EVALUATION DE LA FIABILITE DU RESEAU DE DISTRIBUTION DE TEMA

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
MASTER EN INGENIERIE-INGENIEUR 2IE
OPTION : GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 10/10/14 par

Kodjo Mensah Djodji ATANDJI

Travaux dirigés par :

Godfred MENSAH, Manager du Département Planning ECG

Ahmed O. BAGRE, Enseignant Chercheur 2IE

Jury d'évaluation du stage :

President : M. Justin BASSOLE

Membres et correcteurs : M. Patrice DANGANG

M. Ahmed O. BAGRE

[Promotion 2013-2014]

Dédicace

Le présent mémoire, je le dédie à :

DIEU le tout puissant le très miséricordieux ;

Mes chers parents qui dans leur détermination, leur courage et leur bravoure arrivent à surmonter les obstacles et les dures épreuves qui se dressent sur la voie éducationnelle de leurs enfants ;

Mon oncle Parfait KOUMAGLO, qui a toujours été là pour moi au moment où j'en ai besoin, que DIEU vous comble de sa grâce.

Remerciements

Je tiens à remercier :

- M. Ahmed O. BAGRE**,** Directeur dudit mémoire, pour sa patience et ses multiples apports pour l'aboutissement de ce travail ;

- M. Godfred MENSAH, Manager du Département Planning ECG, mon co-directeur de ce mémoire, qui a accepté de me suivre et de juger cedi travail ;

- M. Frank Antwi BOAKYE, Assistant de mon Co-Directeur, pour m'avoir donné un encadrement technique lors de mon stage et surtout pour sa bienveillance ;

- M. Albert ANNAN, Ingénieur Electrique au Département System Planning, sans oublier tout le staff dudit Département, pour l'accueil chaleureux et leurs conseils tout au long de mon stage ;

- Mes camarades de promotion, pour leurs apports intellectuels et techniques ;

- Tout le personnel d'ECG, pour m'avoir accueilli au sein de leur entreprise.

Table des matières

Dédicace i
Remerciements i
Table des matières ii
Liste des figures iv
Liste des tableaux iv
Résumé vi
Abstract vii
Introduction générale 1
Chapitre 1: Les différentes méthodes de la fiabilité 2
I. Introduction 2
II. Structure du réseau électrique 2
II.1. La production 2
II.1.1. La production prévisible 2
II.1.2. La production peu prévisible 3
II.2. Le transport et la distribution 3
II.3. La consommation 4
III. Planification du système électrique 4
IV. Vue d'ensemble sur la fiabilité 5
IV.1. Indice de fiabilité 5
IV.1.1. Méthodes probabilistes 6
IV.1.1.1. Evaluation de la fiabilité du système de production 6
IV.1.1.1.1. Probabilité de perte de charge (Loss of Load Probability - LOLP) 6
IV.1.1.1.2. Espérance mathématique de perte d'énergie (Loss of Energy Expectation - LOEE) ... 7
IV.1.1.2. Evaluation de la fiabilité du système de transport 8
IV.1.1.2.1. Probabilité de délestage de charge (Probability of Load Curtailment - PLC) 8
IV.1.1.2.2. Espérance de l'énergie non fournie (Expected Energy Not Supplied - EENS) 9
IV.1.2. Méthodes déterministes : 9
IV.1.2.1. Évaluation de la fiabilité des réseaux de distribution 9
IV.1.2.1.1. Indice moyen de durée d'interruption de système (SAIDI) 10
V. Conclusion 12
Chapitre 2: Généralités sur le secteur d'électricité du Ghana et sur le réseau de Tema 13
I. Introduction 13
II. Vue d'ensemble sur l'étude de cas de la région 13
II.1. Le secteur d'électricité du Ghana 13
II.2. Contexte sur la distribution d'ECG 15
II.3. Présentation de la zone d'étude de cas (TEMA) 15
III. Conclusion 17

Chapitre 3: Etude sur la fiabilité du réseau de TEMA 18
I. Introduction 18
II. Etude sur les différentes valeurs de fiabilité du réseau de TEMA (2012-2013) 18
II.1. Comparaison du SAIDI (2012-2013) 18
II.2. Comparaison de CAIDI (2012-2013) 20
II.3. Comparaison de SAIFI (2012-2013) 20
II.4. Comparaison d'ASAI (2012-2013) 21
III. Etude de l'évaluation de la fiabilité des stations A, B, D 22
III.1. Station A 23
III.2. Station B 25
III.3. Station D 26
IV. Les principales causes d'interruption 28
V. Résultats 30
Conclusion et perspectives 32
Annexes 33

Liste des figures

Figure 1.1 : Pic de demande de charge des clients d'ECG (Sud Ghana)……4

Figure 2.1 : Graphe des sources d'énergie du Ghana……15

Figure 2.2 : Pic de demande de charge dans la zone de TEMA……17

Figure 3.1 : Graphe de SAIDI par mois du réseau de TEMA (2012-2013)……20

Figure 3.2 : Graphe de CAIDI par mois du réseau de TEMA (2012-2013)……21

Figure 3.3 : Graphe de SAIFI par mois du réseau de TEMA (2012-2013)……22

Figure 3.4 : Graphe d'ASAI par mois du réseau de TEMA (2012-2013)……23

Figure 3.5 : Schéma de la distribution de la Station A……24

Figure 3.6 : Schéma de la distribution de la Station B……26

Figure 3.7: Schéma de la distribution de la Station D……27

Figure 3.8: Courbe des indices de fiabilité des départs……29

Figure 3.9: Source de panne (Faute de mise à la terre)……30

Figure 3.10 : Source de panne (Faute de surintensité)……31

Liste des tableaux

Tableau 3.1:Indice de fiabilité pour le Départ A61……24

Tableau 3.2 : Indice de fiabilité pour le Départ A81……25

Tableau 3.3: Indice de fiabilité pour le Départ B31……26

Tableau 3.4:Indice de fiabilité pour le Départ B51……27

Tableau 3.4:Indice de fiabilité pour le Départ ASASWA……28

Tableau 3.5: Indice de fiabilité pour le Départ FISHING/HARBOUR 2……28

Tableau 3.6:Récapitulatif des raisons des différentes causes……30

Liste des sigles et abréviations

VRA	Volta River Authority
GRIDCO	Ghana Grid Company
ECG	Electricity Company of Ghana
NED	Northern Electricity Department
PURC	Public Utilities and Regulatory Commission
IPP	Independent Power Producers
CE	Energy Commission
BPA	Bui Power Authority
BSP	Bulk Supply Point

Résumé

Un système d'alimentation électrique stable et fiable est une chose inévitable pour la croissance technologique et économique de tout pays. Pour cette raison, les services publics d'électricité doivent faire le maximum possible pour s'assurer que les exigences du client sont respectées. Une statistique mondiale montre que 90 % des interruptions de service à la clientèle sont dues à l'échec dans le système de distribution [6]. Par conséquent, il est utile d'examiner les évaluations de valeur de fiabilité car il offre la possibilité de mieux servir les clients des services publics et cela doit être pris en compte dans les pratiques de planification et d'exploitation.

Les calculs d'indice de fiabilité ainsi que la modélisation et la simulation sont effectués sur l'un des systèmes du réseau de distribution de la région de TEMA qui se compose du réseau de 11kV et 33kV. L'évaluation de la fiabilité s'est fait uniquement sur le réseau 11kV (Données non disponible sur le 33kV) du système pour évaluer la performance du système actuel et aussi l'analyse de la fiabilité prédictive pour le futur système compte tenu de la croissance de la charge. Les solutions adoptées qui donne une valeur minimale de SAIDI, SAIFI sont en cours d'évaluation et considéré. La fiabilité de système 11kV pourrait être encore améliorée par l'installation de ré-enclencheur automatique avec automatisation de la distribution.

Les services publics doivent s'efforcer pour améliorer la performance du réseau cela dans le but de mieux servir les clients en répondant avec une courte durée de réalimentation lorsqu'une panne se produit sur le système. Il est bien vrai que l'interruption non intentionnelle de l'alimentation électrique n'a pas d'heure pour se produire mais en étudiant le système avec plus de mesure de prévention, le réseau pourrait être fiable et facile à surveiller. Pour atteindre cet objectif, les indices de fiabilités du réseau de TEMA seront comparés aux indices fixés par PURC (Public Utilities Regulatory Commission) au Ghana afin de voir le niveau de fiabilité du réseau pour en trouver les améliorations qui pourront être appliquées.

Abstract

A stable and reliable power supply system is inevitable for technological and economic growth of any country. For this reason, the electric utilities should make every effort to ensure that customer requirements are met. Global statistics show that 90% of service interruptions for customers are due to failure in the distribution system [6]. Therefore, it is useful to examine the feedback of reliability value because it offers the opportunity to better serve the customers of public services and this must be taken into account in planning practices and exploitation.

The reliability index as well as modeling and simulation are performed on one of the distribution networks in the region of TEMA and consists of 11kV and 33kV network systems calculations. The reliability assessment is done only on the 11kV network (for lack of data on the 33kV) system to evaluate the performance of the current system and the reliability of the predictive system for the future, given the growth of the system load. The adopted solutions that give a minimum value of SAIDI and SAIFI are still in the process of being evaluated and considered. The reliability of 11kV system could be further improved by the installation of auto-recloser with distribution automation.

Public services should strive to improve the network performance in order to better serve customers by responding with a short recharge when a fault occurs in the system. It is true that the unintentional interruption of the power supply does not have time to occur. However, by studying the system with more than a preventive measure, the network could be reliable and easy to monitor. In order to achieve this goal, the indices of network reliabilities of TEMA will be compared to the indices set by PURC (Public Utilities Regulatory Commission) of Ghana to examine the level of the network's reliability and find or suggest applicable improvements.

Introduction générale

L'industrie de compagnie d'électricité se déplace vers une condition de concurrence dérégulée où les utilités doivent avoir les informations exactes au sujet de la performance du système pour s'assurer que les budgets alloués à l'entretien sont dépensés sagement et que les espoirs de client sont comblés.

La fonction de base du système d'alimentation est de fournir une alimentation électrique adéquate à ses clients aussi économiquement possibles avec un niveau raisonnable de fiabilité. Avec la demande croissante et une dépendance accrue sur l'approvisionnement en électricité, la nécessité d'atteindre un niveau acceptable de fiabilité, de qualité et de sécurité a un prix économique, l'utilitaire doit évoluer et améliorer en fonction des systèmes en permanence à l'exigence des clients.

Une méthode probabiliste et déterministe pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique est proposée. A l'aide de cette méthode, des indicateurs permettant de quantifier la fiabilité de fonctionnement du système électrique seront déterminés.

Le rapport de ce mémoire de Master sera divisé en trois chapitres.

Le premier chapitre présentera les différentes méthodes de la fiabilité où nous détaillerons la structure du réseau électrique, ensuite des méthodes probabilistes et déterministes utilisées dans le système électrique.

Le second chapitre présentera les généralités sur le secteur électrique du Ghana et le réseau de TEMA où nous parlerons des sources d'énergies utilisées au Ghana, des sociétés de production, de transport et de Distribution et ensuite du réseau électrique de TEMA qui a fait l'objet dudit travail.

Le troisième chapitre présentera l'Etude sur la fiabilité du réseau de TEMA où seront développées les méthodes proposées pour l'évaluation de la fiabilité du système. Tout d'abord la comparaison des calculs d'indice de fiabilité des années antérieures sera présentée, Cette dernière sera comparée à la simulation du logiciel CYME et ensuite suivra les commentaires des différentes valeurs et les sources de pannes survenues sur le réseau.

Chapitre 1: Les différentes méthodes de la fiabilité

I. Introduction

Ce premier chapitre aura pour objectif de définir les différents étapes du réseau électrique, d'où nous présenterons la structure du réseau électrique dans un premier temps, après nous aborderons la partie essentielle qui concerne la vue d'ensemble et les différentes méthodes de la fiabilité du système électrique où nous parlerons de la méthode probabiliste et déterministe.

II. Structure du réseau électrique

Le système électrique est l'ensemble des ouvrages et du matériel destinés à produire, transporter et consommer l'énergie électrique. Le système électrique est séparé en trois catégories principales :

- Production
- Transport
- Distribution

II.1. La production

La production d'électricité est essentiellement un secteur industriel, destiné à mettre à disposition de l'ensemble des consommateurs la possibilité d'un approvisionnement adapté à leurs besoins en énergie électrique. La production d'électricité se fait depuis la fin du XIX^{e} siècle à partir de différentes sources d'énergie primaires à savoir l'hydraulique, le soleil, le vent, la fission nucléaire, les combustibles fossiles [1]. Les unités de production peuvent être classées en deux catégories à savoir la production prévisible et la production peu prévisible du point de vue des approches de planification et d'exploitation.

II.1.1. La production prévisible

La production prévisible est la production d'électricité liée aux sources primaires stockables comme l'hydraulique (avec barrage), le nucléaire, les combustibles fossiles… La caractéristique principale de ses sources primaire est la capacité de stockage. L'énergie primaire est stockée sous

forme de l'énergie potentielle pour l'eau, l'énergie chimique pour les combustibles fossiles ou pour le nucléaire. Avec cette capacité de stockage, la puissance de ses groupes de production est prévisible. Elles sont les sources de production dispatchable [5].

II.1.2. La production peu prévisible

La production peu prévisible est la production d'électricité liées aux sources primaires non stockables comme le soleil, le vent, l'hydraulique au fil d'eau. Faute de capacité de stockage, la puissance de sortie de ces groupes de production dépend fortement des conditions météorologiques, ce qui est difficile à prévoir. Elles sont les sources de production non dispatchables [5].

II.2. Le transport et la distribution

Le réseau électrique est l'ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Le réseau électrique peut être séparé en deux fonctions principales qui sont le réseau de transport et de distribution.
Le réseau de transport peut être organisé à deux niveaux :

- Les réseaux de transport : Le transport d'électricité se fait sur de longues distances à l'échelle nationale. S'échelonnant entre 50 000 volts à 400 000 volts, leurs lignes électriques sont à haute tension (HTA) et à très haute tension (HTB). L'utilisation de la très haute tension, en amont du circuit, permet de limiter les pertes en ligne dues à l'effet Joule (dégagement de chaleur) ou aux effets électromagnétiques (effets capacitifs entre la ligne et le sol).
- Les réseaux de répartition : Les réseaux de répartition sont à haute tension (de l'ordre de 30 à 150 kV) et ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyennes puissances (inférieures à environ 100 MW). Les réseaux de répartition sont distribués de manière assez homogène sur le territoire d'une région.

Les réseaux de distribution reçoivent l'électricité des réseaux de transport et distribuent celle-ci aux consommateurs. S'échelonnant entre 110 volts et 50 000 volts, leurs lignes sont à basse

tension (BT) et à moyenne tension (HTA). Ce sont les lignes à basse tension qui sont reliées aux domiciles des particuliers [1].

II.3. La consommation

La consommation électrique représente le besoin de la charge en électricité à un moment donné. Cette consommation n'est jamais fixe mais varie fortement dans une journée, mois ou année. La fluctuation de la consommation est évidente et inévitable en raison de la nature aléatoire des clients. Pour s'adapter à cette fluctuation, la production d'électricité doit être contrôlée [5]. Dans notre mémoire de Master, notre étude concerne le réseau électrique du Ghana ce qui nous emmène à montrer le pic de la courbe de demande de charge des clients d'ECG (Sud du Ghana) comme le montre la figure (1.1).

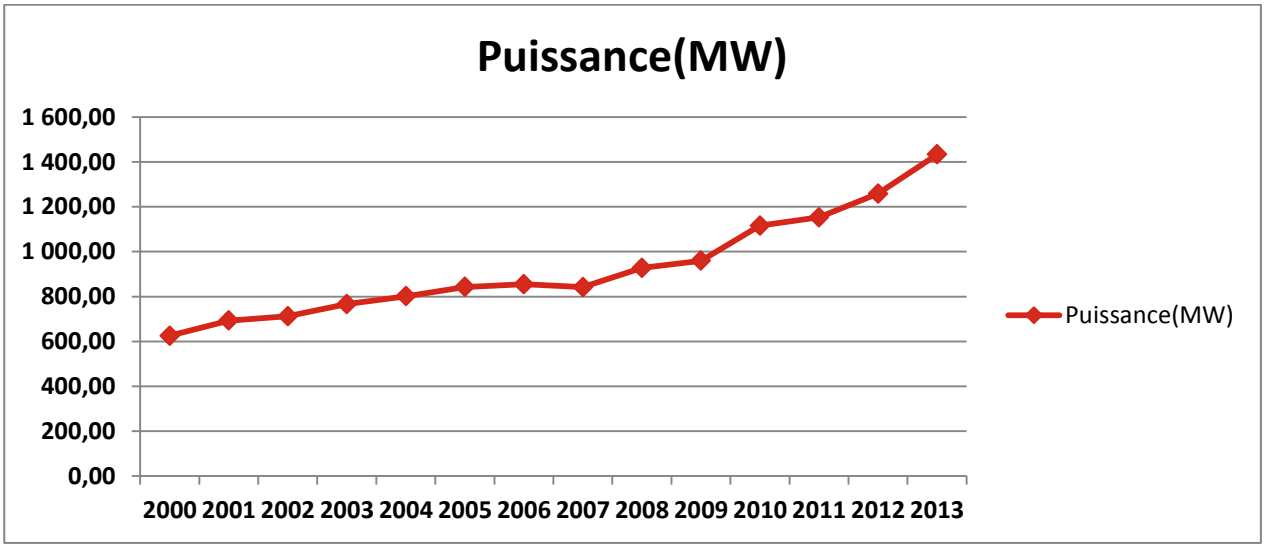


Figure 1.1 : Pic de demande de charge des clients d'ECG (Sud Ghana)

III. Planification du système électrique

Les différents moyens peuvent être activés selon les pics de consommation prévus (en particulier en fonction des facteurs climatiques) ou statistiques. Par exemple, une centrale nucléaire produit de très grandes quantités d'électricité (de 900 à 1 450 MW) en comparaison avec un barrage hydro-électrique, mais il faut plusieurs jours pour démarrer une centrale nucléaire à l'arrêt, alors qu'il ne faut que quelques heures pour une centrale thermique et quelques minutes ou secondes

pour une centrale hydroélectrique. En conséquence, un plan journalier de production d'énergie est établi par les fournisseurs d'électricité [1].

IV. Vue d'ensemble sur la fiabilité

L'énergie électrique est un élément vital dans toute économie moderne. La disponibilité d'un approvisionnement fiable en électricité a un coût raisonnable, essentiel pour la croissance et le développement économique d'un pays. Les services publics d'électricité à travers le monde s'efforcent donc de répondre aux demandes des clients aussi économiquement que possible à un service de fiabilité raisonnable. Pour répondre aux demandes des clients, la compagnie d'électricité doit évoluer et le système de distribution doit être modernisé, exploité et entretenu en conséquence. La fiabilité peut être évaluée dans toutes les étapes du système électrique à savoir la production, le transport et la distribution, mais dans le cadre de ce mémoire, seulement la fiabilité à l'étape de la distribution sera étudiée. Une analyse à travers le monde montre que près de 90% de tous les problèmes de fiabilité des clients sont dus au problème dans le système de distribution, par conséquent, améliorer la fiabilité de la distribution est la clé pour améliorer la fiabilité de la clientèle [6].

Pour mesurer des performances du système, l'industrie de compagnie d'électricité a développé plusieurs mesures de représentation de fiabilité. Ces indices de fiabilité incluent des mesures de durée de panne, de fréquence de panne, de disponibilité de système, et de temps de réponse. La fiabilité du système n'est pas identique que la qualité de puissance. La fiabilité du système concerne des interruptions soutenues et des interruptions momentanées. La qualité de puissance implique des fluctuations de tension, des formes d'onde anormales, et des distorsions harmoniques [8].

IV.1. Indice de fiabilité

Nous introduirons dans cette section les indices de fiabilité du système électrique à toutes les étapes du réseau électrique. Nous avons à travers les indices de fiabilités les différentes méthodes de fiabilités qui sont probabilistes et déterministes.

IV.1.1. Méthodes probabilistes

IV.1.1.1. Evaluation de la fiabilité du système de production

En évaluant la capacité de production, la définition communément admise de l'échec est la perte de charge, qui est une panne due à l'insuffisance des capacités. La fiabilité est définie en termes de probabilité de perte de charge dans un intervalle donné de temps, généralement un an, ou en espérance de la perte de charge (LOLE) en jours par an. Pour qu'une perte de charge ait lieu, la capacité du système doit être à un niveau en raison d'une maintenance programmée ou arrêts forcés d'autres unités de production par une marge supérieure à la réserve tournante pour répondre à la charge de pointe du système. Même alors, il peut ne pas être une panne car la charge du système n'est pas toujours au pic. Pour calculer le temps lorsque la capacité ne peut pas répondre à la charge réelle du temps, la courbe de durée de charge doit être considérer. L'indice de fiabilité de la production le plus couramment utilisé de LOLE peut être calculé si tous les paramètres, à savoir, les taux d'indisponibilité fortuite des différentes unités de production, la prévision de la charge, la courbe de durée de charge et les autres raffinements jugées nécessaires (par exemple, la fiabilité des système de transmission), sont connus.

Cette section ne concerne que la production. L'adéquation associée à un système de production d'énergie, dans un sens général, est une mesure de la capacité de production du système pour satisfaire la charge totale du système. En règle générale, le processus d'évaluation du système de production d'énergie ne considère pas les systèmes de transport et de distribution, se concentre uniquement sur l'équilibre entre la capacité de production et la demande de charge [7].

IV.1.1.1.1. Probabilité de perte de charge (Loss of Load Probability - LOLP)

Cet indicateur illustre la probabilité que la puissance de consommation C [MW] excède la puissance de production disponible P [MW]. La détermination de LOLP est montrée dans la formule (1.1).

$$\boldsymbol{LOLP = p(C > P)} \qquad \textbf{(1.1)}$$

Dans le cas où le système électrique n'ayant que des groupes de production prévisibles et les événements associés à l'arrêt des groupes sont supposés indépendants, la LOLP peut être calculée analytiquement à l'aide de la somme des probabilités d'occurrence de chaque état j du

système. Si le système compte N groupes et que chaque groupe peut avoir 2 valeurs P=0 ou $P=P_n$, le nombre d'états du système est $M=2^N$. La LOLP est définit comme suit en (1.2):

$$\boldsymbol{LOLP = \sum_{j=1}^{M} p(C > P \text{ à } l'\text{état } j) * Pj} \quad \textbf{(1.2)}$$

Où p_j est la probabilité de l'état j.

L'indicateur de probabilité LOLP peut aussi être exprimé en temps, correspondant à la période pendant laquelle la demande ne peut être couverte. Ainsi LOLP devient le LOLE (Loss of Load Expectation), indicateur de l'espérance mathématique [5]. Le LOLE est déterminée comme suit en (1.3).

$$\boldsymbol{LOLE = 8760 * LOLP(Heures/an) \; ou \; LOLE = 1440 * LOLP \; (Min/jr)} \quad \textbf{(1.3)}$$

Par contre, ce type d'indicateur ne donne pas d'information sur l'importance du manque de production en termes de la durée de chaque coupure.

IV.1.1.1.2. Espérance mathématique de perte d'énergie (Loss of Energy Expectation - LOEE)

L'indicateur LOEE est l'espérance mathématique de l'énergie des charges non alimentée dans l'année en raison du dépassement de la consommation par rapport à la capacité de production disponible. Nous avons en (1.4) la détermination du LOEE.

$$\boldsymbol{LOEE = \sum_{i \in S} 8760 * Ci * Pi \; (MWh/an)} \quad \textbf{(1.4)}$$

Où C_i est la puissance de charge non alimentée lorsque le système est à l'état i, P_i est la probabilité de l'état i du système et S est l'ensemble de tous les états du système associés au délestage de la charge. La LOEE intègre la sévérité des déficiences en ajoutant leur fréquence d'apparition et leur durée ; par conséquence, on peut en déduire l'impact des déficits de l'énergie ainsi que leur probabilité [5].

IV.1.1.2. Evaluation de la fiabilité du système de transport

Dans les premiers travaux de fiabilité sur les évaluations de l'adéquation des capacités de production, seuls les systèmes de production d'énergie ont été pris en compte. Les systèmes de transport et de distribution ont été ignorés. Dans un sens mathématique, les systèmes de transport et de distribution ont été implicitement supposés fiables, ce qui en réalité n'était pas vrai. La détermination de la probabilité de niveaux de la capacité du système d'interruption est basée sur des taux d'indisponibilité fortuite des seuls générateurs qui conduiront à des résultats trop optimistes. Le système de transport se compose de lignes de transport à haute tension et des sous stations y compris les différents équipements et contrôles. La moyenne du taux d'échec forcé et la durée d'indisponibilité de chaque composant comme des sections de lignes, les transformateurs et les disjoncteurs du système de transmission peuvent être calculées et la fiabilité d'un point de charge peut être calculée en utilisant un modèle de fiabilité approprié [7].
L'évaluation de la fiabilité au niveau production et transport est faite avec l'aide de l'outil « Écoulement de Puissance Optimal ». C'est un outil permettant l'analyse d'un système électrique en régime permanent. Cet outil est utilisé pour évaluer le flux de puissance active et réactive dans les lignes électrique en prenant en compte les contraintes de la tension aux nœuds et la limite de puissance dans les lignes [5]. La fonction objective de cet outil est le coût d'électricité. Quelques indices de fiabilité pour l'étape transport sont présentés ci-dessous.

IV.1.1.2.1. Probabilité de délestage de charge (Probability of Load Curtailment - PLC)

L'indicateur PLC est la probabilité de délestage de charge à l'étape transport. Cet indicateur est similaire à la LOLP pour l'étape de la production et est déterminée comme suit en (1.5).

$$\boldsymbol{PLC = \sum_{j=1}^{M} p(Delestage) * Pj} \qquad \textbf{(1.5)}$$

Où p_j est la probabilité de l'état j du système et p (délestage*)* est la probabilité de délestage de la charge dans l'état j. Au niveau du transport, l'indisponibilité des équipements de transmission est aussi prise en compte et le manque de la capacité de transit du réseau peut être la cause d'un délestage. Le délestage de la charge à cette étape est analysé en utilisant l'outil Écoulement de Puissance. Correspondant à la LOLE à l'étape de la production, l'EDLC (Expected Duration of Load Curtailments) est introduite pour exprimer la PLC en temps [5]. La formule d'EDLC est

représentée en (1.6) comme suit.

$$\boldsymbol{EDLC = 8760 * PLC\ (Heure/an)\ ou\ EDLC = 1440 * PLC\ (Min/jr)} \quad \textbf{(1.6)}$$

IV.1.1.2.2. Espérance de l'énergie non fournie (Expected Energy Not Supplied - EENS)

L'indicateur EENS est l'espérance mathématique de l'énergie des charges non alimentées. Les raisons d'interruption de la fourniture peuvent être très variées : manque de la capacité de production, limites du transit de la ligne, surtension… [5]. Cet indicateur est calculé par la formule suivante en (1.7).

$$\boldsymbol{EENS = \sum_{i \in S} Ci * Fi * Di = \sum_{i \in S} 8760 * Ci * Pi} \quad \textbf{(1.7)}$$

Avec C_i : la puissance de charge non alimentée lorsque le système est à l'état i [MWh]

F_i : la fréquence d'apparition de l'état i [fois/ans]

D_i : la durée de l'état i du système [h]

P_i : la probabilité de l'état i du système [p.u]

Cet indicateur est similaire au LOEE pour l'étape de production.

IV.1.2. Méthodes déterministes :

IV.1.2.1. Évaluation de la fiabilité des réseaux de distribution

L'application des concepts de fiabilité pour les systèmes de distribution diffère des applications de production et de transport en ce qu'il est de plus le point orienté de la charge du client au lieu d'être système orienté, et le système de distribution locale est considérée plus que l'ensemble du système intégré impliquant la production et le transport. La fiabilité de la production et du transport accentue également la capacité et la probabilité de perte de charge, avec une certaine attention aux composants, tandis que la fiabilité de la distribution examine tous les aspects de l'ingénierie: conception, la planification et les opérations. Étant donné que le système de distribution est moins complexe que le système de production et de transport intégré, les mathématiques probabilistes impliquées sont beaucoup plus simple que celui nécessaire pour la production et l'évaluation de la fiabilité du transport [7].

L’évaluation de la fiabilité quantitative d'un système de distribution peut être divisé en deux segments de base; mesure de la performance passée et de prévoir la performance future. Une interruption de plus de cinq minutes est généralement considérée comme une question de fiabilité, et les interruptions de moins de cinq minutes sont un souci de qualité de puissance [8]. Certains des indices de base qui ont été utilisés pour évaluer la performance passée sont :

- Indice moyenne de durée d’interruptions (SAIDI)
- Indice moyen de durée d’Interruption du client (CAIDI)
- Indice de Fréquence moyenne des interruptions (SAIFI)
- L'indice Moyen de disponibilité de service (ASAI)

IV.1.2.1.1. Indice moyen de durée d'interruption de système (SAIDI)

La mesure de la performance la plus employée souvent pour une interruption soutenue est l'indice moyen de durée d'interruption de système (SAIDI). Cet indice mesure toute la durée moyenne d'une interruption pour le client au cours d'une période donnée de temps. SAIDI est normalement calculé sur la base mensuelle ou annuelle ; cependant, il peut également être calculé quotidiennement, ou pour n'importe quelle autre période de temps. Pour calculer SAIDI, chaque interruption au cours de la période de temps est multipliée par la durée de l'interruption pour trouver les client-minutes ou heures de l'interruption. Les client-minutes ou heures de toutes les interruptions sont alors additionnées pour déterminer toutes les client-minutes ou heures. Pour trouver la valeur de SAIDI, les client-minutes ou heures sont divisées par les clients totaux [8]. La formule est représentée en (1.8) comme suit.

$$\boldsymbol{SAIDI = \sum(ri * Ni)/Nt\ (\ Heures\ ou\ Min)} \qquad \textbf{(1.8)}$$

Où Σ = Fonction d'addition,

r_i = temps de restauration (minutes ou heures),

N_i = nombre total des clients interrompus,

N_T = nombre total des clients servis.

IV.1.2.1.2. *Indice moyen de durée d'interruption du client (CAIDI)*

Une fois qu'une panne se produit le temps moyen de reconstituer le service est trouvée par l'indice moyen de durée d'interruption de client (CAIDI) .CAIDI est semblable calculé à SAIDI sauf que le dénominateur est le nombre de clients interrompus contre tout le nombre de clients de service [8]. La formule est déterminée en (1.9) comme suit.

$$\boldsymbol{CAIDI = \sum(ri * Ni)/\sum(Ni)\ \ (Heures\ ou\ Min)} \qquad \textbf{(1.9)}$$

Où Σ= Fonction d'addition,

r_i= temps de restauration (minutes),

N_i= Nombre total des clients interrompus.

IV.1.2.1.3. *Indice de fréquence moyenne des interruptions (SAIFI)*

L'indice moyen de fréquence moyenne des interruptions (SAIFI) est le nombre de fois moyen qu'un client de système éprouve une panne au cours de l'année(ou de la période à l'étude). Le SAIFI est trouvé par la division de tout le nombre de clients interrompus par tout le nombre de clients servis [8]. La formule est déterminée comme suit en (1.10)

$$\boldsymbol{SAIFI = \sum(Ni/Nt)\ \ ou\ SAIFI = SAIDI/CAIDI} \qquad \textbf{(1.10)}$$

Où Σ = Fonction d'addition,

Ni= Nombre total des clients interrompus,

NT= Nombre total des clients servis.

IV.1.2.1.4. *Indice moyen de disponibilité de service (ASAI)*

La disponibilité des services moyenne de l'indice (ASAI) est le rapport de tout le nombre d'heures de client que le service était disponible pendant une période donnée à toutes les heures de client exigées. Ceci s'appelle parfois l'indice de fiabilité de service. L'ASAI est habituellement calculée sur une base mensuelle (730 heures) ou une base annuelle (8760 heures), mais peut être calculé pour une période quelconque [8]. L'ASAI est trouvée en (1.11) comme suit:

$$\boldsymbol{ASAI = \left[\frac{8760 - SAIDI}{8760}\right] * 100 \; ou \; ASAI = \left[\frac{730 - SAIDI}{730}\right] * 100 \; (\, en \; \%)} \qquad \textbf{(1.11)}$$

V. Conclusion

Les formules ci haut nous aide à calculer les indices de fiabilité de notre système, d'une autre façon nous aider à trouver la performance de notre réseau de distribution et à trouver les améliorations qui peuvent être appliqué pour avoir un système fiable. Cependant nous montrerons dans les lignes à suivre le calcul approprié de notre cas d'étude et les commentaires nécessaires. La partie la plus difficile de l'utilisation d'indices de fiabilité est de savoir comment interpréter les données et comprendre ce que les indices de performance sont en train de dire à propos de la performance du système.

Chapitre 2: Généralités sur le secteur d'électricité du Ghana et sur le réseau de Tema

I. Introduction

Dans ce chapitre, nous introduirons dans un premier temps, la structure du réseau électrique du Ghana, la production, le transport et la distribution et leurs différentes sources d'énergies utilisées, ensuite nous allons nous focaliser sur la zone de notre étude de cas TEMA.

II. Vue d'ensemble sur l'étude de cas de la région

II.1. Le secteur d'électricité du Ghana

Le secteur de l'électricité au Ghana se réfère à la production et à l'utilisation d'électricité au Ghana. Le Ghana génère de l'énergie électrique à partir de l'énergie hydraulique, l'énergie fossile fuel-thermique et les sources d'énergie renouvelables. La production d'électricité est l'un des facteurs clés pour assurer le développement de l'économie nationale ghanéenne avec l'industrialisation agressive et rapide; La consommation d'énergie électrique nationale du Ghana était de 265 kilowattheures par habitant en 2009. Le Ghana exporte une partie de son énergie et de combustibles fossiles générés dans d'autres pays. L'électricité est la forme d'énergie moderne dominante utilisée dans les secteurs industriels et des services représentant 69% de l'énergie moderne utilisée dans les deux secteurs de l'économie nationale [3]. La production et la fourniture de l'électricité est un grand atout pour un nombre important de professionnels ghanéens. Le Ghana exporte l'énergie dans les pays voisins, dont le Togo, le Bénin, et le Burkina Faso. L'approvisionnement en électricité de l'industrie du Ghana est de séparer avec les administrations et entités distinctes selon les activités de production d'électricité, le transport et la distribution.

La production d'électricité est assurée par Volta River Authority (VRA), qui exploite la station Hydro électrique d'Akosombo, la centrale hydroélectrique de Kpong et la centrale thermique de Takoradi (TAPCO) à Aboadze. VRA est également un partenaire minoritaire avec TAQA, une société du secteur privé qui possède et exploite la Société Takoradi International Power (TICO) centrale thermique située également à Aboadze. Bui Power Authority (BPA), une autre entité appartenant

à l'État, est chargé de la mise en œuvre du projet d'alimentation électrique Hydro Bui. En outre, les producteurs d'électricité indépendants ont été autorisés à construire, posséder et exploiter des centrales. Les projets IPP sont à divers stades de développement. Le système interconnecté de transport national (NITS) pour l'électricité est détenu et exploité par la Grid Company Ghana (GRIDCO), la GRIDCO est une société d'État. La distribution de l'électricité se fait par la Compagnie d'électricité du Ghana (ECG), une société appartenant à l'Etat, et Northern Electricity Department (NED), une filiale de la Volta River Authority (VRA). La Commission de l'énergie (CE) et des utilitaires et de la réglementation publique de la Commission (PURC) réglemente l'industrie de l'approvisionnement en électricité. La Commission de l'énergie, en plus d'être responsable de règlements techniques dans le secteur de l'énergie, conseille également le ministre de l'énergie sur les questions relatives à la planification et la politique énergétique. La PURC d'autre part est un organisme de réglementation indépendante chargée de la réglementation économique du secteur de l'énergie avec le mandat d'approuver les tarifs de l'électricité vendus par les services publics de distribution d'électricité [4].

Le secteur de l'électricité au Ghana se réfère à la production d'électricité et l'utilisation au Ghana. Le Ghana génère de l'énergie électrique à partir de l'énergie hydraulique, l'énergie fossile fuel-thermique et les sources d'énergie renouvelables. Le Ghana a actuellement une capacité installée de 2846MW composé de centrales hydroélectriques, centrales thermiques et une petite capacité de solaire ci-joint le graphe suivant (2.1).

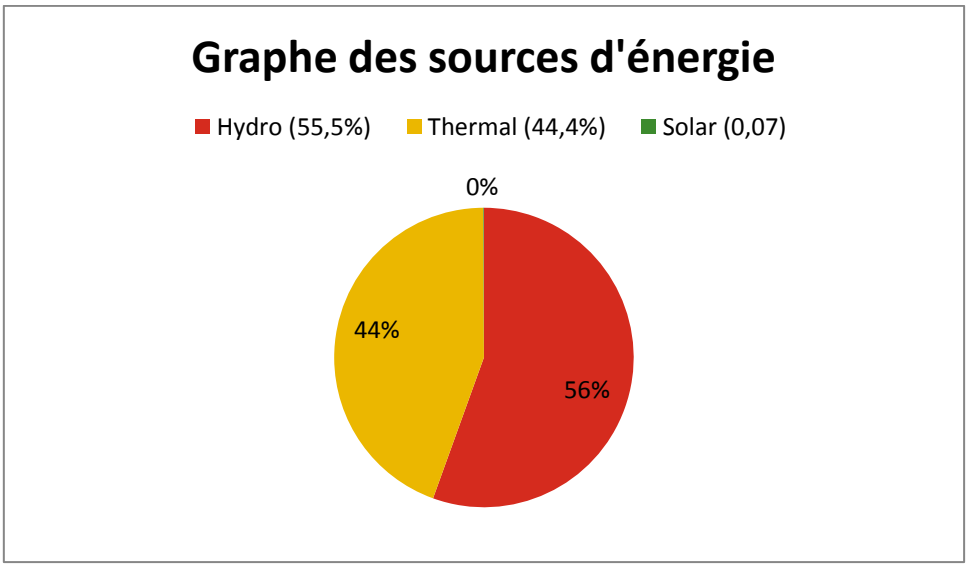


Figure 2.1 : Graphe des sources d'énergie du Ghana

II.2. Contexte sur la distribution d'ECG

ECG est responsable de la distribution d'électricité dans le sud du Ghana, où il sert actuellement environ 2,45 millions de clients. Le réseau de distribution existant de l'ECG comprend environ 17415 km de réseau 33 kV, 17858 km de réseau de distribution de 11 kV et environ 1.584.604 kilomètres de réseau basse tension de distribution (lignes aériennes et de câbles souterrains).
ECG est alimenté par GRIDCO à travers 26 points de ravitaillement en vrac (BSP). De ces BSP de la distribution d'énergie se fait à travers 108 stations primaires (33/11kV) et plus de 12 206 stations secondaires. Les pertes du système actuel sont estimées à environ 22% des achats d'énergie. La demande a connu une croissance rapide au cours des deux dernières années dans le visage des pertes d'infrastructure et de haut système âgé. Entre 2011 et 2012 les achats d'énergie totale de l'ECG ont augmenté d'environ 10% (7258,7 à 7943,7 GWh). L'investissement opportun dans le visage de ressources limitées est primordial pour inverser certains des défis dans le réseau de distribution de l'ECG. La Société d'électricité du Ghana (ECG) entend préparer un plan directeur de distribution d'énergie pour répondre aux exigences en matière de distribution d'énergie du pays au cours de la période de planification 2013-2014. Cela devrait orienter les investissements dans le réseau de l'ECG en temps opportun et de manière beaucoup plus coordonnée [10].

II.3. Présentation de la zone d'étude de cas (TEMA)

II.3.1. Le réseau de TEMA

La ville portuaire de TEMA est située dans la région du Greater Accra. Sa région opérationnelle s'étend toutefois au-delà du canton de Tema dans la région de l'Est et du Greater Accra. La région de Tema est actuellement de sept (7) districts: Nord, Sud, Nungua, Prampram, Krobo, Afienya et Ada avec plus de 250.000 clients constitués de clients résidentiels, industriels et commerciaux. Ces clients peuvent être actifs ou inactifs. Le réseau électrique comprend un réseau de répartition qui consiste en une combinaison de vieux, faibles et multi-joints de câbles souterrains et de nouvelles lignes aériennes qui opèrent à 33 kV reliant un certain nombre de postes primaires, et un réseau de distribution qui généralement fonctionne à une tension de 11kV et comprend également des combinaisons de câbles souterrains et des lignes aériennes [10].

II.3.2. Réseau de transport de TEMA

Le réseau de transport est fournie par 161kV exploité par le Ghana Grid Company (GRIDCO) à deux (2) points de ravitaillement en vrac (BSP); Tema H et Kpong. Lors de ces BSP, la tension est abaissée à 33 kV et envoyer au primaire du poste de répartition (33/11 kV) à travers 33kV alimentés par des câbles souterrains et des lignes aériennes. Cinq (5) clients sont fournis directement par le réseau de 33 kV à Tema H BSP [10].

II.3.3. Poste de distribution

Les postes de distribution sont répartis sur l'ensemble du réseau de distribution HTA et fournissent de l'énergie par une transformation de la haute tension à moyenne tension (11 kV) et à la tension nominale de service à la clientèle est (230V). Les transformateurs pour les postes de distribution se situent généralement entre une capacité de 50 kVA à 1000 kVA. Ils peuvent être soit la propriété de l'utilité ou par le client. Les transformateurs de distribution sur le réseau ont un couplage "étoile-triangle" donnant une tension de 11 kV / 433 V tandis que ceux sur un réseau monophasé ont généralement un point de centre terre secondaire et la tension nominale de 11 kV / 240 V [10].

II.3.4. Réseau de Distribution

La distribution est le secteur clé de la chaîne d'approvisionnement en électricité. Le secteur de la distribution s'adresse aux zones rurales et urbaines et péri-urbaines. Le réseau de distribution rurale de Tema est caractérisé par une grande dispersion de réseau dans les grandes zones avec de longues lignes, le coût élevé de l'approvisionnement, la faible capacité de payement de la population, un grand nombre de clients subventionnés, non dosage en raison de coûts élevés et les difficultés pratiques, faible charge et faible taux de croissance de la charge.
La répartition urbaine est caractérisée par la densité élevée des consommateurs, et le taux de croissance de charge supérieur. L'ensemble des consommateurs dans les zones urbaines sont principalement commercial, résidentiel, industriel [11].

II.3.5. Consommation d'énergie

La zone de TEMA a subit une forte croissance d'énergie électrique depuis l'an 2000. La courbe suivante (2.2) nous montre le pic de la consommation d'électricité de TEMA.

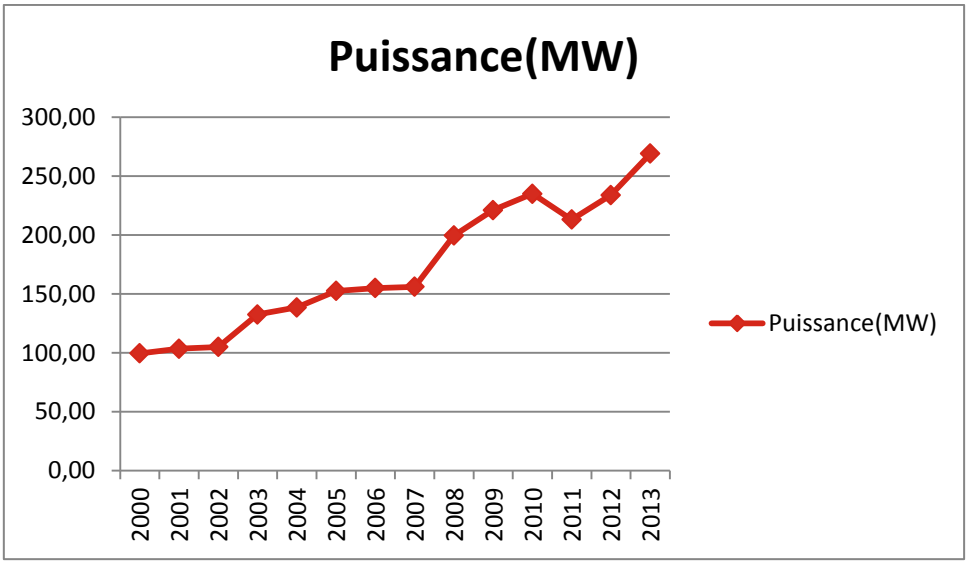


Figure 2.2 : Pic de demande de charge dans la zone de TEMA

III. Conclusion

Nous avons parlé un peu du réseau du Ghana et plus précisément la zone de notre étude de cas TEMA. Il ne nous a pas été facile de collecter les informations nécessaires pour en parler plus raison pour laquelle nous nous sommes limités à ce niveau. Cependant nous procéderons avec le prochain chapitre où nous présenterons la logique pour l'étude de la fiabilité du réseau de TEMA.

Chapitre 3: Etude sur la fiabilité du réseau de TEMA

I. Introduction

Dans ce chapitre sera résumé la plus grande partie de notre travail où nous avons expliqué les résultats de nos calculs de fiabilité. En un premier temps nous avons comparé les résultats des indices de fiabilité du réseau de TEMA pour les années 2012 et 2013 et deuxièmement nous avons commenté les valeurs trouvées par les départs que nous avions choisis au niveau des stations concernées pour notre étude.

II. Etude sur les différentes valeurs de fiabilité du réseau de TEMA (2012-2013)

II.1. Comparaison du SAIDI (2012-2013)

Dans cette section nous avons calculé les différentes valeurs des indices de fiabilité dans la zone de Tema dans le tableur Excel en fonction des interruptions qui ont eu lieu dans les années antérieures. Ses interruptions nous ont permis de calculer la valeur de SAIDI et de voir l'allure des différentes courbes suivantes. Les calculs ont été fait en fonction des mois des différentes années pour qu'on puisse identifier dans quel mois nous avons plus ou moins de valeurs d'indices de fiabilité. La figure (3.1) nous montre le graphe représentatif de SAIDI.

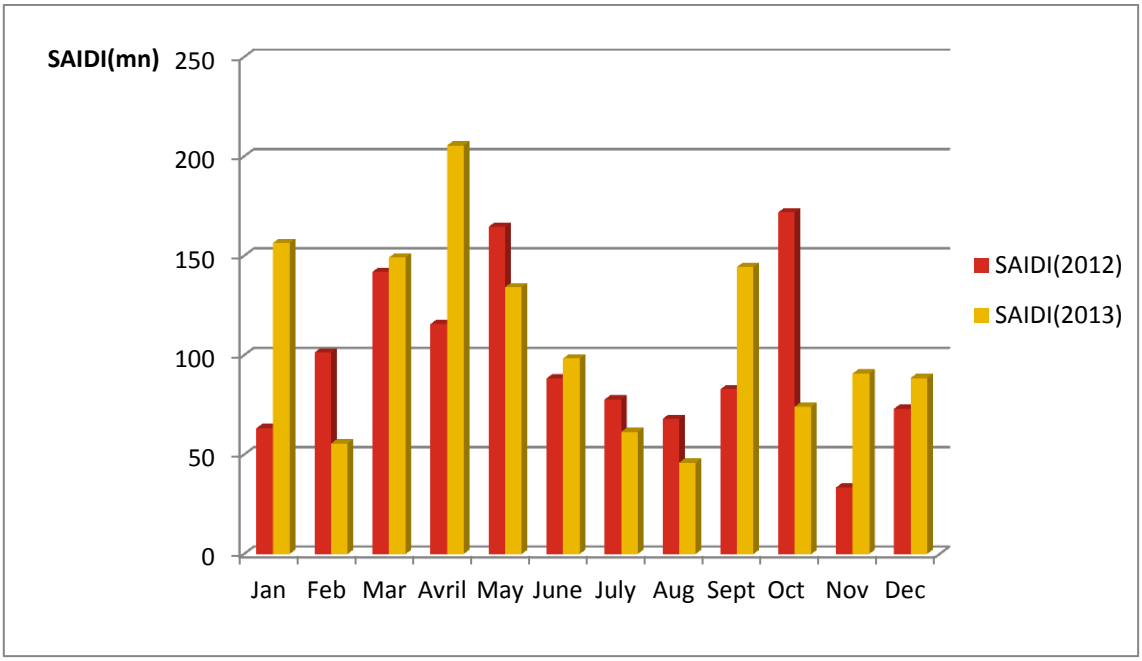


Figure 3.1 : Graphe de SAIDI par mois du réseau de TEMA (2012-2013)

A travers le graphe ci-haut les valeurs de SAIDI croit et décroit en fonction des mois. Le calcul a été fait en considérant 235 787 comme la même valeur du nombre total des clients servis dans la zone de TEMA pour les années 2012 et 2013. En se référant au graphe nous pouvons remarquer que nous avons la plus valeur maximale de SAIDI dans le mois d'Octobre 2012 avec environ 171 minutes soit 2,85 heures comparées à celle du mois d'Avril 2013 avec une valeur de 205,52 minutes soit 3,42 heures. La somme des heures d'interruptions du système nous donne respectivement pour ses valeurs de SAIDI précédentes 12911 minutes soit 215 heures pour le mois d'Octobre 2012 comparées à celui du mois d'Avril 2013 avec 13179 minutes soit 219 heures. Quant à la valeur minimale, nous avons dans le mois de novembre 2012 une valeur de SAIDI égal à 33,49 minutes soit 0,55 heures comparées à celle du mois d'Août 2013 avec une valeur de 45,90 minutes soit 0,76 heures. La somme des heures d'interruptions du système nous donne respectivement pour ses valeurs de SAIDI précédentes 2301 minutes soit 38 heures pour le mois d'Octobre 2012 comparées à celle du mois d'Août 2013 avec 4510 minutes soit 75 heures. Nous pouvons conclure que l'augmentation de la valeur de SAIDI est due à l'augmentation des heures d'interruptions survenues sur le système de même que sa diminution.

II.2. Comparaison de CAIDI (2012-2013)

De même que le graphe précédent, la figure (3.2) ci-dessous nous montre les différentes valeurs de CAIDI.

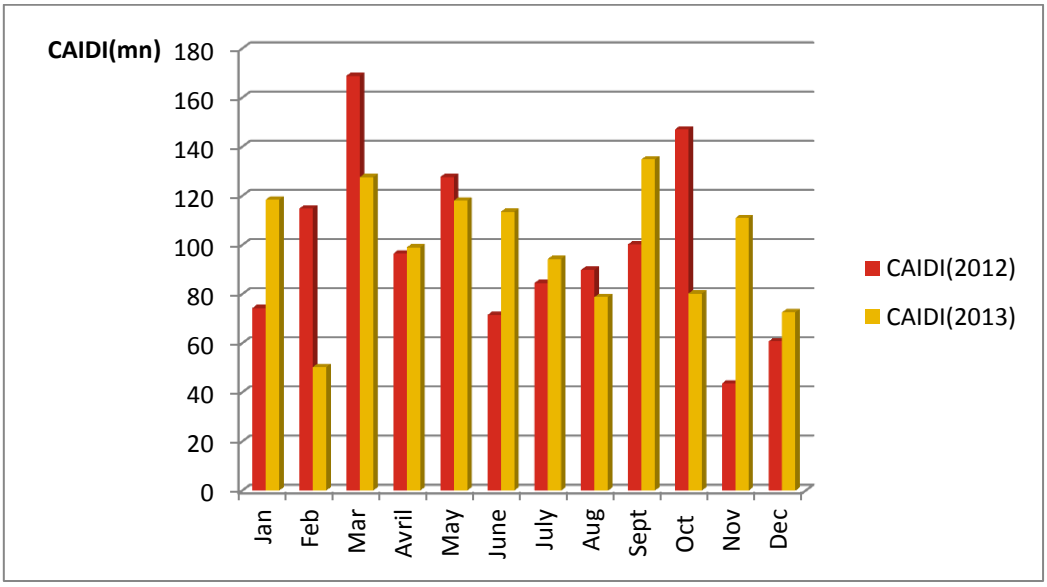


Figure 3.2 : Graphe de CAIDI par mois du réseau de TEMA (2012-2013)

A travers le graphe ci-haut, les valeurs de CAIDI croit et décroit également. En se référant au graphe nous pouvons remarquer qu'en 2012, la valeur maximale de CAIDI se trouve dans le mois de Mars avec une valeur de 168,87 minutes soit 2,81 heures comparées à celle du mois de Septembre 2013 avec une valeur de 134,89 minutes soit 2,24 heures. Quant à la valeur minimale, nous avons dans le mois de Novembre 2012 une valeur de CAIDI égal à 43,58 minutes soit 0,75 heures comparées à celle de Février 2013 égal à 50,26 minutes soit 0,83 heures. Etant donné que nous comparons le résultat des deux années différentes, nous pouvons conclure que l'augmentation de CAIDI est due aux différentes valeurs du nombre total des clients interrompus et des clients-heures selon les années de même que sa diminution.

II.3. Comparaison de SAIFI (2012-2013)

Le graphe (3.3) ci-dessous nous montre l'allure des valeurs de SAIFI en fonction des mois des différentes années de notre étude.

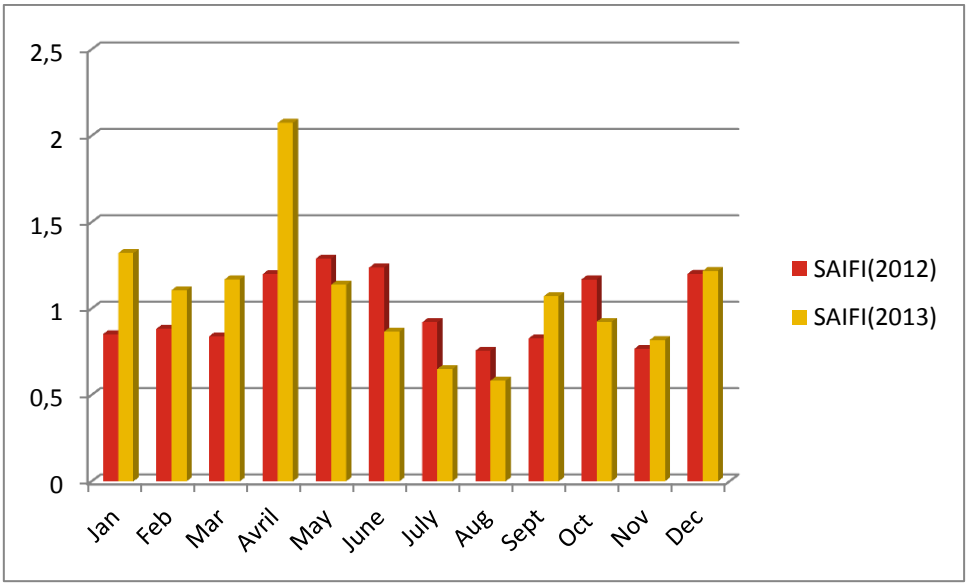


Figure 3.3 : Graphe de SAIFI par mois du réseau de TEMA (2012-2013)

Le graphe ci-dessus nous montre que la valeur maximale de SAIFI en 2012 est trouvée dans le mois de Mai avec une valeur de 1,28 et celle de 2013 dans le mois d'Avril avec une valeur de 2,07. Nous avons dans le même mois d'Août comme valeur minimale 0,75 en 2012 et 0,58 en 2013. Le calcul des valeurs différentes de SAIFI nous donne la moyenne du nombre de fois que le client est interrompu par mois. Nous pouvons conclure que les valeurs de SAIFI dépendent des différentes valeurs des clients interrompus par mois d'autant plus que dans notre étude le nombre de clients servis par le système est le même au cours des deux dernières années.

II.4. Comparaison d'ASAI (2012-2013)

Le graphe (3.4) ci-dessous nous montre l'allure des valeurs d'ASAI en fonction des mois des différentes années de notre étude.

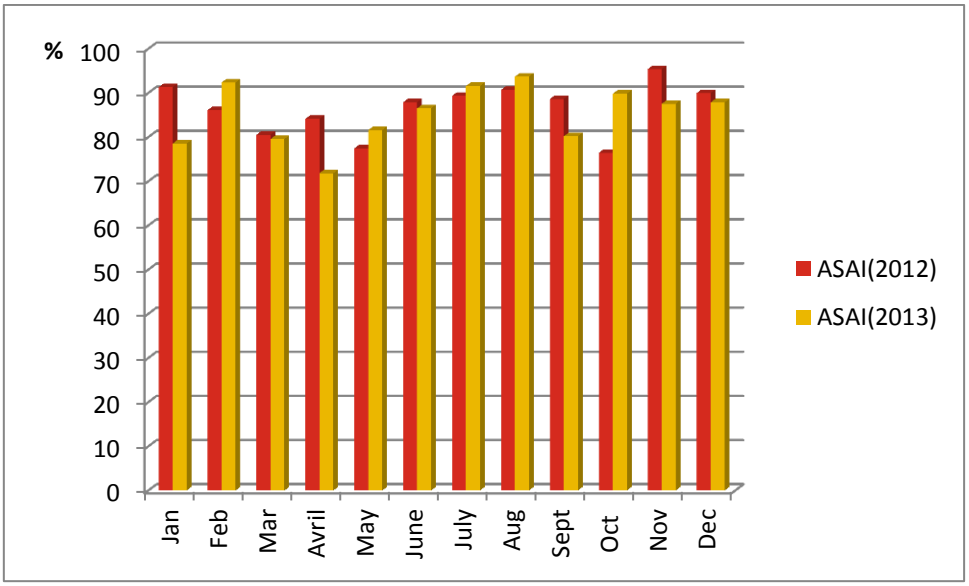


Figure 3.4 : Graphe d'ASAI par mois du réseau de TEMA (2012-2013)

En se référant au graphe ci-dessus, la valeur maximale d'ASAI en 2012 est trouvée dans le mois de Novembre avec une valeur de 95% et celle de 2013 dans le mois d'Août avec une valeur de 93%. Nous avons dans le mois d'Octobre 2012 comme valeur minimale 76% et 71% en Avril 2013. Nous pouvons conclure que les valeurs d'ASAI dépendent des différentes valeurs de SAIDI en fonction des mois des différentes années.

III. Etude de l'évaluation de la fiabilité des stations A, B, D

En fonction des données disponibles, notre étude sur l'évaluation de la fiabilité est basée sur les trois stations A, B et D que nous avions choisies. Nous avons également choisies 2 départs de chaque station pour la modélisation. L'évaluation de la fiabilité est effectuée pour le système existant 2012, 2013 et l'analyse de la fiabilité prédictive pour le futur système 2014 avec l'aide du logiciel CYME.

Les indices de fiabilité pour l'année 2013 sont calculés et simulés, les résultats obtenus par calcul sont joints à l'annexe C. Pour l'analyse de la fiabilité prédictive du futur système, les indices de fiabilité sont simulés en se basant sur les données des années antérieures 2012 et 2013. Les valeurs calculées sont obtenus sur la base des données historiques des défaillances et le nombre de clients servis et affectés par les pannes. Les résultats trouvés seront comparés aux indices de fiabilité que propose PURC à ECG et celles de quelques pays comme l'AUSTRALIE et les USA.

III.1. Station A

Les départs de 11kV choisis de la station A sont A61 et A81. Ses différents départs alimentent plusieurs transformateurs et sont utilisés principalement pour les zones métropolitaines. Le schéma unifilaire détaillé est présenté dans l'annexe D1. La figure (3.5) ci-dessous nous montre la schématisation de la station A.

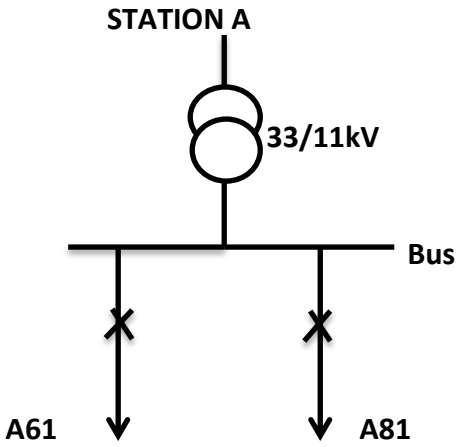


Figure 3.5 : Schéma de la distribution de la Station A

Les valeurs des indices simulées pour le départ A61 se trouvent dans le tableau (3.1) ci-dessous.

Indice de Fiabilité	Unités	Valeurs trouvées			Valeur de PURC	Valeur AUSTRALIE	Valeur USA
		2012	2013	2014			
SAIDI	hr/Clients-An	29,898	11,8	21	48	3,5	2,6
CAIDI	hr/Clients-Int	0,65	0,2	0,4	8	.	1,7
SAIFI	Int/Client-An	46	60	52	6	1,9	2,2

Tableau 3.7:Indice de fiabilité pour le Départ A61

Les valeurs de l'indice ASAI sont respectivement de 99,65% ; 99,68% ; 99,76% selon les années 2012, 2013 et 2014. Ses valeurs d'indice de fiabilité nous donnent l'image globale de l'ensemble du système dans la région et pas le problème localisé. Les indices nous aident à établir les changements chronologiques dans la performance du système, et nous aide aussi à identifier les

points défectueux auquel nous pouvons trouver une solution de renforcement. Les valeurs des indices de fiabilité de 2014 nous ont été prédites grâce au logiciel CYME en se basant sur les données de 2012 et 2013. En se référant au tableau ci-dessus, nous pouvons conclure que les valeurs de SAIDI et CAIDI sont inférieures à celles des valeurs de PURC seul la valeur de SAIFI ne respecte pas les normes de PURC mais comparés aux valeurs d'Australie et des USA, nos valeurs trouvées sont très grandes. L'emplacement de réenclencheur automatique avec automatisation de la distribution dans le système existant est indiqué en annexe qui joue un rôle important en matière de restauration de système de retour à la normale après une interruption. Les réenclencheurs automatiques aident à isoler les pannes sur les départs 11 kilovolts (kV) système de distribution de façon à ce qu'une zone plus petite, moins de clients soient affectés par les pannes de courant s'il y a un problème sur le système. Ils aident également à identifier beaucoup plus rapidement sur les sections du réseau le lieu où la panne s'est produite, réduisant ainsi le temps nécessaire pour effectuer les réparations et service de restauration [9]. La section qui traite des sources de défauts provoquant des pannes dans le système est expliquée au point IV plus bas et le détail montrant la simulation de la fiabilité des indices bas est montré à l'annexe E.

Les valeurs des indices de fiabilité trouvée pour le départ A81 se trouvent dans le tableau (3.2) ci-dessous.

Indice de Fiabilité	Unités	Valeurs trouvées			Valeur de PURC	Valeur AUSTRALIE	Valeur USA
		2012	2013	2014			
SAIDI	hr/Clients-An	4.609	5.093	4.856	48	3,5	2,6
CAIDI	hr/Clients-Int	2.300	5.083	3.233	8	.	1,7
SAIFI	Int/Client-An	2.004	1.002	1.502	6	1,9	2,2

Tableau 3.8 : Indice de fiabilité pour le Départ A81

Les valeurs de l'indice ASAI sont respectivement de 99,94% pour toutes les années de l'étude de cas. En se référant au tableau ci-dessus, nous remarquons que les indices de fiabilité que nous avons obtenue par le départ A81 respectent la valeur standard de PURC mais sont légèrement au-dessus des valeurs d'AUSTRALIE et des USA.

III.2. Station B

Les deux départs de 11kV B31 et B51 ont été choisis pour la station B. Ils sont utilisés principalement pour les zones métropolitaines. La figure (3.6) ci-dessous nous montre la schématisation de la station B. Le schéma unifilaire détaillé est présenté dans l'annexe D2.

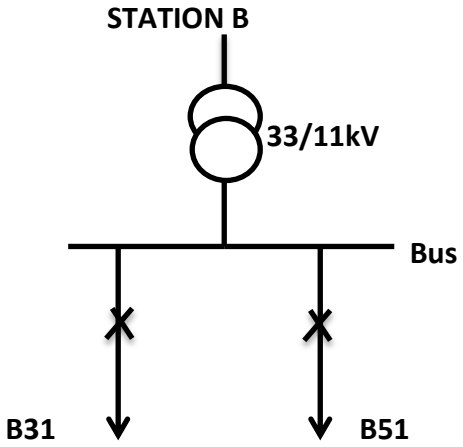


Figure 3.6 : Schéma de la distribution de la Station B

Les valeurs des indices de fiabilité trouvées se trouvent dans le tableau (3.3) ci-dessous.

Indice de Fiabilité	Unités	Valeurs trouvées			Valeur de PURC	Valeur AUSTRALIE	Valeur USA
		2012	2013	2014			
SAIDI	hr/Clients-An	39.347	30.344	35.013	48	3,5	2,6
CAIDI	hr/Clients-Int	1.967	1.517	1.750	8	.	1,7
SAIFI	Int/Client-An	20.007	20.007	20.007	6	1,9	2,2

Tableau 9.3: Indice de fiabilité pour le Départ B31

Les valeurs de l'indice ASAI sont respectivement de 99,55% ; 99,65% ; 99,6% selon les années 2012, 2013 et 2014. En se référant au tableau ci-dessous, seules les valeurs de SAIDI et CAIDI sont acceptables comparées aux indices de fiabilités de PURC.

Nous avons les indices de fiabilité trouvée pour le départ B51 dans le tableau (3.4) ci-dessous.

Indice de Fiabilité	Unités	Valeurs trouvées			Valeur de PURC	Valeur AUSTRALIE	Valeur USA
		2012	2013	2014			
SAIDI	hr/Clients-An	0	5,92	2,541	48	3,5	2,6
CAIDI	hr/Clients-Int	0	2,55	2,55	8	.	1,7
SAIFI	Int/Client-An	0	1,997	0,996	6	1,9	2,2

Tableau 3.4:Indice de fiabilité pour le Départ B51

Les valeurs de l'indice ASAI sont respectivement de 100% ; 99,94% ; 99,97% selon les années 2012, 2013 et 2014. Nous remarquons en se référant au tableau ci-dessus que les valeurs des indices simulées respectent les valeurs fixés par PURC et sont abordables même pour les valeurs d'AUSTRALIE et des USA. Nous pouvons remarquer qu'il n'y avait pas assez d'heures d'interruptions du système sur ce départ au cours des années 2012 et 2013 ce qui a donné un SAIDI acceptable pour la valeur prédite de 2014.

III.3. Station D

ASASWA et FISHING/HARBOUR 2 ont été les départs de 11kV choisis pour la station D. Ils sont utilisés principalement pour les zones métropolitaines. La figure (3.7) ci-dessous nous montre la schématisation de la station D. Le schéma unifilaire détaillé est présenté dans l'annexe D3.

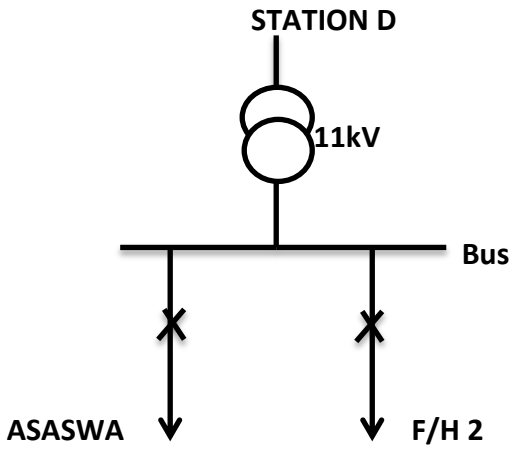


Figure 3.7: Schéma de la distribution de la Station D

Les valeurs des indices trouvées pour le départ ASASWA se trouvent dans le tableau (3.5) ci-dessous.

Indice de Fiabilité	Unités	Valeurs trouvées			Valeur de PURC	Valeur AUSTRALIE	Valeur USA
		2012	2013	2014			
SAIDI	hr/Clients-An	49,559	10,512	29,936	48	3,5	2,6
CAIDI	hr/Clients-Int	2,75	2,1	2,6	8	.	1,7
SAIFI	Int/Client-An	18,022	5,006	11,514	6	1,9	2,2

Tableau 3.10:Indice de fiabilité pour le Départ ASASWA

Les valeurs de l'indice ASAI sont respectivement de 99,43% ; 99,88% ; 99,65% selon les années 2012, 2013 et 2014. Les indices de fiabilité des différentes valeurs du départ ASASWA respectent les valeurs fixés par PURC sauf l'indice SAIFI. Les valeurs des indices de fiabilité trouvée pour le départ FISHING/HARBOUR 2 se trouvent dans le tableau (3.6) ci-dessous.

Indice de Fiabilité	Unités	Valeurs trouvées			Valeur de PURC	Valeur AUSTRALIE	Valeur USA
		2012	2013	2014			
SAIDI	hr/Clients-An	91.24	39.383	65.484	48	3,5	2,6
CAIDI	hr/Clients-Int	4.833	3.93	9.16	8	.	1,7
SAIFI	Int/Client-An	19	10	14.49	6	1,9	2,2

Tableau 3.11: Indice de fiabilité pour le Départ FISHING/HARBOUR 2

Les valeurs de l'indice ASAI sont respectivement de 98,95% ; 99,55% ; 99,2% selon les années 2012, 2013 et 2014. En se basant sur les résultats de fiabilité du tableau ci-dessus, toutes les valeurs sont supérieures à celles de PURC. Avec l'emplacement des réenclencheurs automatiques sur les différents points du réseau dans le but de restaurer le système après une interruption, nous pouvons remarquer à l'annexe E les résultats de simulation montrant les indices plus bas.

Etant donné que notre étude s'est faite sur les départs choisis des stations A, B, C nous pourrons voir l'allure des indices de fiabilités de chaque départ que le logiciel CYME a prédit celle de l'année 2014 à travers la figure (3.8) suivante.

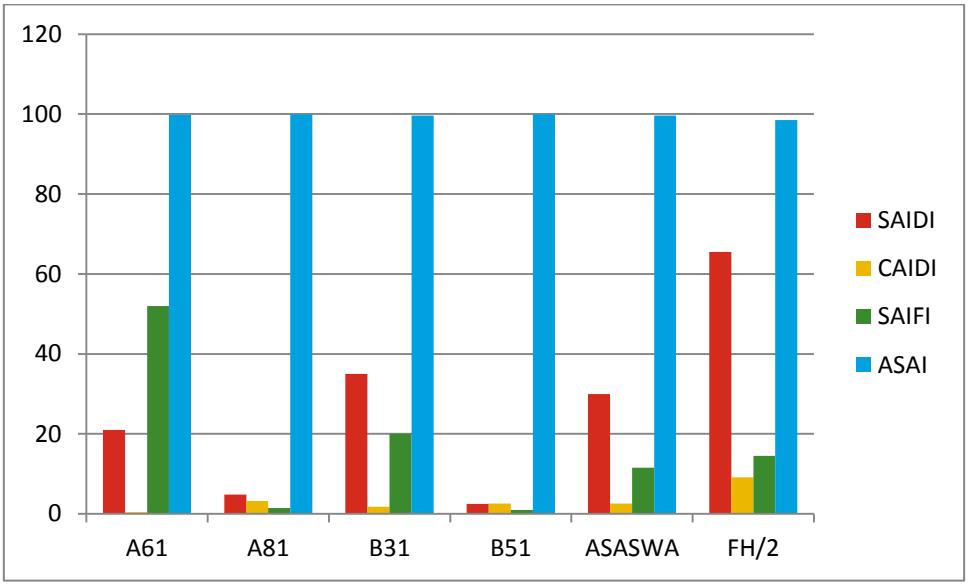


Figure 3.8: Courbe des indices de fiabilité des départs

Cette courbe comme on le voit représente les indices de fiabilité que nous avons étudiée dans notre zone d'étude de cas. Les valeurs des indices de fiabilité croit et décroit en fonction des départs de chaque station. Cela est tout simplement du au nombre total des heures à la moyenne qu'un client est sans électricité durant l'année, la moyenne de nombre de fois que l'approvisionnement d'un client est interrompu par année et la durée de chaque interruption par année. Tout ça nous résume les indices de fiabilité du système électrique. Nous verrons plus en détail en fonction de ses valeurs obtenues ce qui provoque ses longues interruptions.

IV. Les principales causes d'interruption

La cause des défauts est due aux différentes sources de panne et ne sont pas répartis sur tout le long des lignes. La défaillance du câble fait allusion à quelque chose qui se produit couramment. La plupart des défauts sont causés par l'humidité dans l'isolation du câble due aux gaines endommagées. Les causes des dommages à la gaine sont : la cristallisation du plomb grâce aux vibrations; action chimique sur le plomb et les dommages mécaniques [12].

Les défauts qui sont les plus susceptibles de se produire dans les câbles sont:

- les défauts de terre (rupture d'isolation du câble) : Lorsque l'isolation du câble est endommagé, l'actuel commence à s'écouler de l'âme conductrice à la terre.
- Les court-circuit : Lorsque l'isolement entre deux câbles ou entre deux conducteurs d'un câble multiconducteur est endommagé, l'actuel commence à s'écouler par un câble à un autre ou d'un conducteur à un autre conducteur d'un câble multiconducteur directement (sans passer par la charge).
- Défaut d'un circuit ouvert : Lorsque le conducteur d'un câble est cassé ou déconnecté il n'y a pas de courant dans le câble.

À partir des données historiques de ces dernières années, les différentes raisons d'indication causant les pannes dans le système sont présentées dans le tableau (3.7) suivant :

Raison/Indication	A61(12/13)	A81(12/13)	B31(12/13)	B51(12/13)	ASA(12/13)	F/H2(12/13)
Mise à la terre	35/43	14/1	14/18	2/0	18/5	17/6
Surintensité	11/16	6/0	6/2	0/0	0/0	2/4
Total	46/59	20/1	20/20	2/0	18/5	19/10

Tableau 3.12:Récapitulatif des raisons des différentes causes

Les figures ci-dessous (3.9) et (3.10) nous montrent le nombre de fois des différentes raisons des pannes qui surviennent sur les départs selon les années antérieures 2012 et 2013.

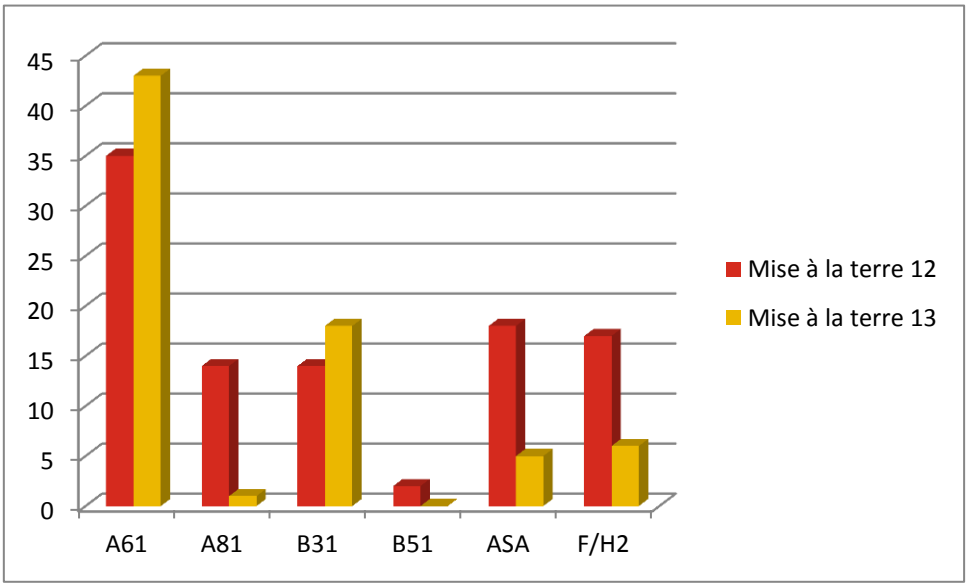


Figure 3.9: Source de panne (Faute de mise à la terre)

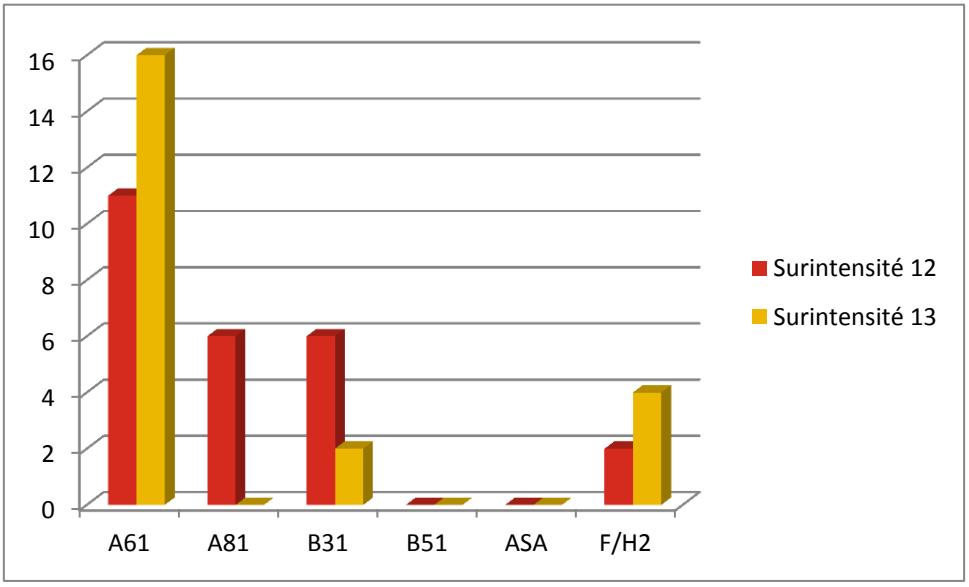


Figure 3.10 : Source de panne (Faute de surintensité)

A travers les différentes figures ci-haut, nous pouvons remarquer que les pannes sont causées plus sur les départs A61, panne de défaut de mise à la terre ainsi que les défauts de surintensité. Cela nous emmène plus haut à voir une grande valeur de SAIFI sur le départ A61. Une mesure de réorganisation de maintenance doit être faite sur ce départ pour une parfaite alimentation dans le futur.

V. Résultats

Le résultat de l'ensemble du projet est représenté ci-dessous et plus détaillé en annexe D et E. Comme nous l'avons constaté au niveau de la performance passé du système, l'emplacement des réenclencheurs automatique avec automatisation de la distribution nous donne des résultats qui réduisent SAIDI.

- Pour le départ 11kV alimenté par A61, la performance du système actuel pourrait être renforcé et amélioré par l'installation du réenclencheur automatique aux différents nœuds montrés à l'annexe D1 qui donne le bas SAIDI.
- Pour le départ 11kV alimenté par A81, la performance du système actuel pourrait être renforcé et amélioré par l'installation du réenclencheur automatique au nœud montré à l'annexe D1 qui donne le bas SAIDI.

- Pour le départ 11kV alimenté par B31, la performance du système actuel pourrait être renforcé et amélioré par l'installation du réenclencheur automatique aux différents nœuds montrés à l'annexe D2 qui donne le bas SAIDI.
- Pour le départ 11kV alimenté par ASASWA, la performance du système actuel pourrait être renforcé et amélioré par l'installation du réenclencheur automatique aux différents nœuds montrés à l'annexe D1 qui donne le bas SAIDI.
- Pour le départ 11kV alimenté par FISHING HARBOUR 2, la performance du système actuel pourrait être renforcé et amélioré par l'installation du réenclencheur automatique au nœud montré à l'annexe D1 qui donne le bas SAIDI.

VI. Conclusion

La fiabilité d'un réseau électrique joue un rôle très important dans la distribution de l'énergie électrique. L'étude de la fiabilité du réseau de TEMA nous a permis de voir la partie sombre des défauts auxquels les sociétés de distribution d'énergie électrique se confrontent. De l'étude précédente nous pouvons dire que le réseau de distribution de TEMA n'est pas vraiment dans les normes en parlant de la fiabilité. Beaucoup de travaux de maintenance doivent être le souci majeur de la compagnie ECG pour un futur meilleur de son réseau électrique.

Conclusion et perspectives

L'amélioration d'un réseau électrique est l'un des plus grands soucis que les entreprises de fourniture d'électricité doivent prendre en compte pour maintenir leur réseau fiable en fournissant une bonne qualité d'énergie à ses clients. De nos jours la croissance de l'énergie reste un sujet majeur ce qui fait que la production de l'électricité n'est plus égal à la consommation mais cela n'empêche pas du tout les sociétés d'électricité de veiller à ce que leur réseau fonctionne en une parfaite condition.

Dans le cadre de ce mémoire, une approche déterministe pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique a été proposée. Ces travaux se sont focalisés sur le calcul des indices de fiabilité au niveau de la distribution comme SAIDI, SAIFI…prenant en compte les interruptions antérieures du système. Aujourd'hui les méthodes déterministes pour l'évaluation de la fiabilité du système de distribution d'énergie électrique est un atout majeur pour la planification. Le manque d'information sur la fiabilité du système met les services de gestion du réseau dans une situation de surestimation des risques.

L'objectif de ce mémoire de Master est de proposer une méthode d'évaluation de la fiabilité du réseau de TEMA. Cette méthode nécessite un calcul qui pourrait être appliqué aux indices de fiabilité du système. Les résultats des calculs ont été comparés aux valeurs d'indice de fiabilité que PURC propose à ECG, aux valeurs de l'AUSTRALIE et des USA pour mieux voir en un premier temps la différence entre les valeurs, en un deuxième trouver un astuce pour améliorer le système qui le rendra fiable là où nous avons de mauvais résultat. Grace à cette approche le risque de défaillance du système peut être diminué.

La méthode de calcul de fiabilité est utilisée pour quelques départs des stations de distribution de TEMA, Cependant elle peut être utilisé au niveau de toutes les stations de distribution électrique du Ghana pour assurer dans les années à venir une bonne performance et une fourniture de qualité et fiable d'énergie pour leurs clients. Elle pourra enfin permettre aux clients d'ECG d'avoir une courte durée d'interruption sur le système électrique et un réseau fiable pour tous les ghanéens.

Annexes

Annexe A : Report des détails d'interruption(2012)

A1- 11 kV Départ A61

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
01/03/2012	A61	14:57	15:04	0,12	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication.	2542	ECG Reg. Office, Kier, Agbamama comm,3 Green view cement factory etc.
22/1/2012	A61	03:40	05:30	0,83	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
28/1/2012	A61	03:15	03:25	0,17	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
02/03/2012	A61	06:40	07:05	0,42	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
02/07/2012	A61	13:01	13:13	0,20	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
21/2/2012	A61	06:31	07:22	0,85	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication.	2542	ECG Reg. Office, Kier, Agbamama comm,3 Green view cement factory etc.
22/2/2012	A61	07:05	07:10	0,08	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication.	2542	ECG Reg. Office, Kier, Agbamama comm,3 Green view cement factory etc.
24/2/2012	A61	06:47	07:04	0,28	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication.	2542	ECG Reg. Office, Kier, Agbamama comm,3 Green view cement factory etc.
25/2/2012	A61	07:29	07:40	0,18	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication.	2542	ECG Reg. Office, Kier, Agbamama comm,3 Green view cement factory etc.
21/3/2012	A61	22:32	22:42	0,17	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication.	2542	ECG Reg. Office, Kier, Agbamama
22/3/2012	A61	13:20	13:35	0,25	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication.	2542	ECG Reg. Office, Kier, Agbamama
25/3/2012	A61	19:52	19:58	0,10	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
04/08/2012	A61	19:48	19:58	0,17	The feeder tripped on instantaneous earth relay indication.Trial switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Kier, Agbamama comm,3 Green view cement factory etc.
16/4/2012	A61	08:52	10:55	2,05	The feeder tripped on overcurrent relay indication.Trial switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Kier, Agbamama comm,3 Green view cement factory etc.
05/04/2012	A61	03:02	17:25	14,38	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication due to a terminition blast on A55 out goinig feeder Leg at A66 s/s.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
05/09/2012	A61	07:16	07:20	0,07	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication due to a bunt H.T pole at TBT.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
27/5/2012	A61	22:32	22:55	0,38	The feeder tripped on overcurrent relay indication. Trail switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
28/5/2012	A61	07:42	07:57	0,25	The feeder tripped on earth fault relay indication due to an H.T line touching channel iron and burnt a pole at T.B.T area.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
06/08/2012	A61	12:33	12:45	0,20	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication. Trail switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
16/6/2012	A61	06:00	06:05	0,08	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trail switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
17/6/2012	A61	07:50	08:05	0,25	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trail switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
24/6/2012	A61	01:41	01:52	0,18	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
14/7/2012	A61	04:58	05:08	0,17	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
20/7/2012	A61	23:08	23:16	0,13	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
24/7/2012	A61	03:28	03:39	0,18	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
08/01/2012	A61	07:39	07:52	0,22	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
08/03/2012	A61	13:30	13:36	0,10	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
08/05/2012	A61	00:30	00:37	0,12	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
08/05/2012	A61	08:18	08:25	0,12	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication due to lightning arrestor.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
08/10/2012	A61	17:59	18:03	0,07	The feeder tripped on overcurrent relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
09/04/2012	A61	11:20	11:35	0,25	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Reg. Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
11/10/2012	A61	20:04	20:56	0,87	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Regional Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
13/11/2012	A61	06:48	07:00	0,20	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Regional Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
13/11/2012	A61	08:55	09:00	0,08	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication due to a loose contact around Ave Maria.	2542	ECG Regional Office, Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
24/11/2012	A61	07:02	07:10	0,13	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
30/11/2012	A61	11:16	12:53	1,62	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
12/05/2012	A61	17:05	18:18	1,22	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
12/06/2012	A61	17:59	18:32	0,55	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication. Trial switching held successfully.	2542	Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
13/12/2012	A61	06:06	06:16	0,17	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
18/12/2012	A61	12:40	13:10	0,50	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication due to a punctured cable bebind Green View.	2542	E.C.G Regional Office,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
20/12/2012	A61	20:09	20:19	0,17	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
21/12/2012	A61	16:51	16:59	0,13	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
24/12/2012	A61	04:30	04:40	0,17	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
24/12/2012	A61	12:05	12:08	0,05	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
27/12/2012	A61	04:15	04:45	0,50	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
28/12/2012	A61	12:35	13:15	0,67	The feeder tripped on earth fault time delay relay indication.Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
				30,03			

A2- 11 kV Départ A81

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
15/2/2012	A81	18:07	21:45	3,63	Planned interruption for load manegment	3010	Tema senior high sch, comm,5 etc.
05/04/2012	A81	03:02	04:01	0,98	The feeder tripped on earth fault relay indication.	3010	Comm,5 Tema high sch,Railway quarters etc.
				4,61			

A3- 11 kV Départ B31

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
01/09/2012	B31	03:20	3:38	0,30	The feeder tripped on overcurrent relay indication.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
17/1/2012	B31	06:32	10:30	3,97	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication due to a cable fault.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
22/2/2012	B31	14:50	15:42	0,87	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
03/07/2012	B31	14:00	15:03	1,1	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication due to a jumper cut.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
04/02/2012	B31	02:15	2:43	0,47	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication due to a faulty switch at MILE 18 s/s. Supply restored after isolating fault.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
04/06/2012	B31	13:45	20:20	6,58	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication due to a cable fault.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
04/08/2012	B31	13:45	14:28	0,72	The feeder tripped on instantaneous earth relay indication.Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
04/09/2012	B31	16:31	16:48	0,28	The feeder tripped on instantaneous earth relay indication.Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
04/10/2012	B31	14:39	17:11	2,53	The feeder tripped on instantaneous earth relay indication.Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
13/4/2012	B31	10:46	19:42	8,93	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication due to a joint failure.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
25/4/2012	B31	05:20	06:00	0,67	The feeder tripped on both time delay and instantaneous earth fault relay indication	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
05/04/2012	B31	03:02	04:46	1,73	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trail switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
05/04/2012	B31	09:50	09:58	0,13	The feeder tripped on earth fault time delay relay indication.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
05/08/2012	B31	21:51	22:40	0,82	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trail switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
05/10/2012	B31	16:35	18:35	2,00	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication due to a truck which has run into an H.T pole at Comm.9.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
19/5/2012	B31	15:02	16:42	1,67	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trail switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
30/5/2012	B31	11:20	11:39	0,32	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trail switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
06/01/2012	B31	17:31	18:08	0,62	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trail switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
06/03/2012	B31	03:50	07:09	3,32	The feeder tripped on earth fault relay indication due to a line cut at Winners Chaple Comm.8 Tema.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
06/08/2012	B31	14:02	16:51	2,82	The feeder tripped on earth fault relay indication due to an H.T line touching a telecom pole at Action Chaple area.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
				39,78			

A4- 11 kV Départ B51

No Fault

A5- 11 kV Départ ASASWA

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
13/1/2012	ASASWA	12:46	12:50	0,07	The feeder tripped on overcurrent relay indication due to shattered lightening arrestor.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
13/1/2012	ASASWA	13:25	15:30	2,08	The feeder tripped on earth fault relay indication.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
02/04/2012	ASASWA	07:23	20:00	12,62	The feeder tripped on overcurrent relay indication due to cable fault between Kass and Ocean fair coldstore.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
04/04/2012	ASASWA	10:40	11:00	0,33	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
13/4/2012	ASASWA	11:25	13:30	2,08	The feeder tripped on earth fault relay indication due to a cable fault between Kaas and Ocean fare s/s.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
17/4/2012	ASASWA	19:15	21:51	4,60	The feeder tripped on blue phase to earth fault relay indication Trial switching held successfully.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
25/4/2012	ASASWA	05:30	06:25	0,92	The feeder tipped on yellow phase to earth relay indication	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
25/4/2012	ASASWA	10:02	12:20	2,30	The feeder tipped on red phase to earth relay indication due to underground cable fault.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
05/03/2012	ASASWA	18:30	19:00	0,50	The feeder tripped on eath fault relay indication.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
05/04/2012	ASASWA	03:08	09:15	6,12	The feeder tipped on yellow phase to earth relay indication	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
05/09/2012	ASASWA	12:04	14:08	2,07	The feeder tipped on blue phase to earth relay indication.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
05/12/2012	ASASWA	18:50	19:00	0,17	The feeder tripped on earth fault relay indication.Trial switching held sucessfully.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Irani Brothers,ect.
30/5/2012	ASASWA	11:15	11:40	0,42	The feeder tipped on yellow phase to earth relay indication due to termination failure at Cal Bank.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
25/6/2012	ASASWA	08:48	16:04	7,27	The feeder tipped on yellow phase to earth relay indication due to a blast on the coupler at Asaswa s/s.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
07/03/2012	ASASWA	10:14	10:48	0,57	The feeder tripped on all phases to earth relay indication. Trial switching held successfully.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
08/08/2012	ASASWA	08:15	10:30	2,25	The feeder tripped on all phases to earth relay indication due to a broken conductor.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
27/9/2012	ASASWA	19:44	20:10	0,43	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Asaswa,Afko,Legonfisheries,Matso,Asempa coldstore,ect.
19/10/2012	ASASWA	13:45	18:34	4,82	The feeder tripped on yellow phase to earth relay indication due to shattered lighting arrestors at Afko.	25	Lamac.Enyidado Coldstore.Lever Brothers,ect.
				49,60			

A6- 11 kV Départ FISHING HARBOUR 2

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
13/1/2012	FISHING HARBOUR 2	10:25	11:07	0,70	The feeder tripped on earth fault relay indication.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
13/1/2012	FISHING HARBOUR 2	13:33	15:04	0,52	The feeder tripped on earth fault relay indication due to a cable fault around total filling station.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
18/3/2012	FISHING HABOUR 2	04:31	10:24	5,88	The feeder tripped on overcurrent relay indication due to a fault at D12B s/s.	7388	Tema New Town, Manhean, Part of Fishing Harbour, etc
25/3/2012	FISHING HARBOUR 2	17:34	01:37	8,05	The feeder tripped on earth fault relay indication due to suspected fault at D12B s/s.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
04/01/2012	FISHING HARBOUR 2	11:34	15:30	3,93	The feeder tripped on overcurrent relay indication. Trial switching held successfully.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
25/4/2012	F/H 2	07:44	13:20	5,60	The feeder tripped on blue phase to earth fault relay indication due to a cable punctured	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
06/04/2012	FISHING HARBOUR 2	06:30	07:50	1,33	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trail switching held successfully.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
14/6/2012	FISHING HARBOUR 2	19:30	19:48	0,30	The feeder tripped on red phase to earth relay indication. Trail switching held successfully.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
07/02/2012	FISHING HARBOUR 2	03:51	12:14	8,38	The feeder tripped on yellow and blue phase to earth relay indication due to a cracked pin insulator and a lightning arrestor at Bankuman.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
15/7/2012	FISHING HARBOUR 2	13:15	18:28	5,22	The feeder tripped on red and yellow phase to earth relay indication due to a faulty drop-out fusegear at Bankuman.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
08/06/2012	FISHING HARBOUR 2	11:45	17:40	29,92	The feeder tripped on red phase to earth relay indication due to a cable fault.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
08/08/2012	FISHING HARBOUR 2	08:05	10:40	2,58	The feeder tripped on all phases to earth relay indication due to a broken conductor at C & J Coldstore.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
09/09/2012	FISHING HARBOUR 2	23:20	23:23	0,05	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
10/02/2012	FISHING HARBOUR 2	09:27	11:48	2,35	The feeder tripped on yellow phase to earth relay indication due to a conductor cut opposite PFC.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
10/02/2012	FISHING HARBOUR 2	19:55	20:00	0,08	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
10/10/2012	FISHING HARBOUR 2	17:35	22:12	4,62	The feeder tripped on all phases to earth relay indication due to a termination blast in the panel at Main D.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
19/10/2012	FISHING HARBOUR 2	10:35	13:30	2,92	The feeder tripped on red and blue phase to earth relay indication due to shattered arrestor at Bankuman.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
22/10/2012	FISHING HARBOUR 2	15:31	17:56	2,42	The feeder tripped on earth fault relay indication due to shattered insulator at Tema Newtown.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
27/12/2012	FISHING HARBOUR 2	04:15	11:20	7,08	The feeder tripped on earth fault relay indication due to a termination blast at D20 sub-station.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
				91,93			

Annexe B- Report des détails d'interruption(2013)

B1- 11 kV Départ A61

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
01/09/2013	A61	19:20	19:35	0,25	The feeder tripped on earth fault time delay relay indication.Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
01/09/2013	A61	22:14	22:19	0,08	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
01/10/2013	A61	05:39	05:49	0,17	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
01/12/2013	A61	00:26	00:32	0,10	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
13/1/2013	A61	06:09	06:29	0,33	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
14/1/2013	A61	06:48	07:10	0,37	The feeder tripped on earth fault time delay relay indication.Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
16/1/2013	A61	04:30	04:35	0,08	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
17/1/2013	A61	06:35	07:05	0,50	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
18/1/2013	A61	18:20	19:02	0,70	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
21/1/2013	A61	06:45	07:15	0,50	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
21/1/2013	A61	13:58	13:59	0,02	The feeder tripped on overcurrent time delay relay indication.Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
22/1/2013	A61	15:30	15:54	0,40	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
23/1/2013	A61	05:45	06:05	0,33	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
23/1/2013	A61	14:28	14:35	0,12	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
25/1/2013	A61	09:40	09:42	0,03	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
26/1/2013	A61	06:45	07:00	0,25	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
27/1/2013	A61	22:30	22:46	0,27	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
30/1/2013	A61	12:31	12:43	0,20	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
30/1/2013	A61	14:40	14:50	0,17	The feeder tripped on overcurrent time delay relay indication. Trial switching held successfully	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
30/1/2013	A61	18:30	18:50	0,33	The feeder tripped on overcurrent time delay relay indication. Trial switching held successfully	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
02/05/2013	A61	08:23	08:30	0,12	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
02/06/2013	A61	06:08	07:21	1,22	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
02/08/2013	A61	16:58	17:14	0,27	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	E.C.G Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
22/2/2013	A61	08:51	08:56	0,08	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication. Trial switching held successfully	2542	Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
03/07/2013	A61	10:28	10:32	0,07	The feeder tripped on earth fault relay indication.Trial switching held successfully.	2542	Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
03/07/2013	A61	12:32	12:40	0,13	The feeder tripped on earth fault relay indication.Trial switching held successfully.	2542	Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
13/3/2013	A61	09:20	09:25	0,08	The feeder tripped on earth fault relay indication.Trial switching held successfully.	2542	Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
13/3/2013	A61	13:54	14:01	0,12	The feeder tripped on earth fault relay indication.Trial switching held successfully.	2542	Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
14/3/2013	A61	09:31	09:39	0,13	The feeder tripped on earth fault relay indication.Trial switching held successfully.	2542	Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
15/3/2013	A61	09:37	09:39	0,03	The feeder tripped on earth fault relay indication.Trial switching held successfully.	2542	Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
18/3/2013	A61	10:29	10:40	0,18	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication.Trial switching held successfully.	2542	Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
18/3/2013	A61	14:49	14:57	0,13	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication.Trial switching held successfully.	2542	Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
26/3/2013	A61	12:02	12:08	0,10	The feeder tripped on earth fault relay indication.Trial switching held successfully.	2542	Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
26/3/2013	A61	14:41	14:48	0,12	The feeder tripped on earth fault relay indication.Trial switching held successfully.	2542	Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
27/3/2013	A61	10:30	10:35	0,08	The feeder tripped on overcurrent time delay relay indication.Trial switching held successfully.	2542	Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
27/3/2013	A61	13:26	13:32	0,10	The feeder tripped on overcurrent time delay relay indication.Trial switching held successfully.	2542	Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
04/09/2013	A61	08:33	08:35	0,03	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully	2542	ECG,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
04/09/2013	A61	09:25	09:28	0,05	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication line patrolling revealed nothing. Trial switching held successfully.	2542	ECG,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
04/10/2013	A61	10:16	10:25	0,15	The feeder tripped on overcurrent time delay relay indication.Trial switching held successfully.	2542	ECG,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
04/11/2013	A61	11:03	11:04	0,02	The feeder tripped on overcurrent time delay relay indication.Trial switching held successfully.	2542	ECG,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
04/11/2013	A61	13:11	13:17	0,10	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully	2542	ECG,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
04/12/2013	A61	11:13	11:14	0,02	The feeder tripped on overcurrent relay indication.Trial switching held successfully.	2542	ECG Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
04/12/2013	A61	12:45	12:46	0,02	The feeder tripped on overcurrent relay indication.Trial switching held successfully.	2542	ECG Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
04/12/2013	A61	12:58	13:10	0,20	The feeder tripped on overcurrent relay indication.Trial switching held successfully.	2542	ECG Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
16/4/2013	A61	16:00	16:02	0,03	The feeder tripped on overcurrent time delay relay indication.Trial switching held successfully.	2542	ECG Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
17/4/2013	A61	09:23	09:27	0,07	The feeder tripped on overcurrent time delay relay indication.Trial switching held successfully.	2542	ECG Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
17/4/2013	A61	12:14	12:40	0,10	The feeder tripped on overcurrent time delay relay indication.Trial switching held successfully.	2542	ECG Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
17/4/2013	A61	15:10	15:17	0,08	The feeder tripped on overcurrent time delay relay indication.Trial switching held successfully.	2542	ECG Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
26/4/2013	A61	10:39	10:54	0,25	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication due to a termination failure at ATS.	2542	ECG,Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
05/01/2013	A61	01:40	01:49	0,15	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully	2542	ECG,Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
05/11/2013	A61	19:02	19:12	0,17	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully	2542	ECG Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
17/5/2013	A61	10:20	10:24	0,07	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully	2542	ECG Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
06/01/2013	A61	07:00	07:40	0,67	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG,Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
06/03/2013	A61	11:50	12:00	0,17	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully	2542	ECG,Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
18/6/2013	A61	06:31	06:54	0,38	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
20/6/2013	A61	15:12	15:27	0,25	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
25/6/2013	A61	08:12	08:19	0,12	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication due a termination failure on the NDK underground cable.	2542	ECG Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
07/02/2013	A61	07:08	07:19	0,18	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
19/9/2013	A61	16:32	16:38	0,10	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2542	ECG Regional Office,Kier,Agbamame,Part of comm,2 $ 3 etc
				11,53			

B2- 11 kV Départ A81

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
02/01/2013	A81	11:17	16:22	5,08	The feeder tripped on earth fault relay indication due to a conductor which had removed from the pin insulator behind Tema Secondary School at Comm.5.	3010	Comm,5 Tema high sch,Railway quarters etc.
				5,08			

B3- 11 kV Départ B31

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
01/06/2013	B31	18:02	18:15	0,22	The feeder tripped on earth fault time delay relay indication.Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
01/09/2013	B31	12:31	16:20	3,82	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication due to a truck which run into a stay wire around Silver Platter.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
22/1/2013	B31	22:35	22:40	0,08	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
23/1/2013	B31	09:58	17:28	7,50	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication due to a blast on a cow-head on a cable loop around Tarzan.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
17/2/2013	B31	16:25	16:30	0,08	The feeder tripped on earth fault relay indication.Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
03/07/2013	B31	07:26	07:38	0,20	The feeder tripped on earth fault relay indication.Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
21/3/2013	B31	09:00	09:15	0,25	The feeder tripped on instantaneous overcurrent and instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
31/3/2013	B31	22:20	22:22	0,03	The feeder tripped on earth fault relay indication.Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
05/03/2013	B31	21:15	21:30	0,3	The feeder tripped on overcurrent relay indication.Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9,Motorway Roundabout,Tema Technical Institute,SPPC,TTL,Emef Warehouse,Gbewaa Petrolchemical, etc.
05/08/2013	B31	13:10	13:58	0,8	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication during the rain. Trial switching after the rain held successfully	2061	Part of comm 9,Motorway Roundabout,Tema Technical Institute,SPPC,TTL,Emef Warehouse,Gbewaa Petrolchemical, etc.
26/5/2013	B31	10:43	11:56	1,22	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
27/5/2013	B31	04:20	05:20	1,00	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication during the rain. Trial switching after the rain held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
06/09/2013	B31	13:07	15:46	2,65	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication during the rain. Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
18/6/2013	B31	23:40	08:00	8,33	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication due to a truck which run into an H.T pole around Allied Oil.	2061	Part of comm 9 and Ashaiman,Motorway Roundabout etc.
23/7/2013	B31	16:27	16:46	0,32	The feeder tripped on instantaneous earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9,Motorway Roundabout,Tema Technical Institute,SPPC,TTL,Emef Warehouse,Gbewaa Petrolchemical, etc.

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
23/9/2013	B31	19:45	20:00	0,25	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9,Motorway Roundabout,Tema Technical Institute,SPPC,TTL,Emef Warehouse,Gbewaa Petrolchemical, etc.
23/11/2013	B31	20:26	20:40	0,23	The feeder tripped on earth fault relay indication during the rain. Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9, etc.
30/11/2013	B31	18:40	20:11	1,52	The feeder tripped on earth fault relay indication due to continue rain storm.	2061	Part of comm 9, etc.
12/03/2013	B31	16:53	17:27	0,57	The feeder tripped on earth fault relay indication during the rain. Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9, etc.
30/12/2013	B31	19:58	21:07	1,15	The feeder tripped on earth fault relay indication due to continue rain storm.Trial switching held successfully.	2061	Part of comm 9, etc.
				30,47			

B4- 11 kV Départ B51

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
27/2/2013	B51	07:44	11:17	3,55	The feeder tripped on earth fault relay indication due to a cable fault between B43 and B44 sub-station.	1350	Part of Comm. 7,8
11/11/2013	B51	13:20	15:13	1,88	The feeder tripped on earth fault relay indication due to 11KV underground cable fault between B45 sub-station and GTP.	1350	Part of Comm. 7,8
				5,43			

B5- 11 kV Départ ASASWA

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
03/09/2013	ASASWA	17:54	19:08	1,23	The feeder tripped on yellow phase to earth relay indication due to a broken conductor lying on the channel iron at Afko.	25	Lamac.Enyidado Coldstore,ect.
24/7/2013	ASASWA	11:34	16:32	4,97	The feeder tripped on blue phase to earth relay indication during the rain try swiching after the rain held successfully.	25	Lamac.Enyidado Coldstore,ect.
09/11/2013	ASASWA	18:27	18:38	0,18	The feeder tripped on earth fault relay indication due to cable fault at Afko sub-station.	25	Lamac.Enyidado Coldstore,ect.
16/10/2013	ASASWA	16:35	17:22	0,78	The feeder tripped on earth fault relay indication due to an underground cable fault between Cal Bank and Servistar.	25	Lamac.Enyidado Coldstore,ect.
18/10/2013	ASASWA	15:08	16:39	1,52	The feeder tripped on earth fault relay indication due to 11KV underground cable fault between Cal Bank and Servistar.	25	Lamac.Enyidado Coldstore,ect.
				8,68			

B6- 11 kV Départ FISHING HARBOUR 2

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
14/1/2013	FISHING HARBOUR 2	15:35	17:28	1,88	The feeder tripped on yellow phase to earth relay indication due to a punctured cable around Legon Fisheries.	2055	Nayak Coldstore, Part of Tema Newtown,Naval Base, Manko clinic,European Market,etc
26/4/2013	FISHING HARBOUR 2	08:26	15:27	7,02	The feeder tripped on overcurrent relay indication during the rain .Trial switching after the rain held successfully.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc

DATE	FEEDER/ TRAFO	OFF TIME	ON TIME	DURATION (HRS)	REASON/INDICATION	TOTALCUST. POPU.	AFFECTED AREAS
26/4/2013	FISHING HARBOUR 2	13:16	15:33	2,28	The feeder tripped on overcurrent relay indication due to a broken jumper at Bankuman.	7388	Nayak Coldstore, Tema Newtown,Naval quarters, Manko clinic, Bankuman, etc
19/5/2013	FISHING HARBOUR 2	02:30	07:44	5,23	The feeder tripped on instantaneous overcurrent relay indication during the rain. Trial switching after the rain held successfully	2055	Nayak Coldstore, Part of Tema Newtown,Naval Base, Manko clinic,European Market,etc
27/5/2013	FISHING HARBOUR 2	03:30	05:40	2,17	The feeder tripped on overcurrent relay indication during the rain. Trial switching after the rain held successfully.	2055	Nayak Coldstore, Part of Tema Newtown,Naval Base, Manko clinic,European Market,etc
06/05/2013	FISHING HARBOUR 2	23:18	13:21	14,05	The feeder tripped on yellow phase to earth relay indication due to a faulty feeder cable.	2055	Nayak Coldstore, Part of Tema Newtown,Naval Base, Manko clinic,European Market,etc
09/06/2013	FISHING HARBOUR 2	10:01	11:01	1,00	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2055	Nayak Coldstore, Part of Tema Newtown,Naval Base, Manko clinic,European Market,etc
16/9/2013	FISHING HARBOUR 2	06:48	07:00	0,20	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2055	Nayak Coldstore, Part of Tema Newtown,Naval Base, Manko clinic,European Market,etc
25/10/2013	FISHING HARBOUR 2	11:41	17:10	5,48	The feeder tripped on earth fault relay indication due to a punctured 11KV underground cable behind Main D.	2055	Nayak Coldstore, Part of Tema Newtown,Naval Base, Manko clinic,European Market,etc
12/06/2013	FISHING HARBOUR 2	02:05	02:10	0,08	The feeder tripped on earth fault relay indication. Trial switching held successfully.	2055	Nayak Coldstore, Part of Tema Newtown,Naval Base, Manko clinic,European Market,etc
				39,40			

Annexe C: Calcul des valeurs d'indices de fiabilité pour les stations A, B, D de 2013

STATION A							STATION B						STATION D					
11kV Feeder A61				11kV Feeder A81			11kV Feeder B31			11kV Feeder B51			11kV Feeder FISHING/HARBOUR 2			11kV Feeder ASASWA		
Month	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed
Jan	0,25	2542	635,5	No Fault			0,22	2061	453,42	No Fault			1,88	2055	3863,4	No Fault		
	0,08	2542	203,36				3,82	2061	7873,02									
	0,17	2542	432,14				0,08	2061	164,88									
	0,1	2542	254,2															
	0,33	2542	838,86				7,5	2061	15457,5									
	0,37	2542	940,54															
	0,08	2542	203,36															
	0,5	2542	1271															
	0,7	2542	1779,4															
	0,5	2542	1271															
	0,02	2542	50,84															
	0,4	2542	1016,8															
	0,33	2542	838,86															
	0,12	2542	305,04															
	0,033	2542	83,886															
	0,25	2542	635,5															
	0,27	2542	686,34															
	0,2	2542	508,4															
	0,17	2542	432,14															
	0,33	2542	838,86															
Total	**5,203**	**50840**	**13226,026**	**0**	**0**	**0**	**11,62**	**8244**	**23948,82**	**0**	**0**	**0**	**1,88**	**2055**	**3863,4**	**0**	**0**	**0**

STATION A							STATION B						STATION D					
11kV Feeder A61				11kV Feeder A81			11kV Feeder B31			11kV Feeder B51			11kV Feeder FISHING/HARBOUR 2			11kV Feeder ASASWA		
Month	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed
Feb	0,17	2542	432,14	**5,08**	**3010**	**15290,8**	0,08	2061	164,88	**3,55**	**1350**	**4792,5**	**No Fault**			**No Fault**		
	1,21	2542	3075,82															
	0,27	2542	686,34															
	0,083	2542	210,986															

STATION A							STATION B						STATION D					
11kV Feeder A61				11kV Feeder A81			11kV Feeder B31			11kV Feeder B51			11kV Feeder FISHING/HARBOUR 2			11kV Feeder ASASWA		
Month	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed
Total	**1,733**	**10168**	**4405,286**	**5,08**	**3010**	**15290,8**	**0,08**	**2061**	**164,88**	**3,55**	**1350**	**4792,5**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
	0,067	2542	170,314				0,2	2061	412,2							**1,23**	**25**	**30,75**
	0,13	2542	330,46				0,25	2061	515,25									
	0,083	2542	210,986				0,03	2061	61,83									
	0,11	2542	279,62															
	0,13	2542	330,46															
	0,033	2542	83,886															
	0,18	2542	457,56															
Mar	0,13	2542	330,46	**No Fault**						**No Fault**			**No Fault**					
	0,1	2542	254,2															
	0,11	2542	279,62															
	0,083	2542	210,986															
	0,1	2542	254,2															

STATION A							STATION B						STATION D					
11kV Feeder A61				11kV Feeder A81			11kV Feeder B31			11kV Feeder B51			11kV Feeder FISHING/HARBOUR 2			11kV Feeder ASASWA		
Month	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed
Total	**1,256**	**30504**	**3192,752**	**0**	**0**	**0**	**0,48**	**6183**	**989,28**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1,23**	**25**	**30,75**
Apr	0,033	2542	83,886	**No Fault**			**No fault**			**No Fault**			7,01	2055	14405,55	**No Fault**		
	0,05	2542	127,1										137	2055	281535			
	0,15	2542	381,3															
	0,017	2542	43,214															
	0,1	2542	254,2															
	0,017	2542	43,214															
	0,017	2542	43,214															
	0,2	2542	508,4															
	0,033	2542	83,886															
	0,067	2542	170,314															
	0,43	2542	1093,06															
	0,11	2542	279,62															
	0,25	2542	635,5															

STATION A							STATION B						STATION D					
11kV Feeder A61				11kV Feeder A81			11kV Feeder B31			11kV Feeder B51			11kV Feeder FISHING/HARBOUR 2			11kV Feeder ASASWA		
Month	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed
Total	**1,474**	**33046**	**3746,908**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**144,01**	**4110**	**295940,55**	**0**	**0**	**0**
	0,15	2542	381,3				**0,3**	**2061**	**618,3**				5,23	2055	10747,65			
	0,17	2542	432,14				**0,8**	**2061**	**1648,8**				2,17	2055	4459,35			
	0,067	2542	170,314				**1,22**	**2061**	**2514,42**				14,05	2055	28872,75			
							1	**2061**	**2061**									
May				**No Fault**						**No Fault**						**No Fault**		

STATION A							STATION B						STATION D					
11kV Feeder A61				11kV Feeder A81			11kV Feeder B31			11kV Feeder B51			11kV Feeder FISHING/HARBOUR 2			11kV Feeder ASASWA		
Month	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed
Total	0,387	7626	983,754	0	0	0	3,32	8244	6842,52	0	0	0	21,45	6165	44079,75	0	0	0
June	0,67	2542	1703,14	No Fault			2,65	2061	5461,65	No Fault			1	2055	2055	No Fault		
	0,17	2542	432,14				8,33	2061	17168,13									
	0,38	2542	965,96															

STATION A							STATION B						STATION D					
11kV Feeder A61				11kV Feeder A81			11kV Feeder B31			11kV Feeder B51			11kV Feeder FISHING/HARBOUR 2			11kV Feeder ASASWA		
Month	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed
	0,25	2542	635,5															
	0,11	2542	279,62															
Total	**1,58**	**12710**	**4016,36**	**0**	**0**	**0**	**10,98**	**4122**	**22629,78**	**0**	**0**	**0**	**1**	**2055**	**2055**	**0**	**0**	**0**
	0,18	2542	457,56				0,32	2061	659,52							**4,97**	**25**	**124,25**
July				**No Fault**						**No Fault**			**No Fault**					
Total	**0,18**	**2542**	**457,56**	**0**	**0**	**0**	**0,32**	**2061**	**659,52**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**4,97**	**25**	**124,25**
Aug	**No fault**			**No Fault**			**No fault**			**No Fault**			**No Fault**			**No Fault**		

STATION A							STATION B						STATION D					
11kV Feeder A61				11kV Feeder A81			11kV Feeder B31			11kV Feeder B51			11kV Feeder FISHING/HARBOUR 2			11kV Feeder ASASWA		
Month	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed
Total	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Sept	0,1	2542	254,2	**No Fault**			**0,25**	**2061**	**515,25**	**No Fault**			0,2	2055	411	**No Fault**		

STATION A							STATION B						STATION D					
11kV Feeder A61				11kV Feeder A81			11kV Feeder B31			11kV Feeder B51			11kV Feeder FISHING/HARBOUR 2			11kV Feeder ASASWA		
Month	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed
Total	0,1	2542	254,2	0	0	0	0,25	2061	515,25	0	0	0	0,2	2055	411	0	0	0
Oct	No Fault			No Fault			No fault			No Fault			5,48	2055	11261,4	**0,78**	**25**	**19,5**
																1,52	**25**	**38**

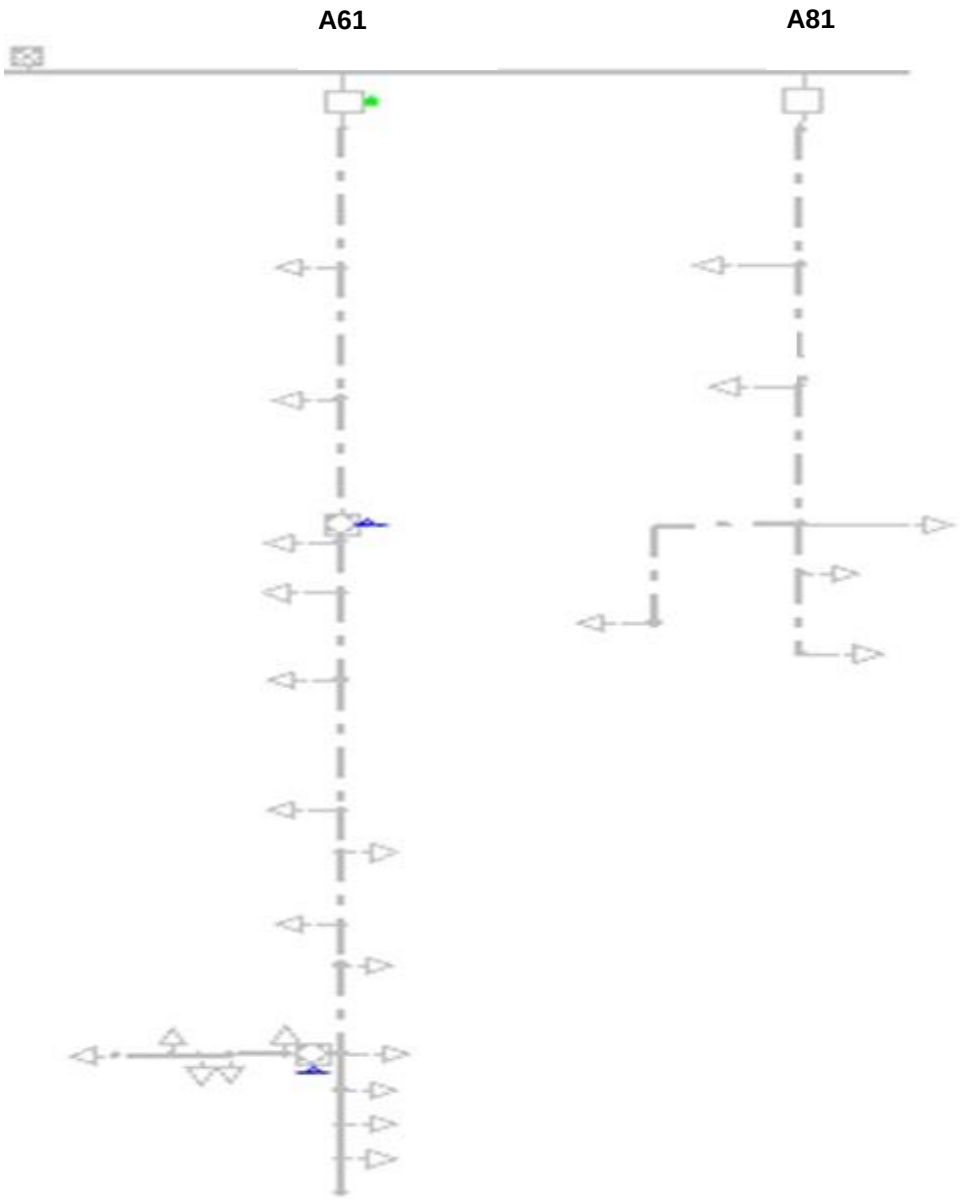
STATION A							STATION B						STATION D					
11kV Feeder A61				11kV Feeder A81			11kV Feeder B31			11kV Feeder B51			11kV Feeder FISHING/HARBOUR 2			11kV Feeder ASASWA		
Month	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,48	2055	11261,4	2,3	50	57,5
Nov	No fault			No Fault			0,23	2061	474,03	1,88	1350	2538	No Fault			0,18	25	4,5
							1,52	2061	3132,72									

STATION A							STATION B						STATION D					
11kV Feeder A61				11kV Feeder A81			11kV Feeder B31			11kV Feeder B51			11kV Feeder FISHING/HARBOUR 2			11kV Feeder ASASWA		
Month	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed
Total	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1,75**	**4122**	**3606,75**	**1,88**	**1350**	**2538**	**0**	**0**	**0**	**0,18**	**25**	**4,5**
Dec	**No fault**			**No Fault**			0,57	2061	1174,77	**No Fault**			0,083	2055	170,565	1,83	25	45,75
							1,15	2061	2370,15									

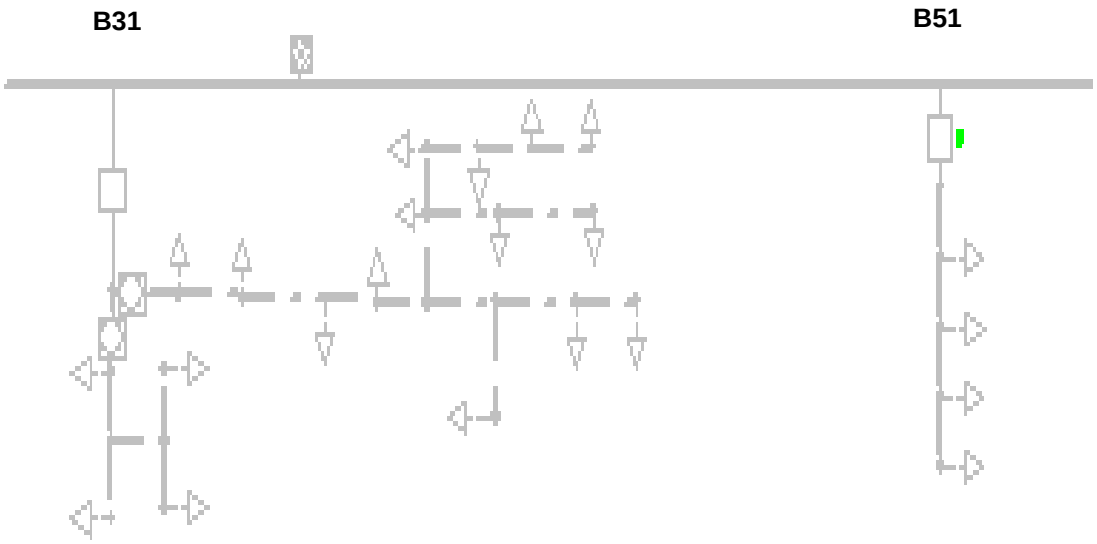
STATION A							STATION B						STATION D					
11kV Feeder A61				11kV Feeder A81			11kV Feeder B31			11kV Feeder B51			11kV Feeder FISHING/HARBOUR 2			11kV Feeder ASASWA		
Month	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed	Fault Duration(hrs)	Afected Customers	Customers Hrs Curtailed
Total	0	0	0		0	0	1,72	4122	3544,92	0	0	0	0,083	2055	170,565	1,83	25	45,75
TOTAL	11,913	149978	30282,846	5,08	3010	15290,8	30,52	41220	62901,72	5,43	2700	7330,5	174,103	20550	357781,665	10,51	150	262,75
Customers served		2542		3010			2061			1350			2055			25		
SAIDI	11,913			5,08			30,52			5,43			174,103			10,51		
CAIDI	0,201915254			5,08			1,526			2,715			17,4103			1,751666667		
SAIFI	59			1			20			2			10			6		
ASAI	99,86400685			99,94200913			99,65159817			99,9380137			98,01252283			99,88002283		

Annexe D : Schéma des Station A, B, D

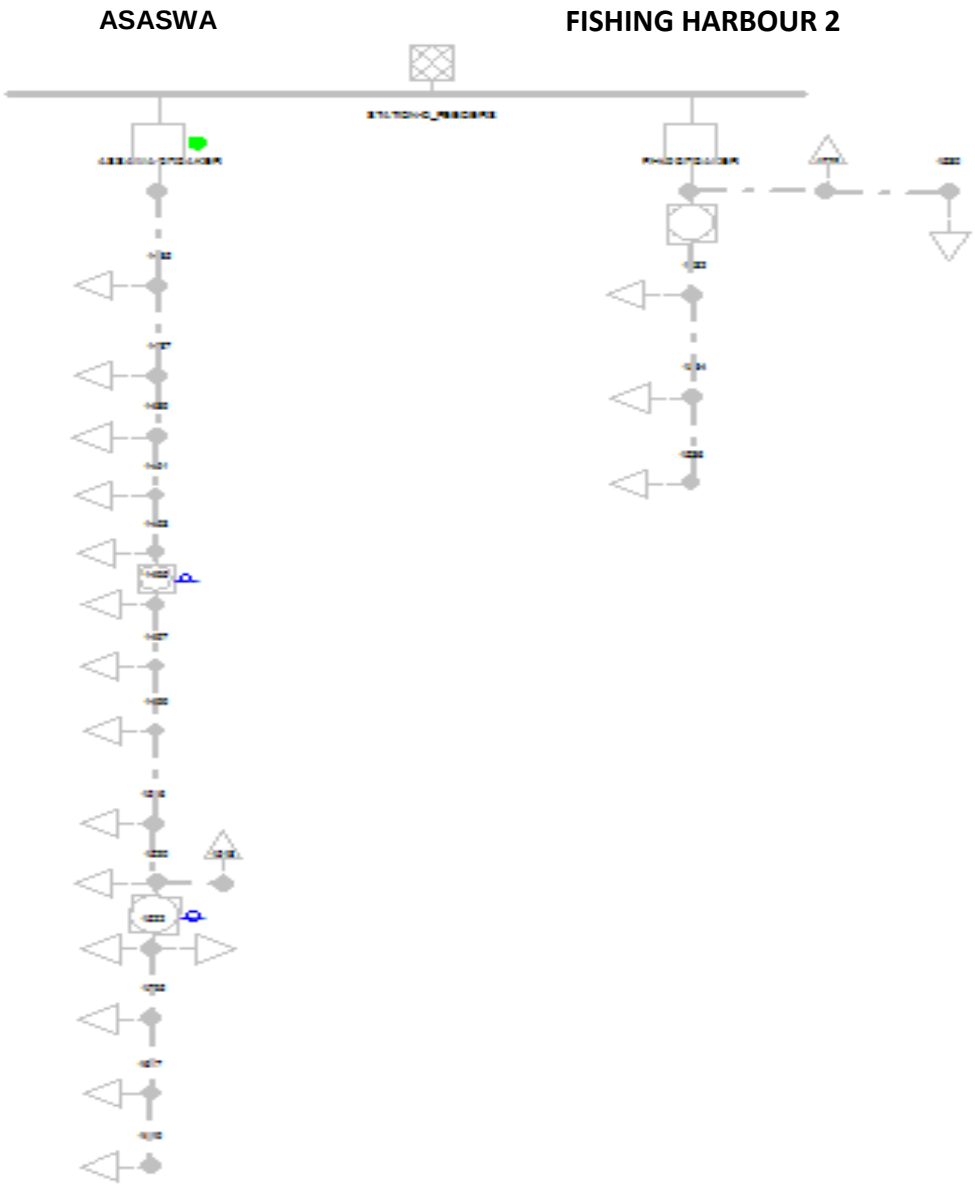
D1- Détail des départs A61, A81 de la station A avec l'emplacement des réenclencheur automatiques



D2- Détail des départs B31, B51 de la station B avec l'emplacement des réenclencheur automatiques :



D3- Détail des départs ASASWA, FISHING HARBOUR 2 avec l'emplacement des réenclencheur automatiques :



Annexe E : Le report des résulatats simulés à l'aide de CYME

E1- Simulation A61

Feeder Id	Section Id	Zone ID	Equipment Id	Saidi (hr/cust-yr)	Saifi (inter/cust-yr)	Caidi (hr/cust-inter)	Asai	AvgAnOutTime (hr/yr)
STATION-A_11KV-	A61-BREAKER	A61-BREAKER-2	11KV-BREAKER	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A61-TAKE-OFF	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1447	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1449	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1643	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1645	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1453	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1652	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1654	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1658	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1660	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1661	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1663	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1679	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1681	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1667	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A53A-AVNASH_IN	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A53-PUMPING_S	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A55A-MEXICO_SC	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A55-MEXICO_SCH	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A56-AGBAMAME	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1669	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1671	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1673	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	1675	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A68-SSNIT_FLAT	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A68A-COCOA_WA	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A67-SSNIT_FLAT	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A66-COMM2_ECC	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A65A	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A65-KASSADJAN_	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A64A	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A64-ECG-CASH_O	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A63-TEMA-PAREN	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A62B	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A62A-VAT_SERVIC	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A62-TEMA_WITH	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996
STATION-A_11KV-	A61-ECG_REGION	A61-BREAKER-2		20,99996	52,49989	0,4	0,9976	20,99996

E2- Simulation amélioré de A61

Feeder Id	Section Id	Zone ID	Equipment Id	Saidi (hr/cust-yr)	Saifi (inter/cust-yr)	Caidi (hr/cust-inter)	Asai	AvgAnOutTime (hr/yr)
STATION-A_11KV-	A61-BREAKER	A61-BREAKER-2	11KV-BREAKER	0,86763	2,16907	0,4	0,9999	0,86763
STATION-A_11KV-	A61-TAKE-OFF	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	0,86763	2,16907	0,4	0,9999	0,86763
STATION-A_11KV-	1447	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	0,86763	2,16907	0,4	0,9999	0,86763
STATION-A_11KV-	1449	A61-BREAKER-2	185ALXLPE	0,86763	2,16907	0,4	0,9999	0,86763
STATION-A_11KV-	A62-TEMA_WITH	A61-BREAKER-2		0,86763	2,16907	0,4	0,9999	0,86763
STATION-A_11KV-	A61-ECG_REGION	A61-BREAKER-2		0,86763	2,16907	0,4	0,9999	0,86763
STATION-A_11KV-	1449	1449-2	11KV-RECLOSER	12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	1643	1449-2	185ALXLPE	12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	1645	1449-2	185ALXLPE	12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	1453	1449-2	185ALXLPE	12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	1652	1449-2	185ALXLPE	12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	1654	1449-2	185ALXLPE	12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	1658	1449-2	185ALXLPE	12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	1660	1449-2	185ALXLPE	12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	1669	1449-2	185ALXLPE	12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	1671	1449-2	185ALXLPE	12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	1673	1449-2	185ALXLPE	12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	1675	1449-2	185ALXLPE	12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	A68-SSNIT_FLAT	1449-2		12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	A68A-COCOA_WA	1449-2		12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	A67-SSNIT_FLAT	1449-2		12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	A66-COMM2_ECO	1449-2		12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	A65A	1449-2		12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	A65-KASSADJAN_	1449-2		12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	A64A	1449-2		12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	A64-ECG-CASH_O	1449-2		12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	A63-TEMA-PAREN	1449-2		12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	A62B	1449-2		12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	A62A-VAT_SERVIC	1449-2		12,54393	31,34182	0,40023	0,99857	12,54393
STATION-A_11KV-	1661	1661-1	11KV-RECLOSER	21,01592	52,50388	0,40027	0,9976	21,01592
STATION-A_11KV-	1661	1661-1	185ALXLPE	21,01592	52,50388	0,40027	0,9976	21,01592
STATION-A_11KV-	1663	1661-1	185ALXLPE	21,01592	52,50388	0,40027	0,9976	21,01592
STATION-A_11KV-	1679	1661-1	185ALXLPE	21,01592	52,50388	0,40027	0,9976	21,01592
STATION-A_11KV-	1681	1661-1	185ALXLPE	21,01592	52,50388	0,40027	0,9976	21,01592
STATION-A_11KV-	1667	1661-1	185ALXLPE	21,01592	52,50388	0,40027	0,9976	21,01592
STATION-A_11KV-	A53A-AVNASH_IN	1661-1		21,01592	52,50388	0,40027	0,9976	21,01592
STATION-A_11KV-	A53-PUMPING_S	1661-1		21,01592	52,50388	0,40027	0,9976	21,01592
STATION-A_11KV-	A55A-MEXICO_SC	1661-1		21,01592	52,50388	0,40027	0,9976	21,01592
STATION-A_11KV-	A55-MEXICO_SCH	1661-1		21,01592	52,50388	0,40027	0,9976	21,01592
STATION-A_11KV-	A56-AGBAMAME	1661-1		21,01592	52,50388	0,40027	0,9976	21,01592

E3- Simulation de A81

Feeder Id	Section Id	Zone ID	Equipment Id	Saidi (hr/cust-yr)	Saifi (inter/cust-yr)	Caidi (hr/cust-inter)	Asai	AvgAnOutTime (hr/yr)
STATION-A_11KV-	A81-BREAKER	A81-BREAKER-2	11KV-BREAKER	4,8112	1,488	3,23333	0,99945	4,8112
STATION-A_11KV-	A81-TAKE-OFF	A81-BREAKER-2	185ALXLPE	4,8112	1,488	3,23333	0,99945	4,8112
STATION-A_11KV-	1462	A81-BREAKER-2	DEFAULT	4,8112	1,488	3,23333	0,99945	4,8112
STATION-A_11KV-	1464	A81-BREAKER-2	DEFAULT	4,8112	1,488	3,23333	0,99945	4,8112
STATION-A_11KV-	1467	A81-BREAKER-2	185ALXLPE	4,8112	1,488	3,23333	0,99945	4,8112
STATION-A_11KV-	A83A-RAILWAY_C	A81-BREAKER-2		4,8112	1,488	3,23333	0,99945	4,8112
STATION-A_11KV-	1685	A81-BREAKER-2	185ALXLPE	4,8112	1,488	3,23333	0,99945	4,8112
STATION-A_11KV-	1687	A81-BREAKER-2	DEFAULT	4,8112	1,488	3,23333	0,99945	4,8112
STATION-A_11KV-	A85-APONKYE_CL	A81-BREAKER-2		4,8112	1,488	3,23333	0,99945	4,8112
STATION-A_11KV-	A84-CHRISMON_	A81-BREAKER-2		4,8112	1,488	3,23333	0,99945	4,8112
STATION-A_11KV-	A83-DIXELAND_S	A81-BREAKER-2		4,8112	1,488	3,23333	0,99945	4,8112
STATION-A_11KV-	A82-PUMP_NO1_	A81-BREAKER-2		4,8112	1,488	3,23333	0,99945	4,8112
STATION-A_11KV-	A81-TEMASCO	A81-BREAKER-2		4,8112	1,488	3,23333	0,99945	4,8112

E4- Simulation de B31

Feeder Id	Section Id	Zone ID	Equipment Id	Saidi (hr/cust-yr)	Saifi (inter/cust-yr)	Caidi (hr/cust-inter)	Asai	AvgAnOutTime (hr/yr)
STATION-B_11KV-	B31-BREAKER	B31-BREAKER-2	DEFAULT	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1538	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1562	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1563	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B20A-PRINCE_HO	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1565	B31-BREAKER-2	DEFAULT	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1566	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B20C-PRINCE_HO	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1568	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B20B-NIB_COMM	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B20-VODAFONE_	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1570	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1572	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1574	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1576	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1578	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1579	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1581	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1597	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B16B-HOME_AND	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B16D-TOTAL	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1582	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1584	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1586	B31-BREAKER-2	185ALPILC	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1588	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B13-COMM9_LIG	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B14-COMM9_LIG	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B14B-CONTINENT	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B14A-SFC_TEMA_	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B16C-AGEORGIA	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1590	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1591	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B14C-GYAU_TOW	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1592	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	1594	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B14E-EVERPURE_	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B14D-EVERPURE_	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B16A-TIGO_CELL	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B16-COMM9_AC	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B31A-COMM9_LI	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B31-ST_LIGHT_O	B31-BREAKER-2		35,08842	20,05053	1,75	0,996	35,08842
STATION-B_11KV-	B51-BREAKER	B51-BREAKER-2	DEFAULT	15,34146	8,76655	1,75	0,99825	15,34146
STATION-B_11KV-	1624	B51-BREAKER-2	185ALXLPE	15,34146	8,76655	1,75	0,99825	15,34146
STATION-B_11KV-	1626	B51-BREAKER-2	185ALXLPE	15,34146	8,76655	1,75	0,99825	15,34146
STATION-B_11KV-	1628	B51-BREAKER-2	185ALXLPE	15,34146	8,76655	1,75	0,99825	15,34146
STATION-B_11KV-	1630	B51-BREAKER-2	185ALXLPE	15,34146	8,76655	1,75	0,99825	15,34146
STATION-B_11KV-	B54-JOINT_CHUR	B51-BREAKER-2		15,34146	8,76655	1,75	0,99825	15,34146
STATION-B_11KV-	B53-BEHIND_DA	B51-BREAKER-2		15,34146	8,76655	1,75	0,99825	15,34146
STATION-B_11KV-	B52-DR_ODONKO	B51-BREAKER-2		15,34146	8,76655	1,75	0,99825	15,34146
STATION-B_11KV-	B51-GHAIP_CLUB	B51-BREAKER-2		15,34146	8,76655	1,75	0,99825	15,34146

E5- Simulation amélioré B31

Feeder Id	Section Id	Zone ID	Equipment Id	Saidi (hr/cust-yr)	Saifi (inter/cust-yr)	Caidi (hr/cust-inter)	Asai	AvgAnOutTime (hr/yr)
STATION-B_11KV-	B31-BREAKER	B31-BREAKER-2	DEFAULT	0	0	0	0	4,24229
STATION-B_11KV-	1538	B31-BREAKER-2	185ALXLPE	0	0	0	0	4,24229
STATION-B_11KV-	1538	1538-2	DEFAULT	11,09236	6,33592	1,75071	0,99873	11,09236
STATION-B_11KV-	1562	1538-2	185ALXLPE	11,09236	6,33592	1,75071	0,99873	11,09236
STATION-B_11KV-	1563	1538-2	185ALXLPE	11,09236	6,33592	1,75071	0,99873	11,09236
STATION-B_11KV-	B20A-PRINCE_HC	1538-2		11,09236	6,33592	1,75071	0,99873	11,09236
STATION-B_11KV-	1565	1538-2	DEFAULT	11,09236	6,33592	1,75071	0,99873	11,09236
STATION-B_11KV-	1566	1538-2	185ALXLPE	11,09236	6,33592	1,75071	0,99873	11,09236
STATION-B_11KV-	B20C-PRINCE_HC	1538-2		11,09236	6,33592	1,75071	0,99873	11,09236
STATION-B_11KV-	1568	1538-2	185ALXLPE	11,09236	6,33592	1,75071	0,99873	11,09236
STATION-B_11KV-	B20B-NIB_COMM	1538-2		11,09236	6,33592	1,75071	0,99873	11,09236
STATION-B_11KV-	B20-VODAFONE_	1538-2		11,09236	6,33592	1,75071	0,99873	11,09236
STATION-B_11KV-	1570	1570-1	11KV-RECLOSER	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1570	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1572	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1574	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1576	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1578	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1579	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1581	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1597	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	B16B-HOME_AND	1570-1		28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	B16D-TOTAL	1570-1		28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1582	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1584	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1586	1570-1	185ALPILC	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1588	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	B13-COMM9_LIG	1570-1		28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	B14-COMM9_LIG	1570-1		28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	B14B-CONTINENT	1570-1		28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	B14A-SFC_TEMA_	1570-1		28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	B16C-AGEORGIA	1570-1		28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1590	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1591	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	B14C-GYAU_TOW	1570-1		28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1592	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	1594	1570-1	185ALXLPE	28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	B14E-EVERPURE_	1570-1		28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	B14D-EVERPURE_	1570-1		28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	B16A-TIGO_CELL_	1570-1		28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	B16-COMM9_AC	1570-1		28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	B31A-COMM9_LI	1570-1		28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852
STATION-B_11KV-	B31-ST_LIGHT_O	1570-1		28,17852	16,09944	1,75028	0,99679	28,17852

E6- Simulation B51

Feeder Id	Section Id	Zone ID	Equipment Id	Saidi (hr/cust-yr)	Saifi (inter/cust-yr)	Caidi (hr/cust-inter)	Asai	AvgAnOutTime (hr/yr)
STATION-B_11KV-	B51-BREAKER	B51-BREAKER-2	DEFAULT	2,55761	0,99647	2,56667	0,99971	2,55761
STATION-B_11KV-	1624	B51-BREAKER-2	185ALXLPE	2,55761	0,99647	2,56667	0,99971	2,55761
STATION-B_11KV-	1626	B51-BREAKER-2	185ALXLPE	2,55761	0,99647	2,56667	0,99971	2,55761
STATION-B_11KV-	1628	B51-BREAKER-2	185ALXLPE	2,55761	0,99647	2,56667	0,99971	2,55761
STATION-B_11KV-	1630	B51-BREAKER-2	185ALXLPE	2,55761	0,99647	2,56667	0,99971	2,55761
STATION-B_11KV-	B54-JOINT_CHUR	B51-BREAKER-2		2,55761	0,99647	2,56667	0,99971	2,55761
STATION-B_11KV-	B53-BEHIND_DAT	B51-BREAKER-2		2,55761	0,99647	2,56667	0,99971	2,55761
STATION-B_11KV-	B52-DR_ODONKC	B51-BREAKER-2		2,55761	0,99647	2,56667	0,99971	2,55761
STATION-B_11KV-	B51-GHAIP_CLUB	B51-BREAKER-2		2,55761	0,99647	2,56667	0,99971	2,55761

E7- Simulation ASASWA

Feeder Id	Section Id	Zone ID	Equipment Id	Saidi (hr/cust-yr)	Saifi (inter/cust-yr)	Caidi (hr/cust-inter)	Asai	AvgAnOutTime (hr/yr)
STATION-D_FEEDI	ASSAWA-BREAKEI	ASSAWA-BREAKEI	DEFAULT	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1485	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1487	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1489	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1491	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1493	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1495	ASSAWA-BREAKEI	DEFAULT	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1497	ASSAWA-BREAKEI	DEFAULT	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1499	ASSAWA-BREAKEI	DEFAULT	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1516	ASSAWA-BREAKEI	DEFAULT	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1520	ASSAWA-BREAKEI	DEFAULT	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1518	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	D57-HOLY_FAST	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1522	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1525	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1617	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	1619	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	E43D-OCEANIC	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	E43-LAMAC	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	D59-C&G	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	D58-FRIOGHA	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	D58-FRIOGHA1	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	D56-MOVEL	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	D55-MATSU	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	D54A-LIVING_ZO	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	D54-NYAME_NA_	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	D53-AFCO	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	D52A-ADOM_MB	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	D52-SMART_COL	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	D51B-UNIQUE_C(	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	D51A-ASASUA	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554
STATION-D_FEEDI	D51-KASH_FISHE	ASSAWA-BREAKER-2		29,93554	11,51367	2,6	0,99659	29,93554

E8- Simulation amélioré ASASWA

Feeder Id	Section Id	Zone ID	Equipment Id	Saidi (hr/cust-yr)	Saifi (inter/cust-yr)	Caidi (hr/cust-inter)	Asai	AvgAnOutTime (hr/yr)
STATION-D_FEEDI	ASSAWA-BREAKEI	ASSAWA-BREAKEI	DEFAULT	11,90128	4,57741	2,6	0,99864	11,90128
STATION-D_FEEDI	1485	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	11,90128	4,57741	2,6	0,99864	11,90128
STATION-D_FEEDI	1487	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	11,90128	4,57741	2,6	0,99864	11,90128
STATION-D_FEEDI	1489	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	11,90128	4,57741	2,6	0,99864	11,90128
STATION-D_FEEDI	1491	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	11,90128	4,57741	2,6	0,99864	11,90128
STATION-D_FEEDI	1493	ASSAWA-BREAKEI	185ALXLPE	11,90128	4,57741	2,6	0,99864	11,90128
STATION-D_FEEDI	1495	ASSAWA-BREAKEI	DEFAULT	11,90128	4,57741	2,6	0,99864	11,90128
STATION-D_FEEDI	D52A-ADOM_MB	ASSAWA-BREAKER-2		11,90128	4,57741	2,6	0,99864	11,90128
STATION-D_FEEDI	D52-SMART_COL	ASSAWA-BREAKER-2		11,90128	4,57741	2,6	0,99864	11,90128
STATION-D_FEEDI	D51B-UNIQUE_C(	ASSAWA-BREAKER-2		11,90128	4,57741	2,6	0,99864	11,90128
STATION-D_FEEDI	D51A-ASASUA	ASSAWA-BREAKER-2		11,90128	4,57741	2,6	0,99864	11,90128
STATION-D_FEEDI	D51-KASH_FISHE	ASSAWA-BREAKER-2		11,90128	4,57741	2,6	0,99864	11,90128
STATION-D_FEEDI	1495	1495-2	11KV-RECLOSER	21,90628	8,42441	2,60033	0,9975	21,90628
STATION-D_FEEDI	1497	1495-2	DEFAULT	21,90628	8,42441	2,60033	0,9975	21,90628
STATION-D_FEEDI	1499	1495-2	DEFAULT	21,90628	8,42441	2,60033	0,9975	21,90628
STATION-D_FEEDI	1516	1495-2	DEFAULT	21,90628	8,42441	2,60033	0,9975	21,90628
STATION-D_FEEDI	1520	1495-2	DEFAULT	21,90628	8,42441	2,60033	0,9975	21,90628
STATION-D_FEEDI	1518	1495-2	185ALXLPE	21,90628	8,42441	2,60033	0,9975	21,90628
STATION-D_FEEDI	D57-HOLY_FAST	1495-2		21,90628	8,42441	2,60033	0,9975	21,90628
STATION-D_FEEDI	D56-MOVEL	1495-2		21,90628	8,42441	2,60033	0,9975	21,90628
STATION-D_FEEDI	D55-MATSU	1495-2		21,90628	8,42441	2,60033	0,9975	21,90628
STATION-D_FEEDI	D54A-LIVING_ZO	1495-2		21,90628	8,42441	2,60033	0,9975	21,90628
STATION-D_FEEDI	D54-NYAME_NA_	1495-2		21,90628	8,42441	2,60033	0,9975	21,90628
STATION-D_FEEDI	D53-AFCO	1495-2		21,90628	8,42441	2,60033	0,9975	21,90628
STATION-D_FEEDI	1522	1522-1	11KV-RECLOSER	29,9515	11,51766	2,60048	0,99658	29,9515
STATION-D_FEEDI	1522	1522-1	185ALXLPE	29,9515	11,51766	2,60048	0,99658	29,9515
STATION-D_FEEDI	1525	1522-1	185ALXLPE	29,9515	11,51766	2,60048	0,99658	29,9515
STATION-D_FEEDI	1617	1522-1	185ALXLPE	29,9515	11,51766	2,60048	0,99658	29,9515
STATION-D_FEEDI	1619	1522-1	185ALXLPE	29,9515	11,51766	2,60048	0,99658	29,9515
STATION-D_FEEDI	E43D-OCEANIC	1522-1		29,9515	11,51766	2,60048	0,99658	29,9515
STATION-D_FEEDI	E43-LAMAC	1522-1		29,9515	11,51766	2,60048	0,99658	29,9515
STATION-D_FEEDI	D59-C&G	1522-1		29,9515	11,51766	2,60048	0,99658	29,9515
STATION-D_FEEDI	D58-FRIOGHA	1522-1		29,9515	11,51766	2,60048	0,99658	29,9515
STATION-D_FEEDI	D58-FRIOGHA1	1522-1		29,9515	11,51766	2,60048	0,99658	29,9515

E9- Simulation F/H2

Feeder Id	Section Id	Zone ID	Equipment Id	Saidi (hr/cust-yr)	Saifi (inter/cust-yr)	Caidi (hr/cust-inter)	Asai	AvgAnOutTime (hr/yr)
STATION-D_FEEDI	F/H#2-BREAKER	F/H#2-BREAKER-2	DEFAULT	65,484	14,4984	9,16667	0,98484	65,484
STATION-D_FEEDI	1528	F/H#2-BREAKER-2	DEFAULT	65,484	14,4984	9,16667	0,98484	65,484
STATION-D_FEEDI	1530	F/H#2-BREAKER-2	DEFAULT	65,484	14,4984	9,16667	0,98484	65,484
STATION-D_FEEDI	D2-MANKO_CLIN	F/H#2-BREAKER-2		65,484	14,4984	9,16667	0,98484	65,484
STATION-D_FEEDI	D1-NAYAK_COLD	F/H#2-BREAKER-2		65,484	14,4984	9,16667	0,98484	65,484
STATION-D_FEEDI	1532	F/H#2-BREAKER-2	DEFAULT	65,484	14,4984	9,16667	0,98484	65,484
STATION-D_FEEDI	1534	F/H#2-BREAKER-2	DEFAULT	65,484	14,4984	9,16667	0,98484	65,484
STATION-D_FEEDI	1536	F/H#2-BREAKER-2	DEFAULT	65,484	14,4984	9,16667	0,98484	65,484
STATION-D_FEEDI	D20-NAVAL_MAR	F/H#2-BREAKER-2		65,484	14,4984	9,16667	0,98484	65,484
STATION-D_FEEDI	D16-ADJETEY_AN	F/H#2-BREAKER-2		65,484	14,4984	9,16667	0,98484	65,484
STATION-D_FEEDI	D11A-ASHAMAN(	F/H#2-BREAKER-2		65,484	14,4984	9,16667	0,98484	65,484

E10- Simulation amélioré F/H2

Feeder Id	Section Id	Zone ID	Equipment Id	Saidi (hr/cust-yr)	Saifi (inter/cust-yr)	Caidi (hr/cust-inter)	Asai	AvgAnOutTime (hr/yr)
STATION-D_FEEDI	F/H#2-BREAKER	F/H#2-BREAKER-2	DEFAULT	21,50345	4,76091	4,51667	0,99755	21,50345
STATION-D_FEEDI	1528	F/H#2-BREAKER-2	DEFAULT	21,50345	4,76091	4,51667	0,99755	21,50345
STATION-D_FEEDI	1530	F/H#2-BREAKER-2	DEFAULT	21,50345	4,76091	4,51667	0,99755	21,50345
STATION-D_FEEDI	D2-MANKO_CLIN	F/H#2-BREAKER-2		21,50345	4,76091	4,51667	0,99755	21,50345
STATION-D_FEEDI	D1-NAYAK_COLD	F/H#2-BREAKER-2		21,50345	4,76091	4,51667	0,99755	21,50345
STATION-D_FEEDI	1532	1532-1	11KV-RECLOSER	65,49244	14,5004	4,5166	0,99253	65,49244
STATION-D_FEEDI	1532	1532-1	DEFAULT	65,49244	14,5004	4,5166	0,99253	65,49244
STATION-D_FEEDI	1534	1532-1	DEFAULT	65,49244	14,5004	4,5166	0,99253	65,49244
STATION-D_FEEDI	1536	1532-1	DEFAULT	65,49244	14,5004	4,5166	0,99253	65,49244
STATION-D_FEEDI	D20-NAVAL_MAR	1532-1		65,49244	14,5004	4,5166	0,99253	65,49244
STATION-D_FEEDI	D16-ADJETEY_AN	1532-1		65,49244	14,5004	4,5166	0,99253	65,49244
STATION-D_FEEDI	D11A-ASHAMAN(	1532-1		65,49244	14,5004	4,5166	0,99253	65,49244

Reference Bibliographique

[1] http://fr.wikipedia.org/wiki/Production_d%27%C3%A9lectricit%C3%A9

[2] http://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9seau_%C3%A9lectrique

[3] http://en.wikipedia.org/wiki/Electricity_sector_in_Ghana

[4] http://www.energymin.gov.gh/?page_id=78

[5] Approche probabiliste pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique intégrant des énergies renouvelables peu prévisibles (Thèse DO Minh Thang 05/12/12)

[6] Reliability Assessment of Distribution Systems (Tempa Dorji May 2009)

[7] POWER DISTRIBUTION SYSTEM RELIABILITY Practical Methods and Applications (IEEE press Series on Power Engineering)

[8] Electric System Reliability Indices (Book)

[9] http://www.lucelec.com/content/improving-reliability-distribution-automation-0

[10] Description for TEMA network (ECG)

[11] ECG 2013 Reliability Assessment Final Report

[12] 2014 EEP - Electrical Engineering Portal