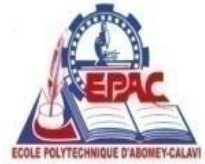




REPUBLIQUE DU BENIN



MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE D'ABOMEY- CALAVI

ECOLE POLYTECHNIQUE D'ABOMEY-CALAVI (EPAC)

CENTRE AUTONOME DE PERFECTIONNEMENT (CAP)

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE (GE)

Mémoire de fin de formation pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur

De conception

OPTION : Génie Electrique

THEME :

**ETUDE ET PROPOSITION DE SYSTEME DE PROTECTION AVANCE
POUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION CONTRE LES DEFAUTS
ET LES PANNES : CAS DE LA LIGNE HTA 20 KV POBE-ONIGBOLO**

Rédigé et Présenté par :

ADJOVI Comlan Gustave Modeste

Jury d'évaluation de mémoire :

1. Pr. Théophile ABALLO, Enseignant à l'EPAC (Président) ;
2. Pr. Macaire AGBOMAHENA, Enseignant à l'EPAC, Maître de mémoire (membre) ;
3. Dr. D. Pierre AGUEMON, Enseignant à l'EPAC, Encadreur (membre) ;
4. Dr. Faras ISSIAKA, Enseignant à l'EPAC, Examineur (membre).

2^{ème} Promotion

Année Académique : 2019-2022

SOMMAIRE

DEDICACE	iii
REMERCIEMENT	iv
RESUME	v
ABSTRACT	vi
LISTE DES FIGURES	viii
LISTE DES PHOTOS	ix
INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE 1 : Généralités sur les réseaux de distribution d'électricité.....	3
CHAPITRE 2 : Système de protection classiques des réseaux de distribution	9
CHAPITRE 3: Étude des systèmes de protection avancés	15
CHAPITRE 4 : Propositions d'Amélioration pour la Protection des Réseaux de Distribution : Cas de la Ligne Hta Pobe-Onigbolo	21
Conclusion Générale et perspectives.....	45
BIBLIOGRAPHIES	47
TABLE DE MATIERES.....	58

DEDICACE

Sans DIEU, rien n'est possible.

Ainsi je dédie sous la bénédiction de DIEU tout puissant ce travail en signe de reconnaissance à :

- Mon feu Père Antoine Joliclaire ADJOVI
- Mère Ayabavi Elise AVOSSE
- Toute ma petite famille

REMERCIEMENT

L'élaboration de ce document n'aurait été possible sans le concours de certaines personnes. Qu'il nous soit permis ici de leur exprimer notre gratitude.

Nous remercions l'Eternel Dieu tout-Puissant pour sa grâce infinie à notre égard et sa protection perpétuelle.

Nos sincères remerciements vont à l'endroit des autorités et du corps enseignant de l'Ecole Polytechnique d'Abomey-Calavi, en particulier :

- + Professeur Guy ALITONOU Directeur de l'Ecole Polytechnique d'Abomey Calavi (EPAC) ;
- + Professeur Vincent PRODJINOTOH, Directeur Adjoint de (l'EPAC) ;
- + Professeur Macaire AGBOMAHENA, Chef du département Génie Electrique à l'EPAC-UAC ;
- + Docteur Pierre D. AGUEMON, mon maitre de mémoire ;
- + Docteur Toussaint KOSSOU, Enseignant à l'EPAC
- + Monsieur Calixte L. KITI Directeur Régional Ouémé-Plateau de la SBEE à la retraite
- + Monsieur Jean Paul PADONOU
- + Monsieur Ulrich AGUESSI
- + Monsieur Bonaventure ADJOKPO, tous de la CEB pour avoir permis la réalisation de ce travail.
- + Également Monsieur Bruno P. MIDIKPO de la SBEE,

Merci à tout le personnel de la SBEE, pour les multiples soutiens.

Que toutes et tous trouvent ici l'expression de notre vive gratitude.

RESUME

Les réseaux de distribution électrique jouent un rôle crucial dans l'acheminement de l'énergie électrique vers les consommateurs. Cependant, ces réseaux sont souvent sujets à des défauts et des pannes, particulièrement dans les zones où les infrastructures sont vieillissantes ou exposées à des conditions environnementales défavorables. Ce mémoire s'inscrit dans le cadre de l'étude et de la proposition de systèmes de protection avancés pour les réseaux de distribution, cas de la ligne HTA 20 kV Pobè-Onigbolo, dans la commune de Pobè, département du Plateau au Bénin. La ligne Pobè-Onigbolo traverse une zone à sol hydromorphe, ce qui fragilise les supports et entraîne une détérioration des câbles HTA, causant des chutes de tension, des ruptures de conducteurs et des interruptions de service fréquentes. Une analyse approfondie des défauts actuels et des normes internationales a été effectuée avec une attention particulière sur l'automatisation et la télégestion des équipements avec des Interrupteurs Aérien Télécommandés à Creux de Tension (IAT-CT). Les simulations ont été faites sous trois scénarios dans le logiciel NEPLAN : situation normale, situation perturbée sans organes de protection et situation perturbée avec organes de protection. Les résultats de simulations avec le remplacement des IACM par des IAT-CT sur chaque artère montrent qu'après l'apparition d'un défaut sur l'artère de Tohoué, seul ce tronçon en défaut est isolé du réseau, ce qui a permis de maintenir les autres artères en service. Aussi la réalisation de ce projet coûtera quarante-six millions sept cent quatre-vingts et un milles (46 781 000) à la SBEE avec un impact très positif pour la stabilité du réseau et un profit annuel de soixante-quatre million neuf cent soixante-trois mille (64 963 000) CFA.

Mots clés : Creux de tension, IACM, IAT-CT, Transformateur, Réseau de distribution électrique, Disjoncteur.

ABSTRACT

Electrical distribution networks play a crucial role in the transmission of electrical energy to consumers. However, these networks are often subject to faults and breakdowns, particularly in areas where the infrastructures are aging or exposed to unfavorable environmental conditions. This thesis is part of the study and proposal of advanced protection systems for distribution networks, with a particular focus on the 20 kV Pobè-Onigbolo HTA line, located in Benin.

The Pobè-Onigbolo line crosses an area with hydromorphic soil, which weakens the supports and leads to deterioration of the HTA cables, causing voltage drops, conductor breaks and frequent service interruptions. The main objective of this work is to analyze recurring failures, identify their causes, and design innovative protection solutions to improve the reliability and resilience of the network.

To do this, a methodology combining an in-depth analysis of current faults, simulations on specialized software, and a study of international standards was adopted. The results obtained make it possible to propose solutions such as the installation of advanced differential protections, the replacement of existing supports with structures adapted to hydromorphic soil, and the use of reinforced cables. Particular attention was also paid to the automation and remote management of equipment for rapid detection and isolation of faults, hence the use of IAT-CT.

In conclusion, the proposals made aim to guarantee better continuity of service, minimize maintenance costs, and increase the security and performance of the electricity network in the Pobè region. These recommendations provide a solid basis for sustainable modernization of distribution networks in Benin.

One of SBEE's major challenges is to ensure the continuity of the service provided to its consumers. It happens that in the management of the electrical distribution network, the equipment encounters certain electrical or mechanical failures (equipment wear, excessive heating and atmospheric discharges, etc.) which generate

accidental outages on the electrical network and energy losses. Very often, the localization of these faults takes quite a long time, forcing the population to undergo load shedding and forcing them to put a pause on their economic activity. In order to solve this problem and ensure the distribution of electrical energy with less disruption, a study was introduced on the electrical distribution network of a rural area with a view to improving continuity of service. We were interested in the Pobè-Onigbolo overhead HTA network which has enough failures in the distribution of electrical energy. To achieve this, we proceeded to modernize the network by replacing all the Manually Operated Overhead Switches (IACM) with Remotely Operated Overhead Switches with Voltage Drop (IAT-CT). This has allowed us to significantly improve service continuity, to study and propose advanced protection systems in order to reduce outage times and fault location times in the network.

Keywords: Voltage dips, IACM, IAT-CT, Load shedding.

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Schéma d'un réseau de distribution électrique.....	4
Figure 2 : Schéma d'un transformateur.....	5
Figure 3 : Schéma de fusible	11
Figure 4 : Schéma d'un Disjoncteur.....	12
Figure 5 : Schéma des Relais numérique	16
Figure 6 : Schéma de capteur intelligent.....	17
Figure 7 : Ligne HTA 20 KV Pobè-Onigbolo	22
Figure 8 : Schéma d'un Tendeur dynamique	24
Figure 9 : Schéma de bancs de condensateurs automatique	26
Figure 10 : Schéma d'un Régulateur de tension	26
Figure 11 : Transformateur à réglage.....	27
Figure 12 : Schéma d'un Sectionneur automatique	28
Figure 13 : IAT-CT et son coffret.....	34
Figure 14 : Installation d'un IAT-CT sur Poteau	35
Figure 15 : Fenêtres opérationnelles de l'Interface utilisateur [22].....	36
Figure 16 : Réseau existant dans NEPLAN	38
Figure 17 : Simulation normale sans organes de protection dans le réseau HTA ..	39
Figure 18 : Situation Perturbée sans organes de protection dans le réseau HTA	40
Figure 19 : Situation Perturbée avec organes de protection dans le réseau HTA.....	41

LISTE DES PHOTOS

Figure 1:(a) : Photo du champ électrique du poste source d'Onigbolo. [10].....	56
Figure 2:(b) : Photo du poste source d'Onigbolo. [10]	56
Figure 3:Photo du poste source d'Onigbolo. [10].....	57

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Point des interruptions de l'année 2023.	31
Tableau 2 : Coût de réalisation (Voir cahier de prix de cession SBEE de janvier 2022).	43
Tableau 3 : Coût de l'énergie annuelle (2023) non distribuée	44
Tableau 4 Coût de l'approvisionnement de l'énergie électrique.	44
Tableau 5 : Comparaison Coût de réalisation et de l'énergie non vendue	45

INTRODUCTION GENERALE

1. Contexte et justification de l'étude

Les réseaux de distribution d'électricité jouent un rôle crucial dans l'acheminement de l'énergie électrique des stations de production vers les utilisateurs finaux, que ce soit pour les particuliers, les industries ou les infrastructures publiques. Toutefois, ces réseaux sont régulièrement confrontés à des défauts et des pannes, qui perturbent leur fonctionnement et affectent la continuité du service. Les courts-circuits, les surcharges, et les défaillances des équipements sont autant de causes qui peuvent entraîner des interruptions de l'alimentation électrique. Les conséquences de ces pannes ne se limitent pas seulement à l'interruption de la continuité de service, mais incluent également des coûts économiques élevés, ainsi qu'une diminution de la qualité et de la fiabilité de l'énergie fournie.

Dans le contexte actuel d'évolutions technologiques rapides et de complexification des réseaux, notamment avec l'intégration croissante des énergies renouvelables et la transformation vers les réseaux intelligents (ou smart grids), les systèmes de protection traditionnels se montrent de plus en plus insuffisants. Face à ces défis, il est indispensable de mettre en place des systèmes de protection avancés, capables de réagir plus rapidement et avec une précision accrue aux différents types de défauts et de pannes.

2. Objectifs du mémoire

Ce mémoire a pour objectif général de proposer les systèmes de protection avancés pour les réseaux de distribution, en évaluant leurs performances et en proposant des solutions adaptées aux défis actuels. Plus spécifiquement, les objectifs incluent :

- Analyser les limites des systèmes de protection traditionnels utilisés dans les réseaux de distribution.

- Explorer les technologies modernes de protection, telles que les relais numériques, les capteurs intelligents, et les systèmes autonomes.
- Proposer des améliorations et des solutions novatrices pour optimiser la protection des réseaux, avec une étude de cas pratique pour valider ces propositions.

3. Méthodologie de recherche

Pour atteindre des objectifs, la méthodologie adoptée combine une approche théorique et pratique. D'une part, une revue approfondie des systèmes de protection existants sera effectuée à travers une analyse documentaire et technique. D'autre part, une étude cas pratique sur un réseau de distribution réel permettra de tester et valider les solutions proposées, à l'aide de simulations informatique et d'outils de modélisation.

4. Organisation du mémoire

Le mémoire s'articule autour de cinq chapitres principaux. Le Chapitre 1 offre un aperçu des réseaux de distribution d'électricité, en décrivant leur structure et en identifiant les types de défauts et de pannes auxquels ils sont exposés. Le Chapitre 2 présente les systèmes de protection classiques, en analysant leurs principes de fonctionnement et leurs limitations. Le Chapitre 3 introduit les systèmes de protection avancés, en mettant en lumière les technologies modernes utilisées pour une meilleure gestion des défauts. Dans le Chapitre 4, des solutions pratiques et des propositions d'amélioration seront formulées, suivies d'une étude de cas. Enfin, le Chapitre 5 traitera des perspectives d'avenir pour la protection des réseaux, tout en formulant des recommandations pour la mise en œuvre des solutions proposées.

Cette introduction suit une structure logique basée sur les sections de la table des matières, tout en clarifiant le contexte, les objectifs, la méthodologie et le contenu du mémoire.

CHAPITRE 1

GENERALITES SUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons justifier dans un premier temps le bien fondé du travail effectué, ensuite présenter la structure de la SBEE tout en tenant compte de l'architecture du réseau et enfin présenter une généralité sur les réseaux d'énergies électriques.

1.1. Structure des réseaux de distribution

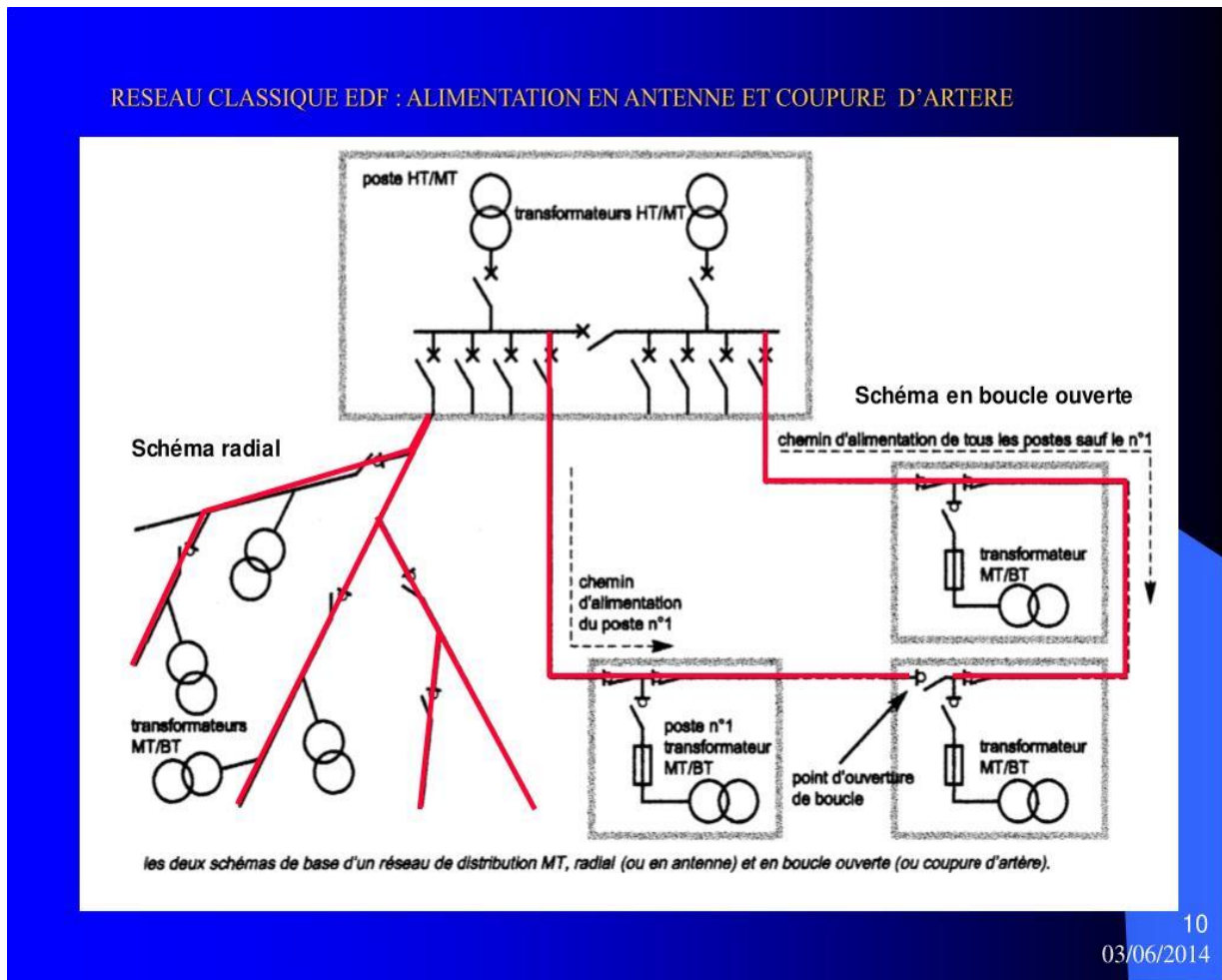


Figure 1 : Schéma d'un réseau de distribution électrique. [10]

Les réseaux de distribution d'électricité jouent un rôle crucial dans l'acheminement de l'énergie depuis les postes de transformation haute tension (HT) vers les consommateurs finaux. Ce sont des réseaux maillés ou radiaux qui couvrent à la fois les zones urbaines et rurales, assurant ainsi un service continu à différents types de consommateurs, tels que les particuliers, les industries et les institutions publiques. Les réseaux de distribution se composent généralement de deux sous-catégories principales :

- Le réseau de moyenne tension (MT) : qui distribue l'électricité à des niveaux de tension allant de 1 000 à 35 000 volts. Ce réseau est souvent utilisé pour l'alimentation des zones industrielles, des grandes infrastructures ou des sous-stations locales.
- Le réseau de basse tension (BT) : destiné à l'alimentation des consommateurs résidentiels et des petites entreprises, avec une tension inférieure à 1 000 volts.
- Les principaux composants de ces réseaux incluent
- Transformateurs : convertissent la haute tension reçue du réseau de transport en moyenne et basse tension pour la distribution.

Illustration détaillée d'un transformateur



Figure 2 : Schéma d'un transformateur. [10]

- Lignes électriques : transportent l'électricité entre les postes de transformation et les points de consommation.
- Disjoncteurs et sectionneurs : assurent la protection des lignes en coupant l'alimentation en cas de défaut.

1.2 Caractéristiques des défauts et des pannes

Les défauts et pannes dans les réseaux de distribution peuvent être de différents types, chacun ayant des impacts variés sur le réseau :

1.2.1 Les courts-circuits

Les courts-circuits sont des défauts qui surviennent lorsque deux conducteurs à des potentiels différents entrent en contact direct ou à travers un chemin à faible résistance. Cela génère un courant très élevé qui peut endommager l'équipement s'il n'est pas correctement isolé par des systèmes de protection. Les courts-circuits peuvent être dus à des intempéries (éclairs, chutes d'arbres), des défauts d'isolation ou des erreurs humaines.

1.2.2 Les surcharges

Les surcharges se produisent lorsque la demande en électricité dépasse la capacité nominale des équipements de distribution, ce qui entraîne une surchauffe et peut endommager les conducteurs et les transformateurs. Elles sont souvent causées par une augmentation imprévue de la consommation ou par des erreurs de dimensionnement du réseau.

1.2.3 Les défauts à la terre

Ce type de défaut se produit lorsqu'un des conducteurs entre en contact avec la terre. Cela entraîne une perte d'énergie et peut également endommager les équipements sensibles.

1.2.4 Les défauts d'isolement

Un vieillissement des équipements ou des facteurs environnementaux (humidité, pollution) peuvent dégrader l'isolation des câbles, entraînant des fuites de courant qui affectent l'efficacité du réseau.

1.3 Conséquences des pannes sur le réseau

Les pannes dans les réseaux de distribution peuvent avoir des répercussions à plusieurs niveaux :

1. Pertes économiques

Les interruptions de l'alimentation électrique entraînent souvent des pertes économiques significatives, en particulier pour les secteurs industriels et commerciaux qui dépendent de l'électricité pour la production. Les coupures fréquentes affectent également la compétitivité économique d'une région et entraînent des coûts supplémentaires pour les entreprises qui doivent recourir à des solutions de secours (groupes électrogènes, onduleurs).

2. Impact sur la qualité de service

Les défauts récurrents dans le réseau de distribution diminuent la fiabilité de l'alimentation électrique, ce qui entraîne des interruptions fréquentes. Cela affecte la satisfaction des utilisateurs et la réputation des gestionnaires de réseaux électriques. De plus, les variations de tension et les coupures intermittentes peuvent endommager les équipements sensibles, comme les ordinateurs et les systèmes industriels.

3. Conséquences techniques

Les pannes répétées peuvent également causer une dégradation des équipements, augmentant les besoins de maintenance et réduisant la durée de vie des infrastructures électriques. Les surcharges et courts-circuits non traités peuvent, en outre, causer des dommages majeurs aux transformateurs et aux lignes de distribution.

Ce premier chapitre met en lumière la complexité des réseaux de distribution, ainsi que la nature et les conséquences des défauts et pannes qui les affectent. Il montre également l'importance de mettre en place des systèmes de protection efficaces pour assurer la stabilité et la continuité du service, tout en minimisant les impacts économiques et techniques des interruptions d'alimentation.

Conclusion

Ce premier chapitre a permis d'établir un cadre théorique sur les systèmes de protection des réseaux de distribution. Nous avons mis en évidence les différentes sources de défauts, avec un accent particulier sur les contraintes environnementales spécifiques à la localité de Pobè. De plus, une revue des dispositifs de protection a été effectuée, soulignant leurs principes de fonctionnement et leurs limites dans un contexte où les infrastructures sont particulièrement exposées aux conditions climatiques et géotechniques.

Ces éléments théoriques constituent un socle pour les chapitres suivants, qui aborderont une analyse approfondie du réseau HTA de Pobè et proposeront des solutions adaptées pour renforcer sa résilience face aux pannes récurrentes.

CHAPITRE 2 :

SYSTEME DE PROTECTION CLASSIQUES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

4.1. Introduction

La protection des réseaux de distribution électrique est essentielle pour garantir la continuité du service, la sécurité des biens et des personnes, et la fiabilité des installations. Les systèmes de protection classique jouent un rôle crucial en détectant les défauts, en isolant les parties défectueuses et en minimisant l'impact des perturbations sur le réseau. Ce chapitre présente les principaux dispositifs et méthodes de protection classiques utilisés dans les réseaux de distribution.

4.2. Principes de Base des Systèmes de Protection

Les systèmes de protection visent à surveiller et à protéger le réseau contre des anomalies telles que les courts-circuits, les surcharges, et les défauts à la terre. Les équipements de protection se basent sur plusieurs principes clés :

Détection des Défauts : Utilisation de dispositifs capables de détecter des variations anormales de courant ou de tension.

- **Sélectivité** : Capacité de n'isoler que la partie défectueuse du réseau pour minimiser les coupures.
- **Fiabilité** : Assurer une protection efficace en toutes circonstances.
- **Rapidité** : Intervention rapide pour réduire la durée des perturbations.
- **Stabilité** : Éviter des déclenchements injustifiés causés par des variations temporaires normales.

4.3. Types de Défauts dans les Réseaux de Distribution

Les réseaux de distribution peuvent être sujets à plusieurs types de défauts :

- Défauts Monophasés : Un seul conducteur est mis en défaut.
- Défauts Biphasés : Deux conducteurs sont mis en défaut.
- Défauts Triphasés : Trois conducteurs sont mis en défaut simultanément.
- Défauts à la Terre : Courant de fuite vers la terre causée par un défaut d'isolement.

4.4. Dispositifs de Protection Classiques

Plusieurs dispositifs sont couramment utilisés pour la protection des réseaux de distribution :

4.5. Les Fusibles

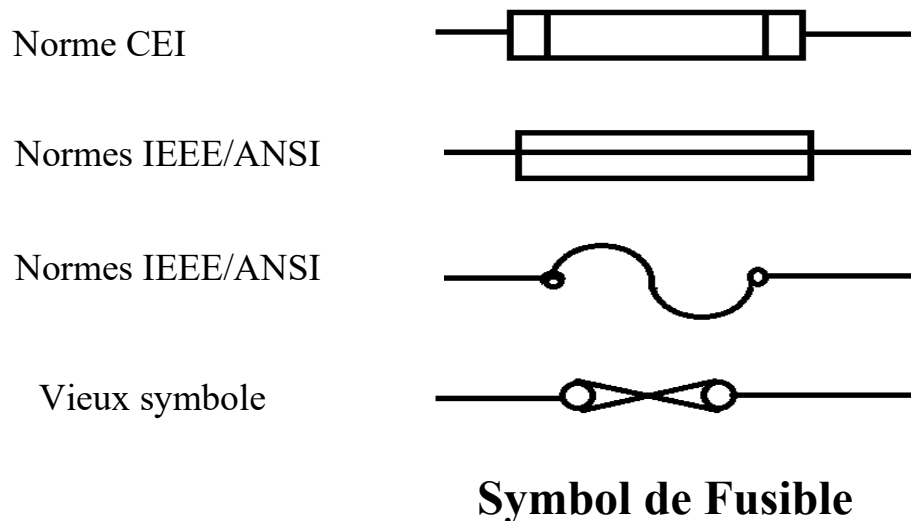


Figure 3 : Schéma d'un fusible

Les fusibles sont les dispositifs de protection les plus simples et les plus utilisés pour les réseaux basse tension. Leur rôle est de fondre en cas de surintensité afin de couper l'alimentation électrique de la ligne défectueuse. Ils présentent plusieurs avantages :

- Simplicité de mise en œuvre.
- Faible coût.
- Réactivité en cas de défaut.

Cependant, leur manque de capacité à se réarmer automatiquement et à offrir une sélectivité fine limite leur utilisation aux réseaux de faible puissance.

4.6. Les Disjoncteurs

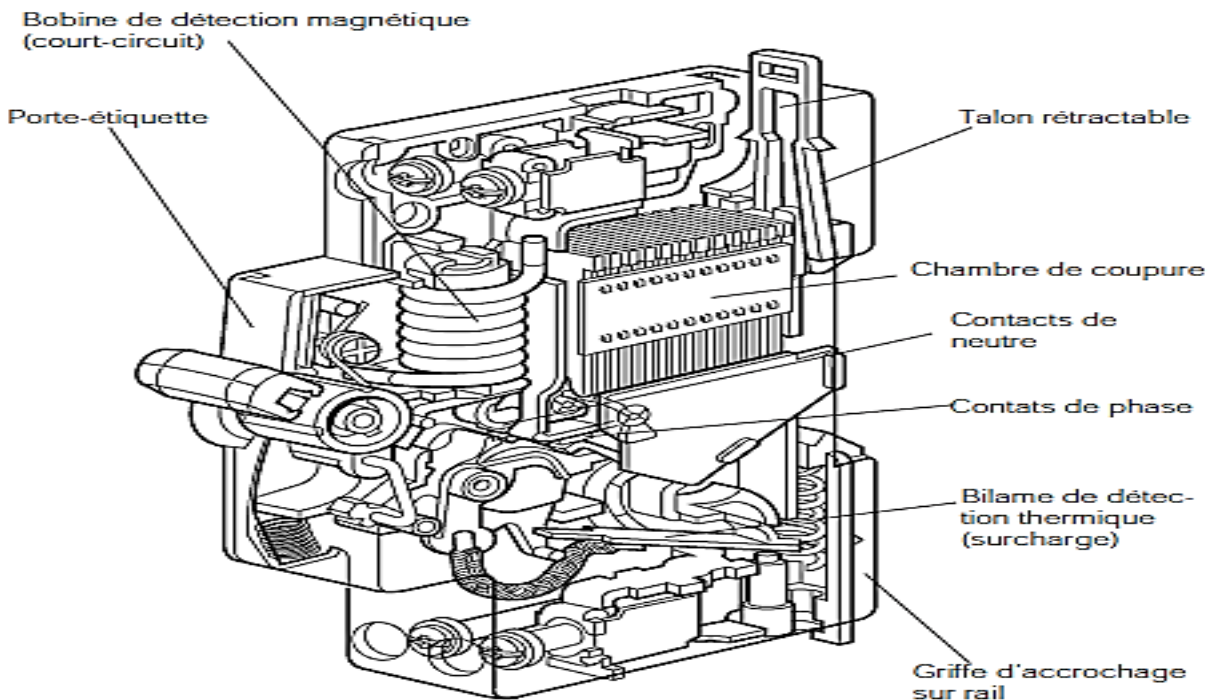


Figure 4 : Schéma d'un Disjoncteur. [10]

Les disjoncteurs sont des dispositifs de protection qui détectent les surintensités et les courts-circuits pour isoler automatiquement la partie défectueuse du réseau. Ils existent en plusieurs types :

- Disjoncteurs Magnétothermiques : Protègent contre les surcharges et les courts-circuits.
- Disjoncteurs Différentiels : Protègent contre les fuites de courant à la terre.

Ils sont couramment utilisés sur les réseaux moyenne et haute tension en raison de leur capacité à se réarmer et à offrir une meilleure sélectivité.

4.7. Les Relais de Protection

Les relais de protection sont des dispositifs qui surveillent les paramètres électriques (courant, tension, fréquence) pour détecter des anomalies. Ils commandent le

déclenchement des disjoncteurs en cas de défaut. Les principaux types de relais utilisés sont :

- Relais de surintensité : Détectent des courants anormalement élevés.
- Relais de distance : Utilisent la mesure de l'impédance pour localiser un défaut.
- Relais directionnels : Identifient la direction du défaut pour une sélectivité accrue.

4.8. Les Sectionneurs

Les sectionneurs sont utilisés pour isoler une partie du réseau après la détection d'un défaut. Ils ne sont pas capables de couper des courants de court-circuit, mais permettent de sécuriser une ligne en la séparant physiquement du réseau.

4.8.1. Méthodes de Protection Classiques

Plusieurs méthodes sont mises en œuvre pour protéger efficacement un réseau de distribution :

4.8.2. Protection par Surintensité

La protection par surintensité consiste à surveiller les niveaux de courant sur une ligne. En cas de dépassement d'un seuil prédéfini, les dispositifs de protection (fusibles, disjoncteurs) interviennent pour couper l'alimentation. Cette méthode est simple mais peut manquer de précision pour localiser exactement le défaut.

4.8.3. Protection par Différentielle

Cette méthode utilise des relais différentiels pour détecter des courants de fuite à la terre. Elle est particulièrement efficace pour identifier des défauts d'isolement et pour assurer la sécurité des personnes et des équipements.

4.8.4. Protection par Distance

Utilisée principalement pour les réseaux haute tension, la protection par distance mesure l'impédance de la ligne pour déterminer la distance du défaut par rapport à

un point de référence. Cette méthode permet une localisation plus précise des défauts et est souvent combinée avec des relais directionnels pour une meilleure sélectivité.

4.9. Avantages et Limites des Systèmes de Protection Classiques

4.9.1. Avantages

- **Simplicité** : Les dispositifs classiques sont souvent simples à mettre en œuvre et à maintenir.
- **Fiabilité** : Fonctionnement éprouvé depuis de nombreuses années.
- **Coût** : Solutions généralement moins coûteuses comparées aux systèmes avancés.

4.9.2. Limites

- **Manque de Flexibilité** : Les dispositifs classiques ne permettent pas une adaptation automatique aux variations du réseau.
- **Réaction Limitée aux Défauts Complexes** : Les systèmes classiques peuvent avoir des difficultés à traiter des défauts complexes ou intermittents.
- **Maintenance Manuelle** : Certaines protections nécessitent une intervention manuelle pour être réarmées après un défaut.

4.10. Conclusion

Les systèmes de protection classiques constituent la base de la protection des réseaux de distribution. Bien qu'efficaces et économiques, ils montrent des limites face aux défis modernes de fiabilité et de flexibilité. L'évolution des réseaux de distribution, avec une intégration croissante de sources d'énergie renouvelable et des charges non linéaires, nécessite des solutions plus sophistiquées, ce qui appelle à l'étude des systèmes de protection avancés dans les chapitres suivants.

Ce chapitre sert de base pour comprendre les systèmes de protection et les défis associés, en vue de justifier l'évolution vers des solutions plus modernes et adaptées aux besoins actuels des réseaux de distribution électrique.

CHAPITRE 3 :

ÉTUDE DES SYSTEMES DE PROTECTION AVANCES

3.1. Introduction

Les systèmes de protection avancés ont évolué pour répondre aux exigences accrues des réseaux de distribution modernes. Avec l'émergence des réseaux intelligents (smart grids) et l'intégration des énergies renouvelables, les technologies de protection traditionnelles montrent des limites en termes de réactivité, de flexibilité et de précision. Les technologies modernes visent à surmonter ces limites grâce à des outils plus sophistiqués, offrant une meilleure surveillance, analyse et prise de décision automatique.

3.2. Les relais numériques

Contrairement aux relais électromécaniques traditionnels, les relais numériques ou relais intelligents utilisent des microprocesseurs pour analyser en temps réel les données issues du réseau (tension, courant, fréquence) et prendre des décisions rapides concernant les interruptions de service en cas de défaut. Ces relais présentent plusieurs avantages :

- Précision : Ils permettent de détecter plus précisément des anomalies dans le réseau, en analysant des données complexes avec des algorithmes avancés.
- Rapidité : Ils réagissent plus rapidement aux défauts, minimisant ainsi les risques d'endommagement des équipements et réduisant les temps de coupure.
- Flexibilité : les relais numériques peuvent être programmés pour répondre à des besoins spécifiques du réseau, tels que l'intégration de sources d'énergie décentralisées comme le solaire ou l'éolienne.

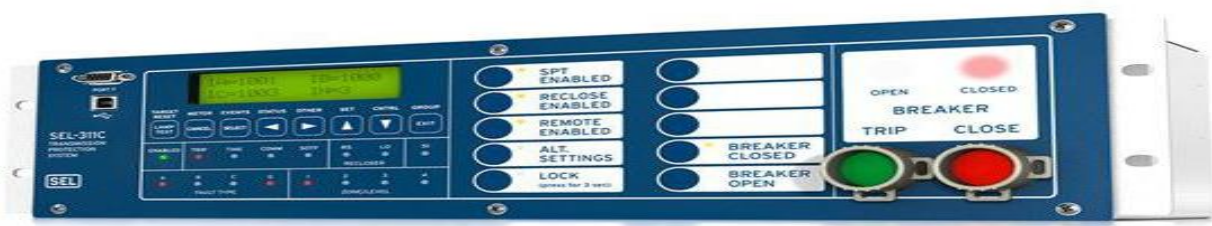


Figure 5 : Schéma d'un Relais numérique. [10]

3.2.1. Les Capteurs Intelligents ou (smart sensors)

Les relais Intelligents utilisent des microprocesseurs pour analyser en temps réel les données issues du réseau (tension, courant, fréquence) et prendre des décisions rapides concernant les interruptions de service en cas de défaut. Ces relais présentent plusieurs avantages :

Précision : Ils permettent de détecter plus précisément les anomalies dans le réseau, en analysant des données complexes avec des algorithmes avancés.

- Rapidité : Ils réagissent plus rapidement aux défauts, minimisant ainsi les risques d'endommagement des équipements et réduisant les temps de coupure.
- Capteur intelligent
- Flexibilité : Les relais numériques peuvent être programmés pour répondre à des besoins spécifiques du réseau, tels que l'intégration de sources d'énergie décentralisées comme le solaire ou l'éolien.

3.2.2. Les capteurs intelligents (Smart Sensors)

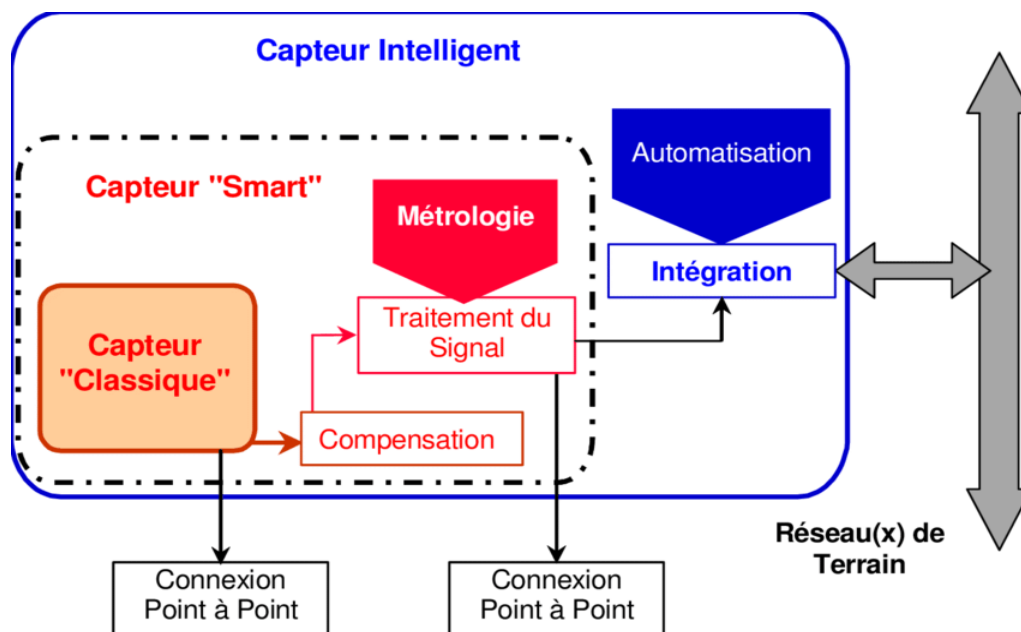


Figure 6 : Schéma de capteur intelligent. [10]

Les capteurs intelligents constituent un élément clé des systèmes de protection avancé. Ils permettent de surveiller en temps réel l'état du réseau de distribution en

mesurant des paramètres critiques comme la température, la tension, et l'humidité. Ces capteurs peuvent être intégrés dans les lignes de distribution et les postes de transformation pour anticiper les défauts avant qu'ils ne se produisent.

Les avantages incluent :

- Détection précoce des anomalies : Les capteurs peuvent repérer les signes avant-coureurs d'une défaillance (comme une surchauffe ou un isolement défectueux) et envoyer des alertes aux opérateurs ou aux relais numériques.
- Optimisation de la maintenance : Ils permettent une maintenance prédictive, évitant les interruptions coûteuses en anticipant les défaillances des composants du réseau.

3.2 Méthodes d'identification et d'isolation des défauts

Avec l'augmentation des réseaux de distribution interconnectés et la complexité croissante des flux d'énergie, la détection et l'isolation rapide des défauts sont devenues essentielles pour maintenir la stabilité du système. Plusieurs méthodes avancées ont été développées pour améliorer cette capacité.

3.2.1 Algorithmes de détection de défauts

Les algorithmes modernes utilisés pour la détection de défauts dans les réseaux électriques reposent sur des modèles mathématiques et statistiques pour analyser les fluctuations de courant et de tension. Parmi les techniques les plus répandues, on trouve :

- Les algorithmes basés sur les ondelettes : Ils permettent de décomposer le signal électrique en différentes échelles et fréquences afin de repérer les anomalies liées à un défaut dans le réseau.
- Les techniques de traitement du signal : Ces techniques analysent les perturbations transitoires dans les signaux électriques pour localiser précisément l'endroit où un défaut s'est produit

Ces algorithmes permettent de détecter rapidement les défauts et d'envoyer des signaux aux systèmes de protection pour enclencher des actions correctives.

3.2.2 Utilisation de l'intelligence artificielle (IA) et du machine learning

Avec l'essor des réseaux intelligents, l'intelligence artificielle joue un rôle de plus en plus important dans l'amélioration des systèmes de protection. La machine learning, par exemple, permet de prédire et d'identifier les défauts en se basant sur des données historiques et en détectant des modèles complexes dans les opérations du réseau. Cela inclut :

- La reconnaissance de motifs : L'IA est capable de repérer des anomalies subtiles dans le comportement du réseau, souvent invisibles aux systèmes traditionnels.
- L'amélioration des diagnostics : Grâce à la capacité d'apprentissage continu, les algorithmes d'IA peuvent affiner leurs décisions au fil du temps, offrant ainsi une protection de plus en plus précise et fiable.

3. 3 Systèmes de protection autonomes

L'évolution vers des systèmes de protection autonomes constitue une étape majeure dans la gestion des réseaux de distribution. Contrairement aux systèmes centralisés traditionnels, ces technologies permettent une réponse décentralisée, réduisant les délais d'intervention et améliorant la résilience des réseaux face aux pannes.

3.3.1 Micro-réseaux (Microgrids) et systèmes décentralisés

Les micro-réseaux sont des sous-réseaux localisés capables de fonctionner de manière autonome ou en connexion avec le réseau principal. Grâce à des systèmes de protection locaux, ces micro-réseaux peuvent détecter, isoler et corriger les défauts sans affecter l'ensemble du réseau. Les avantages incluent :

- Résilience accrue : En cas de panne dans une partie du réseau, le micro-réseau peut s'isoler et continuer à fonctionner de manière autonome.

- Intégration des énergies renouvelables : Ces systèmes sont particulièrement adaptés à l'intégration de sources d'énergie renouvelables, qui nécessitent des technologies de protection flexibles et réactives.

3.3.2 Avantages des systèmes autonomes dans la gestion des pannes

Les systèmes de protection autonomes permettent une plus grande flexibilité en s'adaptant aux changements de charge et en assurant une distribution d'énergie plus résiliente. Ils utilisent souvent des relais intelligents et des capteurs distribués pour détecter les défauts et réagir rapidement à des perturbations locales sans devoir passer par un centre de contrôle centralisé. Cela réduit considérablement le temps de réponse et minimise l'impact des pannes sur les consommateurs.

3.3.3. Conclusion

Ce chapitre montre comment les systèmes de protection avancés transforment la manière dont les défauts et pannes sont gérés dans les réseaux de distribution. Grâce à des technologies comme les relais numériques, les capteurs intelligents et les algorithmes d'intelligence artificielle, ces systèmes offrent des solutions plus rapides, plus précises et plus efficaces pour assurer la continuité du service électrique et la protection des infrastructures.

CHAPITRE 4 :

PROPOSITIONS D'AMELIORATION POUR LA

PROTECTION DES RESEAUX DE

DISTRIBUTION

(CAS DE LA LIGNE HTA POBE-ONIGBOLO)

4.1. Introduction

Ce chapitre vise à proposer des solutions concrètes pour améliorer la protection du réseau de distribution HTA de Pobè-Onigbolo. L'étude de cas porte sur la ligne de distribution qui subit des pannes fréquentes, souvent liées à des supports endommagés en raison du sol hydromorphe, ainsi qu'à des câbles HTA tendus ou présentant une grande flèche. Pour pallier ces problèmes, plusieurs systèmes et stratégies de protection sont envisagés afin de renforcer la fiabilité et la stabilité du réseau.

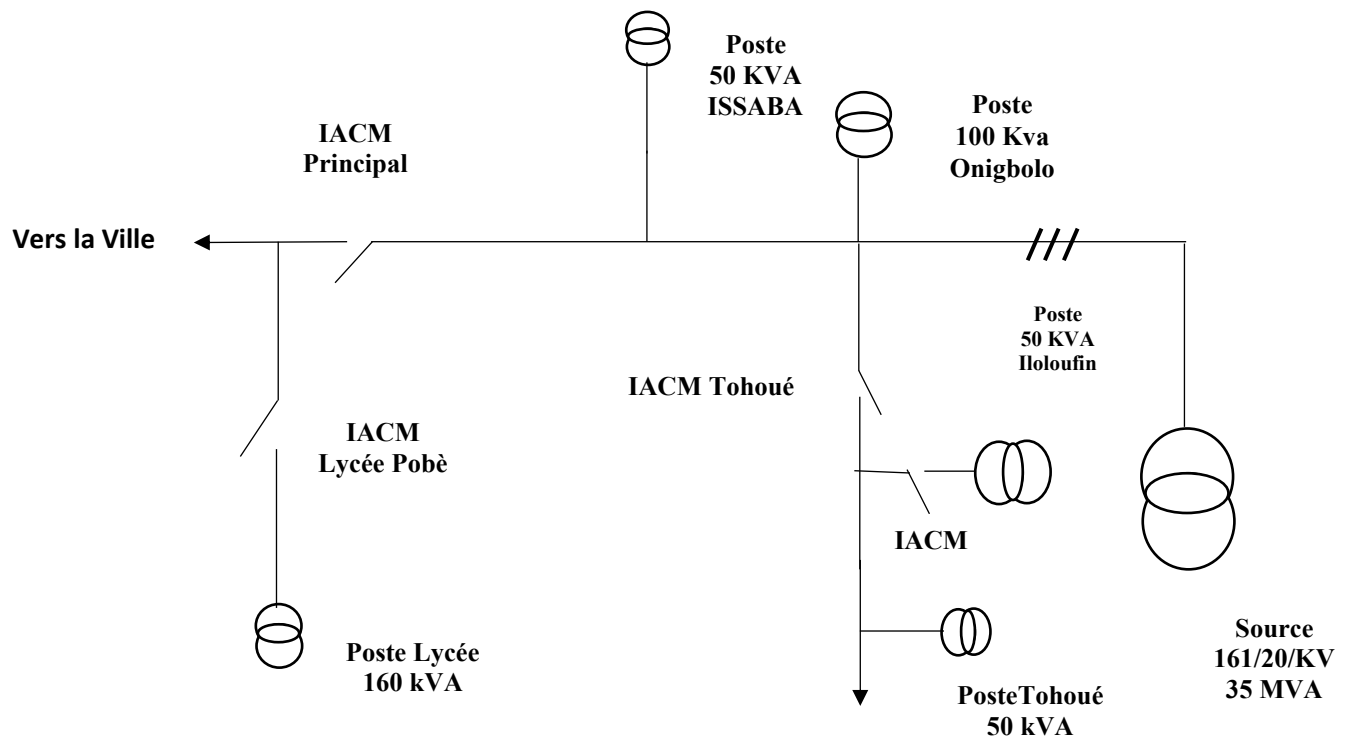


Figure 7 : Ligne HTA 20 KV Pobè-Onigbolo. [10]

4.1. Analyse des Défaillances Actuelles et des Risques

4.1.1. Impact du Courant Réactif

- La compensation inadéquate du courant réactif contribue à l'instabilité de la tension dans le réseau et à des pertes accrues. Cela affecte l'efficacité des équipements et la fiabilité de la distribution.

4.1.2. Systèmes de Protection Actuelle

- Évaluation des relais de protection actuels : Identification de leurs limites face aux défaillances locales.
- Manque de surveillance en temps réel pour anticiper les pannes potentielles.

4.2. Solutions de Renforcement des Supports et des Câbles

4.2.1. Renforcement des Supports avec des Fondations Adaptées

❖ Choix de matériaux

Utilisation de supports plus robustes avec des fondations renforcées pour résister aux mouvements du sol hydromorphe. Les fondations profondes ou en béton armé sont recommandées. : Plan d'action pour remplacer progressivement les supports vieillissants ou endommagés par des structures adaptées.

4.2.2. Réglage et Renforcement des Câbles

❖ Tension des câbles

Ajustement de la tension des câbles pour éviter les flèches excessives. Introduction de tendeurs dynamiques pour maintenir une tension constante.

Schéma d'un tendeur dynamique



Figure 8 : Schéma d'un Tendeur dynamique

❖ Protection mécanique

Installation de dispositifs pare-foudre et de protections physiques sur les sections vulnérables.

4.3. Amélioration de la Compensation du Courant Réactif

4.3.1. Formule pour calculer le courant réactif

Le courant réactif (I_Q) est la composante du courant lié à la puissance réactive (Q) dans un circuit électrique. Il est perpendiculaire au courant actif (I_Q) qui est associé à la puissance active (P).

La formule du courant réactif (I_Q) dépend du type de charge et des grandeurs du système.

En général, le courant réactif est lié à la puissance réactive (Q) et la Tension (U) du système :

➤ Cas général pour un système monophasé

$$I_Q = \frac{Q}{U} \quad (1)$$

Où :

- I_Q : courant réactif (en Ampère, A)
- Q : Puissance réactive (en Volt-Ampères réactifs, VAR)
- U : Tension efficace (en Volts, V)

➤ Cas d'un système triphasé équilibré

$$I_Q = \frac{Q}{\cos\alpha U \sqrt{3}} \quad (2)$$

Où :

- U est la tension simple (en volt, V) ou tension composée selon les données du réseau ;
- $\cos\alpha$ est le facteur de puissance.

➤ Relation avec impédance

Si l'impédance (Z) du circuit est connue et la composante réactive (X) est dominante :

$$I_Q = \frac{U}{X} \quad (3)$$

Où :

$$X = 2\pi f L \text{ (réactance inductive) Ou } X = \frac{1}{2\pi f c} \text{ (réactance capacitive)} \quad (4)$$

Schéma de bancs de condensateurs automatique



Figure 9 : Schéma de bancs de condensateurs automatique. [6]

- Intégration de ces systèmes dans les sous-stations locales pour garantir une Compensation continue et adaptée aux variations de la charge.

4.3.2. Introduction de Régulateurs de Tension

- Installation de régulateurs de tension pour maintenir la stabilité des niveaux de tension malgré les variations du réseau.

Schéma de Régulateur de tension

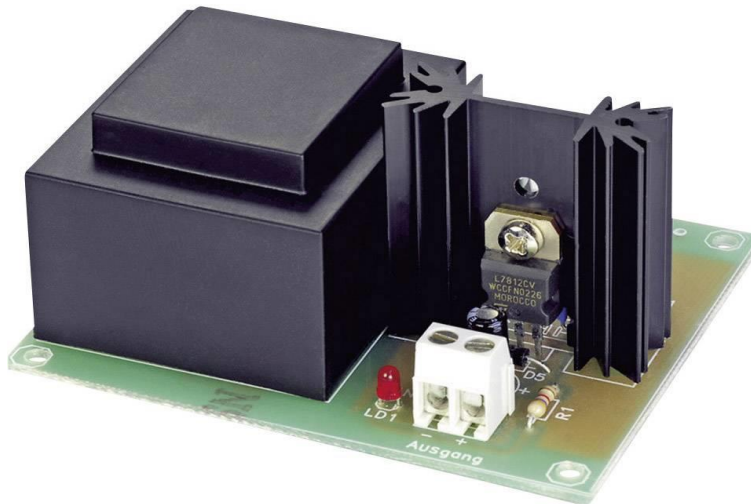


Figure 10 : Schéma d'un Régulateur de tension. [6]

- Utilisation de transformateurs à réglage automatique pour ajuster la tension selon la charge.



Figure11 : Transformateur à réglage. [6]

4.4. Mise en Œuvre de Systèmes de Protection Avancés

4.4.1. Relais Numériques avec Communication Intégrée

- Remplacement des relais électromécaniques par des relais numériques capables de détecter et d'isoler les défauts de manière plus précise.
- Utilisation de relais intelligents pour permettre une communication avec le centre de contrôle et réduire le temps de réponse.

4.4.2. Systèmes de Surveillance IoT pour Maintenance Prédictive

- Capteurs IoT : Installation de capteurs le long des lignes HTA pour surveiller en temps réel les tensions, les courants et les températures.
- Maintenance Prédictive : Développement d'un système de maintenance prédictive basé sur l'analyse des données des capteurs. Cela permettrait de prévoir les pannes avant qu'elles ne surviennent.

4.5. Intégration de Réseaux Auto-réparateurs

4.5.1. Installation de Sectionneur Automatique

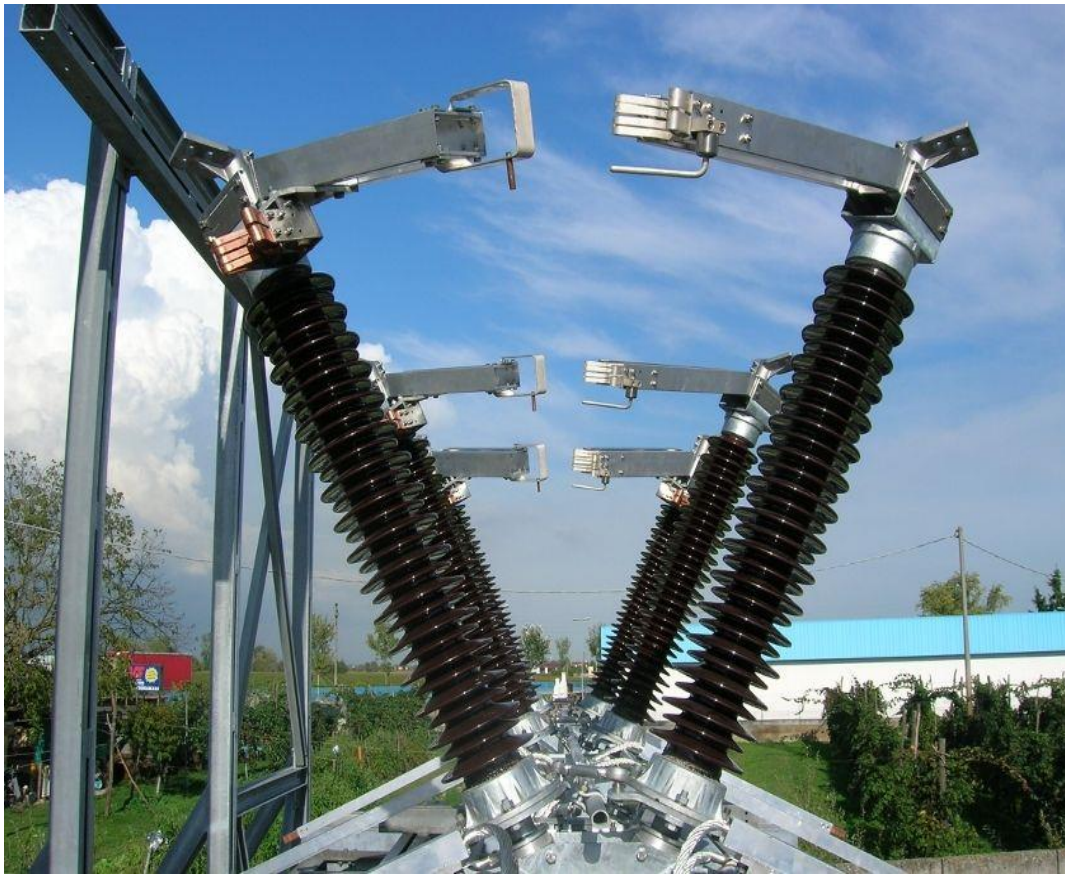


Figure12 : Schéma d'un Sectionneur automatique. [6]

- Division de la ligne HTA en sections isolées grâce à des sectionneurs automatiques pour permettre une meilleure isolation des défauts.
- Intégration de systèmes de reconduction automatique pour la remise en service rapide des sections non touchées par les défauts.

4.5.2. Configuration d'un Réseau Auto-Réparateur

- Développement d'un réseau auto-réparateur qui détecte les pannes et redirige automatiquement le courant pour maintenir l'alimentation des zones non affectées.

- Utilisation de SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) pour la gestion centralisée et l'automatisation des actions correctives.

4.5.3. Intégration d'un Système de Gestion de l'Énergie (EMS)

4.5.3.1. Surveillance et Gestion Énergétique

- Déploiement d'un EMS pour centraliser la surveillance et la gestion des flux de puissance dans la ligne HTA de Pobè-Onigbolo.
- Optimisation des systèmes de compensation réactive et des réponses aux pannes pour minimiser les pertes énergétiques.

4.5.3.2. Communication en Temps Réel

Utilisation de protocoles de communication modernes pour la transmission des données des capteurs IoT vers le système SCADA.

Formation du personnel technique à l'utilisation des nouveaux équipements et à l'interprétation des données pour une gestion efficace.

Ce chapitre a mis en évidence les différentes stratégies d'amélioration pour renforcer la fiabilité et la sécurité de la ligne HTA de Pobè-Onigbolo. Les solutions proposées, telles que le renforcement des supports, l'amélioration de la compensation du courant réactif et l'implémentation de systèmes de protection avancés, visent à minimiser les interruptions de service et à assurer une distribution électrique stable pour la région. La prochaine étape consiste à valider ces propositions à travers des simulations détaillées et des analyses de terrain pour affiner les recommandations finales.

- Intégration de systèmes de reconduction automatique pour la remise en service rapide des sections non touchées par les défauts.

4.5.3.3. Configuration d'un Réseau Auto-Réparateur

- Développement d'un réseau auto-réparateur qui détecte les pannes et redirige automatiquement le courant pour maintenir l'alimentation des zones non affectées.
- Utilisation de SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) pour la gestion centralisée et l'automatisation des actions correctives.

4.6 Surveillance et Gestion Énergétique

- Intégration d'un Système de Gestion de l'Énergie (EMS)
- Déploiement d'un EMS pour centraliser la surveillance et la gestion des flux de puissance dans la ligne HTA de Pobè-Onigbolo.
- Optimisation des systèmes de compensation réactive et des réponses aux pannes pour minimiser les pertes énergétiques.

4.7. Communication en Temps Réel

- Utilisation de protocoles de communication modernes pour la transmission des données des capteurs IoT vers le système SCADA.

Tableau 1 : Point des interruptions de l'année 2023. [10]

Mois	Depart	Poste source		Poste de répartition Onigbolo Année 2023					
		Déclenchement		Travaux		Delestage		Total	
		Nombre	Durées (min)	Nombre	Durées (min)	Nombre	Durées (min)	Nombre	Durées (min)
Janvier 2023	Pobè	13	433	04	417	19	50	36	900
Février 2023	Pobè	12	490	04	54	20	30	36	574
Mars 2023	Pobè	14	723	37	487	09	117	60	1327
Avril 2023	Pobè	20	843	37	503	07	281	64	1627
Mai 2023	Pobè	23	968	39	50	12	221	74	1239
Juin 2023	Pobè	19	488	39	857	08	95	66	1440
Juillet 2023	Pobè	14	482	17	98	01	30	32	610
Août 2023	Pobè	07	53	15	489	02	26	24	568
Septembre 2023	Pobè	20	238	38	258	14	341	72	837
Octobre 2023	Pobè	23	557	32	385	05	81	60	1023
Novembre 2023	Pobè	07	34	23	388	08	145	38	567
Décembre 2023	Pobè	05	144	23	232	12	466	40	842
Total		177	5453	308	4218	117	1883	602	11554

Ce tableau ci-dessus montre le nombre et les durées d'interruptions enregistrées sur le réseau électrique pobè-Onigbolo. En effet, les déclenchements et les coupures pour travaux sont dus à des pannes observées sur le réseau électrique tandis que les

délestages sont des pertes de la tension 63 kV dus à un black-out et parfois à l'état de détériorations du réseau. Dans le même temps la durée de déclenchement évolue en fonction de celle de coupure pour des travaux. Plus il y a déclenchements plus il faut faire des travaux pour remettre l'énergie électrique aux abonnés. Avec une durée totale d'indisponibilité de 11554 minutes ; soit 08 jours 34 minutes ou 192 heures, il est important de montrer que les clients dans ces localités souffrent énormément c'est-à-dire que ces localités battent le record d'indisponibilité dans la fourniture d'énergie électrique aux abonnés. Ce phénomène entraîne entre autres la détérioration des câbles, les isolateurs cassés, la corrosion des équipements, la création des points faibles, les supports inclinés, les portées tendues ou molles, et surtout le mécontentement des utilisateurs...etc. Afin de déceler ses problèmes à temps et limiter un tant soit peu le temps d'indisponibilité du réseau pour cause des travaux de réparation et de remise du courant aux abonnés, nous nous sommes portés vers l'étude et proposition d'un système avancé afin d'améliorer la performance du réseau de distribution électrique de Pobè-Onigbolo.

4.8. Intégration de IAT-CT

4.8.1. Définition

Un Interrupteur Aérien Télécommandé à creux de tension (IAT-CT) est un dispositif utilisé dans les réseaux électriques aériens, principalement pour améliorer la gestion des défauts et la qualité de service. Il permet de détecter les creux de tension, de réagir aux défauts, et d'être commandé à distance.

Définition détaillée :

1. Interrupteur Aérien Télécommandé (IAT) :

C'est un dispositif monté sur des lignes aériennes haute ou moyenne tension (HTA).

Il peut ouvrir ou fermer un circuit électrique à distance grâce à des commandes envoyées via des systèmes de communication (radio, fibre optique, GPRS, etc.).

2. Fonction "à creux de tension" (CT) :

Le dispositif détecte les creux de tension : une baisse momentanée de la tension en deçà d'un seuil prédéfini (souvent causée par des défauts transitoires ou des perturbations sur le réseau).

- Lorsque ces creux de tension sont identifiés, il peut :
- Déclencher l'ouverture du circuit pour isoler un segment défectueux.
- Permettre un ré-enclenchement automatique si le défaut est transitoire.

Caractéristiques principales :

- Protection et détection rapide : Il isole rapidement les zones de défaut pour éviter une panne généralisée.
- Télécommandable : Permet une gestion centralisée depuis un poste de contrôle, réduisant les temps d'intervention.
- Ré-enclenchement automatique : Peut tenter de rétablir l'alimentation après une courte période si le défaut est temporaire.
- Maintenance des réseaux aériens : Favorise une détection proactive des anomalies, surtout dans les zones sujettes à des intempéries ou des environnements critiques (comme les sols hydromorphes à Pobè).
- Applications typiques :
 - Réseaux HTA dans les zones rurales ou urbaines.
 - Protection des lignes contre les défauts transitoires ou permanents.
 - Amélioration de la fiabilité et réduction des durées de coupure d'électricité.

4.8.2. Choix de l'IAT-CT

Le choix de l'IAT-CT doit tenir compte des conditions suivantes :

- Niveau de tension du réseau ;
- Pouvoir de coupure de l'équipement ;

- L'emplacement où doit être installé le dispositif ;
- Niveau de pollution de la zone (embrun marin, poussière, humidité etc.)
- Traverse en caoutchouc silicone
- Les traverses sont fournies en caoutchoucs silicone pour assurer une longue durée de vie même dans les conditions climatiques extrêmes.
- Coffret de commande

Le coffret de commande à microprocesseur pour l'automatisation de la commande est conçu pour un montage sur poteau extérieur à un niveau bas sur le poteau pour faciliter l'accès. Le coffret de commande est muni d'un relai de détection des défauts de phase et de terre provenant des combinés de mesures (TC et TT). Les détails du journal des défauts et d'autres informations peuvent être stockés et transmis au SCADA via un modem GSM/GPRS. La figure 13 représente l'IAT-CT et son coffret de commande.

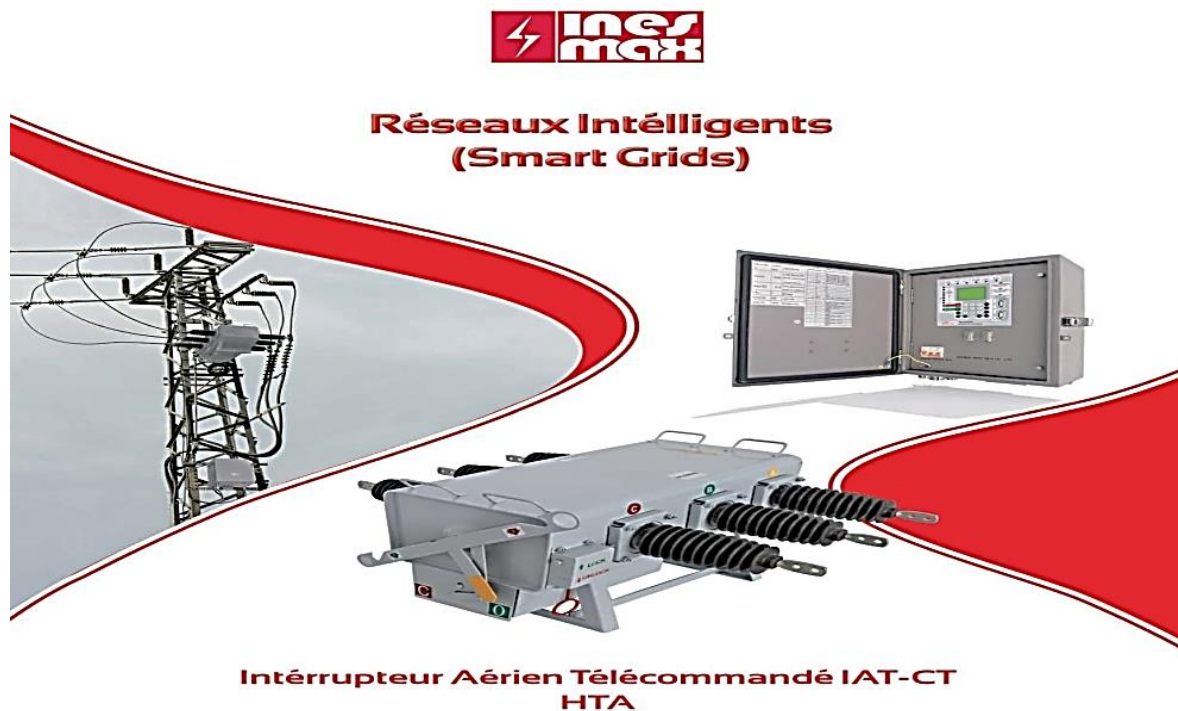


Figure 13 : IAT-CT et son coffret. [6]

4.8.3. Principe de fonctionnement

Le mécanisme de base est un mécanisme de fermeture à ressort et à ouverture rapide indépendant de l'opérateur au poste source. L'interrupteur peut être actionné manuellement ou avec un moteur intégré pour une commande à distance et ou locale. PM6 24 kV est un interrupteur-sectionneur conçu pour être monté sur tous types de poteaux et dans les zones très polluées. Il peut être installé en aérien rural et semi-urbain des réseaux de distribution jusqu'à 24 KV. La figure 3.6 présente le modèle d'installation d'un IAT-CT sur un poteau.

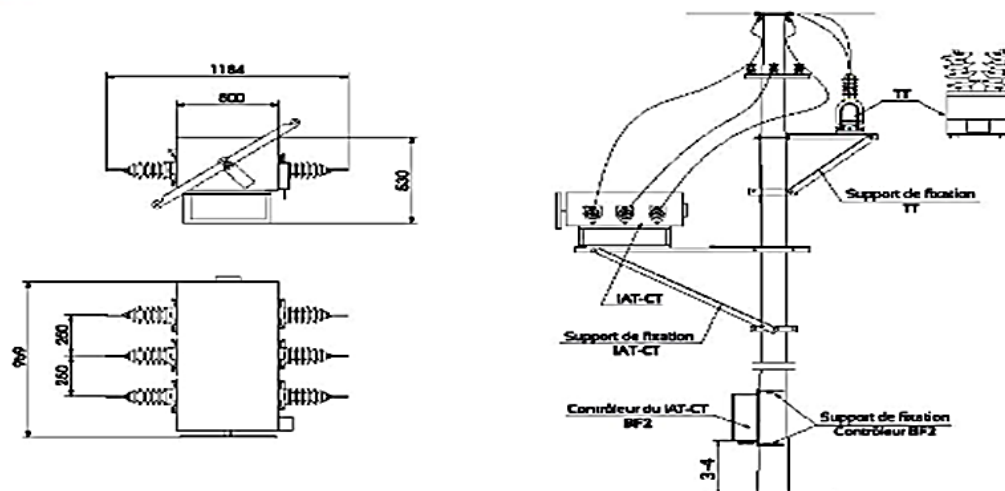


Figure 14 : Installation d'un IAT-CT sur Poteau

4.8.4. Présentation du réseau existant

Le réseau existant de la zone Pobè-Onigbolo est un réseau dont tous les organes de coupures sont essentiellement des IACM. Les IACM sont des organes de coupures manuels et ne disposent pas de système de protection.

4.8.5. Présentation du réseau modernisé

Le nouveau réseau proposé pour cette portion de la ligne n'est rien d'autre que l'ancien réseau dont tous les IACM cadran cette portion du réseau sont remplacés par des IAT-CT.

L'objectif principal de cette nouvelle disposition est de détecter et d'isoler automatiquement une artère en défaut. Ainsi c'est uniquement la partie concernée du réseau qui sera isolée sans affecter ni la source ni les autres artères.

Cette étude sera réalisée par le logiciel NEPLAN, un logiciel Perfectionné exploité par les gestionnaires du réseau électrique au Bénin (Producteur SBPE, Transporteur CEB et Distributeur SBEE).

4.8.6. Présentation du logiciel NEPLAN Version 5.5.5

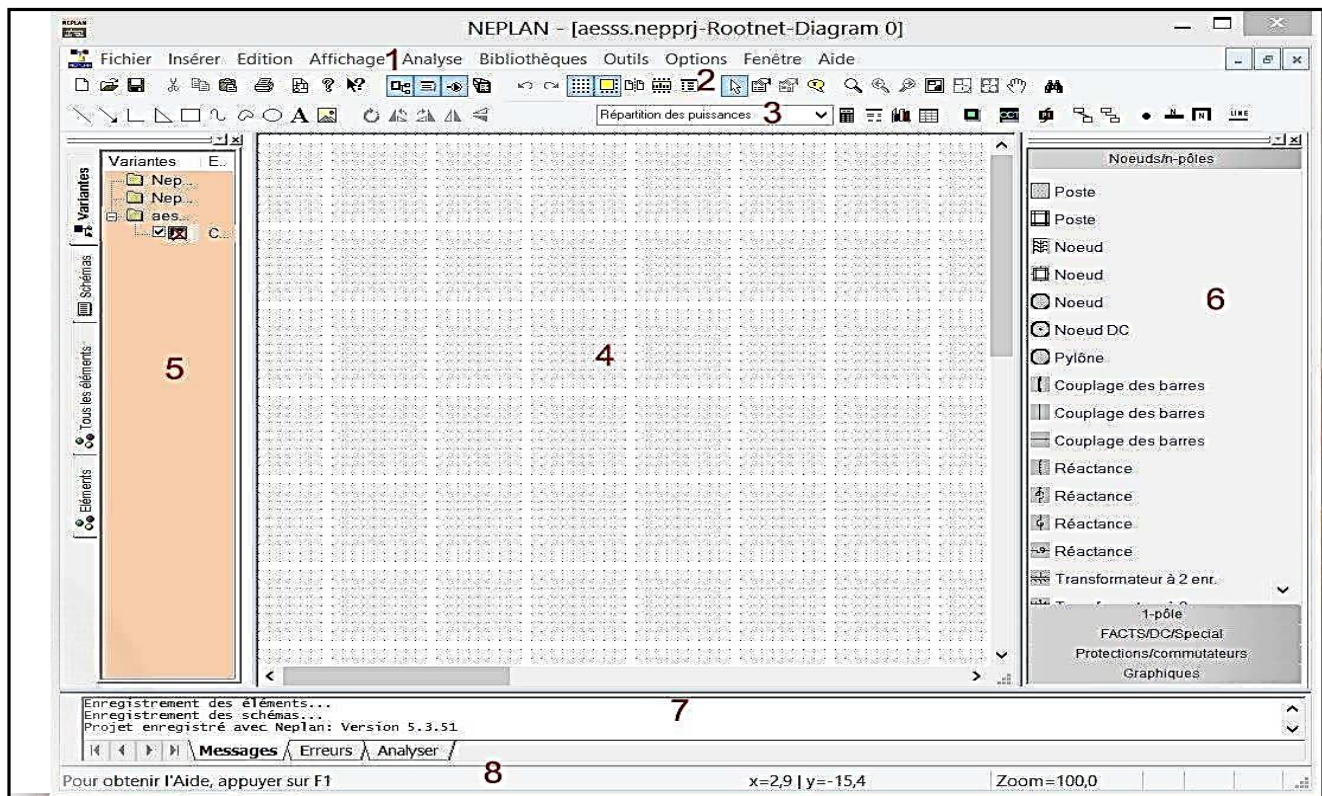


Figure 15 : Fenêtres opérationnelles de l'Interface utilisateur [22]

Pour la légende, les numéros désignent les fenêtres opérationnelles suivantes : [22]

1. Barre de titre
2. Barre des options du menu
3. Barre d'outils
4. Espace de travail devant
5. Gestionnaire des variantes

6. Fenêtre des symboles
7. Fenêtre des messages
8. Barre d'états, contenir les schémas et les tableaux de données

4.8.7. Présentation du réseau existant dans NEPLAN

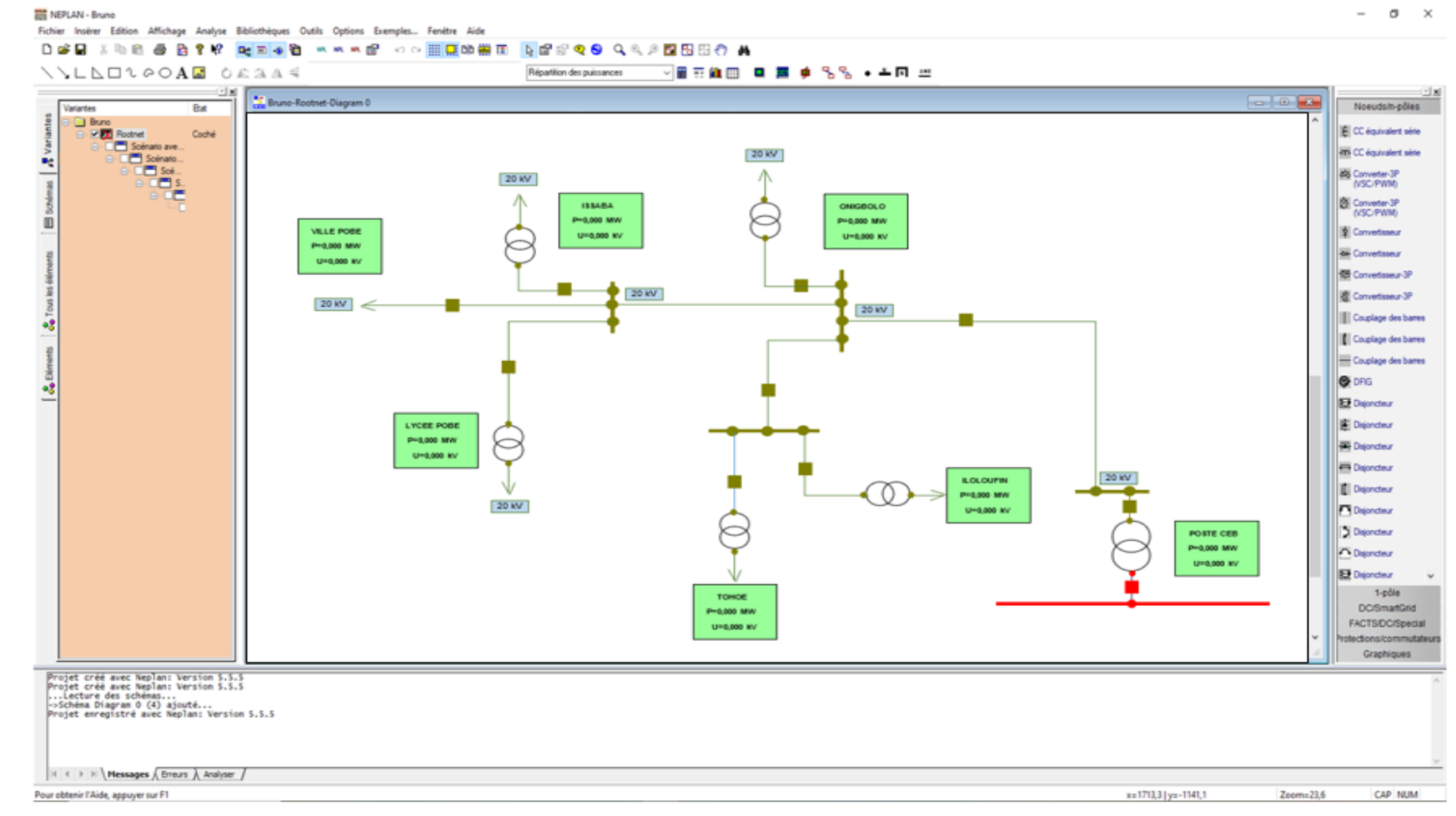


Figure 16 : Réseau existant dans NEPLAN

4.8.8. Simulation du réseau existant dans NEPLAN

L'apparition d'un défaut sur l'artère Tohoué a isolé tout le réseau de distribution de par l'ouverture du Disjoncteur 20 kV qui se trouve sur le départ de ce réseau dans le Poste source.

4.8.9. Simulation du réseau modernisé dans NEPLAN

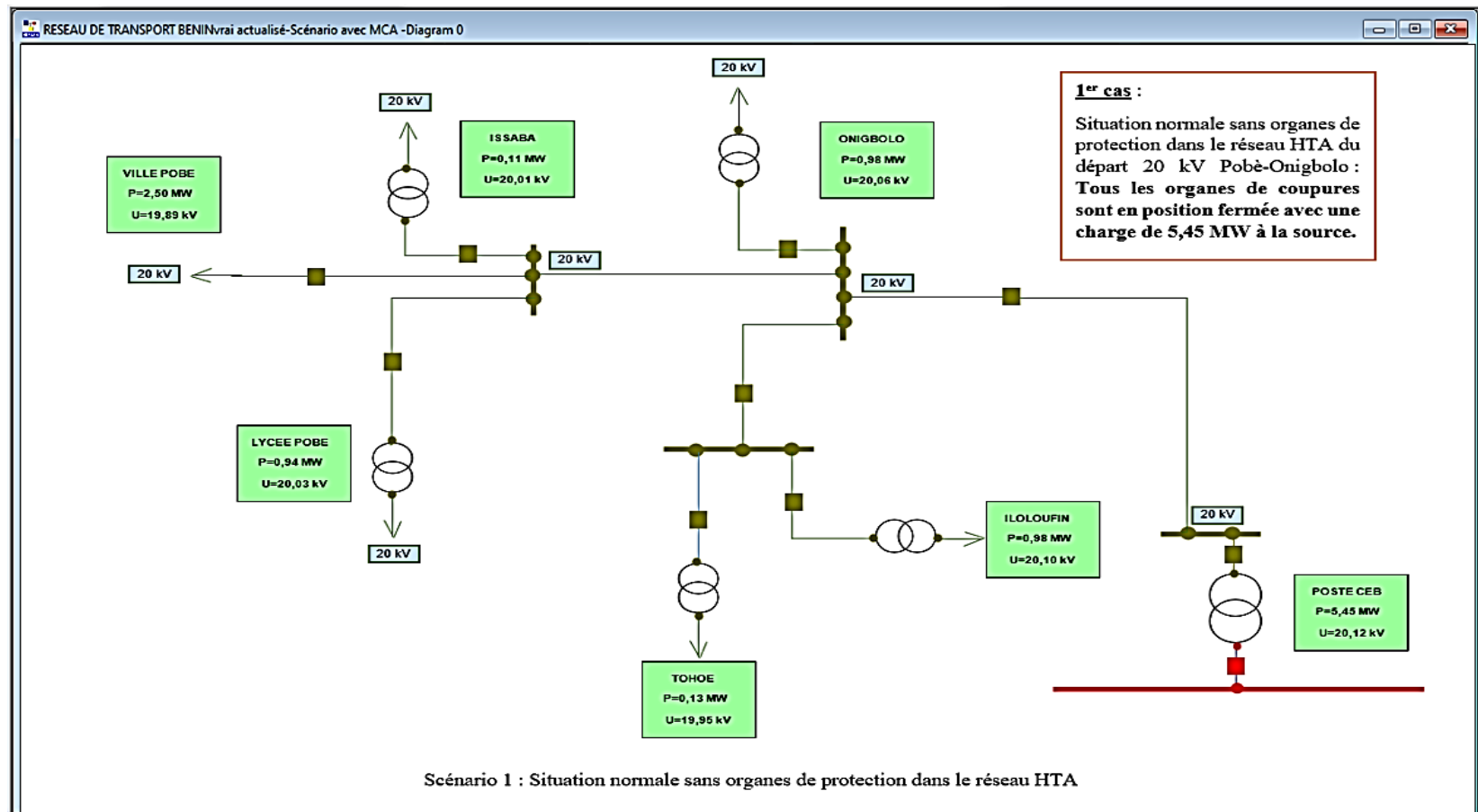


Figure 17 : Simulation normale sans organes de protection dans le réseau HTA

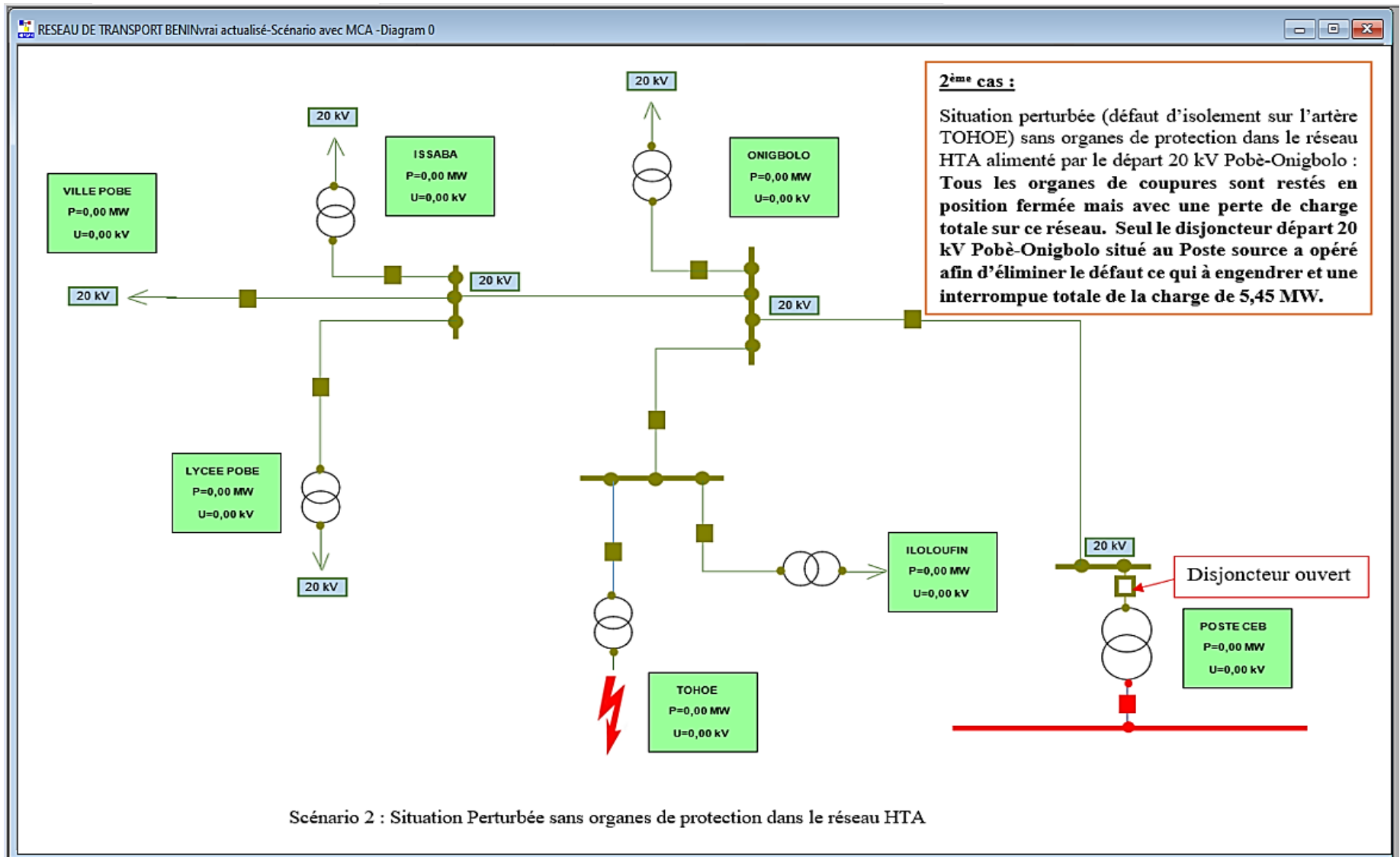


Figure 18 : Situation Perturbée sans organes de protection dans le réseau HTA

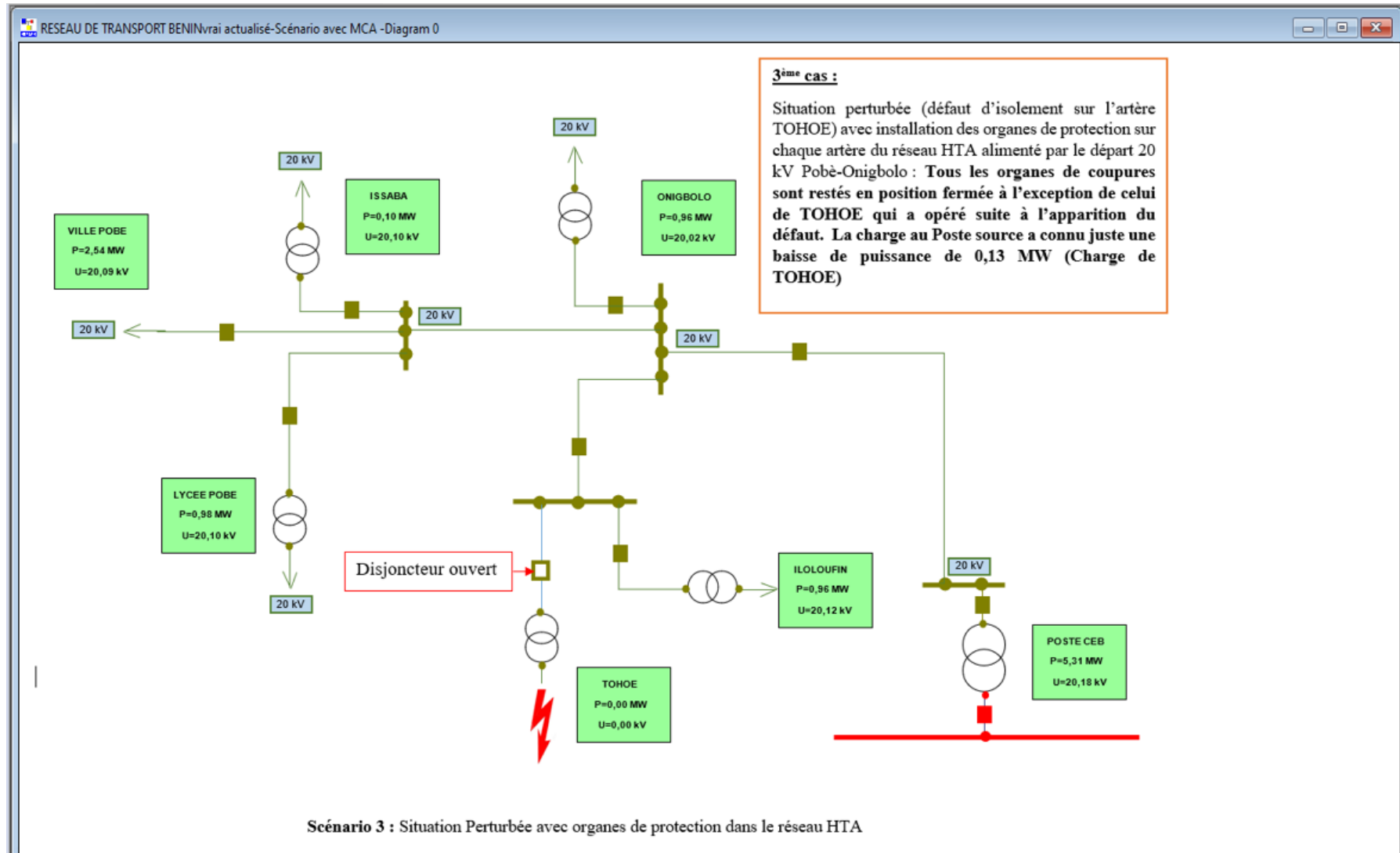


Figure 19 : Situation Perturbée avec organes de protection dans le réseau HTA

4.8.10. Résultat et discussions

4.8.10.1. Analyse du réseau électrique existant :

Sans même procéder à une simulation nous observons clairement qu'avec le réseau existant, nous enregistrons une perte totale de charge chaque fois qu'un défaut ou un incident survient dans le réseau. Voir scénario 2.

Exemple : Du fait qu'il n'existe pas d'organe de protection sur le dispositif de coupure, un défaut qui apparaît sur l'artère TOHOE de charge 0,13 MW est remontée à la source d'alimentation et tout le réseau s'est écroulé. Autrement dit pour seulement 0,13 MW nous avons perdu un réseau de charge totale de 5,45 MW.

4.8.10.2. Interprétation des résultats de simulation

Après la simulation d'un défaut sur la même artère de TOHOE mais cette fois, protégé par les IAT-CT, nous constatons que seul le tronçon en défaut est isolé du réseau, ce qui a permis de maintenir le reste du réseau en service. Notre simulation a été portée sur les recherches de panne et réparation courant le mois de mars 2023. Au cours du mois de mars, la SBEE a connu sur le départ HTA Onigbolo-Pobè un certain nombre de perturbation on peut citer :

- Phase mise à la terre par un oiseau coincé dans les cornes d'un éclateur
- Câble effiloché
- Câble tendu sur support
- Câble tendu rompu
- Supports incline
- Rupture de la ligne (câble HTA à terre)
- Isolateur VHT 22T cassé sur le tronçon I
- Support cassé par un camion
- Transformateur défectueux
- etc.

L'objectif est de montrer l'impact de la présence des IAT-CT dans la recherche de panne sur le réseau. Pour cela chaque motif d'interruption sera considéré comme un scénario pour évaluer le temps de recherche de panne avec le réseau modernisé.

4.8.10.3. Evaluation financière du coût de réalisation

Pour l'étude financière, nous avons considéré les interruptions du mois de Mai 2023. En effet l'objectif est de déterminer l'énergie non distribué par la SBEE pour cause d'interruption diverses en cas d'interruption sur la ligne HTA de Pobè-Onigbolo. Cette Energie permettra par la suite de déterminer le montant perdu au cours de l'année-là (2023).

4.8.10.4. Coût de fourniture et installation des IAT-CT

Pour la modernisation du réseau de Pobè-Onigbolo, nous avons prévu 08 IACT. Les coûts sont définis dans le tableau 2.

Tableau 2 : Coût de réalisation (Voir cahier de prix de cession SBEE de janvier 2022).

Désignation	Prix Unitaire	Quantité	Montant
Fourniture et installation des IAT-CT	5 847 663	08	46 781 304

La mise en place du réseau modernisé est estimée à quarante-six sept cent quatre-vingt et un mille trois cent quatre (46 781 304) francs CFA.

4.8.10.5. Estimation du cout annuel des pertes réalisées avec le réseau existant

La ligne HTA Pobè-Onigbolo a connu au cours de l'année 2023 près de 11554 minutes de perturbations liées aux défauts internes dans le réseau HTA de Pobè-Onigbolo et à entrainer chaque fois l'isolement de tout le réseau. [10]

Les 11554 minutes sont estimées à 192 heures d'interruption d'énergie électrique. Le tableau 3 présente le coût de l'énergie annuelle (2023) non distribuée.

Tableau 3 : Coût de l'énergie annuelle (2023) non distribuée

Durée de coupure annuelle 2022 (heure)	Puissance moyenne annuelle	Energie annuelle non vendue (kWh)	Tarif moyen SBEE (TTC) / kWh	Coût de l'énergie annuelle non vendue
192	6 000	1 152 000	150	172 800 000

L'énergie électrique annuelle non vendue au cours de l'année 2023 est estimée à cent soixante-douze millions huit cent mille (172 800 000) francs CFA.

4.8.10.6. Coût de l'approvisionnement de l'énergie non vendue

Le coût de l'approvisionnement de l'énergie électrique par la SBEE auprès de ses fournisseurs est estimé à 53 f/kWh TTC plus les frais de transport d'énergie.

Tableau 4 Coût de l'approvisionnement de l'énergie électrique.

Puissance moyenne annuelle (kW)	Durée annuelle de coupure (heure)	Tarif d'approvisionnement du kWh SBEE	Energie approvisionnée non vendue	Coût de l'énergie approvisionnée
6 000	192	53	1 152 000	61 056 000

L'énergie électrique annuelle approvisionnée non vendue au cours de l'année 2023 est estimée à soixante et un millions zéro cinquante six mille (61 056 000) francs CFA.

4.8.10.7. Comparaison du coût de réalisation et de l'énergie non vendue.

Le profit que la SBEE aurait réalisé si le réseau était modernisé est de soixante-quatre mille neuf cent soixante-trois mille (64 963 000) CFA. Voir tableau 4.

Tableau 5 : Comparaison Coût de réalisation et de l'énergie non vendue

Coût de l'énergie annuelle non vendue	Coût de l'énergie annuelle approvisionnée	Coût de fourniture et installation des IAT-CT	Profit
172 800 000	61 056 000	46 781 000	64 963 000

L'étude financière de la modernisation de ce réseau a révélé un gain de 64 963 000 (soixante-quatre millions neuf cent soixante-trois milles) francs à la SBEE pour les 12 premiers mois après l'investissement. Mais, après cette année, elle bénéficiera non seulement d'un meilleur retour sur investissement mais aussi une meilleure prestation de service dans la zone les années à suivre.

De toutes ces analyses financières, nous constatons que la modernisation du réseau sera non seulement bénéfique pour la SBEE, mais apportera aussi la fiabilité pour les consommateurs et offrira une facilité d'exploitation et de maintenance aux techniciens.

4.8.10.8. Conclusion

Le Chapitre 4 a proposé des améliorations concrètes pour renforcer la protection du réseau HTA Pobe-Onigbolo. Ces propositions incluent le renforcement des supports de ligne, la compensation du courant réactif avec des dispositifs modernes, et la mise en œuvre de systèmes de protection avancés tels que des relais numériques et des réseaux auto-réparateurs. Ces solutions visent à répondre directement aux défis identifiés tout en garantissant une meilleure stabilité, une fiabilité accrue du réseau et une bonne rentabilité financière pour la SBEE.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Ce mémoire a permis d'analyser en profondeur les défauts et pannes fréquents rencontrés sur le réseau HTA de Pobè (la ligne HTA Pobè-Onigbolo), notamment dus à des supports dégradés, des sols hydromorphes, des câbles mal ajustés, et une gestion inadéquate de la puissance réactive. Des solutions techniques ont été proposées pour améliorer la stabilité et la résilience du réseau, notamment à travers l'installation de supports renforcés, la compensation de la puissance réactive par des condensateurs, l'implantation de systèmes de surveillance intelligente, l'adoption de relais numériques et de réseaux auto-réparateurs. Ces propositions visent non seulement à corriger les défauts actuels, mais aussi à prévenir les pannes à long terme. Et a porté sur l'étude et la proposition de systèmes de protection avancés pour les réseaux de distribution, avec un focus particulier sur la ligne HTA Pobè-Onigbolo dans la commune de Pobè au Bénin.

PERSPECTIVES DE RECHERCHES FUTURES

- Études sur le Long Terme : Une évaluation à long terme de l'efficacité des systèmes de protection proposés est essentielle pour confirmer leur pertinence dans le contexte spécifique de Pobè. Un suivi des performances des dispositifs en conditions réelles permettra d'ajuster les solutions.
- Intégration de Sources d'Énergie Renouvelable : La ligne HTA de Pobè pourrait bénéficier de l'intégration de sources d'énergie renouvelable (solaire, éolien) pour améliorer la stabilité du réseau et réduire les pertes énergétiques liées à la compensation réactive.
- Développement d'un Réseau Intelligent : La mise en place d'un réseau intelligent (smart grid) pour la région pourrait offrir des solutions supplémentaires pour la surveillance et la gestion des pannes, avec une capacité d'adaptation aux fluctuations des charges et aux conditions météorologiques changeantes.

BIBLIOGRAPHIES

[1] Adel M. Sharaf et Mohammad A. Abido – "Power Quality and Protection of Distributed Power Networks Using Dynamic Voltage Restorer (DVR)". IEEE Transactions on Power Delivery, 2009.

- Cet article traite des solutions pour améliorer la qualité de l'alimentation électrique et la protection des réseaux de distribution, notamment par l'utilisation des dispositifs comme le DVR pour compenser les chutes de tension.

[2] B. Kasztenny, A. Guzmán – "Applying Distance Relays for Line Protection and Control". IEEE Power & Energy Magazine, 2006.

- Un ouvrage de référence pour la mise en œuvre des relais de protection numérique dans les systèmes de transmission et de distribution. Ce document a aidé à formuler les recommandations sur l'utilisation des relais numériques dans le réseau de Pobè.

[3] Paul M. Anderson – "Power System Protection". McGraw-Hill, 1999.

- Un manuel qui couvre l'ensemble des systèmes de protection utilisés dans les réseaux électriques. Il a été utilisé comme base pour comprendre les solutions de protection avancées adaptées aux réseaux HTA.

[4] Schneider Electric- "Technical Guide: Medium Voltage Distribution Network Solutions".

- Ce guide technique présente des solutions pour la protection et la gestion des réseaux de distribution moyenne tension. Il a inspiré les propositions de dispositifs comme les condensateurs automatiques et relais numériques pour le réseau de Pobè.

[5] Siemens – "Power Distribution Solutions with IoT and Digital Grid Technologies". Siemens Industry Report, 2020.

- Rapport décrivant l'importance des technologies numériques pour la surveillance et la gestion des réseaux électriques, incluant les capteurs IoT et systèmes SCADA.

[6] B. Bhargava, et al. – "Synchronized Phasor Measurement Systems for Protection and Control of Power Systems". IEEE Transactions on Power Systems, 2014.

- Cet article explore les technologies de mesure phasorielle synchronisée (PMU), et leur rôle dans la détection rapide des défauts et le contrôle avancé des réseaux électriques.

[7] John J. Grainger, William D. Stevenson – "Power System Analysis" (2nd Edition). McGraw-Hill Education, 1994.

- Cet ouvrage fondamental explique les aspects techniques des systèmes électriques, en particulier l'analyse des défauts et la stabilisation des réseaux de distribution.

[8] Hadi Saadat – "Power System Analysis". PSA Publishing, 2010.

- Ce livre a été utilisé pour la modélisation et la compréhension des flux de puissance dans les réseaux HTA, en particulier la gestion du courant réactif et ses impacts sur la stabilité du réseau.

[9] B. Shahabi – "Self-Healing Grids and their Application in Medium Voltage Networks". IEEE Power Engineering Review, 2018.

- Cet article a permis de comprendre les principes des réseaux auto-réparateurs, essentiels pour proposer des solutions adaptées aux pannes récurrentes dans la région de Pobè.

[10] Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie (ABERME) – "Rapport sur l'état des infrastructures électriques rurales au Bénin", 2021.

- Ce rapport a fourni des informations précieuses sur la situation du réseau HTA dans les zones rurales du Bénin, y compris à Pobè.

Ces références constituent la base théorique et pratique sur laquelle repose l'étude et les solutions proposées dans ce mémoire pour améliorer la protection du réseau de distribution HTA de Pobè contre les défauts et les pannes.

ANNEXES

❖ Présentation du cadre institutionnel (La SBEE)

La Société Béninoise d'Energie Electrique a été créée par décret N° 204-098 du 1^{er} Mars 2004 suite à la décision de séparation des deux activités EAU et ELECTRICITE émise par l'arrêté ministériel du 12 juin 2003.

❖ Historique

Les premières installations électriques ont vu le jour au Dahomey en 1948. Ces installations, faites par une équipe de Français et des locaux, étaient sous gérance en régie. Les conventions en date du 30 septembre 1955 et du 15 juin 1958 ont concédé la gérance de ces installations à la Compagnie Coloniale de Distribution d'Energie Electrique (CCDEE) qui était une société anonyme française dont le siège est à Yaoundé au Cameroun. Elle avait en charge la production et la distribution de l'énergie électrique dans quelques grandes villes comme Porto- Novo et Cotonou. Par suite, l'Etat Dahoméen lui a concédé l'adduction, le traitement et la distribution de l'eau. Les activités de la compagnie se sont progressivement étendues aux autres villes et environs.

Le 31 décembre 1970, la CCDEE a été rachetée par l'Etat Dahoméen qui confia sa gestion à une société nationale d'économie mixte. Cette politique a pour objectif l'obtention d'aide financière et technique importantes auprès des instances internationales. Par l'ordonnance N°73-13 du 07 février 1973, la CCDEE devient Société Dahoméenne d'Electricité et d'Eau (SDEE), ce qui met fin à la concession dont bénéficiait la CCDEE. Le 30 novembre 1975, suite au changement de dénomination de notre pays, la SDEE devient la Société Béninoise d'Electricité et d'Eau (SBEE), établissement public à caractère industriel et commercial.

A partir de 1998, le gouvernement de la république du Bénin s'est engagé dans une base de réforme institutionnelle des secteurs de l'électricité et de l'eau. C'est ainsi que par un arrêté ministériel du 12 juin 2003, il a été décidé la séparation des

activités ELECTRICITE ET EAU de l'ex- SBEE à compter du 1^{er} janvier 2004. La Société Nationale des eaux du Bénin (SONEB) a été créée par décret du 12 juin 2003 en vue de la reprise de la branche ELECTRICITE conformément aux nouvelles statuts élaborées par le décret N° 2004-098 du 1^{er} mars 2004.

Placée sous tutelle du ministère de l'Energie, la SBEE est une société à caractère industriel et commercial dotée d'une personnalité juridique. Elle jouit d'une autonomie financière et son capital est de dix milliards de francs CFA entièrement libéré par l'Etat Béninois. Avec l'avènement du deuxième compact du projet MCA II, la SBEE est passée sous gestion déléguée avec le groupe MHI (Manitoba Hydro International) et par ERANOVE depuis le 12 Janvier 2024.

❖ STATUT JURIDIQUE

Placée sous la tutelle du ministère de l'énergie, la SBEE est une société à caractère industriel et commercial doté de la personnalité juridique. Elle jouit d'une autonomie financière et son capital est de dix milliards de francs (10 000 000 000) CFA entièrement libéré par l'état béninois.

Elle est régie par les dispositions de la loi n° 88-005 du 26 mai 1988 relative à l'organisation et au fonctionnement des entreprises publiques et semi-publiques au Bénin et exerce son activité conformément aux lois et usages régissant le fonctionnement des sociétés privés et ses statuts particuliers.

Elle est inscrite au registre de commerce et de crédit mobilier sous le numéro R.C Cotonou N°736-B ; et à L'INSAE AU N)2514101173701. L'annonce légale est intervenue au journal officiel du Bénin du 04 juin 2004.

❖ Missions de la SBEE

La SBEE a pour mission principale d'assurer l'approvisionnement, production et la distribution de l'énergie électrique sur toute l'étendue du territoire national, l'exploitation et la maintenance de son réseau et raccorde sa clientèle. Elle a pour

obligation d'assurer la qualité et la disponibilité de l'énergie électrique à moindre coût.

❖ L'APPROVISIONNEMENT D'ENERGIE ELECTRIQUE.

La SBEE reçoit l'énergie électrique à partir des fournisseurs Ghanéen et Nigéria (TCN). Elle dispose également des centrales Thermiques dans le but de palier aux problèmes liés à la crise énergétique chaque fois que cela est nécessaire afin de réduire progressivement sa dépendance dans le secteur.

Les centrales fonctionnelles à ce jour sont :

- Parakou 14 MW installée et 12 disponibles
- Porto-Novo 12 MW installées et 10 disponibles
- Natitingou 12 MW installées et 08 disponibles
- Maria-Gléta 127 MW installées 120 disponibles

❖ Transport ET Distribution de l'Energie Electrique

La Communauté Electrique du Bénin (CEB) se charge du transport de l'énergie en 161KV et 63KV, par contre, la distribution s'effectue exclusivement par la SBEE sur 220/380V en basse tension puis en moyenne tension sur 15KV dans la zone de Cotonou, Porto-Novo et Ouidah, et sur 20KV dans le reste du pays.

❖ Structure Organisationnelle et Fonctionnelle

Elle est structurée comme suit (Voir Organigramme en annexe 1) :

U Conseil d'Administration (CA)

Organe suprême de direction au sein duquel l'administration centrale de l'Etat est fortement représentée, il définit la politique générale de l'entreprise en conformité avec les objectifs de développement socio-économiques du pays. Il examine et approuve les états financiers et le budget de la société. Il est composé de sept (07) membres dont le mandat est de quatre (04) ans renouvelables.

❖ Une Direction Générale (DG)

Elle a pour attributions de définir les orientations stratégiques et managériales de l'entreprise ; de concevoir et de négocier avec les directions les contrats d'objectifs pour atteindre des objectifs globaux ; d'entretenir les relations avec les institutions ; de coordonner les actions des directions centrales ; de définir l'organigramme général de l'entreprise ; d'initier les programmes d'investissement ; d'approuver et de valider pour rendre exécutoire l'ensemble des procédures de l'entreprise et enfin de représenter la société à l'extérieur.

❖ Comité d'Audit et Inspection

La cellule de contrôle des marchés publics (CCMP) et la Direction de l'Audit Interne (DAI) sont rattachées au Conseil d'Administration par le biais du Comité Audit et Inspection.

❖ Cellule de Contrôle des Marchés Publics

Elle est chargée de contrôler les opérations de passation de marchés et de procéder à la validation du plan de passation de marchés et des dossiers d'appel d'offres avant le lancement de l'appel à la concurrence.

• Direction des Audits internes (DAI)

Elle a pour objectif la révision des moyens dont dispose l'entreprise pour gérer et contrôler ses activités et se charge de sauvegarder le patrimoine de l'entreprise, d'évaluer le système de contrôle interne et d'examiner les comptes et les états financiers.

❖ Secrétariat Général

Le secrétariat général est chargé de la gestion des courriers, il représente la mémoire de l'entreprise et sert d'interface entre la société et son environnement externe. La Cellule de Communication et Relations Publiques, la Cellule Protocole et la Cellule Archive et Gestion Documentaire sont rattachés au Secrétariat Général.

❖ Direction Technique

- DME : Département des Mouvements d'Energie ;
- DSP : Département Suivi Projets ;
- DMO : Département Maintenance des Ouvrages ;
- DFP : Département Fiabilité et Performance.
- Départements Techniques

❖ Direction Commerciale et de la Clientèle

Elle s'occupe de toute information concernant la clientèle et procède au recouvrement des créances. En tout, elle élabore la politique commerciale de l'entreprise. Elle est aidée dans sa tâche par la direction Gestion Clientèle et la direction Lutte Pertes Commerciales et non Techniques.

Direction Techniques

Chargée de la coordination des activités techniques d'envergure importantes

❖ Deux directions techniques adjointes

Servant d'appui aux à la direction technique dans le Grand Nokoué et le Nord
Départements Techniques Zone Sud-Ouest et le Départements Techniques Zone.

❖ Directeur Etude Planification et Projet

Elle a pour mission de coordonner les différents projets de la société, de centraliser, de traiter, d'analyser et de diffuser toutes les informations nécessaires aux prises de décisions au sein de la société. Elle propose au Directeur Général des éléments de réflexions stratégiques et les statistiques.

❖ Une Direction du Patrimoine, Achats et Logistique (DPAL)

Elle est chargée de mettre à la disposition de tous les centres d'activités de la SBEE, les matériels, les équipements nécessaires à l'accomplissement de leurs missions et d'assurer la bonne gestion, la sauvegarde de tout le patrimoine de la société. Sous elle, la Personne Responsable des Marchés Publics (PRMP) qui est responsable de

la coordination des activités des structures impliquées dans la chaîne de passation et d'exécution des Marchés Publics.

❖ Une Direction de la Comptabilité et des Finances (DCF)

Elle élabore les états financiers, assiste la Direction Générale dans ses relations avec les institutions financières. Elle assure le contrôle des encaissements aux guichets des Directions Régionales.

❖ Une Direction des Systèmes d'Informations (DSI)

Elle est chargée de définir les orientations stratégiques du système d'informations en conformité avec la stratégie de la SBEE, de garantir la cohérence de la politique informatique de la SBEE, de coordonner, de conduire et de superviser toutes les prestations informatiques et les services propres à, l'automatisation du système d'information de la SBEE allant dans le sens de cette politique.

A ce titre, elle assure à travers ses services informatiques :

- la gestion du système d'informatique de la SBEE ;
- la formation du personnel à la pratique informatique.

❖ Une Direction des Ressources Humaines (DRH)

Son rôle est d'assurer la gestion administrative du personnel. Elle conçoit et met en œuvre la politique des ressources humaines de la société et une politique efficiente de communication.

❖ Une Direction de l'Ethique et de la Conformité (DEC)

Elle s'occupe des cas de malversation, des vols, des irrégularités, des cas de fraude de compteur etc.

❖ Dix Directions Régionales (DR)

Elles sont chargées de représenter le Directeur Général dans leurs départements respectifs, ils assurent la coordination entre la technique et le commercial

A savoir :

- Direction Régionale Ouémé-Plateau.

- Direction Régionale des Zou.
- Direction Régionale du Borgou.
- Direction Régionale de l'Atacora.
- Direction Régionale du Mono.
- Direction Régionale de l'Atlantique.
- Direction Régionale du Littoral.
- Direction Régionale de l'Alibori.
- Direction Régionale du Mono-Couffo.
- Direction Régionale de la Donga.

Elles sont chargées de représenter la SBEE dans leur localité respective,

❖ Présentation du poste de répartition d'Onigbolo

Le poste de répartition d'Onigbolo est situé dans l'enceinte de la CEB. La salle de répartition HTA comporte des cellules arrivées et départs avec une tension d'alimentation de 20KV sur chaque arrivée ce qui permet d'alimenter les deux départs en 20KV à savoir le départ Pobè et Kétou.

La salle de répartition de sept (07) cellules dont :

- . 02 Cellules Arrivées CEB de 20KV
- . 01 Cellule Départ Kétou
- . 01 Cellule Départ Pobè
- . 02 Cellules de mesure
- . 02 Cellules de couplage des départs
- . 02 Cellules Réserve

Photo du Poste de répartition d'Onigbolo

➤ **Présentation du poste source d'Onigbolo**



Photo (a) : Photo du champ électrique du poste source d'Onigbolo. [10]

Figure 1:(a) : Photo du champ électrique du poste source d'Onigbolo. [10]



Photo (b) : Photo du poste source d'Onigbolo. [10]

Figure 2:(b) : Photo du poste source d'Onigbolo. [10]



Photo (c) : Photo du poste source d'Onigbolo. [10]
Figure 3:Photo du poste source d'Onigbolo. [10]

TABLE DE MATIERES

SOMMAIRE	ii
DEDICACE	iii
REMERCIEMENT	iv
RESUME	v
ABSTRACT	vi
LISTE DES FIGURES	viii
LISTE DES PHOTOS	ix
LISTE DES TABLEAUX	x
INTRODUCTION GENERALE.....	1
1. Contexte et justification de l'étude	1
2. Objectifs du mémoire.....	1
3. Méthodologie de recherche.....	2
4. Organisation du mémoire.....	2
CHAPITRE 1 : GENERALITES SUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	3
1.1. Structure des réseaux de distribution.....	4
1.2 Caractéristiques des défauts et des pannes.....	6
1.2.1 Les courts-circuits.....	6
1.2.2 Les surcharges	6
1.2.3 Les défauts à la terre.....	6
1.2.4 Les défauts d'isolement.....	7
1.3 Conséquences des pannes sur le réseau.....	7
CHAPITRE 2 : SYSTEME DE PROTECTION CLASSIQUES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	9

4.2. Principes de Base des Systèmes de Protection	10
4.3. Types de Défauts dans les Réseaux de Distribution.....	10
4.4. Dispositifs de Protection Classiques.....	11
4.5. Les Fusibles	11
4.6. Les Disjoncteurs.....	12
4.7. Les Relais de Protection	12
4.8. Les Sectionneurs	13
4.8.1. Méthodes de Protection Classiques	13
4.8.2. Protection par Surintensité	13
4.8.3. Protection par Différentielle	13
4.8.4. Protection par Distance.....	13
4.9. Avantages et Limites des Systèmes de Protection Classiques	14
4.9.1. Avantages	14
4.9.2. Limites	14
4.10. Conclusion	14
CHAPITRE 3 : ÉTUDE DES SYSTEMES DE PROTECTION AVANCES.....	15
3.1. Introduction.....	16
3.2. Les relais numériques	16
3.2.1. Les Capteurs Intelligents ou (smart sensors).....	17
3.2.2. Les capteurs intelligents (Smart Sensors)	17
3.2 Méthodes d'identification et d'isolation des défauts	18
3.2.1 Algorithmes de détection de défauts	18
3.2.2 Utilisation de l'intelligence artificielle (IA) et du machine learning.....	19
3.3 Systèmes de protection autonomes	19
3.3.1 Micro-réseaux (Microgrids) et systèmes décentralisés	19
3.3.2 Avantages des systèmes autonomes dans la gestion des pannes.....	20
3.3.3. Conclusion	20

CHAPITRE 4 : PROPOSITIONS D'AMELIORATION POUR LA PROTECTION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION (CAS DE LA LIGNE HTA POBE-ONIGBOLO)	21
4.1. Analyse des Défaillances Actuelles et des Risques.....	23
4.1.1. Impact du Courant Réactif	23
4.1.2. Systèmes de Protection Actuelle.....	23
4.2. Solutions de Renforcement des Supports et des Câbles.....	23
4.2.1. Renforcement des Supports avec des Fondations Adaptées	23
4.2.2. Réglage et Renforcement des Câbles	23
4.3. Amélioration de la Compensation du Courant Réactif	24
4.3.1. Formule pour calculer le courant réactif	24
4.3.2. Introduction de Régulateurs de Tension	26
4.4. Mise en Œuvre de Systèmes de Protection Avancés.....	27
4.4.1. Relais Numériques avec Communication Intégrée	27
4.4.2. Systèmes de Surveillance IoT pour Maintenance Prédictive	27
4.5. Intégration de Réseaux Auto-réparateurs	28
4.5.1. Installation de Sectionneur Automatique	28
4.5.2. Configuration d'un Réseau Auto-Réparateur.....	28
4.5.3. Intégration d'un Système de Gestion de l'Énergie (EMS)	29
4.5.3.1. Surveillance et Gestion Énergétique	29
4.5.3.2. Communication en Temps Réel	29
4.5.3.3. Configuration d'un Réseau Auto-Réparateur.....	30
4.6 Surveillance et Gestion Énergétique	30
4.7. Communication en Temps Réel.....	30
4.8. Intégration de IAT-CT	32
4.8.1. Définition	32
4.8.2. Choix de l'IAT-CT	33

4.8.3.	Principe de fonctionnement.....	35
4.8.4.	Présentation du réseau existant.....	35
4.8.5.	Présentation du réseau modernisé.....	35
4.8.7.	Présentation du réseau existant dans NEPLAN.....	38
4.8.8.	Simulation du réseau existant dans NEPLAN.....	39
4.8.9.	Simulation du réseau modernisé dans NEPLAN.....	39
4.8.10.	Résultat et discussions.....	42
4.8.10.1.	Analyse du réseau électrique existant :	42
4.8.10.2.	Interprétation des résultats de simulation.....	42
4.8.10.3.	Evaluation financière du coût de réalisation	43
4.8.10.4.	Coût de fourniture et installation des IAT-CT	43
4.8.10.5.	Estimation du cout annuel des pertes réalisées avec le réseau existant	43
4.8.10.6.	Coût de l’approvisionnement de l’énergie non vendue	44
4.8.10.7.	Comparaison du coût de réalisation et de l’énergie non vendue.	44
4.8.10.8.	Conclusion	45
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES.....		46
BIBLIOGRAPHIES		47
ANNEXES		49
TABLE DE MATIERES.....		58