

Sommaire

REMERCIEMENTS	2
LISTES DES ABBREVIATIONS :	5
INTRODUCTION	6
CHAPITRE 1 : PRESENTATION DE L'O.N.E.E BRANCHE ELECTRICITE	7
I. INTRODUCTION :	8
III. ACTIVITES EFFECTUEES AU SEIN DE L'ONEE	8
IV. PRESENTATION DE LA DIRECTION REGIONALE DE DISTRIBUTION DE FES:	10
V. CONCLUSION :	12
CHAPITRE 2 : ETUDE DESCRIPTIVE DES POSTES HT/MT	13
I. INTRODUCTION :	14
II. GENERALITES :	14
1. DEFINITION :	14
2. NECESSITE DE L'UTILISATION DES POSTES DE TRANSFORMATION :	14
3. INFRASTRUCTURE DU RESEAU DE DISTRIBUTION DE LA DRF :	15
III. LES POSTES HT/MT :	16
1. LES PRINCIPAUX COMPOSANTS ELECTRIQUES D'UN POSTE HT/MT :	16
2. LES CONSTITUANTS D'UN POSTE HT/MT :	17
3. TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE :	19
4. AUTOMATISME DU POSTE HT/MT:	20
IV. TYPOLOGIE DES DEFAUTS AFFECTANT LE RESEAU MT :	21
1. LES COURTS-CIRCUITS :	21
2. SURCHARGE :	23
3. SURTENSION :	23
V. CONSEQUENCES DES DEFAUTS :	23
CHAPITRE 3 : PLAN DE PROTECTION DU RESEAU MT	25
I. INTRODUCTION :	26
II. QUALITES PRINCIPALES DU PLAN DE PROTECTION DU RESEAU MT :	26
1. LA SENSIBILITE :	26
2. LA SELECTIVITE :	27
3. LA RAPIDITE :	27
4. LA FIABILITE :	27
5. LA SIMPLICITE :	27
III. ROLES DES PROTECTIONS :	27
IV. PLAN DE PROTECTIONS ADOPTE PAR LE RESEAU DE DISTRIBUTION :	28
1. REGIME DU NEUTRE ADOPTE PAR L'ONE :	28
2. CRITERE DU CHOIX :	28
3. VALEUR DE LA RESISTANCE DE LIMITATION :	29
V. STRUCTURE D'UNE PROTECTION :	29
1. REDUCTEUR DE MESURE :	30
2. RELAIS :	31

3.	<i>DISJONCTEUR :</i>	31
4.	<i>REENCLENCHEUR :</i>	31
VI.	<i>PROTECTIONS UTILISEES AUX POSTES SOURCES :</i>	33
1.	<i>PROTECTIONS DU TRANSFORMATEUR 60/22KV :</i>	34
2.	<i>PROTECTIONS DES ARRIVEES MT :</i>	38
3.	<i>PROTECTIONS DES LIGNES MT (DEPARTS 22 KV) :</i>	39
VII.	<i>CONCLUSION :</i>	40
<i>CHAPITRE 4 : DYSFONCTIONNEMENT DU PLAN DE PROTECTION ET SOLUTIONS</i>		41
I.	<i>INTRODUCTION :</i>	42
II.	<i>CUMUL DU TEMPS :</i>	42
1.	<i>PROBLEME CONSTATE :</i>	42
2.	<i>ANALYSE DU PROBLEME :</i>	42
3.	<i>SOLUTION :</i>	44
III.	<i>DECLENCHENT D'UN DEPART 22KV SUITE AUX SURCHARGES TRANSITOIRES :</i>	46
1.	<i>PROBLEME CONSTATE :</i>	46
2.	<i>ANALYSE DU PROBLEME :</i>	46
3.	<i>SOLUTION :</i>	47
IV.	<i>CONCLUSION :</i>	48
<i>CONCLUSION GENERALE</i>		49
<i>REFERENCES</i>		50
<i>ANNEXES :</i>		51

Listes des abréviations :

<i>Abréviation</i>	<i>Désignation</i>
BT	Basse tension
DRR	Disjoncteur Réenclencheur en Réseau
DRF	Direction Régional de Fès
HT	Haute tension
IACM	Association international des mécanismes de calcul
IEEE	L'institut des ingénieurs électriciens et électroniciens
$I_{r(arrivée)}$	Courant de réglage de l'arrivée
$I_{r(DTR)}$	Courant de réglage du transformateur
In	Courant nominal
I_{nt}	Courant nominal du transformateur
ONE	Office National de l'électricité
MT	Moyenne tension
TC	Transformateur du courant
TT	Transformateur de tension
$T_{(arrivée)}$	Temporisation de l'arrivée
$T_{(transformateur)}$	Temporisation du transformateur
THT	Très haute tension

Introduction

La mission confiée à l'Office Nationale de l'Electricité est de satisfaire la demande de sa clientèle en énergie électrique à tout instant dans les meilleures conditions de qualité de service, de sécurité et au moindre coût, ainsi la continuité de fourniture de l'énergie électrique doit être assurée selon les valeurs normales pour lesquelles le matériel a été défini en : tension et fréquence nominales.

Les moyens de distribution de l'énergie électrique, la performance et la qualité du service constituent un patrimoine important qu'il faut conserver et protéger contre les défauts et les dangers qui risquent d'endommager le réseau de distribution, surtout que les défauts sont liés à des phénomènes aléatoires et extérieurs aux installations (coup de foudre, orage etc....).

Pour faire face à ces phénomènes, un système de protection est indispensable pour surveiller les grandeurs fondamentales, isoler les parties en défauts et éviter la propagation du défaut dans le reste du réseau sain.

Ce rapport s'organise de la manière suivante : dans le premier chapitre, on présentera le lieu de stage. Dans le deuxième chapitre, on s'intéressera à l'étude des postes sources HT/MT, puis on présentera la typologie des défauts affectant le réseau MT, et on finira par citer les conséquences de ces défauts. Ensuite, le troisième chapitre sera consacré au plan de protection adopté par l'ONEE, ainsi que les différentes protections adoptées aux postes sources. Dans le dernier chapitre nous parlerons du dysfonctionnement du plan de protection et nous proposerons des solutions envisageable pour remédier à ces problèmes. Enfin, nous terminerons ce rapport par une conclusion générale.

Chapitre 1

Présentation de l'O.N.E.E

Branche électricité

I. Introduction :

Dans ce premier chapitre, nous présentons le lieu de stage et nous décrivons les services visités lors de ce stage.

II. Présentation de l'ONEE :

L'Office National de l'Electricité a été créé par Dahir en août 1963 et a remplacé la société Electrique du Maroc à qui était confiée depuis 1924, la concession d'une organisation de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique.

L'ONEE est un établissement public à caractère industriel et commercial, doté de la personnalité civile et de l'autonomie financière et a investi depuis sa création en exclusivité dans la production et le transport de l'énergie. Il assure également la distribution de l'énergie électrique dans la majorité des provinces du royaume et dans le monde rural.

La production et le transport de l'énergie électrique sur le territoire national sont assurés depuis 1963, par l'ONEE, qui est placé sous la tutelle du ministère de l'énergie et des mines. En 1994 une partie de la production a été concédée au privé.

III. Activités effectuées au sein de l'ONEE

Doté de la personnalité civile et de l'autonomie financière, l'ONEE opère dans les trois métiers clés du secteur électrique à savoir, la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique [1].

1. La Production d'énergie électrique :

Le parc de production compte des ouvrages hydrauliques, thermiques et éoliens, totalisant une puissance installée de 7342,2 MW.

En tant que producteur national, l'ONEE a la responsabilité de fournir sur tout le territoire du Royaume et à tout instant une énergie de qualité. Cette fourniture est assurée par des moyens de production exploités directement par l'ONEE, par des ouvrages confiés à des producteurs concessionnels, des autos producteurs et par l'interconnexion.

2. Le Transport d'énergie électrique :

Le transport de l'électricité est un monopole naturel dont la gestion est confiée exclusivement à L'ONEE pour garantir la sécurité d'approvisionnement du pays couvrant la quasi-totalité du territoire national, le réseau de transport est constitué de lignes de 400 kV, 225 kV, 150 kV et 60kV. D'une longueur totale de plus de 22 995km de lignes THT/HT, le réseau de transport national est interconnecté aux réseaux Espagnol et Algérien dans le but de renforcer la fiabilité et la sécurité d'alimentation et d'intégrer le marché national de l'électricité dans un vaste marché Euro-maghrébin.

3. La Distribution d'énergie électrique :

La distribution de l'énergie électrique est assurée :

- Soit directement par l'ONEE, notamment en zones rurales et dans quelques centres urbains.
- Soit par des Régies de distribution qui sont au nombre de 7 Régies, placées sous la tutelle du Ministère de l'Intérieur.
- Soit en gestion déléguée dans les villes de Casablanca, Rabat, Tanger et Tétouan qui est assurée par des opérateurs privés (Lydec, Redal et Amendis).

Le schéma global [1] de l'acheminement de l'énergie électrique de la centrale de production jusqu'aux abonnés basse tension est donné sur la figure I-1:

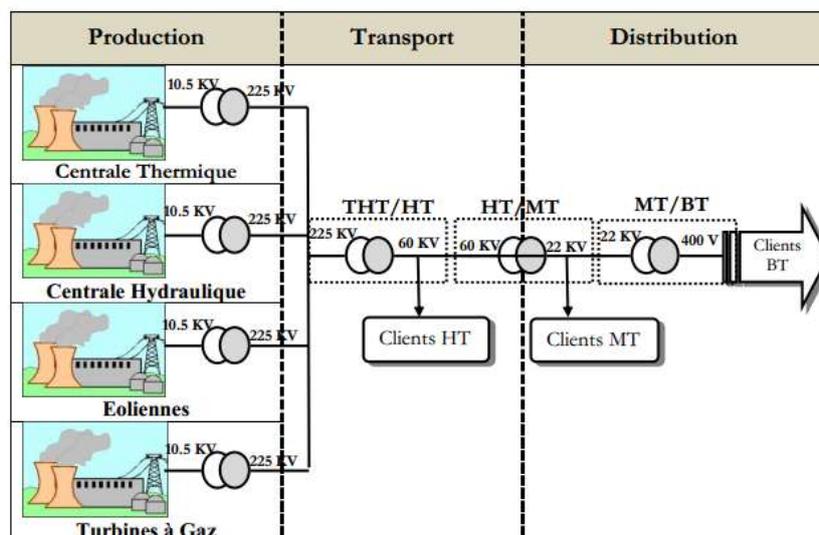


Figure I.1: Acheminement de l'énergie électrique

IV. Présentation de la Direction Régionale de Distribution de FES:

La mission technique HT/MT de la direction régionale de distribution de Fès consiste à assurer la planification, la réalisation, la conduite et la maintenance des ouvrages du réseau de distribution MT situés sur le territoire de la direction dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité et au moindre coût.

Dans ce qui suit nous donnons l'organigramme de la Direction Régionale de Fès [1] :

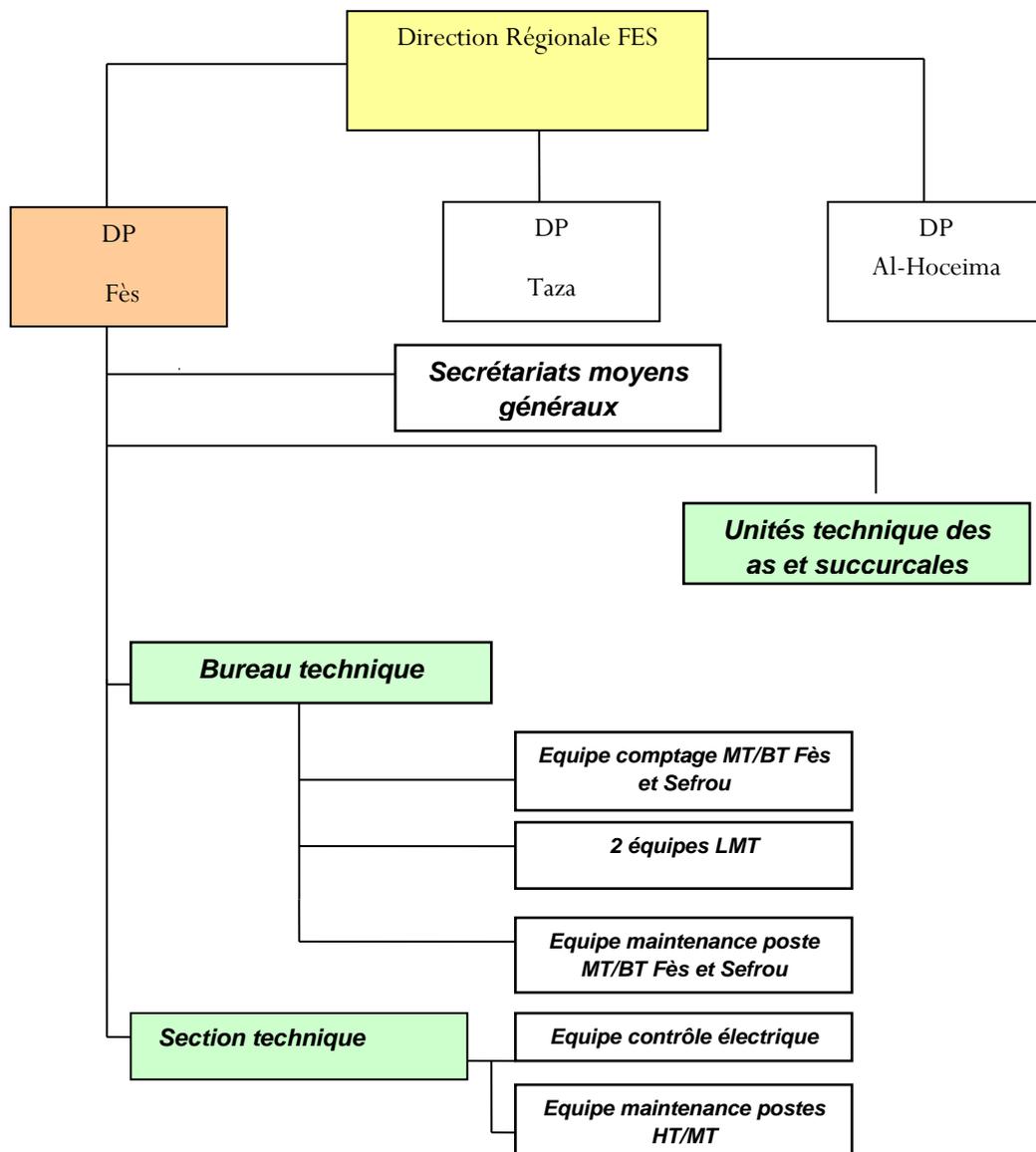


Figure I.2 : Organigramme de la Direction Régionale de FES

Pour assurer la réalisation et la maintenance des ouvrages du réseau de distribution MT, la direction régional de Fès a mis en place trois équipes :

1. Equipe poste HT /MT :

L'équipe poste HT/MT a pour mission d'assurer la maintenance des organes de coupure et de transformation, des batteries 127V et 48V, des redresseurs, et des auxiliaires à courant continu et alternative, dans les postes sources par des visites systématiques type I, type II et parfois type III.

- **Visite type I :**

Les opérations s'effectuent sans avoir recours à l'indisponibilité des installations :

- Contrôle visuel de l'état général du poste
- Contrôle visuel de l'appareillage de coupure et de sectionnement du poste
- Contrôle visuel de l'état des auxiliaires à courant continu et alternatif.

- **Visite type II :**

Les travaux se déroulent sous indisponibilité mais sans démontage d'appareils.

- **Visite type III :**

Les travaux se déroulent sous indisponibilité avec démontage d'appareils et décuivage des transformateurs HT/MT.

2. Equipe Contrôle Commande :

Parmi les tâches réalisées par cette équipe, il y a :

- Le suivi des appareils de contrôle et commande dans le cadre de la maintenance préventive ou corrective.
- Vérification et essais de la protection des postes clients protégés par disjoncteur MT.
- Installation et mise en service des nouvelles protections.
- Configuration sur place des DRR.
- Analyse des incidents survenant sur le réseau MT.
- Maintenance des équipements de protection basse tension.
- Réception des nouveaux postes de livraison.

3. Equipe LMT (ligne moyenne tension) :

Cette équipe réalise les tâches suivantes :

- Assure la maintenance des lignes MT.
- Visites au sol des lignes.
- Remplacement des isolateurs cassés sous indisponibilité.
- Elagage des arbres avoisinants les lignes aériennes.
- Entretien des IACM.
- Réception des nouveaux ouvrages.

V. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons décrit brièvement le lieu de stage et nous avons donné un aperçu général de l'ONEE et notamment des services visités. Dans ce qui va suivre, nous allons donner une présentation générale des postes sources HT/MT.

Chapitre 2

Etude descriptive des postes sources HT/MT

I. Introduction :

Dans ce chapitre, nous présentons le rôle principal des postes sources, de ces principaux composants, des défauts qui affectent le réseau MT, et nous évoquons les différentes conséquences de ces défauts.

II. Généralités :

1. Définition :

Le poste HT/MT ou poste 60/22 KV (annexe 1) est une installation constituée par des appareils de transformation. Il est destiné à desservir en énergie électrique une région donnée. L'importance et le dimensionnement de ses installations dépendent de l'énergie appelée ou projetée.

Le poste HT/MT est généralement télécommandé par un centre de dispatching régional ou télé alarmé vers un poste THT/HT et a pour fonctions :

- Elévation de la tension
- Diminution de la tension
- Protection (disjoncteurs)
- Isolement (sectionneurs)
- Sécurité (mise à la terre)
- Mesure de courant et tension (réducteurs de mesure).

2. Nécessité de l'utilisation des postes de transformation :

Le transport de l'énergie électrique du centre de production jusqu'aux consommateurs se fait sur un réseau électrique. Ce transport d'électricité génère des pertes dues à l'effet Joule, qui dépendent de l'intensité I , de la tension U et de la résistance R de la ligne. En effet on a :

$$P_{\text{pertes Joules}} = R I^2 \quad \text{or} \quad P_{\text{électrique}} = V I$$
$$P_{\text{pertes Joules}} = \frac{R P_{\text{électrique}}^2}{3 U^2} \quad (1)$$

Donc pour une même puissance électrique transmise par ligne : plus on augmente la tension plus les pertes Joules diminuent, elles sont divisées par quatre quand la tension double, et par un million lorsque que la tension est multipliée par mille. Ainsi un mètre de câble à 400 V provoque autant de pertes que 1000 km du même câble à 400 kV.

En outre, on peut transporter l'énergie électrique avec le minimum de pertes sur une ligne à tension élevée. Cette tension élevée ne peut pas être utilisée directement par le consommateur, ce qui nécessite la transformation vers une tension adéquate pour l'utilisateur, rôle des postes de transformations.

3. Infrastructure du réseau de distribution de la DRF :

Le réseau HT/MT de distribution de la DRF est composé de:

- 10 postes sources HT/MT dont un poste mobile alimenté du réseau de transport d'une puissance installée de 350 MVA leur alimentation en 60KV provient des postes THT/HT.
- 37 départs 22KV d'une puissance installée de 350 MVA environ.

Les postes sources alimentant le réseau de la DRF sont réparties dans le tableau sur l'annexe 2.

Les trois types de protections utilisées pour protéger les départs 22KV sont : les protections numériques avec un pourcentage de 56% qui sont utilisées dans des postes tel que SAIS, Taouate etc. Puis les protections électromécaniques qui représentent 25% et les protections statiques qui sont peu utilisées maintenant dans quelques postes sources avec un pourcentage de 19%.

Sur la figure II.1, on représente les répartitions des technologies de protections des départs 22 KV :

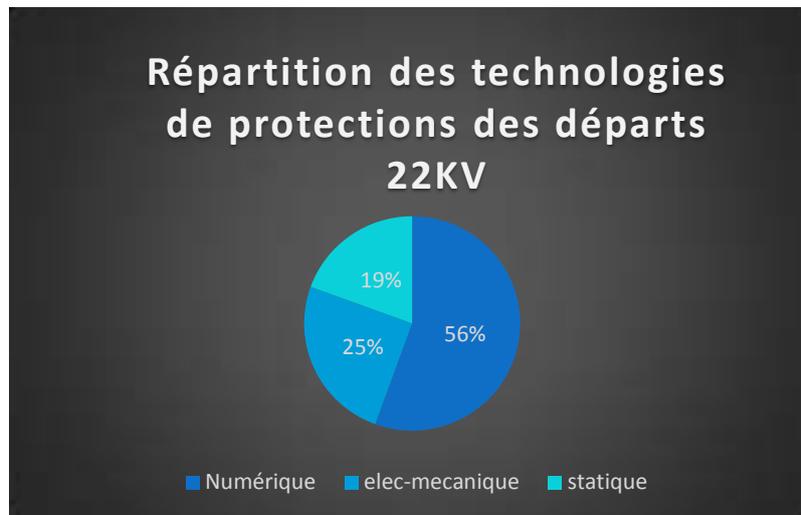


Figure II.1 : Diagramme de classement des protections installées aux postes HT/MT gérés par Section poste Fès.

III. Les Postes HT/MT :

1. Les principaux composants électriques d'un poste HT/MT :

Un poste source est un élément déterminant dans tout réseau électrique, il est doté des composants suivant:

- ✓ Disjoncteur.
- ✓ Sectionneur sans mise à la terre.
- ✓ Sectionneur avec mise à la terre.
- ✓ Transformateur de courant.
- ✓ Transformateur de tension.
- ✓ Combiné de mesure (courant, tension).
- ✓ Transformateur de puissance.
- ✓ Parafoudre.
- ✓ Sources auxiliaires :
 - courant alternatif.
 - courant continu (batterie chargeur).
- ✓ Système de protection.
- ✓ Comptage de l'énergie électrique.
- ✓ Système de contrôle local.

- ✓ Système de téléconduite :
 - Télécommande.
 - Télémessure.
 - Télésignalisation.
- ✓ Consignation des états.

2. Les constituants d'un poste HT/MT :

Un poste HT/MT est constitué d'un ensemble de tranches électriques. Chaque tranche comprend un ensemble de matériel haute et basse tension et des circuits haute et basse tension relatifs à une fraction déterminée du poste.

Cette fraction peut être isolée sans compromettre le fonctionnement et le contrôle des installations HT et BT qui restent en service. Il peut être gardienné, télé-alarmé ou télé-conduit. Il est alimenté par un réseau de tension égale à 60KV qui est transformée au moyen de transformateurs de puissance à une tension MT égale à (22kV, 11kV ou 5,5kV) pour usage industriel, agricole, domestique ou autre.

En général, le poste HT/MT est équipé de deux transformateurs de puissances (de 5, 10, 20 ou 40MVA) qui fonctionnent en parallèle, vu l'augmentation de la demande en énergie électrique.

Les postes HT/MT sont destinés à la distribution de l'énergie électrique, ils sont composés en général de :

❖ Travées haute et moyenne tension :

Les travées haute et moyenne tension sont composées par des réducteurs de courant, des réducteurs de tension, des organes de coupure et d'isolement tels que : les disjoncteurs, les sectionneurs, etc.

Les différentes travées d'un poste 60/22KV sont :

- Un ou plusieurs départs 60KV
- Un jeu de barres 60KV
- Un à plusieurs transformateurs 60/22KV de puissance
- Un à plusieurs transformateurs 22/0.4KV des services auxiliaires
- Un jeu de barres 22KV
- Une à plusieurs arrivées 22KV

- Plusieurs départs 22KV
- Une à plusieurs arrivées 60KV

❖ Tranches basse tension :

Les tranches basse tension sont constituées par un ensemble d'appareillage de mesure, de protection, d'automatisme, et de relayage auxiliaire assurant des fonctions définies en tenant compte des principes retenus dans le plan de protection en vigueur, des particularités de l'installation et des contraintes imposées par l'exploitation du réseau.

Les tranches BT qu'on retrouve dans un poste HT/MT sont comme suit :

- Une tranche commune
- Une ou plusieurs tranches départ 60KV
- Une Tranche barre 60KV
- Une ou deux tranches du transformateurs 60/22KV
- Deux tranches arrivée 22KV
- Une tranche générale.
- Une tranche MT.

❖ Services auxiliaires :

Les services auxiliaires sont composés en général comme suit :

- Un ensemble de batteries 127V avec deux redresseurs chargeurs, dont un est en service en exploitation normale, le deuxième est de secours,
- Un ensemble de batteries 48V avec redresseur chargeur correspondant,
- Des armoires métalliques pour les services auxiliaires alternatifs et continus qui sont :
 - Armoire de la permutation automatique des transformateurs des services auxiliaires 220/380V
 - Armoire des services auxiliaires 220/380Vca
 - Armoire des services auxiliaires 127Vcc
 - Armoire des services auxiliaires 48V

3. Transformateur de Puissance :

Le transformateur HT/MT comporte 2 bobines, le primaire (HT) et le secondaire (MT), chaque bobine est composée d'un certain nombre de spires selon la puissance de l'appareil. Plus la puissance est élevée plus le nombre de spires est important. C'est un transformateur abaisseur de tension et éleveur de courant qui garde la fréquence et la puissance constante.

a. Principe de fonctionnement :

Si 2 bobines sont placées sur un circuit magnétique et si l'une d'elles (B_1 de n_1 spires) est parcourue par un courant alternatif I_1 sous la tension V_1 , elle crée dans la deuxième bobine (B_2 de n_2 spires) Une fém. V_2 de même fréquence [2] telle que:

$$V_1/V_2 = n_1/n_2 \quad \text{et} \quad I_1/I_2 = n_2/n_1. \quad (2)$$

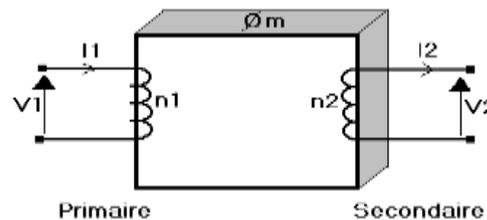


Figure II.2: Transformateur de puissance

Remarque:

$V_1 \cdot I_1 = V_2 \cdot I_2$, la puissance reçue est transmise aux pertes près.

b. Constituants d'un Transformateur de puissance :

- **La Cuve:** Protection mécanique de la partie active, contient l'huile diélectrique, évacuation de la chaleur de la partie active, manutention de l'appareil.
- **Conservateur d'huile** (ballonnet) : Sert à maintenir le niveau d'huile dans la cuve (8 à 12% du volume d'huile Transfo), empêche le vieillissement de l'huile et réduit le taux d'oxydation.
- **Traversées** (bornes) HT et MT: Connexion avec le réseau
- **Aéroréfrigérants** : refroidissement du Transformateur
- **Dissipateur** (assecheur) d'air contenant de l'actigel. La couleur rose de l'actigel est un indicateur sur la présence de l'humidité dans l'huile du transformateur.

4. Automatisation du poste HT/MT:

En plus des éléments vitaux développés dans les paragraphes précédents, il existe d'autres automatismes et systèmes nécessaires pour assurer le bon fonctionnement du réseau de distribution MT. Parmi ces systèmes, on peut citer :

- Automatisation de protection ;
- Automatisation de délestage ;
- Automatisation de régulation de tension ;
- Système de communication (par radio – modem GSM – fibre optique) ;
- Système de comptage.

a. Automatisation de délestage :

Cet automatisme permet d'éviter les conséquences d'un déséquilibre entre la production et la consommation en énergie électrique, caractérisé par une perte de synchronisation (fréquence \neq 50Hz).

b. Automatisation de régulation de tension :

Pour adapter au mieux la tension délivrée sur le réseau, un automatisme permet de réguler la tension MT sur les transformateurs HT/MT; le principe est de comparer la tension MT existante par rapport à une tension de consigne représentant le "client moyenne tension".

c. Système de comptage :

Chaque départ est pourvu d'un compteur numérique de l'énergie consommée. La tension est puisée depuis le transformateur de tension du jeu de barres (TT). Alors que le courant est pris depuis le secondaire des transformateurs de courant de chaque départ (TC).

IV. Typologie des défauts affectant le réseau MT :

Comme tous les réseaux électriques, les réseaux MT sont soumis aux perturbations atmosphériques : foudre, tempête et pollution.

Les techniques utilisées dans le réseau MT (aériens) induisent une typologie particulière de défauts dont les plus courants sont les courts-circuits, les surcharges, rupture de conducteurs et les surtensions.

1. Les courts-circuits :

Le courant de court-circuit est une surintensité produite par un défaut ayant une impédance négligeable entre des conducteurs actifs présentant une différence de potentiel en service normal.

Ces courts-circuits sont causés par une rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne, un contact d'oiseau ou des branches avec un des conducteurs, ainsi que la mise en contact des conducteurs par le vent ou la neige.

a. Types de courts-circuits :

○ Défaut entre une phase et la terre :

L'expérience montre que 70 à 80 % des courts circuits se produisent, ou tout au moins débutent par un défaut entre phase et terre. Pour cette raison le traitement de ce type de défaut relève d'une importance majeure dans l'élaboration du plan de protection.

○ Défaut entre phases :

Ils regroupent tous les défauts causés par un contact entre conducteurs :

- Biphase s'il s'agit d'un contact entre deux conducteurs par l'intermédiaire de la terre ou non.
- Triphasé si le contact est entre les trois phases par l'intermédiaire de la terre ou non.

La figure suivante présente les différents types de courts circuits entre les phases et la terre [3] :

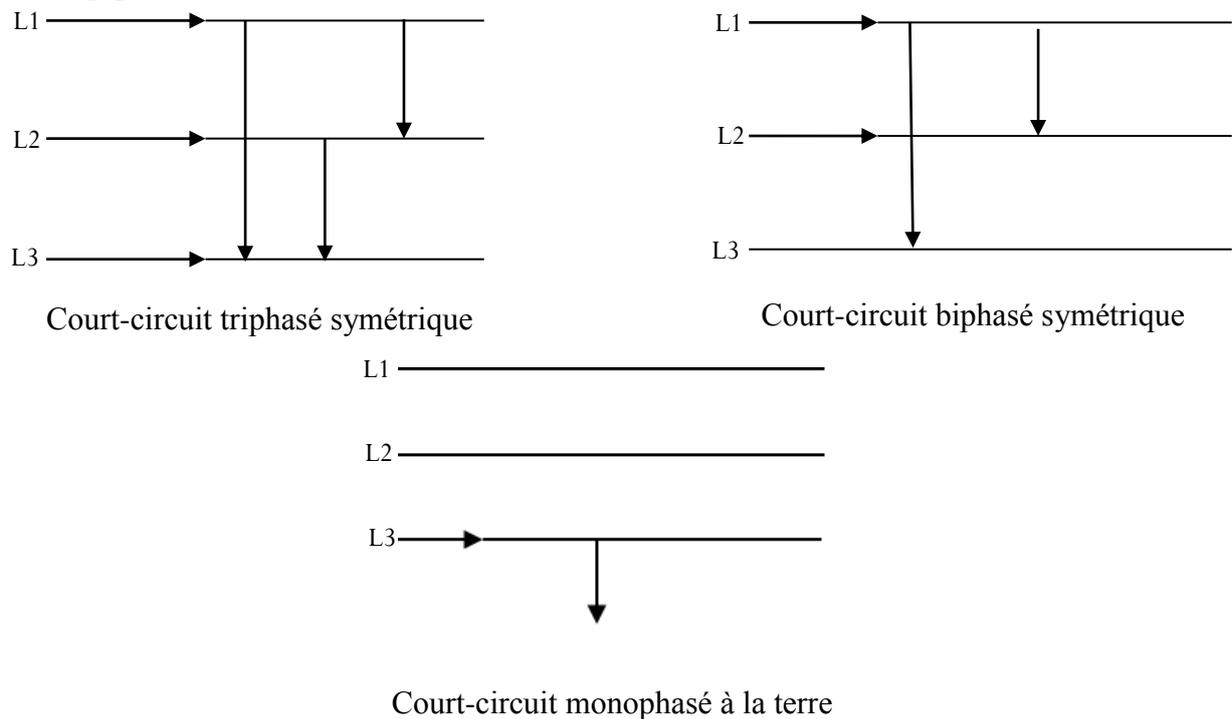


Figure II.3 : Quelques exemples de courts-circuits

b. Classement des courts-circuits :

On peut regrouper les défauts de court-circuit selon leurs nature en :

- **Auto-extincteurs** : qui disparaissent avant la réaction de la protection, durée inférieure à 100 ms.
- **Fugitifs** : nécessitent l'intervention de la protection, ils sont éliminés par les automatismes de reprise de service (réenclencheurs), après une ouverture de 0,3s (ou par un disjoncteur shunt s'il s'agit d'un défaut homopolaire).
- **Semi permanents** : sont détectés par les protections, ils sont éliminés à l'issue du premier ou le deuxième réenclenchement lent.
- **Permanents** : ne sont pas éliminés par les automatismes de reprise de service, ils nécessitent l'intervention directe de l'exploitant.

2. Surcharge :

Le courant de surcharge est une surintensité se produisant dans un circuit électrique, qui n'est pas due à un défaut électrique. C'est un courant puisé par la charge de valeur supérieure à la valeur assignée de fonctionnement nominale.

La norme IEEE donne plusieurs risques pouvant exister si on surcharge le transformateur de puissance au-delà de ses grandeurs nominales. En général, la surcharge des transformateurs peut causer la réduction de l'intégrité des éléments diélectriques, un échauffement excessif, et réduction de la résistance mécanique des isolants des conducteurs et de la structure du transformateur.

La surcharge prolongée est traduite par un échauffement excessif produit par effet joule ; directement proportionnelle au carré de l'intensité du courant intégré dans le temps. Donc on peut avoir une image thermique du câble ou de transformateur à partir du courant qui le traverse.

3. Surtension :

Le dépassement de la tension assigné de l'installation induit une surtension. Les équipements les plus sensibles aux surtensions sont les transformateurs et les isolants.

Origine des surtensions :

- Coups de foudre directs ou indirects ;
- La décharge d'un nuage orageux chargé de signe contraire par rapport à la ligne ;
- Une défaillance de la régulation.

V. Conséquences des défauts :

1. Echauffement :

D'une part les surcharges induisent un échauffement excessif des enroulements des transformateurs ce qui peut entraîner la détérioration de ceux-ci. D'autre part les courants de court-circuit consécutifs aux défauts peuvent provoquer des échauffements anormaux, particulièrement dans les câbles souterrains MT pour lesquels les échanges calorifiques sont assez limités ce qui diminue leur rigidité mécanique.

2. Destructions provoquées par les arcs :

Le contournement des arcs électrique par les chaînes d'isolateurs, dû aux dépôts de poussières ou impuretés sur les isolants ce qui les rend conducteurs ce qui entraîne la destruction de celles-ci. De même lors du claquage d'un câble souterrain, l'arc peut fondre le cuivre et le plomb.

3. Vieillessement et destruction des isolants :

Les surtensions augmentent les contraintes diélectriques auxquelles sont soumis les isolants, ce qui a pour conséquence un vieillissement rapide de ceux-ci et éventuellement leur destruction.

4. Efforts électrodynamiques :

Le matériel qui supporte le passage de courts circuits très intenses est soumis à des efforts électrodynamiques importants, en particulier les jeux de barres, les supports d'isolateurs, les enroulements de transformateurs peuvent être déformés ou avariés si leur rigidité mécanique ne présente pas les garanties nécessaires.

5. Chutes de tension :

Les courants de court-circuit provoquent de brusques variations de tension, non seulement sur la ligne en défaut, mais aussi sur les lignes adjacentes et ceci nuit à la stabilité du réseau.

6. Explosions des disjoncteurs :

La valeur importante des courants de court-circuit peut provoquer l'explosion des disjoncteurs si le défaut n'est pas éliminé dans le temps réglé.

VI. Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu général sur les postes HT/MT, on constate qu'il y'a plusieurs défauts qui affectent les lignes MT et ces défauts peuvent endommager le matériel constituant le réseau MT, ce qui nécessite l'élaboration d'un plan de protection.

Chapitre 3

Plan de protection du Réseau MT

I. Introduction :

Un plan ou un système de protection du réseau MT a pour but de préserver le matériel constituant le réseau MT contre les perturbations, et les déséquilibres provoquant sa défaillance. Il participe à la qualité de fourniture de l'énergie électrique. Il consiste à mettre en œuvre un ensemble de protections distribuées sur le réseau selon ses caractéristiques, fonctionnant en concordance et en cohérence afin d'éliminer tous les défauts affectant tous les points du réseau MT, dans le délai le plus court, et par la protection la plus proche.

Ce chapitre décrit l'organisation et les principes du plan de protection actuel de l'ONEE.

Objectif du plan de protection :

Compte tenu de la typologie des défauts affectant les réseaux à moyenne tension (court-circuit, coupure d'une phase, câble tombé à terre...), le système de protection MT doit préserver la sécurité des personnes et des biens (danger d'électrocution par élévation de potentiel), éviter la destruction partielle ou totale du matériel du réseau par élévation dangereuse des températures, incendie ou explosion dus à l'amorçage d'un arc entre phases et assurer la continuité de fourniture en éliminant rapidement l'élément de réseau défectueux.

II. Qualités Principales du plan de protection du réseau MT :

Les caractéristiques principales du plan de protection d'un réseau MT sont la Sensibilité, la sélectivité, la rapidité, la fiabilité, la Simplicité et le Coût du système.

La conception du plan de protection repose sur la recherche d'un compromis entre les caractéristiques précédentes.

1. La sensibilité :

C'est l'aptitude des protections à détecter les défauts, notamment les défauts très résistants qui peuvent mettre en péril la sécurité des tiers.

2. La sélectivité :

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner où ne doit pas fonctionner. Elle doit permettre d'isoler seulement la partie du réseau en défaut.

Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les trois types suivants:

- Sélectivité ampérométrique par les courants,
- Sélectivité chronométrique par le temps,
- Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

3. La rapidité :

Un plan de protection doit permettre l'élimination rapide des défauts d'isolement de toutes formes en séparant l'élément défectueux par le disjoncteur le plus proche, afin de réduire les conséquences des courts-circuits.

Le temps d'élimination de tout courant résultant, d'un court-circuit se produisant en un point quelconque du réseau ne doit pas être supérieur au temps portant la température des conducteurs à la limite admissible.

4. La fiabilité :

L'aptitude des protections à éviter les déclenchements intempestives, tel que le déclenchement d'un départ MT par défaillance de la sélectivité transversale (déclenchement par sympathie).

5. La simplicité :

Consiste à avoir une technologie maîtrisable pour assurer une meilleure maintenance.

III. Rôles des Protections :

L'implantation des protections doit être conçue pour :

- Éliminer les défauts en séparant l'élément défectueux par l'organe de coupure aval (disjoncteur, fusible) le plus proche ;
- Éliminer un défaut par une protection amont quand une protection ou un organe de coupure aval sont défectueux ;

- Prévoir éventuellement des protections de secours (redondance des protections) ;
- Prévoir des protections spécifiques pour certains matériels : transformateurs, tableaux MT, condensateurs... ;
- Permettre la modification temporaire des fonctionnements (sensibilité, rapidité, etc.), pour effectuer certaines opérations d'exploitation : travaux sous tension, mise en parallèle de transformateurs...

L'ensemble de ces dispositions est appelé plan de protection. Il doit permettre la réalisation des objectifs du système de protection (sécurité des biens et des personnes, continuité de fourniture) au meilleur coût.

IV. Plan de Protections adopté par le réseau de distribution :

1. Régime du neutre adopté par l'ONE :

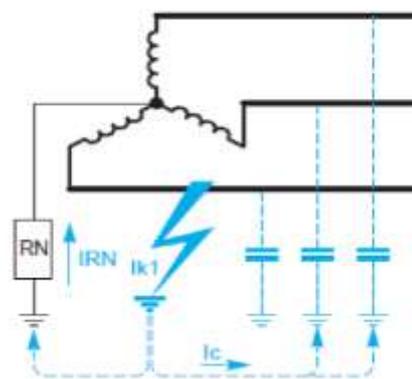
- Les neutres des transformateurs de groupe de production sont tous mis directement à la terre
- Les neutres des transformateurs 225/60 KV, cotés 225 KV et 60 KV sont mis directement à la terre.
- Le neutre coté 22 KV d'un transformateur 60/22KV est mis à la terre via une résistance de 42.5Ω qui limite le courant de défaut à la terre à 300 A.

Sur les réseaux de distribution, la mise à la terre du neutre détermine d'une manière essentielle les caractéristiques des défauts à la terre lorsque ceux-ci se produisent.

2. Critère du choix :

Au niveau des postes HT/MT, le régime du neutre adopté par l'ONEE est le neutre résistant. Le choix de cette solution remonte aux années 1950 et repose essentiellement sur :

- La maîtrise des surtensions pouvant affecter les réseaux moyenne tension, par réduction d'impédance entre le réseau et la terre ;



- La limitation des conséquences du courant du défaut ;
- Ce régime réalise une bonne sélectivité ; le courant résiduel du défaut homopolaire doit être détecté sans être confondu avec les courants capacitifs des départs sains. [4]

Figure III.1 : le régime du neutre adopté par l'ONEE (neutre résistant)

En tenant compte de ces arguments, l'intensité du courant du neutre suite à un court-circuit franc à la terre est limitée à :

- 1000A, pour les réseaux souterrains ; puisque le courant de fuite est important, et que le courant de défaut est important.
- 300A pour les autres réseaux (aériens et mixtes).

3. Valeur de la résistance de limitation :

Puisque l'impédance propre du transformateur, et de la terre est insuffisante pour limiter les courants des défauts à des valeurs convenables, une résistance R_N est intercalée entre le point neutre du transformateur et la terre :

- Pour un réseau aérien ou mixte :

$$R_N = \frac{U_{2n}}{\sqrt{3}I_{neutre}} = \frac{22000}{\sqrt{3} * 300} = 42.3\Omega \quad (3)$$

- Pour un réseau souterrain :

$$R_N = \frac{U_{2n}}{\sqrt{3}I_{neutre}} = \frac{22000}{\sqrt{3} * 1000} = 12.7\Omega \quad (4)$$

Le régime du neutre adopté par l'ONEE pour autres installations :

- Les neutres des alternateurs sont tous mis directement à la terre
- Le neutre est isolé côté 60 KV.

V. Structure d'une protection :

Les protections sont des automates qui détectent l'apparition d'une anomalie à partir d'un critère directement mesurable.

L'automatisme de protection est composé des relais, des réducteurs de mesure, des disjoncteurs et des réenclencheurs.

Le relais détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue à partir des données qu'il reçoit des transformateurs de courant ou de tension, puis il élabore un ordre de déclenchement au disjoncteur en fonction du type de la protection (seuil de déclenchement, la temporisation, le sens de circulation de courant...).

La figure suivante représente cet automatisme de protection [4] :

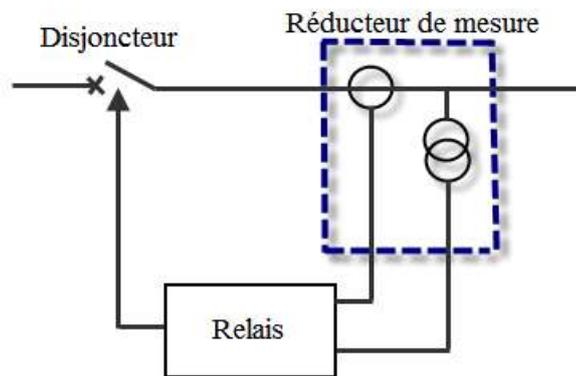


Figure III.2 : Automatisme de protection

1. Réducteur de mesure :

Dans le réseau MT on peut distinguer deux types de réducteur de mesure :

- Les transformateurs de tension (TT) ;
- Les transformateurs de courant (TC) ;

Ces transformateurs délivrent sur leurs secondaires des courants (5A ou 1A) et des tensions (100V ou $100/\sqrt{3}$ V) par transformation des grandeurs primaires correspondantes du réseau.

Dans le réglage des protections, on doit tenir compte des caractéristiques des TC, qui présentent certaines limites pour les performances des protections. Pour éviter la saturation du circuit magnétique, le courant primaire de TC ne doit pas dépasser 2 à $3I_n$; I_n le courant d'emploi de TC.

Les TT sont destinés à alimenter les appareils de mesure, de contrôle, et de protection.

2. Relais :

Ce sont des dispositifs actionnés par des grandeurs électriques et qui sont destinés à commander des organes de coupure, de signalisation ou d'automatisme.

Les technologies utilisées dans les relais ont évolué depuis la technologie électromécanique vers la technologie statique (électronique analogique) et puis actuellement la technologie numérique (annexe 3).

Les différentes technologies utilisées dans les postes HT/MT de la Direction Provinciale de Fès que nous avons eu l'occasion de visiter sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau III.1 : les types de technologies de protections dans les postes HT/MT

Poste 60/22 KV	Type d'appareil protection	Type Technologie
Taounate (2 X 40 MVA)	IDS AREVA Zivercom Schneider	Numérique
Sais (2 X 40 MVA)	IDS AREVA	Numérique
El Ouata (2x10 MVA)	Alstom	Statique
Sefrou (2 X20 MVA)	ICE	Statique
Boulemane (2 X 5 MVA)	MIC 11	Electromécanique
Missour (1 X 20 MVA)	MIC 11	Electromécanique

3. Disjoncteur :

Ce sont des appareils d'enclenchement et de déclenchement en charge. Ils peuvent utiliser différentes technologies de coupure. Ceux adoptés par l'ONEE fonctionnent à coupure dans le gaz SF6 à commande mécanique par ressort réarmé électriquement. Cette technique est la plus utilisée.

4. Réenclencheur :

Le Réenclencheur est un automatisme de reprise de service, il est associé au disjoncteur du départ MT. Il est mis en route par les contacts des relais de protection. On peut distinguer deux types de cycle de réenclenchement :

❖ Cycle de réenclenchement automatique rapide :

Il a pour but d'éliminer les défauts fugitifs monophasés ou polyphasés.

La technique du réenclenchement rapide implique les opérations suivantes :

- Ouverture instantanée du disjoncteur du départ en défaut.
- Fermeture de ce même disjoncteur après un temps d'isolement de l'ordre de 0.3s.
- Verrouillage du dispositif de réenclenchement rapide en cas de défaut permanent (le temps de verrouillage peut atteindre 40s).

Ce cycle est nécessaire dans les départs aériens ; puisque plus de 65% des défauts sur une ligne aérienne sont de types fugitifs.

❖ Cycle de réenclenchement automatique lent :

Ce mode de réenclenchement a pour but de réduire, dans la mesure du possible, les répercussions dues aux défauts semi permanents. Ces défauts possèdent la propriété de réapparaître après un cycle de réenclenchement rapide du disjoncteur du départ MT.

La technique de réenclenchement lent implique les opérations suivantes :

- Ouverture temporisée du disjoncteur du départ en défaut.
- Fermeture de ce même disjoncteur après un temps d'isolement du départ en défaut.
- Verrouillage du dispositif de réenclenchement lent en cas de défaut permanent.

Dans les réseaux souterrains soit qu'on passe directement à ce cycle ou on peut inhiber le Réenclencheur, puisque la majorité des défauts affectant le réseau souterrain sont des défauts permanents.

Simulation d'un cycle de réenclenchement, composé d'un cycle rapide et deux cycles lent (1R+2L), sur un défaut permanent :

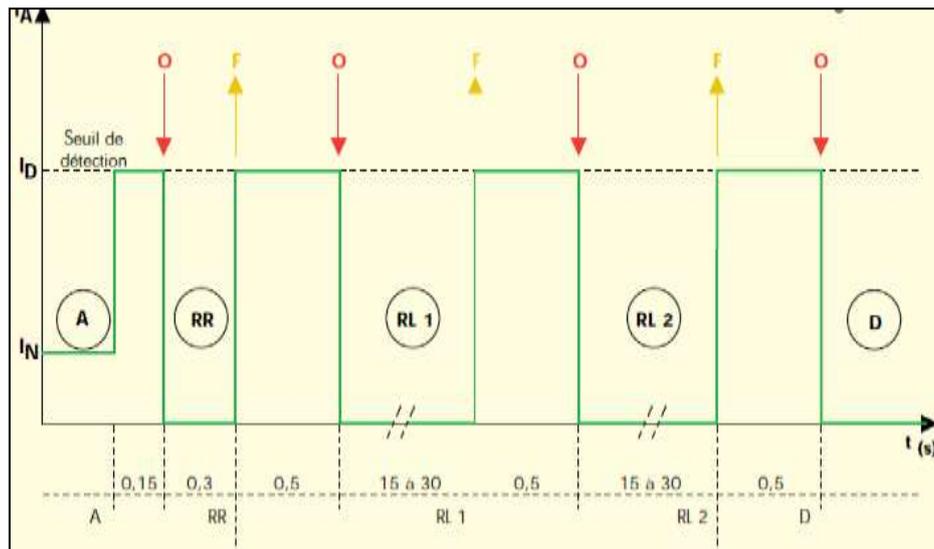


Figure III.3 : Cycle de réenclenchement 1R+2L

I_N : courant avant défaut.

I_D : courant de défaut.

O: ouverture du disjoncteur.

F: fermeture du disjoncteur.

A: courant sur le départ.

D : Déclenchement Définitif.

RL1 : 1er cycle Lent.

RL2 : 2ème cycle Lent.

RR : cycle Rapide.

VI. Protections utilisées aux postes sources :

Plusieurs protection contre une défaillance au niveau du transformateur sont installées au poste HT/MT.

Cette protection consiste à surveiller la grandeur pour laquelle elle est désignée, la mesurer puis comparer la valeur mesurée et celle du réglage et par la suite agir.

Organisation du plan de protection :

Le plan de protection actuel découpe le réseau de distribution MT en zones délimitées par les positions des organes de coupure. La figure montre une disposition caractéristique des zones de protection, correspondant respectivement à :

- Des départs MT (lignes MT) ;
- Tranche arrivée MT (jeu de barres MT) ;
- Tranche transformateur HT/MT ;

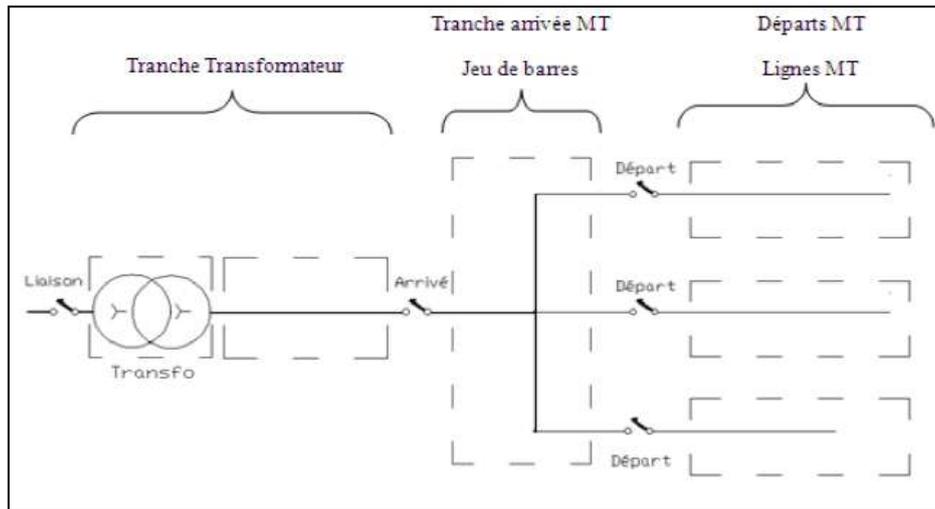


Figure III.4 : Zones de protection du réseau de distribution MT de l'ONEE.

Ces zones se recouvrent pour ne laisser aucun point de réseau MT sans protection. Chaque protection agit en secours sur la défaillance de la protection qui la précède.[]

1. Protections du Transformateur 60/22KV :

a. Protections internes :

❖ Protections Buchholz transformateur et Buchholz régleur en charge :

Les relais Buchholz régleur et transformateur sont des dispositifs de protection interne des transformateurs de puissance. Ils sont actionnés par une détection de gaz émis à la suite d'un arc électrique. Les relais ont deux seuils :

- Alarme ;
- Déclenchement instantané.



Figure III.5 : relais Buchholz régleur

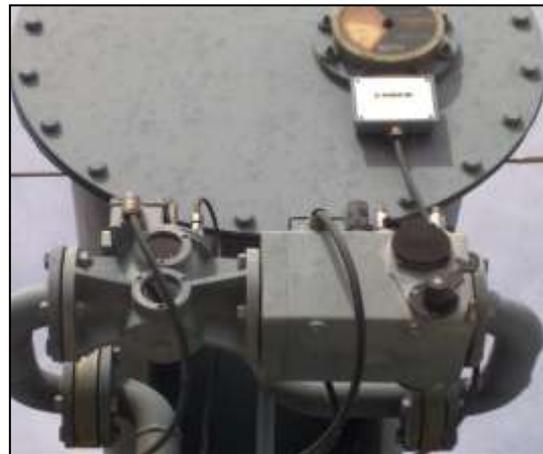


Figure III.6 : Relais Buchholz transformateur

❖ Protections Température :

Une élévation excessive de température d'huile est signe de défauts du transformateur. Des sondes immergées dans l'huile permettent de contrôler la température. Elles sont à deux seuils : alarme et déclenchement. Les seuils utilisés pour les transformateurs sont :

- Alarme : à une température de 80°C
- Déclenchement : à une température de 90°C



Figure III.7 : Dispositif de détection de température

❖ Protections arrêt pompe et Aéroréfrigérants :

Un arrêt de circulation d'huile ou non fonctionnement d'un Aéroréfrigérants peut entraîner l'échauffement du transformateur. Ce défaut est contrôlé à partir de 20 % de la charge nominale du transformateur provoquant ainsi un déclenchement après une temporisation de 20 minutes.



Figure III.8 : Aéroréfrigérants



Figure III.9 : Détecteur d'arrêt pompe

❖ Protection masse-cuve :

La protection masse-cuve protège le transformateur HT/MT. La cuve est reliée au circuit de terre du poste par une seule connexion sur laquelle est installée un TC 100/1A.

Le relais de protection ampérométrique masse-cuve de réglage, fixé généralement entre 80 et 100A, est à temporisation instantanée sans réglage.



Figure III.10 : Protection Masse cuve

b. Protections externes :

❖ Protection surtension :

La protection contre la surtension est assurée par des éclateurs placés sur les pôles primaires HT du transformateur HT/MT.



Figure III.11 : Éclateurs placés sur les pôles HT

❖ Protection ampérométrique à maximum d'intensité :

La protection à maximum d'intensité protège le transformateur contre les courts circuits polyphasés et contre la surcharge, par l'intermédiaire de deux TC Bushings placés sur deux phases du transformateur côté MT (annexe 4). Elle est réglée en général à :

- 1.2 In du transformateur s'il n'y a pas de protection de surcharge ;
- jusqu'à 2 In si le transformateur est équipé de protection de surcharge ;
- Temporisation réglée en général à 2,5 s ;



Figure III.12 : Emplacement des TC sur les pôles secondaires du transfo. HT/MT

❖ Protection homopolaire:

Elle est réalisée par un relais homopolaire désensibilisé à l'harmonique 3, alimenté par le TC bushing placé sur le neutre du transformateur.

Le réglage doit être coordonné avec le réglage du relais homopolaire ampérométrique de l'arrivée MT :

$$I_{r(\text{transformateur})} > 1,2 I_{r(\text{arrivée})} \max \quad (5)$$

La temporisation est celle des arrivées MT augmentée de 0,3 s ; elle est généralement 3s :

$$T_{(\text{transformateur})} = T_{(\text{arrivée})} + 0,3s \quad (6)$$

Un relais à deux seuils permet d'éviter de déclencher le transformateur par des défauts résistants.

❖ Protection contre les défauts résistants :

Les protections à temps constant des départs ne permettent pas de détecter des courants de défaut homopolaire inférieurs à leur seuil de réglage.

Ces défauts sont dus essentiellement à :

- Un conducteur tombé au sol ;
- Un contact du conducteur avec des branches d'arbres,...
- Des défauts d'isolement : neige, givre, isolateur fêlé.

Le principe retenu est la mesure du courant circulant dans la mise à terre du neutre MT du transformateur HT/MT par un Détecteur de Terre Résistante (DTR) alimenté par un tore spécial de rapport 1/1 A, qui est saturé pour une valeur de 10A environ afin de protéger son circuit secondaire.



Figure III.13 : Résistance du neutre 42,5 Ω Figure III.14 : Emplacement TC spécial 1/1 A

2. Protections des arrivées MT :

❖ Protection contre les surintensités et les courts circuits entre phases :

Cette protection est assurée par des relais qui protègent la barre 22Kv contre les courts circuits et contre la surcharge, par l'intermédiaire de deux transformateurs de courant placés sur les phases A et C (annexe 5 et 6). L'intensité de réglage I_r doit satisfaire aux deux conditions suivantes :

- ✓ Etre assez élevée pour permettre d'utiliser les possibilités de surcharge du transformateur 60/22Kv sans risque de déclenchement intempestif.

- ✓ Etre aussi faible que possible pour que la protection d'arrivée assure un certain secours des protections des départs.

Le réglage doit être calculé par rapport à l'intensité nominale du transformateur I_{nt} .

$$I_r > 1,6I_{nt} \quad (7)$$

❖ Protection homopolaire:

Réalisée par un relais homopolaire désensibilisé à l'harmonique 3 alimenté par la somme des courants secondaires de trois transformateurs de courant placés sur les phases A, B et C. Le réglage de base est :

$$I_{0r} = \frac{1,2I_{0r \max}}{\beta} \quad (8)$$

Où, $I_{0r \max}$ est le seuil de réglage du relais homopolaire du départ le plus élevé.

β est le rapport entre le courant résiduel du départ ($3I_{0D}$) et le courant résiduel de l'arrivée ($3I_{0A}$) : $\beta = \frac{3I_{0D}}{3I_{0A}}$ (9)

Le coefficient β est introduit pour effectuer correctement le réglage de l'arrivée.

La temporisation est réglée en général à 2 s.

3. Protections des Lignes MT (Départs 22 KV) :

Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique est de détecter un défaut électrique et de mettre hors tension la portion du réseau qui est le siège de ce défaut - portion la plus limitée possible après l'apparition d'un défaut. Il convient donc de prévoir toujours deux systèmes de protections : l'un pour les défauts entre phases et l'autre pour les défauts à la terre.

❖ Protection contre les surintensités et les courts circuits entre phases :

La protection contre les courts circuits et les surcharges est assurée par deux relais ampérométriques alimentés par les courants secondaires de deux TC placés sur deux phases, A et C, du départ. Un seul seuil est réglé, il assure les deux fonctions

surcharge et court-circuit. Le réglage généralement adopté est le courant maximum de charge majoré de 20%.

❖ Protection contre les courts - circuits monophasés à la terre :

Réalisée par un relais homopolaire alimenté par la somme des trois courants de phase. (Annexe 7)

Le seuil de ce relais devrait être théoriquement nul mais il y a deux phénomènes qui influencent le réglage de ce seuil à savoir :

- ✓ L'effet capacitif de la ligne protégée ;
- ✓ La consommation propre du relais de protection en fonction de la puissance de précision du TC.

VII. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons traité les différents régimes du neutre et les types de protections utilisés au sein de l'ONEE.

Nous avons aussi constaté lors de notre étude quelques défaillances affectant le plan de protection et nous allons proposer dans le dernier chapitre des solutions au dysfonctionnement de ce plan.

Chapitre 4

Dysfonctionnement du plan de protection et solutions

I. Introduction :

Après avoir étudié le plan de protection dans le chapitre précédent, nous allons essayer de donner un aperçu sur le dysfonctionnement du plan actuel pour essayer de trouver des solutions afin de l'améliorer.

II. Cumul du temps :

1. Problème constaté :

Un défaut se produisant en un point quelconque d'un réseau de distribution ne doit, en aucune façon, priver du courant électrique l'ensemble de l'installation.

Parfois deux ou plusieurs départs 22 kV peuvent être atteints simultanément par des défauts en particulier lors des intempéries, ce qui provoque le déclenchement intempestif de l'arrivée 22 KV comme présenté sur la figure suivante [5]:

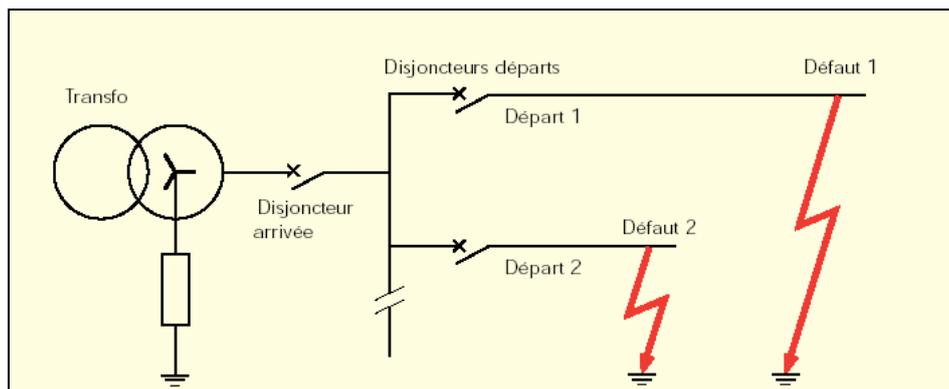
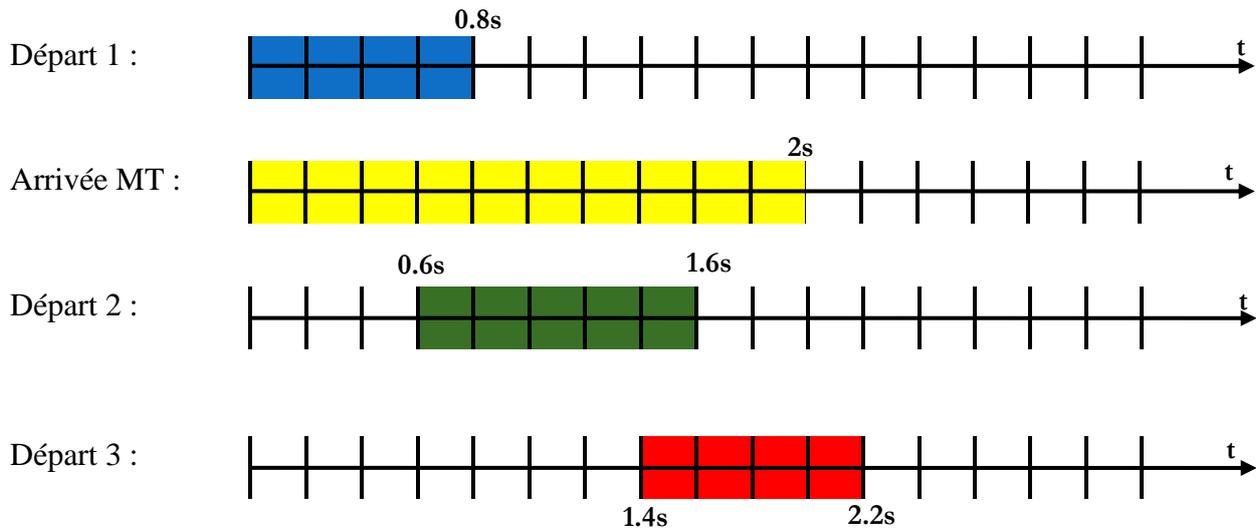


Figure IV.1 : deux défauts successifs ou simultanés sur un transformateur HT/MT

2. Analyse du problème :

La protection arrivée 22 kV démarre avec le défaut survenu sur le 1^{er} départ, un autre défaut du 2^{ème} départ entre presque simultanément avec lui, suivi d'un autre défaut du 3^{ème} départ ce qui fait cumuler les trois temps des trois départs entraînant ainsi le fonctionnement de la protection arrivée, réglée à 2 s. Ceci est expliqué sur le chronogramme ci-après :

Le Chronogramme décrivant le problème :



- A $t = 0s$: un défaut apparaît sur le départ 1, ce défaut est vu par la protection du départ 1 et la protection de l'arrivée MT.
- A $t = 0.6s$: un défaut apparaît sur le départ 2, ce défaut est vu par la protection du départ 2 et la protection de l'arrivée MT.
- A $t = 0.8s$: disparition du défaut sur le départ 1 qui est réglé à 1s mais le relais de temporisation de l'arrivée MT continue à temporiser avec départ 2 sans remise à zéro.
- A $t = 1.4s$: un autre défaut apparaît sur le départ 3, ce défaut est vu par la protection du départ 3 et la protection arrivée MT.
- A $t = 1.6s$: le disjoncteur départ 2 déclenche après une temporisation de 1s mais le relais de temporisation de l'arrivée MT continue à temporiser avec le départ 3 sans remise à zéro.
- A $t = 2s$: la temporisation la protection arrivée MT est terminée et le disjoncteur arrivée MT déclenche.

Donc, le déclenchement du disjoncteur de l'arrivée MT entraîne la mise hors tension de tous les départs.

Objectif :

Notre objectif est de traiter ce problème en essayant de régler ce déclenchement, qui aura une influence sur les départs et ainsi une coupure du courant pendant un temps important.

3. Solution :

Pour éviter le déclenchement de l'arrivée dû à un cumul de temps crée par une succession de trois défauts sur trois départs différents, on met en place une sélectivité logique entre protections départs et protection arrivée 22KV.[]

La sélectivité logique :

La sélectivité logique nécessite un échange d'informations entre les différentes protections. Un raisonnement logique permet de situer le défaut entre les départs et la liaison pour accélérer le déclenchement

En effet, la première protection détectant un défaut envoie un ordre de « blocage » aux autres protections, les empêchant ainsi de se déclencher.

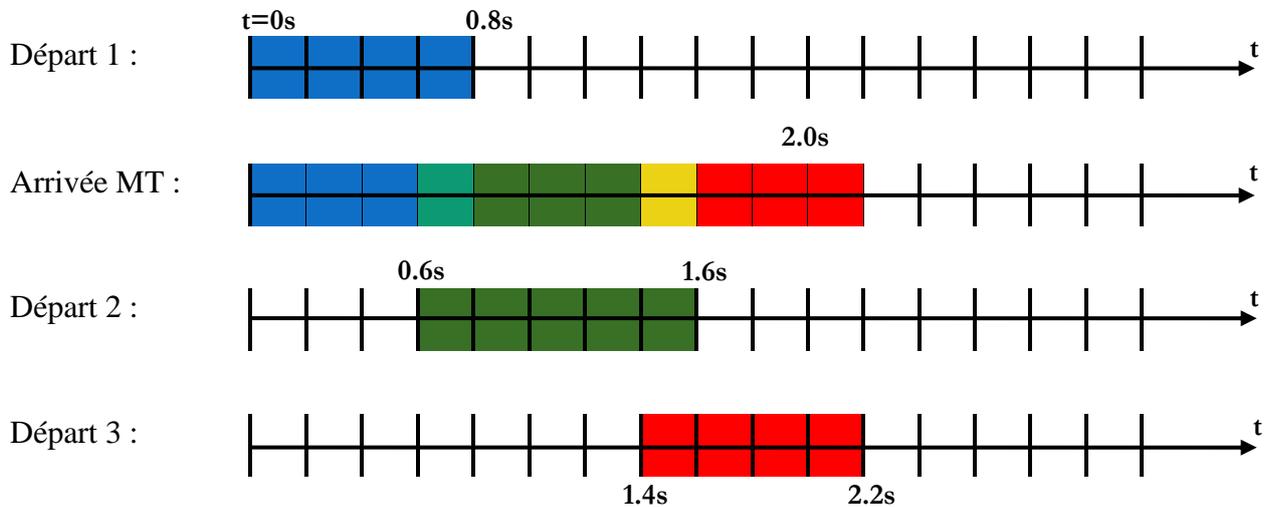
Principe de la sélectivité logique:

Quand un départ détecte un défaut, il commence à temporiser, puis le relais de temporisation de la protection de l'arrivée MT commence à temporiser aussi.

Si au moins un autre départ détecte un défaut, ceci entraîne le blocage de la temporisation du relais de protection de l'arrivée MT.

En appliquant cette solution sur le problème étudié, on aboutit au résultat suivant :

Le Chronogramme décrivant la solution :



- A $t = 0s$: un défaut apparaît sur le départ 1, ce défaut est vu par la protection du départ 1 et la protection de l'arrivée MT.
- A $t = 0.6s$: un défaut apparaît sur le départ 2, ce défaut est vu par la protection du départ 2 et le relais de temporisation de l'arrivée MT commence à temporiser indépendamment pour le départ 2.
- A $t = 0.8s$: disparition du défaut sur le départ 1 qui est réglé à $1s$ mais le relais de temporisation de l'arrivée MT continue à temporiser pour le départ 2.
- A $t = 1.4s$: un défaut apparaît sur le départ 3, ce défaut est vu par la protection du départ 3 et le relais de temporisation de l'arrivée MT commence à temporiser indépendamment pour le départ 3.
- A $t = 1.6s$: le disjoncteur départ 2 déclenche mais le relais de temporisation arrivée MT continue à temporiser pour le départ 3.
- A $t = 2.2s$: le disjoncteur départ 3 déclenche, sans que l'arrivée ne déclenche.

Donc, l'utilisation de la sélectivité logique a permis d'éviter le déclenchement de l'arrivée alors qu'un seul départ est concerné évitant ainsi le problème de la mise hors tension de tous les départs.

Le problème de cumul du temps n'est pas le seul problème qu'on a rencontré lors de notre visite dans différents postes sources. On évoquera dans le paragraphe suivant un autre problème qui est fréquent dans les postes HT/MT.

III. Déclenchement d'un départ 22KV suite aux surcharges transitoires :

1. Problème constaté :

Au moment de la fermeture de certains départs (manuelle ou par réenclencheur) ou le démarrage de certains clients MT, le courant transitoire atteint un pic qui dépasse le seuil du courant de réglage, la durée de ce régime transitoire dépasse celle du réglage du relais ampérométrique, ce qui entraîne le déclenchement du départ.

2. Analyse du problème :

L'analyse montre que la protection des défauts phases et homopolaires ampérométriques à temps constant qui ne dispose que d'un seul seuil de réglage donne un ordre de déclenchement au disjoncteur de départ 22 KV lors de chaque courant de démarrage appelé par un client MT important (carrières ...etc.)

La figure suivante nous permet de voir la courbe de déclenchement pour une protection ampérométrique avec 1 seuil à temps constant :

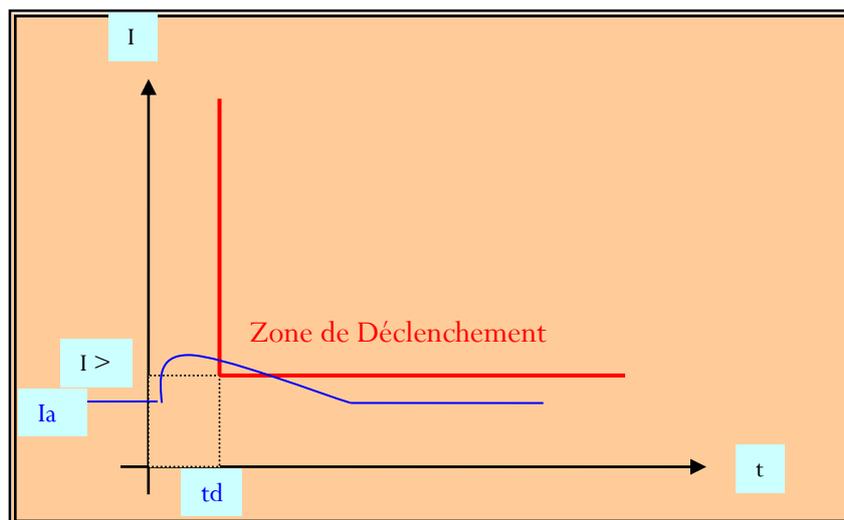


Figure IV.2 : Courbe de déclenchement pour une protection ampérométrique avec 1 seuil à temps constant

3. Solution :

Protection à un seul seuil de réglage :

Pour ne pas pénétrer dans la courbe de déclenchement, il faut respecter l'inégalité suivante :

$$I_{\text{Réglage}} = 5 \text{ à } 8 I_{\text{ap}} \quad (10)$$

Pratiquement ce n'est pas évident de respecter cette inégalité devant la saturation des conducteurs et des TC.

Donc la protection numérique opte à une autre solution

Protection à 2 seuils de réglage :

Insertion de la protection ampérométrique phase à deux seuils de réglage et à deux temps pour les réseaux vétustes.

La figure suivante présente la courbe de déclenchement pour une protection ampérométrique avec 2 seuils de réglage :

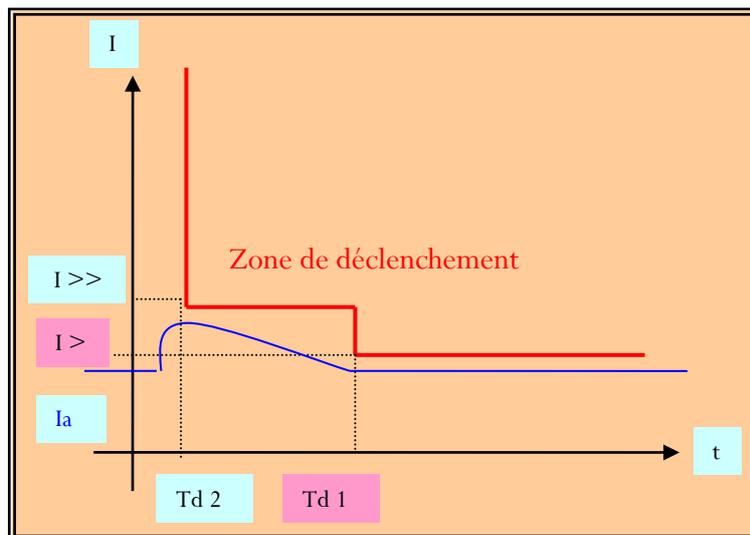


Figure IV.3 : Courbe de déclenchement pour une protection ampérométrique avec 2 seuils de réglage [6].

- Le 1^{er} seuil doit protéger le départ contre les surcharges, sa temporisation doit être un peu plus élevée pour laisser le relais retomber après un éventuel fonctionnement causé par un courant transitoire.

- Le 2^{ème} seuil doit protéger le départ contre les courts-circuits, sa valeur de réglage doit être supérieure au courant transitoire du départ et sa temporisation doit être très faible pour éliminer le défaut rapidement.

Les protections ampérométrique à double seuils sont les plus utilisées avec 53% dans les postes sources HT/MT pour protéger les départs 22KV, tandis que les protections à un seul seuil sont moins utilisées avec 47%.

IV. Conclusion :

Dans ce dernier chapitre, nous avons présenté quelques problèmes qui touchent le plan de protection adopté par l'O.N.E.E Branche Electricité, notamment le problème fréquent du cumul du temps et celui du déclenchement d'un départ causé par les surcharges transitoires.

Nous avons essayé de résoudre le problème du déclenchement d'un départ causé par les surcharges transitoire en appliquant les protections à double seuils qui sont des solutions efficaces pour y remédier.

Quant au problème du cumul du temps, on a essayé de mettre en place une sélectivité logique. Cette solution n'est appliquée jusqu'à présent que dans le poste de SAIS parce que la mettre en place dans d'autres postes nécessite un engagement financier couteux.

Conclusion générale

Le stage est une occasion d'allier entre pratique et théorie. Il permet de développer les compétences organisationnelles d'écoute et de communication pour pouvoir mieux s'adapter au monde du travail.

Ce stage effectué dans la Division de Distribution de Fès nous a aidé à étendre nos connaissances en réseaux électriques HT/MT, de capitaliser une expérience, d'avoir un esprit critique, de développer les relations humaines et d'apprendre à travailler en groupe.

Le besoin de maintenir une alimentation continue du réseau électrique de l'office national de l'électricité s'avère l'une des propriétés inscrites dans la politique adoptée par cet office. Or, la disponibilité, la sûreté et la sécurité de son réseau électrique sont directement liées à la qualité de maintenance des ouvrages électriques.

Après l'analyse effectuée sur le plan de protection choisi par l'O.N.E.E, nous avons constaté qu'il y a un problème de cumul du temps dans différents postes. Comme solution à ce problème, il y'a la sélectivité logique, qui est appliquée jusqu'à présent seulement au poste de SAIS. Tandis que pour le problème du déclenchement causé par les surcharges transitoires, nous avons proposé la solution de mettre en place une protection à double seuils qui semble efficace.

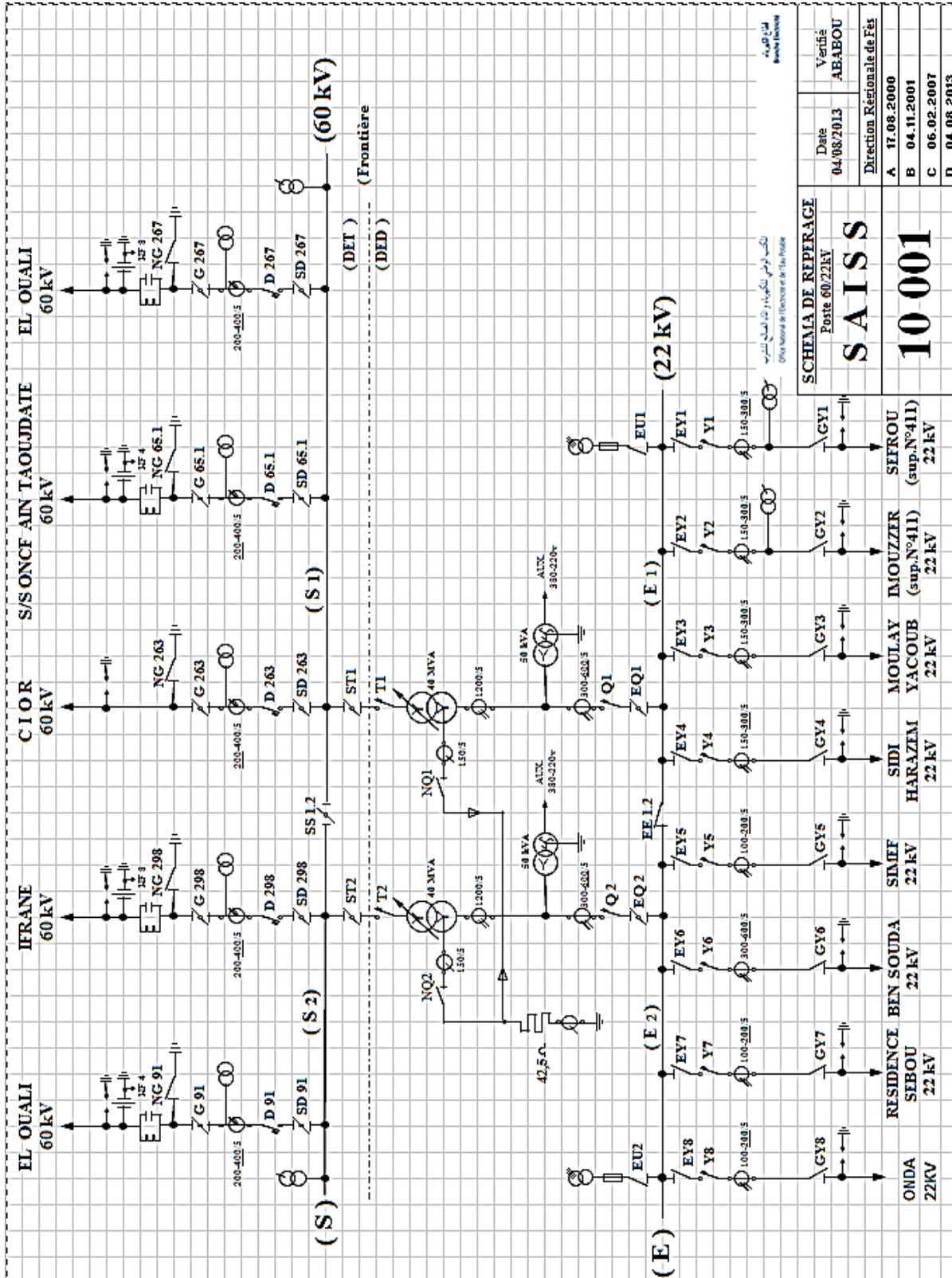
Il est donc important d'améliorer le système de protection afin de répondre aux contraintes d'évolution du réseau et du développement technologique tout en assurant la sécurité du personnel et le fonctionnement des installations électriques.

Références

- [1] : Site officiel de l'O.N.E <http://www.one.org.ma/>
- [2] : http://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur_de_puissance
- [3] : *Protection of electrical networks - Christophe Prévé 2006*
- [4] : *Guide de la protection - Schneider Electric Avril 2006*
- [5] : *Plan de protection des réseaux HT/MT de l'EDF B.61-21 Edition Février 1994.*
- [6] : *Rapport de Passage cadre technique, Hassan Lekhal , 2008*

Annexes :

Annexe 1: Schéma du Poste Source HT/MT SAIS 60/22KV



Annexe 2 : Tableau Postes HT/MT gérés par Section poste Fès

Poste 60/22 KV	Nature de Conduite	Départ MT	puissance installée (KVA)	Type d'appareil protection	Type technologie
Sais 2 X 40	Télé Commandé	Sais - MyYaacoub	22 317	IDS	Numérique
		Sais - Ben Souda	21155	IDS	Numérique
		Sais - SIMEF	6 905	IDS	Numérique
		Sais - Sidi Harazem	9 235	IDS	Numérique
		Sais - Résidence Sebou	11 247	IDS	Numérique
		Sais - Sefrou	18 228	IDS	Numérique
		Sais - Imouzzer	29 033	IDS	Numérique
		Sais - ONDA	1000	IDS	Numérique
Idriss 1^{er} 1x5 1x20	Gardé	Idriss 1er - Ain Kansara	9 020	MIC 11	Elec-mécanique
		Idriss 1er - Tissa	315	MIC 11	Elec-mécanique
		Idriss 1er - DPA	9 165	MIC 11	Elec-mécanique
El Ouata 2x10	Télé Commandé	El Ouata - Bir Tamtam	7 130	Alsthom	Statique
		El Ouata - Matmata	14350	Alsthom	Statique
		El Ouata - Domaine royale	910	Alsthom	Statique
Sefrou 2 X20	Télé Commandé	Sefrou - Ville 1	11 125	ICE	Statique
		Sefrou - Ville 2	4 215	ICE	Statique
		Sefrou - Azzaba	3 360	ICE	Statique
		Sefrou- Bhalil		ICE	Statique
Ksabi 1X5	Néant	Ksabi- Centre	2 330	MIC 11	Elec-mécanique

Boulemane 2 X 5	Télé Commandé	Boulemane-Centre	4 270	MIC 11	Elec-mécanique
		Boulemane-Guigou	3 225	MIC 11	Elec-mécanique
		Boulemane-Imouzzer Marmoucha	2 150	Schneider	Numérique
Missour 1 X 20	Télé Alarmé au PT Mibladen	Missour - Centre	5 775	MIC 11	Elec-mécanique
		Missour - ONEP	2 055	MIC 11	Elec-mécanique
		Missour - Outat El Haj	7 950	MIC 11	Elec-mécanique
Taounate 2x40	Télé Commandé	Taounate - Rhafsai		ZIV	Numérique
		Taounate - Thar Souk		ZIV	Numérique
		Taounate - Centre		IDS	Numérique
		Taounate - Demna		ZIV	Numérique
		Taounate - Ouartzagh		IDS	Numérique
		Taounate - El Khemine		ZIV	Numérique
		Taounate-Ain Aicha		Schneider	Numérique
Issaguen 1x10 + 1x20	Néant	Issaguen- Centre Ktama		AREVA	Numérique
		Issaguen- Targuiste		AREVA	Numérique
		Issaguen- jabha		AREVA	Numérique
		Issaguen- Chaouen		AREVA	Numérique
Douiet 2x20	néant	Douiet		Dell Alsthom	Statique

Annexe 3 : les différents types du relais utilisés par l'O.N.E.E

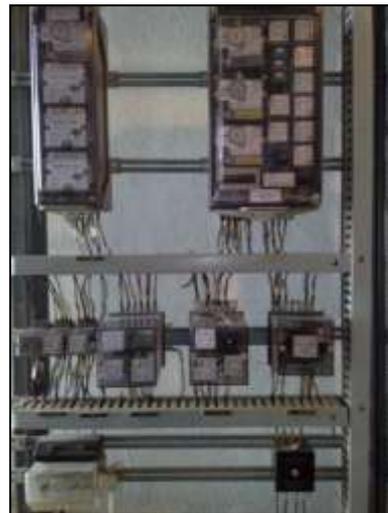
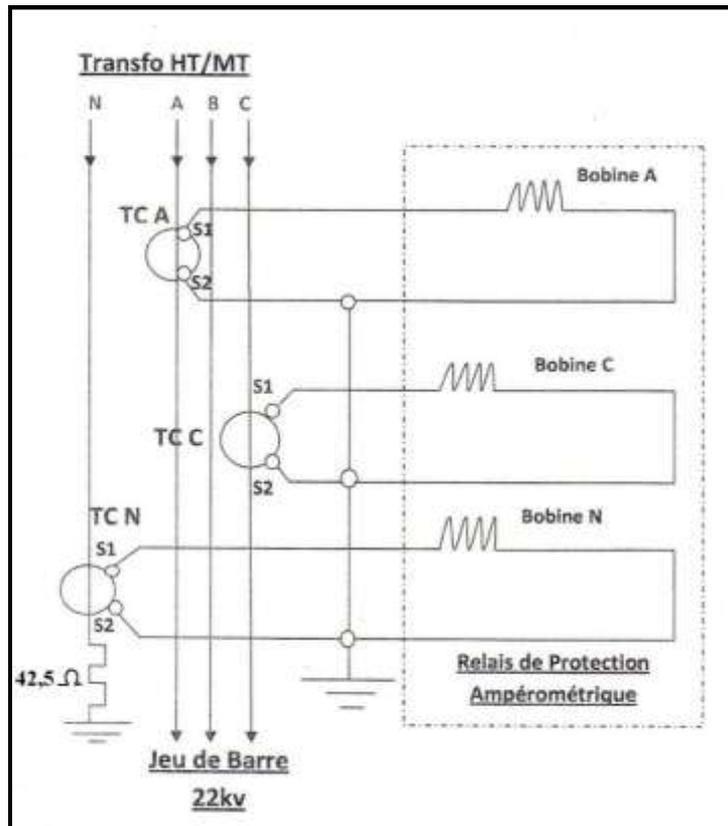


Figure III.15 : relais de type électromécanique

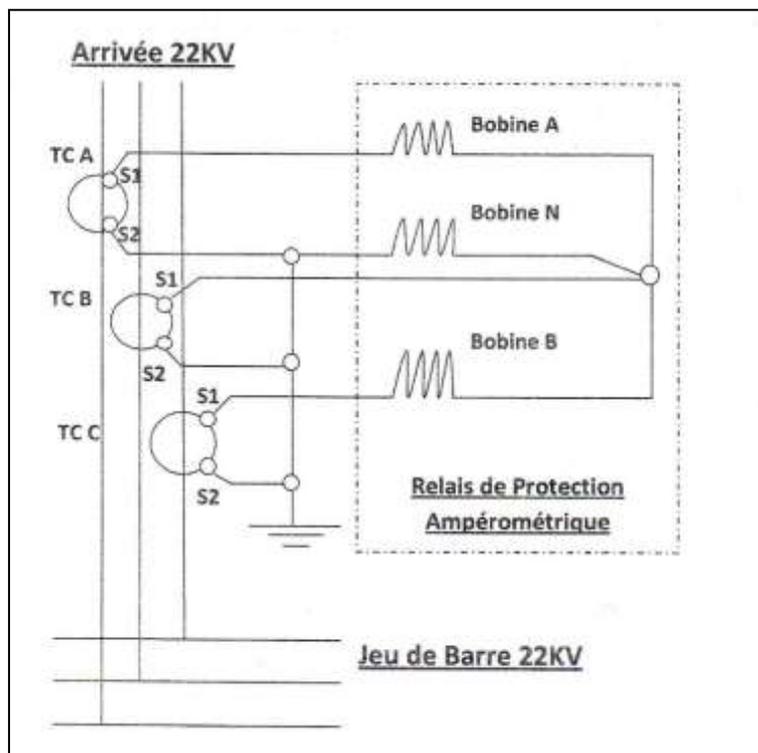


Figure III.16 : Relais de type numérique

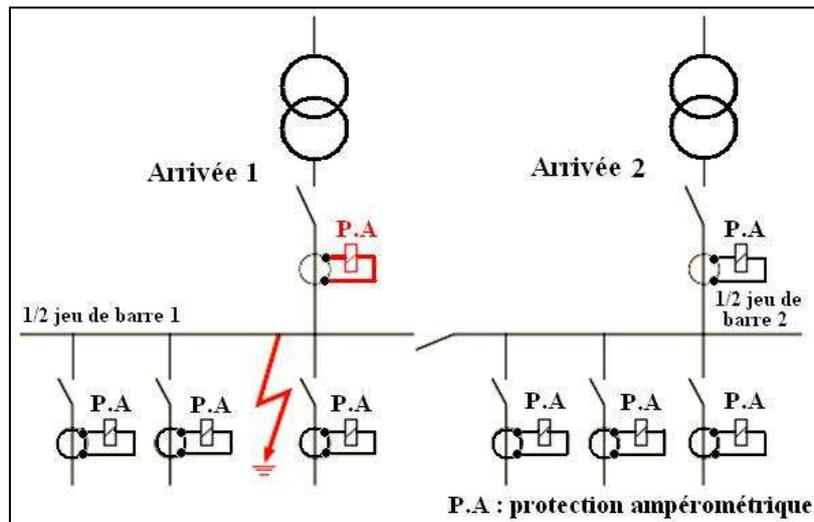
Annexe 4 : Schéma du circuit alternatif de la protection ampérométrique du Transformateur. HT/MT



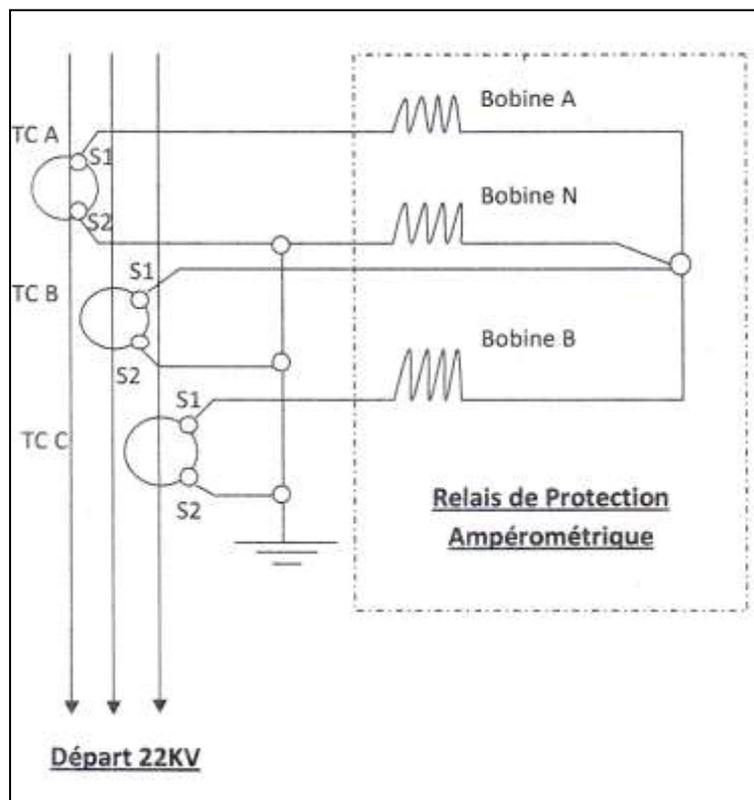
Annexe 5: Schéma du circuit alternatif de la protection ampérométrique d'arrivée



Annexe 6 : Schéma de fonctionnement de la protection ampérométrique de l'arrivée



Annexe 7 : Schéma du circuit alternatif de la protection ampérométrique Départ 22KV



Le numero 1 mondial du memoires

www.rapport-gratuit.com

clubmemoire@gmail.com

