design», Journal of Autonomous Agents and Multi-Agent Systems, Kluwer Academic Publisher
- [67] Stefano Farolfi, Jean Pierre Muller, Bruno Bonté, (2010): An iterative construction of Multi-agent models to represent water supply and demand dynamics at the catchment level.
- [68] GRIMM, Volker, BERGER, Uta, BASTIANSEN, Finn, et al. A standard protocol for describing individual-based and agent-based models. Ecological modelling, 2006, vol. 198, no 1-2, p. 115-126.
- [69] Wikipedia : SMA PLATEFORMES COMPARISON, - Wikipedia, the free encyclopaedia https://es.wikipedia.org/wiki/Comparaci%C3%B3n_de_software_de_modelaje_basado_en_agentes, consulté novembre 2018
- [70] GAMA Platform, “Documentation sur la plateforme Gama,” [Online ; accessed 4-December-2016], 2016, disponible sur le site : <https://github.com/gama-platform/gama/wiki>
- [71] Baxevanos I.S. and Labridis D. P.. Implementing Multiagent Systems Technology for Power Distribution Network Control and Protection Management. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 22, NO. 1. 433-443.
- [72] Khamphanchai W., Pisanupoj S., Ongsakul W., Pipattanasomporn M. A multi-agent based power system restoration approach in distributed smart grid. Utility Exhibition on Power and Energy Systems: Issues & Prospects for Asia (ICUE), 2011 International Conference.
- [73] Kovac M., Bracinik P., Hoger M., Roch M., Otcenasova A. Power Restoration in Medium Voltage Network Using Multiagent System. Power Engineering and Electrical Engineering, Vol.11, No.2. 65-72.
- [74] Yinliang X, Wenxin L. Novel Multi-agent Based Load Restoration Algorithm for Microgrids. Smart Grid, IEEE Transactions on (Volume: 2, Issue: 1), ISSN: 1949-3053, Page(s): 152 – 161
- [75] M. T. Ameli, S. Moslehpour, and H. Khoshmakani, “Presentation and comparison of the various methods of load-shedding for frequency control in Iran power networks,” in IJME-INTERTECH Conf, 2006, pp. 315–320. [\[http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.607.7554&rep=rep1&type=pdf\]](http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.607.7554&rep=rep1&type=pdf)
- [76] E. Diouf, “Frequency control ancillary services in large interconnected systems,” Ph.D. dissertation, The University of Manchester 2013.
- [77] (T. T. H. Pham, “Influences de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance,” Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2006)
- [78] Malik Megdiche. Sureté de fonctionnement des réseaux de distribution en présence de production décentralisée. Engineering Sciences. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2004. French. <tel-00393077>

Bibliographie

- [79] ENTSOE, “Entsoe network code on emergency and restoration, 25 march 2015,” [Online; accessed 12-December-2016], 2015, <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/emergency-and-restoration/Pages/default.aspx>.
- [80] Z. Zhang, Z. Wang, and P. Fang, “Study on emergency load shedding based on frequency and voltage stability,” *International Journal of Control & Automation*, vol. 7, no. 2, 2014. doi:10.14257/ijca.2014.7.2.12
- [81] M. Lu, W. ZainalAbidin, T. Masri, D. Lee, and S. Chen, “Underfrequency load shedding (ufls) schemes—a survey,” *International Journal of Applied Engineering Research*, vol. 11, no. 1, pp. 456–472, 2016. [https://www.ripublication.com/ijaer16/ijaerv11n1_70.pdf]
- [82] Sustainable Energy for All 2013-2014: Global Tracking Framework Report De International Energy Agency (IEA) International Energy Agency (IEA), World Bank Group World Bank Group
- [83] Senelec, “Rapport annuel mouvements d’Energie,” 2014. ’
- [84] Laghari, J. A., Mokhlis, H., Bakar, A. H. A., et al. Application of computational intelligence techniques for load shedding in power systems: A review. *energy conversion and management*, 2013, vol. 75, p. 130-140. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.06.010>
- [85] F. de Oliveira Saraiva and E. N. Asada, “Multi-agent systems applied to topological reconfiguration of smart power distribution systems,” in *2014 International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN)*. IEEE, 2014, pp. 2812–2819. doi :10.1109/IJCNN.2014.6889791
- [86] Choi, Y., Lim, Y., & Kim, H. M. (2017). Optimal Load Shedding for Maximizing Satisfaction in an Islanded Microgrid. *Energies*, 10(1), 45. doi:10.3390/en10010045
- [87] Lim, Y.; Park, J.; Kim, H.-M.; Kinoshita, T. A Bargaining approach to optimizing load shedding in islanded microgrid operation. *IETE Tech. Rev.* 2013, 30, 483–489. [Google Scholar] doi:10.4103/0256-4602.125669
- [88] Lim, Y., Kim, H. M., & Kinoshita, T. (2014). Distributed load-shedding system for agent-based autonomous microgrid operations. *Energies*, 7(1), 385-401. doi:10.3390/en7010385
- [89] P. Wang and R. Billinton, “Optimum load-shedding technique to reduce the total customer interruption cost in a distribution system,” *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 147, no. 1, pp. 51–56, 2000. doi:10.1049/ip-gtd:20000002
- [90] Wikipedia: KNAPSACK WIKIPEDIA - Wikipedia, the free encyclopaedia https://fr.wikipedia.org/wiki/Probl%C3%A8me_du_sac_%C3%A0_dos
- [91] K. Kravari and N. Bassiliades, “A survey of agent platforms,” *Journal of Artificial Societies and Social Simulation*, vol. 18, no. 1, p. 11, 2015. doi:10.18564/jasss.2661
- [92] B. Musa, “Outage analysis on distribution feeder in north east Nigeria,” *Journal of Multidisciplinary Engineering Science and Technology (JMEST)* ISSN: 3159-0040, Vol. 2 Issue 1, January - 2015
- [93] O. Norimitsu, “Weak power grids in Africa’s stunt economies and fire up tempers depending on their system size, system inertia and generation mix,” [Online; accessed 01-December2016], 2015, <http://www.nytimes.com/2015/07/03/world/africa/weak-power-grids-in-africa-stunteconomies-and-fire-up-tempers.html>.]

Bibliographie

- [94] Malainine, Mohamed El Imame, et al. "OMT-G Modeling and Cloud Implementation of a Reference Database of Addressing in Morocco." (2013).
- [95] Davis, C. and F. Fonseca (2007). "Assessing the Certainty of Locations Produced by an Address Geocoding System." *GeoInformatica* 11(1): 103-129
- [96] Peter Christen and al, A Probabilistic Geocoding System based on a National Address File
- [97] Serena Coetzee and al. "Towards an international address standard"
- [98] Ousmane Dembele et Jean Yango, « l'adressage : un outil à la mobilisation des ressources financiers locales », juin 2009
- [99] Adressage et gestion des villes, Catherine Farvacque-Vitkovic, Lucien Godin Hugues Leroux, Florence Verdet Roberto Chavez
- [100] « Rue sans nom ! L'adressage dans les villes africaines : indispensable, mais comment ? » émission 7 milliards de voisins d'Emmanuelle Bastide du 1er septembre 2016. Disponible en ligne sur rfi.fr <http://www.rfi.fr/emission/20160901-rue-pas-nom-adressage-villes-africaines-indispensable-mais-comment>
- [101] Salim Rouhana, Dina N. Ranarifidy, et Victor Chomentowski, « Stratégie globale d'amélioration des recettes de la Ville de Dakar », Synthèse de la démarche septembre 2013 – juillet 2014
- [102] Reussirbusiness.com, « lancement du code postal : la poste s'arme contre la concurrence »
- [103] Aurélie Fontaine, « Google Streets view désormais lancé au Sénégal », Rfi publié le 17 février 2017.
- [104] Goldberg DW: A Geocoding Best Practices Guide. Springfield, IL: North American Association of Central Cancer Registries; 2008.
- [105] Matthew John Hutchinson, Developing an Agent-Based Framework for Intelligent Geocoding, thesis is presented for the Degree of Doctor of Philosophy of Curtin University of Technology March 2010
- [106] Ran Wei, Xuehu Zhang*, Linfang Ding, Haoming Ma, Qi Li, A Knowledge-based Agent Prototype for Chinese Address Geocoding
- [107] Qin Tian and al. Using an Optimized Chinese Address Matching Method to Develop a Geocoding Service: A Case Study of Shenzhen, China
- [108] Duo Gao, Qi Li, Preliminary results of a Chinese address segmentation algorithm based on self-organizing neural network, Center for Spatial Intelligent Computing, Institute of Remote Sensing and GIS. Peking University, Beijing 100871, P. R. China
- [109] Li FANG, Zhuo-yuan YU and Xiang ZHAO, the design of a unified addressing schema and the matching mode of China
- [110] Ivo Ugrina, Searching for Semantically Correct Postal Addresses on the CroatianWeb

Bibliographie

- [111] Wei Zhang and Judith Gelernter, Geocoding location expressions in Twitter messages: A preference learning method School of Computer Science, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, USA Received: March 6, 2014; returned: May 12, 2014; revised: June 3, 2014; accepted: June 27, 2014.
- [112] V. Cetl, T. Kliment & T. Jogun (2016): A comparison of address geocoding techniques – case study of the city of Zagreb, Croatia, Survey Review.
- [113] Volkan Yildirim and al., Turkish street addressing system and geocoding challenges
- [114] Clodoveu A. Davis Jr. and al., evaluation of the quality of an online geocoding resource in the context of a large Brazilian city
- [115] Serena Coetzee and Antony K. Cooper, What is an address in South Africa?
- [116] Carlos José de Armas García and Andrei Abel Cruz Gutiérrez, "Deployment of a National Geocoding Service: Cuban Experience"
- [117] Abhranil Chatterjee and al, 2016 SAGEL: smart address geocoding engine for supply-chain logistics
- [118] Hassan A. Karimi and al, Geocoding Recommender: An Algorithm to Recommend Optimal Online Geocoding Services for Applications
- [119] V. Cetl, T. Kliment & T. Jogun (2016): A comparison of address geocoding techniques – case study of the city of Zagreb, Croatia, Survey Review.
- [120] An Accessible and Practical Geocoding Method for Traffic Collision Record Mapping: A Quebec Case Study
- [121] Dirk Ahlers and Susanne Boll, « On the Accuracy of Online Geocoders»
- [122] Farid Karimipour and al, Spatial Knowledge Acquisition from Addresses, CESIP 2015
- [123] Serena Coetzee, Testing the spatial adjacency match of the Intiendo address matching tool for geocoding of addresses with misleading suburb or place names
- [124] Mapping missing maps By Matt Irwin on November 05 2014 <https://www.mapbox.com/blog/mapping-missing-maps/> visit on 20/01/2017
- [125] Graham A Stephen, "STRING SEARCHING ALGORITHMS", 1994 by World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd
- [126] Wikipedia : Logiciel R - Wikipedia, the free encyclopaedia [https://fr.wikipedia.org/wiki/R_\(langage\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/R_(langage))
- [127]. N. Jennings. Applying Agent Technology. Plenary presentation at PAAM'96. 1996.
- [128] Wikipedia : Intelligence artificielle - Wikipedia, the free encyclopaedia https://fr.wikipedia.org/wiki/Intelligence_artificielle#Distinction_entre_intelligence_artificielle,_machine_learning_et_deep_learning consulté le 09 novembre 2018
- [129] Wikipedia : Geocodage - Wikipedia, the free encyclopaedia <https://fr.wikipedia.org/wiki/G%C3%A9ocodage> consulté le 09 novembre 2018

Bibliographie

Nom et prénoms KEBE Mouhamad Al Mansour

Titre de la thèse : Gestion intelligente des réseaux de distribution électrique à l'aide des systèmes multi-agents

Résumé : La société actuelle vit au dépend de l'électricité qui est au cœur de toute activité moderne. Elle constitue une ressource essentielle tant sur le plan économique que sur le plan social. Si bien qu'une interruption d'alimentation électrique peut provoquer instantanément la paralysie complète de pays, voire de continents entiers. Le réseau électrique, est désigné à juste titre comme la plus grande et la plus complexe des machines jamais conçue par l'homme au cours des derniers siècles.

Dans cette thèse nous examinons comment l'utilisation de l'intelligence artificielle distribuée, notamment les Systèmes Multi-Agents (SMA) caractérisés par la décentralisation, l'autonomie et la gestion active, permet de réussir le pari de la conduite fiable et efficace des réseaux de distribution électrique, dernier maillon de la chaîne d'alimentation du client, objet d'un grand besoin de modernisation.

Pour ce faire, nous avons exploré l'applicabilité de la technique de modélisation à base d'agents à la résolution de problématiques clairement identifiées, qui revêtent une importance capitale pour tout gestionnaire de réseau de distribution électrique : (i) pilotage optimal du schéma d'exploitation du réseau de distribution en mode perturbé, (ii) mise en place d'une gestion plus intelligente du délestage automatique qui tient compte du niveau de priorité des charges et (iii) gestion des pannes d'électricité avec la construction d'un modèle topologique pour la localisation et le dépannage du client.

Ces problèmes sont contextualisés aux contraintes des pays en quête d'émergence pour qui, un meilleur accès aux services énergétiques est une des conditions vitales pour le développement.

L'étude détaillée de ces trois questions à travers leur formulation cohérente et logique avec une vérification à l'aide de simulation avec des scénarii et des données réelles permet d'affirmer que le paradigme multi-agents résout des problèmes d'optimisation et accélère l'avènement des réseaux intelligents dans ces pays.

Mots clés : Réseau de distribution électrique, système multi-agents, restauration, délestage, géocodage, adresse standard, smartgrid, intelligence artificielle, fouille de texte, extraction d'informations

Name and first name: KEBE Mouhamad Al Mansour

Thesis title : Intelligent management of power distribution networks using multi-agent systems

Summary Known as the most complex machine ever made by man, power grid is an essential pillar of all national economies. Its complexity and size make it vulnerable.

In this thesis we examine how the use of distributed artificial intelligence, particularly multi-agent systems (MAS) characterized by decentralization, autonomy and active management, can ensure successful implementation of reliable and efficient management of power distribution grid, the last step in the customer's power delivery chain, which faces a great need for modernization.

For this purpose, we have investigated the applicability of MAS technology to the resolution of clearly identified topics which are of critical importance to any power distribution company: (i) optimal management of the distribution system operating scheme in trouble mode, (ii) the implementation of more intelligent automatic load shedding management that takes into account load priority level and (iii) the management of power failures with the construction of a topological model for customer location and quick troubleshooting.

These questions are contextualised in the constraints of emerging countries for which better access to energy services is one of the vital conditions for development.

The detailed study of these three questions through their coherent and logical formulation with verification using simulation with scenarios and real data makes it comfortable to affirm that the multi-agent paradigm can solves optimization problems and accelerates the emergence of smart grids in developing countries.

Key words: power distribution, multi-agent system, power restoration, load shedding, geocoding, address standard, smart grid, artificial intelligence, text mining, knowledge discovery