REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITEYAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de **T**echnologie

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Hygiène et Sécurité Industrielle
Spécialité : Hygiène et Sécurité Industrielle

Amélioration de la sécurité technique d'un poste électrique HT/MT

Présenté par

HATCHANE Amel
Et
DOUMA Zineb

Proposé et Dirigé par

Dr. ALOIAOUI Redha

MIHOUBI Bachir

Promotion Juin 2019

Remerciements

Nous remercions, en premier lieu, notre dieu qui a bien voulu nous donner la force pour effectuer le présent travail.

Je tien a exprimer toute ma reconnaissance a Mr ALOUAOUI mon encadreur académique de l'université de MEDEA pour leur soutien académique et moral.

Mes sincères remerciements à Mr MIHOUBI pour leur accueil et leur aide.

Je tien aussi a adresser mes remerciements a Mme FERHAT chef de départements de HSI.

Enfin, nous tenons à remercier tous ceux qui, de prés ou de loin, ont contribue a la réalisation de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail a ;

Mes parents ; et mes frères et soeur ;

Et mes beaux frères ;

A tous mes amis ;

Et surtout à mon mari .

الملخص

لدى سونلغاز أنظمة كهربائية مهمة فهي تعمل على تطور المحطات المشتركة متوسطة و عالية الجهد من أجل المستخدم ، تعمل هذه المحطات غالبا بالمُحولات و لديها مخطط حماية يعمل على إزالة العُطْل.

الكلمات المفتاحية : ،أنظمة، المحطات متوسطة و عالية الجهد، المحولات ، مخطط حماية ، العُطْل

Résumé :

Sonal gaz possède des systèmes électriques important et développés les postes source HT/MT pour le client c’est pour ça on a descriptive ces postes cours avec les transformateurs et le développement des plans des protections à partir de la défaillance.

Mot clés : système électrique ; transformateurs ; plant des protections ; défaillance.

Abstract :

Sonalgaz one of the bests company that has an important electrical system for develop the HV/MV source station to the user, generally, these source station work with transforms which have a protection scheme that eliminates the faults.

Systems for the HV/HM transformers protection scheme fault

Key words : electrical system; transforms ; protection scheme; faults.

Sommaire :

Introduction général 01

Chapitre 1 : les réseaux électriques 02

I. Introduction.....03
II. Le système électrique verticalement intègre 03
a. Définition.....03
b. Les raisons de chois des systèmes électriques verticalement intègre.....07
- Les tensions normalisées selon la CEI.....08

III. Schémas d'exploitation 09
a. Les postes sources HTB /HTA.....09
b. Les lignes HTA.....11
- Réseau HTA aérien.....11
- Réseau HTA souterrain.....12

Chapitre 2 : étude descriptive des postes sources HT/MT.....14

I. Introduction.....15
II. Généralités.....15
a. Définition.....15
b. Nécessité de l'utilisation des postes de transformation.....15
c. Infrastructure du réseau de distribution.....16
III. Les postes HT/MT.....17
a. Les principaux composants électriques d'un poste HT/MT.....17
b. Les constituants d'un poste HT/MT.....17
- Travées haute el moyenne tension.....18
- Tranche basse tension 18
- Service auxiliaire.....19

c. Transformateur de puissance 19
- Principe de fonctionnement 19
- Constituants d'un transformateur de puissance 20

d. Automatisme du poste HT/MT.....20
- Automatisme de délestage 21
- Automatisme de régulation de tension.....21
- Ecosystème de comptage 21

IV. Typologie des défauts affectant le réseau MT.....21
a. Les courts circuits 21
➢ Types de courts circuits 21
➢ Classement des courts circuits.....23
b. Surcharge 23
c. Surtension.....23
V. Conséquences des défauts.....24
a. Echauffement 24
b. Destructions provoques par les arcs.....24
c. Vieillissement et destruction des isolants.....24
d. Efforts électrodynamiques.....24
e. Chutes de tension 25
f. Explosions des disjoncteurs.....25
VI. Conclusion.....25

Chapitre 3 : plant de protection du réseau MT.....26

I. Introduction.....27
➢ Objectif du plant de protection 27
II. Qualités principales du plant de protection du réseau M....27
a. La sensibilité 27
b. La sélectivité 27
c. La rapidité.....28
d. La fiabilité.....28
e. La simplicité.....28
III. Rôle des protections 28
IV. Plant de protection adopte par le réseau de distribution ...29
a. Régime du neutre adopte par sonelgaz.....29
b. Critères du choix 29
c. Valeur de la résistance de limitation.....30
V. Structure d'une protection..... 30
a. Réducteur de mesure 31
b. Relais.....32
c. Disjoncteur.....32
d. Réenclencheur.....33
➢ Cycle de reéclenchement automatique rapide.....33
➢ Cycle de reenclanchement automatique lent.....33
VI. Protection utilisées aux postes sources.....34
a. Organisation du plant de protection.....34
b. Protection de transformateur 60 /30KV.....35
➢ Protections internes.....35
➢ Protections externes 38
c. Protections des arrivées MT.....40

- Protection contre les surintensités et les courts surcuits entres faces.....40
- Protection homopolaire.....41

d. Protection de lignes MT.....42

- Protection contre les surintensités et les courts surcuits entres faces.....42
- Protection contre les courts surcuits monophasés a la ter.....42

VII. Conclusion.....42

Chapitre 4 : dysfonctionnement du plant de protection et solutions.....43

I. Introduction.....44
II. Cumule du temps 44
a. Problème constate.....44
b. Analyse de problème.....44
III. Déclanchement d'un départ 30KV suite aux surcharges transitoire.....46
a. Problème constate.....46
b. Analyse du problème.....46
c. Solution.....47
IV. Conclusion.....48
Conclusion générale.....49

Liste des figures :

Figure 01 : architecture d'un réseau électrique moderne……..06

Figure 02 : organisation des défiants niveaux de tension du système électrique……..07

Figure 03 : niveaux de tensions normalise……..08

Figure 04 : classification des tensions en égérie et en Europe...09

Figure 05 : schéma de principe des postes source HTB/HTA……10

Figure 06 : types de raccordement de postes MT……11

Figure 07 : diagramme de classement de protection installées aux postes HT/MT……17

Figure 08 : transformateur de puissance……20

Figure 09 : quelque exemple de court surcuit……23

Figure 10 : le régime du neutre adopte par l'ONEE (neutre résistant)…… 30

Figure 11 : automatisme de protection……31

Figure 12 : cycle de reeclenchement 1R+2L……34

Figure 13 : zones de protection de réseau de distribution MT de l'ONEE……35

Figure 14 : relais buchholz régleur……35

Figure 15 : relais buchholz transformateur……35

Figure 16 : dispositif de détecteur de température……36

Figure 17 : Aéroréfrigérants……37

Figure 18 : Détecteur d'arrêt pompe……37

Figure19 : Protection Masse cuve……37

Figure 20 : Éclateurs placés sur les pôles HT……38

Figure 21 : Emplacement des TC sur les pôles secondaires du transformateur HT/MT……..38

Figure 22 : Résistance du neutre 42,5 Ω……..40

Figure 23 : Emplacement TC spécial 1/1 A……....40

Figure 24 : deux défauts successifs ou simultanés sur un transformateur HT/MT……44

Figure 25 : Courbe de déclenchement pour une protection ampérométrique avec 1 seuil à temps constat……47

Figure 26 : Courbe de déclenchement pour une protection ampérométrique avec 2 seuils de réglage [6]……..48

Liste des tableaux :

Tableau 01 : Caractéristiques de la tension HTA et BT……12

Tableau 02 : les types de technologies de protections dans les postes HT/MT……32

Liste des abréviations :

Abréviation	Signification
BT	Basse tension
DRR	Disjoncteur Réenclencher en Réseau
HT	Haute tension
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
MT	Moyenne tension
TC	Transformateur du courant
TT	Transformateur de tension
MVA	Méga ;volt ; ampère
T (arrivées)	Temporisation de l'arrivée
CII	Commission électrotechnique internationale
T (transformateur)	Temporisation du transformateur
THT	Très haute tension

Introduction Générale

La mission confiée à SONELGAZ 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 parlera des réseaux de distribution MT. 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 SONALGAZ, 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 envisageables pour remédier à ces problèmes. Enfin, nous terminerons ce rapport par une conclusion générale.

Les meilleurs conditions et la bonne qualité de service Sonelgaz et finalement satisfaction clientèle.

Les études sur les postes électriques pour l'amélioration et la performance et rédaction des plans de protection humaine et matériel et trouver des solutions pour les dysfonctionnements les systèmes de protections.

Donc comment appliquer ces objectifs dans notre domaine ?

Chapitre1 :
Les réseaux électriques

I.1. Introduction :

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermiques, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs. Le système réseau électriquement donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de poste de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. Ainsi, des contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence ; ceux-ci couplés aux divers automates, ont la charge de garantir la continuité de service dusystème.

Cependant le réseau peut être soumis à des perturbations se propageant vite et sur une partie étendue, et qui peuvent avoir un impact critique pour tout le système électrique. Ces perturbations peuvent être, entre autres, accentuées par des productions locales ajoutées sur le réseau transport ou de distribution. **O**n assiste donc à une prolifération de système de production décentralisée connectée pour l'essentiel à un système électrique non prévu pour les accueillis.

I.2. Le système électrique verticalement intégré :

a. Définition :

Pour des raisons techniques et économiques le développement des réseaux électriques au niveau mondial s'est fait sous la forme d'un monopole verticalement intègre. L'énergie électrique étant alors et jusque dans les années 1990 produite de manière presque exclusivement centralisée, et consommée de manière totalement

décentralisée. Cela a nécessite la mise en place d'un réseau capable de transporter l'énergie produite en quelques dizaines de points de productions vers plusieurs millions de consommateurs repartis sur l'ensemble du territoire.

Un réseau électrique est généralement hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs.

- La première de ces divisions est le réseau de transport (en Algérie 220kV, 400kV) ou réseau de haute tension de niveau B (HTB). Sur ce réseau sont connectées les centrales de production classique comme les centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques de l'ordre du millier de mégawatts. Ces réseaux ont une architecture maillée, ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles, cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale puisqu'elle assure la continuité du service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une production, etc.

En effet, lors de l'ouverture d'une ligne, le fait d'avoir cette structure maillée permet au flux de puissance de trouver un nouveau chemin pour contourner cette ligne en défaut et donc de garantir la continuité de l'alimentation en aval du problème. C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnections entre région au niveau national et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau nationale (exp : Hassi Ameur – etEl-hadjar, en 400kV) et au niveau internationale (exp : Bourdim(Maroc) – Djendouba(Tunisie), en 400 KV).

- Le deuxième niveau de tension est le réseau de répartition (60kV, 90kV), celui-ci assure le transport des réserves en électricité

composées de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci. Mentionnant que la terminologie "réseau de répartition" tend à disparaître, ce niveau de tension étant généralement englobé dans le terme "transport". La gestion de la tension et de la fréquence des réseaux de transport et de répartition est effectuée de manière centralisée. Des mesures de puissances active et réactive et de tension sont effectuées sur le réseau et sont rapatriées aux centres de tél éconduite. Ces mesures sont ensuite disponibles aux opérateurs en charge du bon fonctionnement du réseau ainsi que de la coordination des productions. L'opérateur en charge du bon fonctionnement de ces réseaux est le gestionnaire du réseau de transport. (En Algérie c'est le GRTE (**G**estionnaire de **R**éseau de **T**ransport d'Electricité), cette entité exploite et entretient le réseau public de transport Algérien.

- La troisième et dernière subdivision est le réseau de distribution (20kV, 400V). Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau. Son exploitation est gérée par un **G**estionnaire de **R**éseau de **D**istribution (GRD). Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. A la différence d'une structure maillée une structure radiale est une structure arborescente ; cette structure arborescente simplifie considérablement le système de protections puis que le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux. Ceci permet notamment la localisation et l'élimination rapide de défauts, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système verticalement intègre dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée.

Nous montrerons plus loin dans le troisième chapitre III qu'à cause de l'apparition d'une production décentralisée d'énergie sur le réseau HTB ou HTA, ce flux de puissance peut devenir bidirectionnel provoquant

ainsi des problèmes de fonctionnement de certains équipements du réseau (protections, régleurs en charge, etc.).

Cette structure verticale "transport – répartition - distribution" est schématisée sur les figures 01 et 02 :

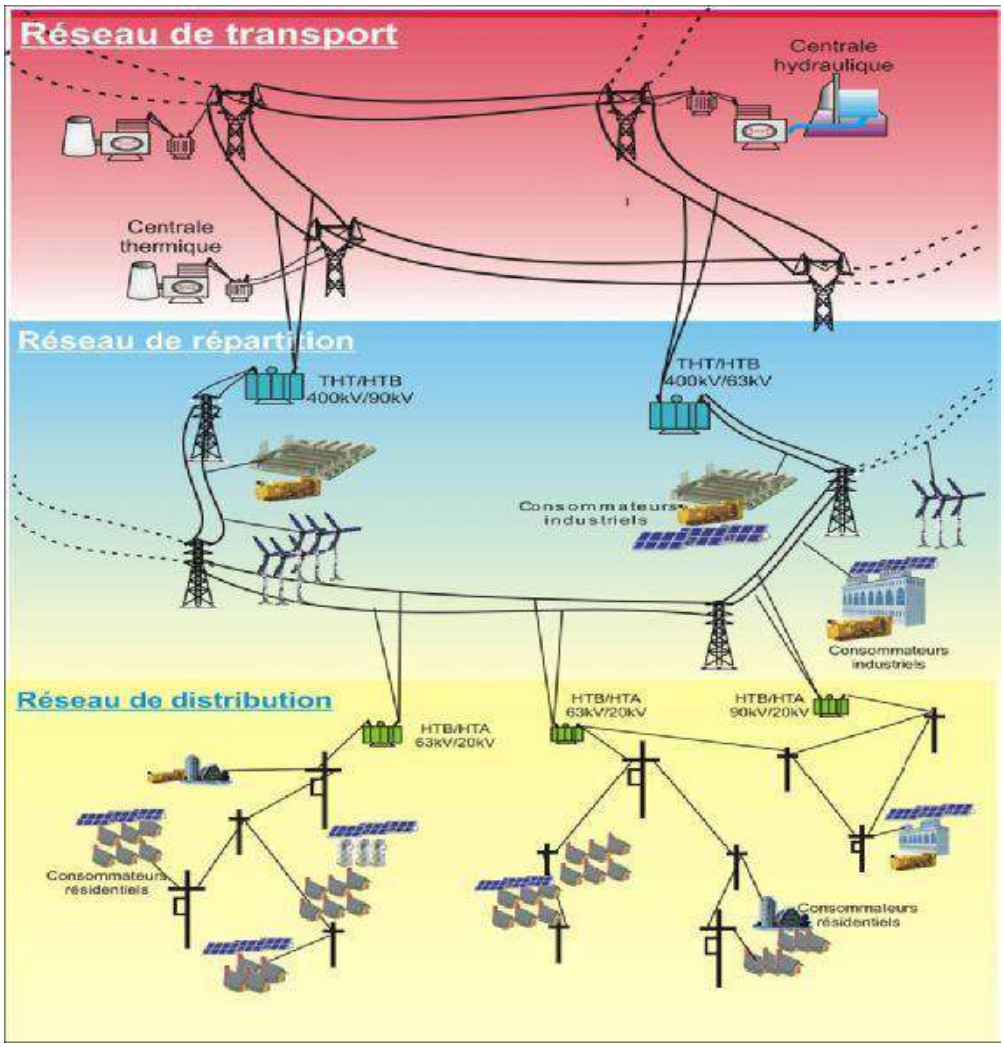


Figure. I.01- Architecture d'un réseau électrique moderne

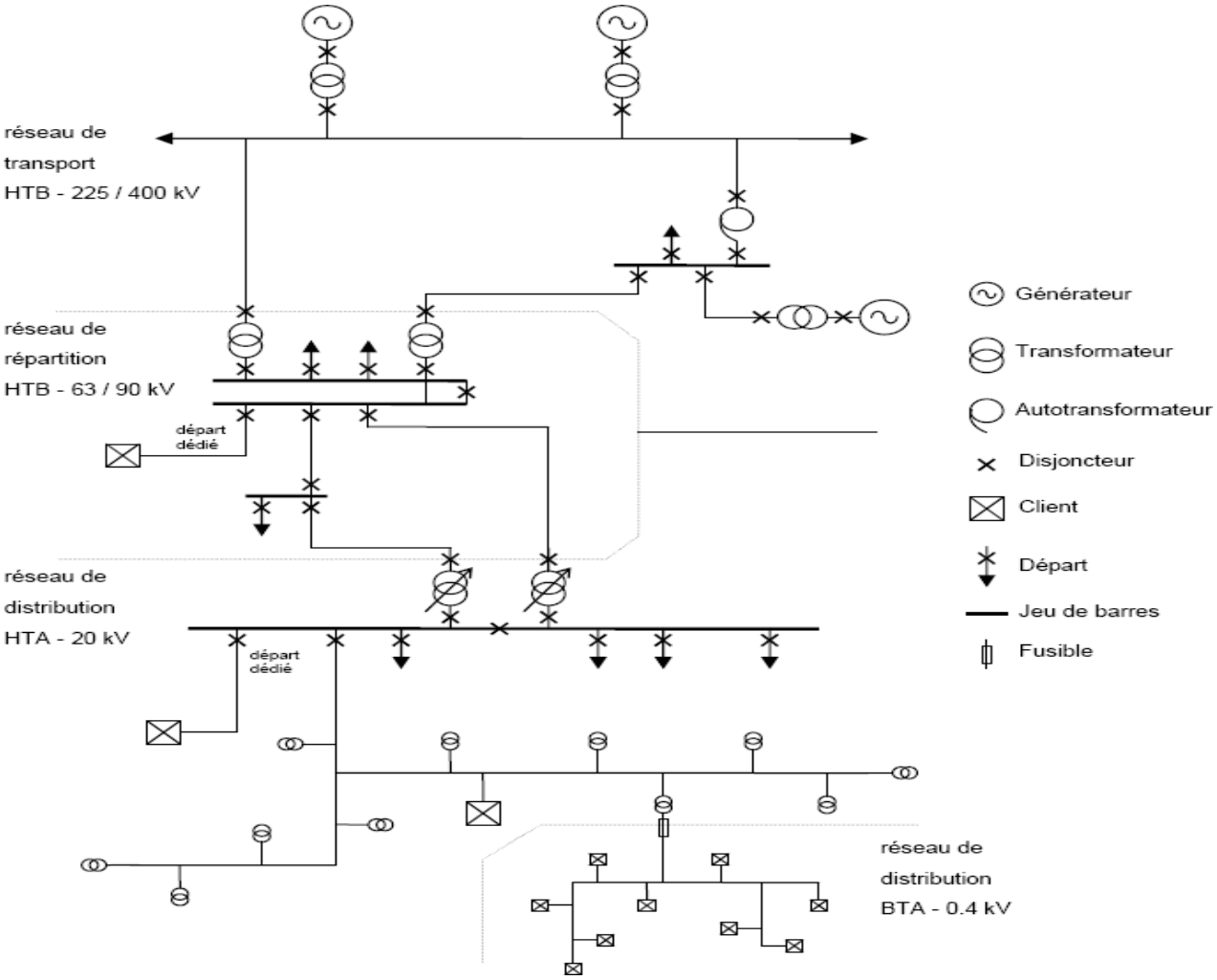


Figure. I. 02 - Organisation des différents niveaux de tension du système électrique

b. Les raisons de choix du système électrique verticalement intégré :

Généralement le système électrique est base sur un monopole production – transport – distribution pour des raisons économiques liées au coût de construction et d'entretien des installations de production, de transport et de distribution de l'électricité. Cette structure verticalementintégréeétaitaussifavoriséeparlesobligationsdeservicepubli cdudistributeur d'énergie électrique comme la continuité de service, la qualité de l'énergie, l'égalité de traitement des consommateurs, ou

l'obligation defourniture.

➢ Les tensions normalisées selon la CEI :

La nouvelle norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) définissent les niveaux de tension alternative comme suit (Figures I.3 et I.4) :

HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.
HTA: pour une tension composée comprise entre1KV et 50kV.
BTB: pour une tension composée comprise entre 500V et 1kV.
BTA: pour une tension composée comprise entre 50V et 500V.
TBT: pour une tension composée inférieure ou égale à 50V.

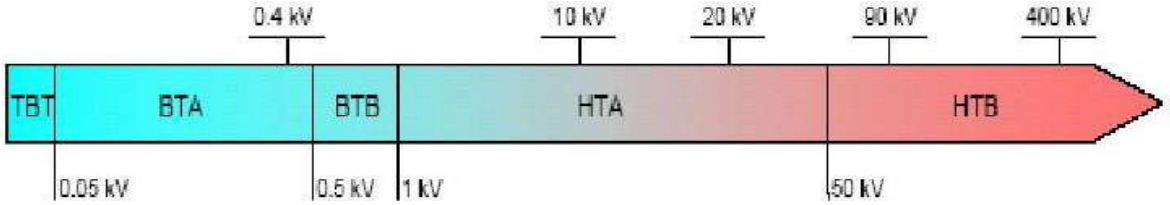


Figure I.3. - Niveaux de tension normalisés

Nous prendrons par convention dans ce qui suit :

- HTB désignera la Haute TensionHT.
- HTA désignera la Moyenne TensionMT.
- BTB et BTA désignerons le domaine de la Basse TensionBT.

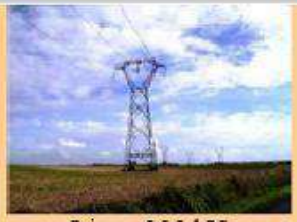
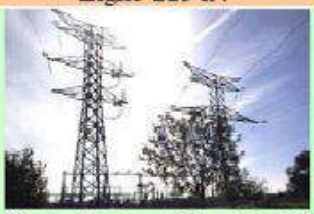
	Usage	Tensions Normalisées	Noms (standard Européen)	Aspect visuel des lignes
HTB	Grand transport national et Interconnexion	220 kV / 400 kV (THT) 90 kV / 60 kV (HT)	HTB (50 kV à 400 kV) HTB 3 : 400 kV HTB 2 : 225 kV HTB 1 : 90 et 63 kV	 Ligne 225 kV
HTA	Lignes inter-régionales, Répartition régionale	30 kV / 10 kV (MT)	HTA (1 kV à 50 kV)	 Poste de répartition 90 kV
BT	Répartition Locale, Distribution et Consommation	400 V 230 V Mono (BT)	BT < 1 kV	 Pylône 230/400 V 4 fils

Figure I. 04 - Classification des tensions en Algérie et en Europe.

I.3. Schémas d'exploitation :

a. Les postes sources HTB/HTA :

Les postes sources, en général alimentés par le réseau de répartition à 63 ou 90 kV (quelquefois directement par le réseau de transport a 225 kV) constituent l'interface entre les réseaux de transport/répartition et les réseaux de distribution.

Ils sont constitués en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même une ou deux rames, ou jeux de barres (Figure 05.a). En seconde phase, avec l'augmentation des charges a desservir, un second transformateur est ajouté (Figure 05.b), et le poste est généralement raccorde à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne". En phase finale, un troisième (et quelque fois plus) transformateur est ajouté en double attaché (Figure I.05.c).

En exploitation normale, un transformateur peut alimenter plusieurs

rames, le second étant en secours ; ou bien chaque transformateur alimente une rame ou une demi-rame. Les transformateurs ne sont jamais en parallèle, sauf de courts instants pendant un changement de schéma d'exploitation du poste.

Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérienne ou souterraine) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés.

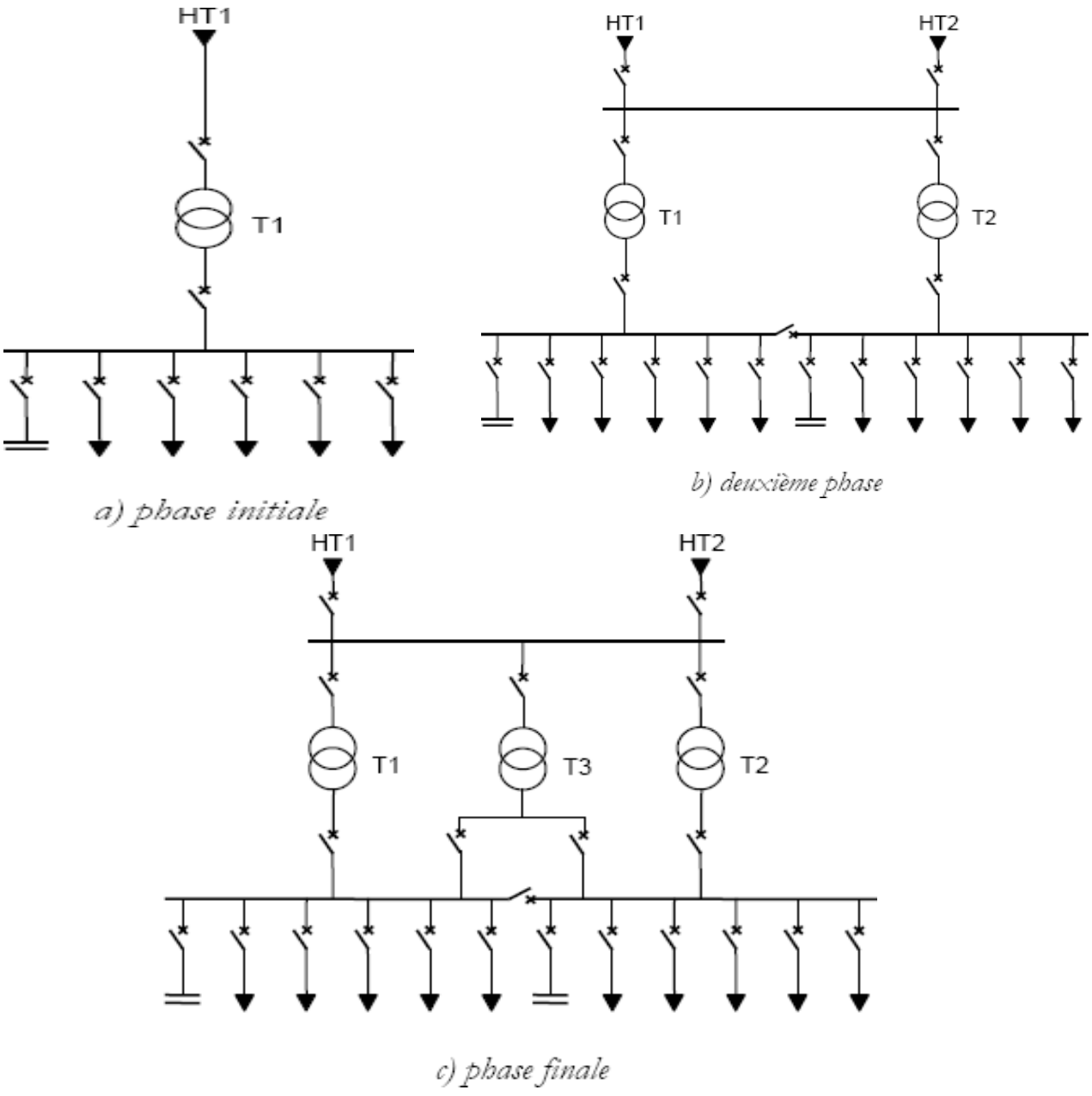


Figure I. 05 - Schéma de principe des postes sources HTB/HTA

b. les lignes HTA :

Le réseau HTA a une structure arborescente radiale le plus souvent bouclable par une autre demi-rame ou un autre poste source pour la sécurité d'exploitation. Il est en général constitué d'une artère ou ossature principale et de dérivations. Selon la densité des charges à desservir, le réseau de distribution sera réalisé soit en lignes aériennes, soit en câbles souterrains.

➢ Réseau HTA aérien :

Les zones rurales à faible densité de charge sont alimentées par des lignes HTA aériennes en simple dérivation (Figure I.06.a), traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés. Le dimensionnement de ces ouvrages est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir.

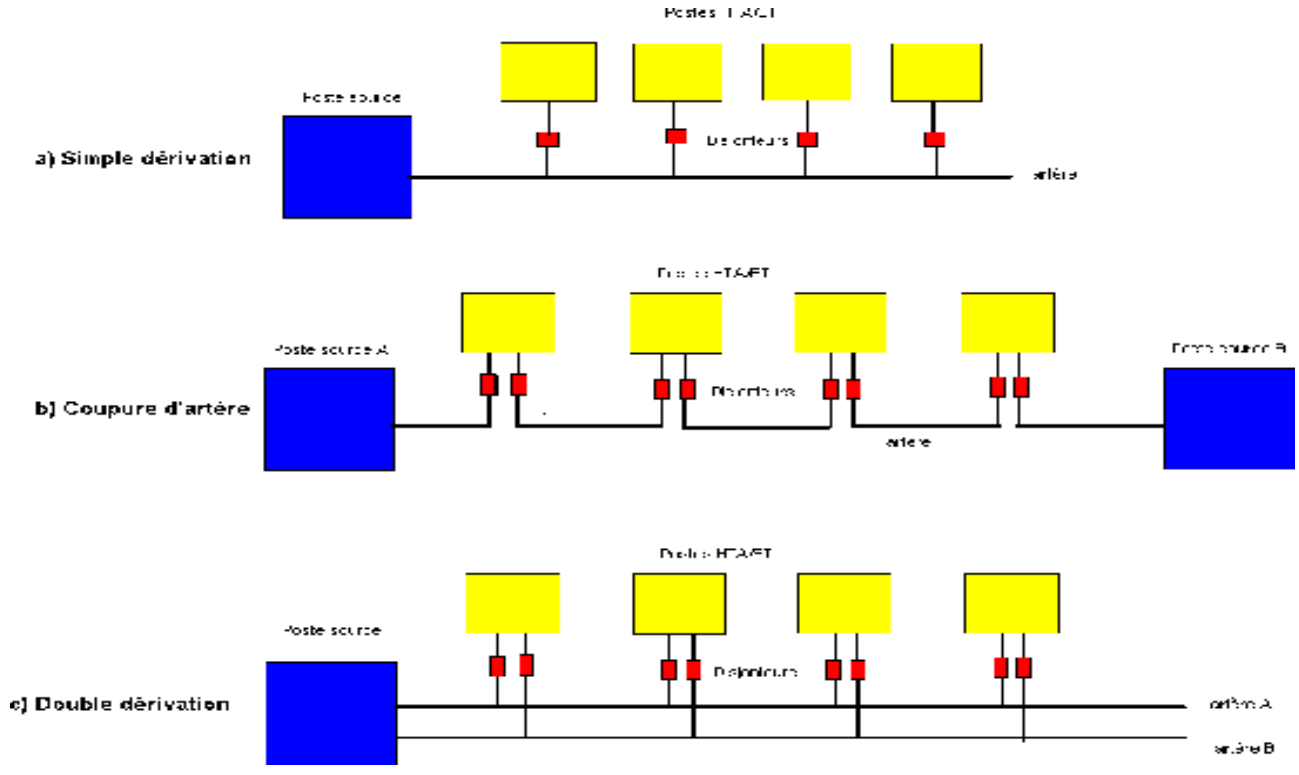


Figure I.06 - Types de raccordement de postes MT

➢ Réseau HTA souterrain :

Les zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge sont alimentées par des câbles HTA enterrés en coupure d'artère (Figure I.06.b) ou en double dérivation (Figure I.06.c). En double dérivation, les postes HTA/BT sont normalement alimentés par le câble de travail (CT), le câble de secours (CS) permet de garantir une bonne continuité de service en cas de défaut. La technique en coupure d'artère est moins coûteuse que la précédente et permet une isolation rapide des défauts, mais nécessite un temps d'intervention plus long. Le dimensionnement des ouvrages souterrains est principalement lié aux courants admissibles dans les câbles en raison de la densité des charges à desservir. Les ouvrages de distribution neufs ou les rénovations en zones rurales sont également réalisés en câble enterré depuis les années1990, en raison de la baisse notoire du surcoût lie à cette technique. De plus, une volonté politique croissante de qualité environnementale tend à la réduction de l'impact visuel des ouvrages.

Le réseau de distribution à pour rôle de fournir l'énergie électrique aux clients raccordés en HTA ou en BT en assurant une continuité de service et une qualité de l'onde électrique, dans les meilleures conditions de sécurité et au meilleur coût. Pour ce la, le **G**estionnaire du **R**éseau de **D**istribution (G.R.D) peut agir sur la conception (structure, nombre, dimensionnement,…) et sur les règles d'exploitation. Laqualitédel'ondedetensiondélivréeparledistributeurdoitrépondreàdescaractéristiques définies par la norme européenne EN50610 (NFC02-160) demai2000.

Les éléments principaux en sont reportés dans le tableau01.

Caractéristiques	Valeurs admises
Fréquence	50 Hz ± 1 % pendant 99,5 % du temps sur une année
	50 Hz + 4 % / - 6 % pendant 100 % du temps
Tension	230 V ± 10 % pendant 95 % du temps sur une semaine
	20 kV ± 10 % pendant 95 % du temps sur une semaine
Harmoniques	Taux global de distorsion harmonique ≤ 8 % Un
Déséquilibre de la tension	$U_{inverse} \leq 2$ % de U_{direct} pendant 95 % du temps sur une semaine

Tableau I .1 : Caractéristiques de la tension HTA et BT

Au-delà de cette norme européenne, l'arrêté ministériel de la Sonelgaz, fixe la tension réglementaire de distribution BT a230/400V avec des seuils de tolérance de +10% et -10% de la tension nominale. De plus, le distributeur s'engage contractuellement à délivrer en tout point du réseau une tension HTA ne sortant pas d'une plage de ± 5 % autour d'une valeur contractuelle Uc elle-même fixée dans une plage de ± 5 % autour de la tension nominale (en général 20 kV).

Chapitre 2 :
Etude descriptive des postes sources HT/MT

II.1. 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.2. Généralités :

a. Définition :

Le poste HT/MT ou poste 60/30 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).

b. 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 :

$$P_{pertes\ Joules} = R\ I^2 \quad or\ p_{electrique} = v\ i$$

$$P_{pertes\ joules} = R\ P^2_{electrique}\ /3U^2 \qquad .....(II.1)$$

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.

c. Infrastructure du réseau de distribution :

Le réseau HT/MT de distribution est composé de :

- Postes sources HT/MT ou poste mobile alimenté du réseau de transport d'une puissance installée bien déterminée en MVA, leur alimentation en 60KV provient des postes THT/HT.
- Départs 30KV d'une puissance installée déterminée en MVA.

Les trois types de protections utilisées pour protéger les départs 30KV sont :

Les protections numériques avec un pourcentage de 56% qui sont utilisées dans des postes tel que SAIS, Taounate SEPAM 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 1, on représente les répartitions des technologies de protections des départs 30 KV :

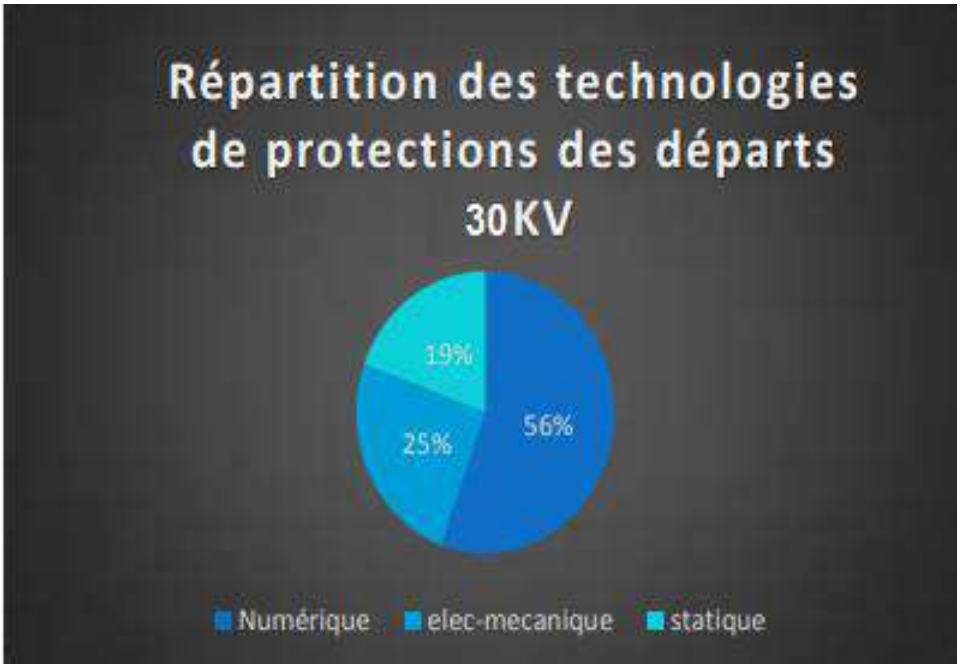


Figure II.01-Diagramme de classement des protections installées aux postes HT/MT

II.3. Les Postes HT/MT:

a. 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 suivants :

- 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 tél éconduit:
  - Télécommande.
  - Télémesure.
  - Télésignalisation.
- Consignation des états.

b. 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, téléalarme 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 (30kV, 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 60/30KV sont :

- Un ou plusieurs départs60KV
- Un jeu de barres60KV
- Un à plusieurs transformateurs 60/30KV de puissance
- Un à plusieurs transformateurs 30/0.4KV des services auxiliaires
- Un jeu de barres30KV
- Une à plusieurs arrivées30KV
- Plusieurs départs30KV
- Une à plusieurs arrivées60KV

➢ 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 60/30KV
- Deux tranches arrivée 30KV
- 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 300/380V
    - Armoire des services auxiliaires300/380Vca
    - Armoire des services auxiliaires127Vcc
    - Armoire des services auxiliaires48V

c. 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 élévateur de courant qui garde la fréquence et la puissance constante.

➢ 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

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

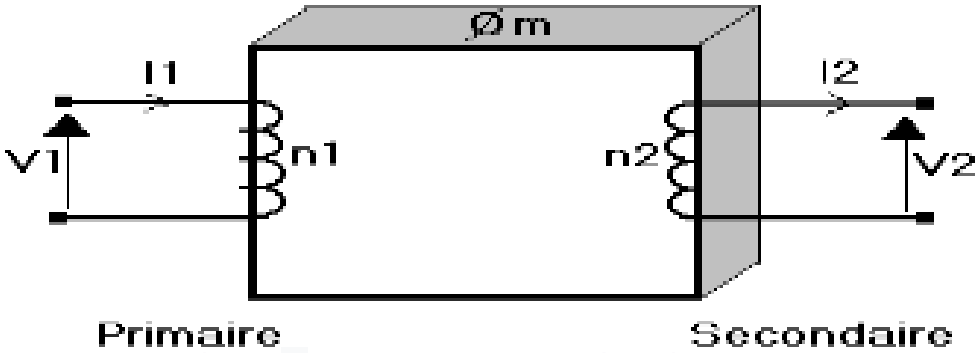


Figure II.02- Transformateur de puissance

Remarque :

$V_1 * I_1 = V_2 * I_2$, la puissance reçue est transmise aux pertes prés.

➢ 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 :(assécheur) 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

d. Automatisme 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 :

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

- Système de comptage.

➢ Automatisme 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 ≠ 50Hz).

➢ Automatisme 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".

➢ Écosystème 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).

II .4. 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.

a. 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.

➢ Types de courts-circuits :

- **Défaut entre une phase et la terre:**

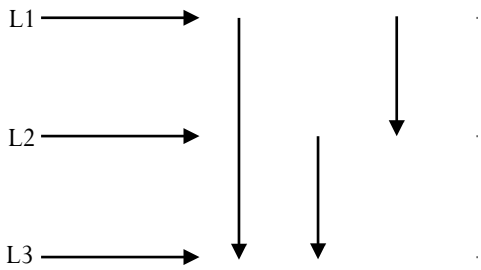
L'expérience montre que 70 à 80 % des courts circuits se produisent, ou tout au moins débutent par un défaut entre phase et terre. Pour cette raison le traitement de ce type de défaut relève d'une importance majeure dans l'élaboration du plan de protection.

- **Défaut entre phases:**

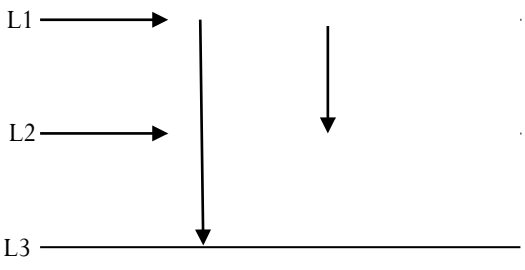
Ils regroupent tous les défauts causés par un contact entre conducteurs :

- Biphasé 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.

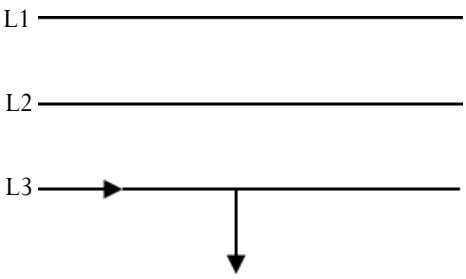
La figure suivante présente les différents types de courts circuits entre les phases et la terre [3] :



Court-circuit triphasé



Court-circuit biphasé symétrique



Court-circuit monophasé à la terre

Figure II .3 -Quelques exemples de courts-circuits

➢ Classement des courts-circuits:

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

- Auto-extincteurs : qui disparaissent avant la réaction de la protection, durée inférieure à 100ms.
- 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 dé faut 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 du l'exploitant.

❖ 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.

❖ 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

II .5. Conséquences des défauts:

a. 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.

a. 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.

b. Vieillissement 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.

c. 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.

d. 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.

a. 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.

II .6. 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

III.1. 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.

III.2. 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.

a. 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.

b. 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.

c. 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.

d. La fiabilité :

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

e. La simplicité :

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

III.3. 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 défaillants;
- 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.

III .4. Plan de Protections adopté par le réseau de distribution:

a. Régime du neutre adopté par SONELGAZ:

- 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 30 KV d'un transformateur 60/30KV est mis à la terre via une résistance de 42.5Ω qui limite le courant de défaut à la terre à 300A.

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.

b. 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.

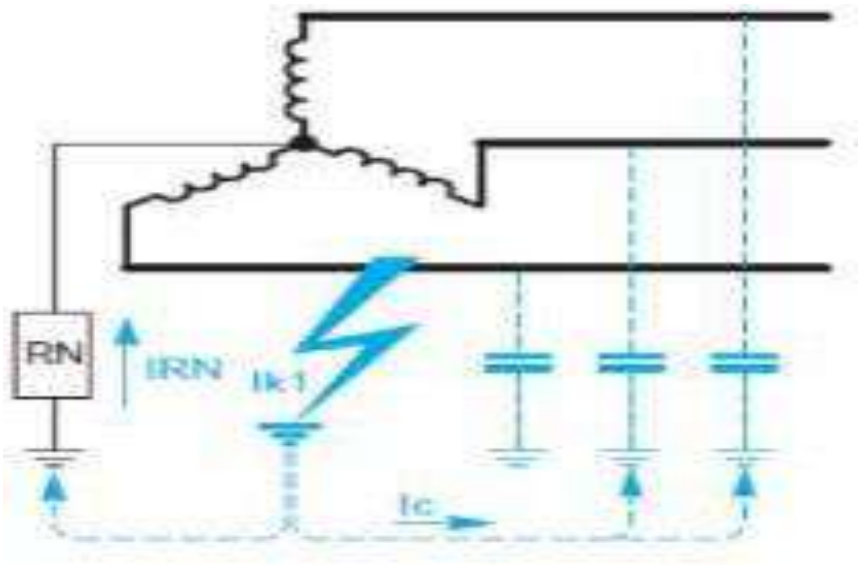


Figure III.1-le régime du neutre adopté par l'sonalegaz (neutre résistant)

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).

c. 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 RN est intercalée entre le point neutre du transformateur et la terre :

- Pour un réseau aérien ou mixte:

$$R_N = \frac{U_{2n}}{\sqrt{3} I_{neutre}} = \frac{30000}{\sqrt{3}*300} = 42.3\Omega. \quad \text{(III.3)}$$

- Pour un réseau souterrain:

$$R_N = \frac{U_{2n}}{\sqrt{3} I_{neutre}} = \frac{30000}{\sqrt{3}*1000} = 12.7\Omega \quad (4)$$

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

- Les neutres des alternateurs sont tous mis directement à laterre
- Le neutre est isolé côte 60KV.

III.5. 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] :

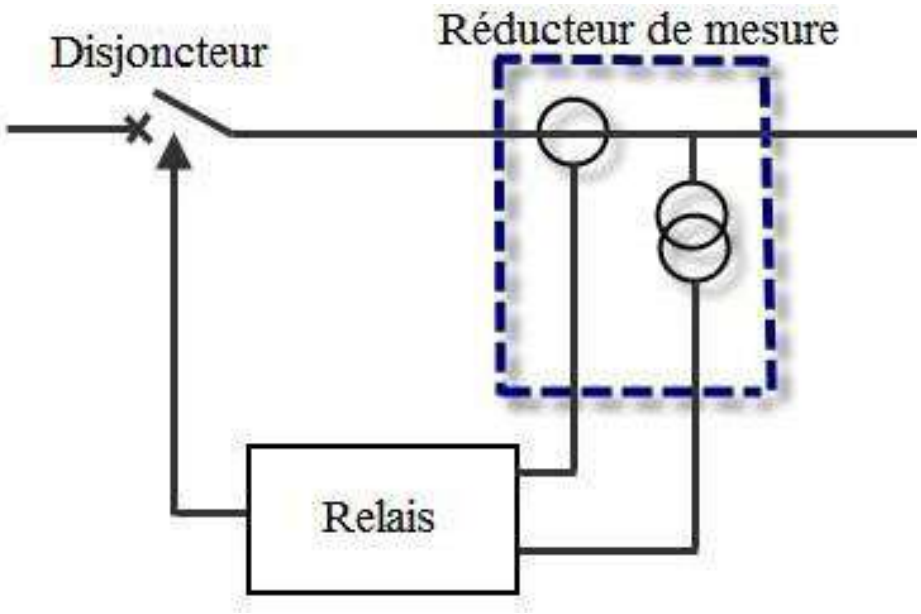


Figure III.2.-Automatisme de protection

a. 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/√3V) 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 3In; In le courant d'emploi de TC.

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

b. 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:

Poste 60/30 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)**	Alsthom	Statique
Sefrou (**2 X20 MVA)**	ICE	Statique
Boulemane (**2 X 5 MVA)**	MIC 11	Electromécanique
Missour (**1 X 20 MVA)**	MIC 11	Electromécanique

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

c. 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.

d. 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 endéfaut.
- 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 répercutions 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 :

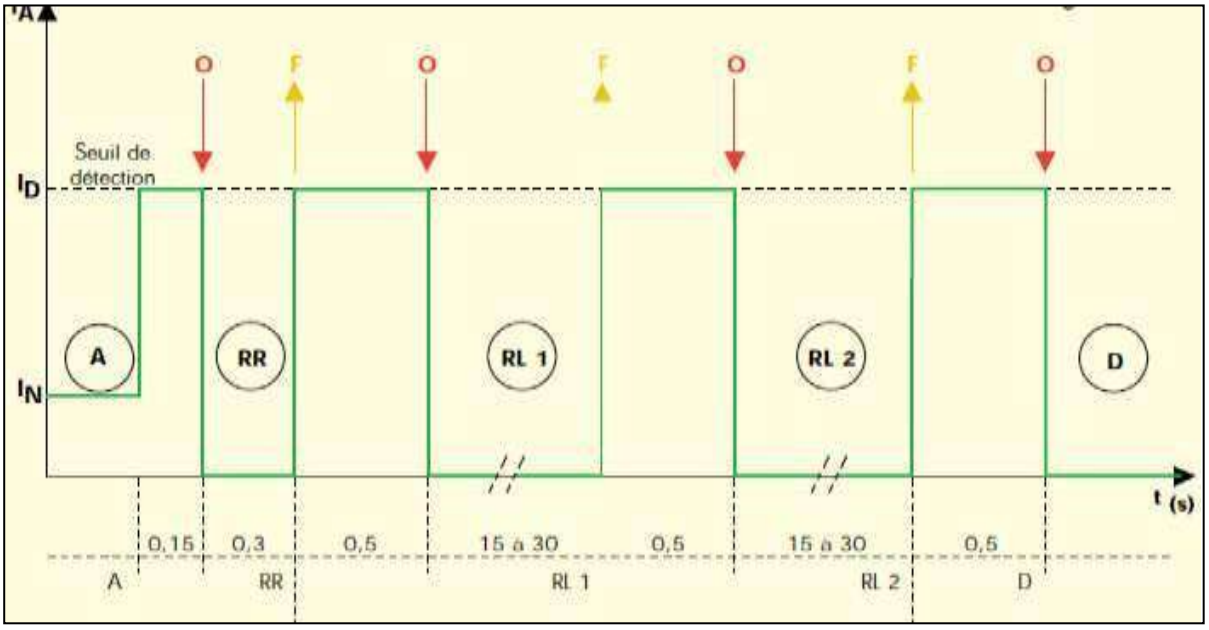


Figure III .3 -Cycle de réenclenchement 1R+2L

In : courant avant défaut.
Id : 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.

III.6. Protections utilisées aux postes sources:

Plusieurs protections 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.

a. 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;

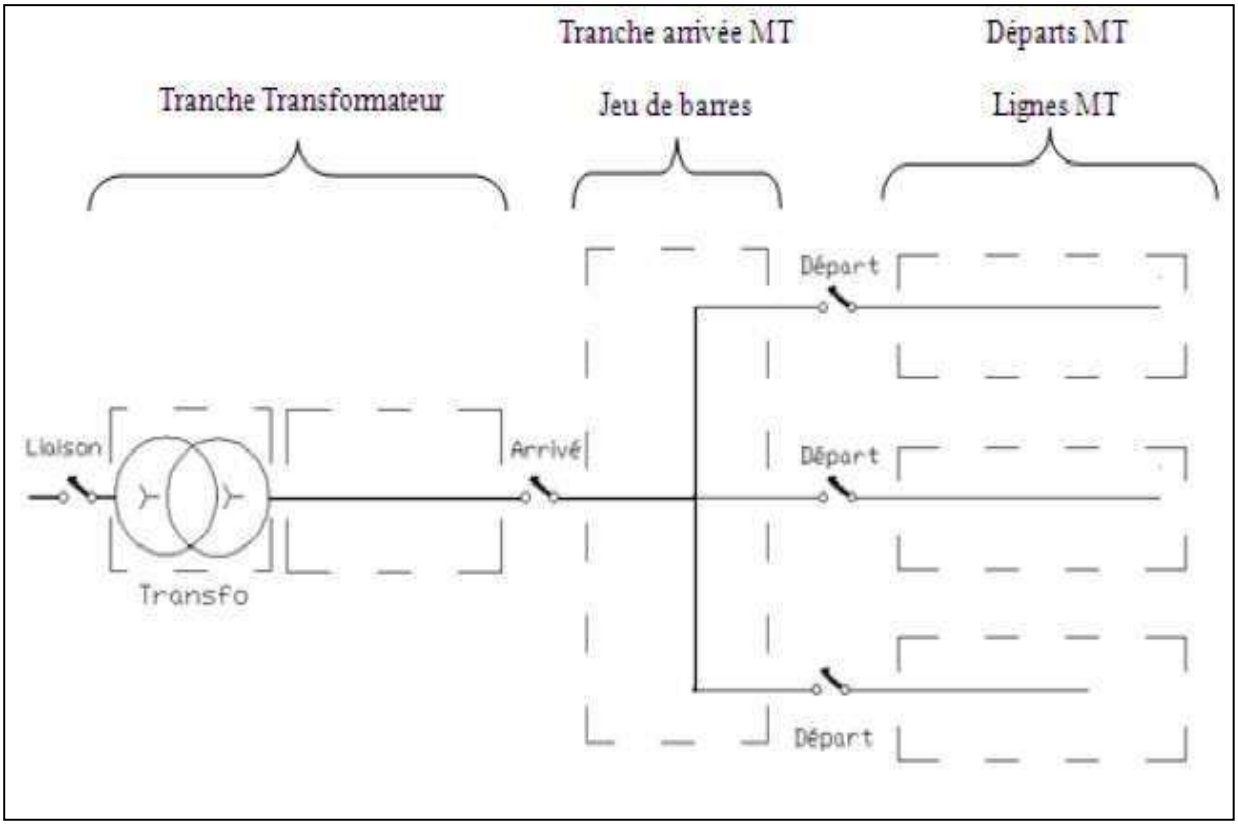


Figure III .4.-Zones de protection du réseau de distribution MT de l'ONEE.

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.

b. Protections du Transformateur 60/30KV:

➢ 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

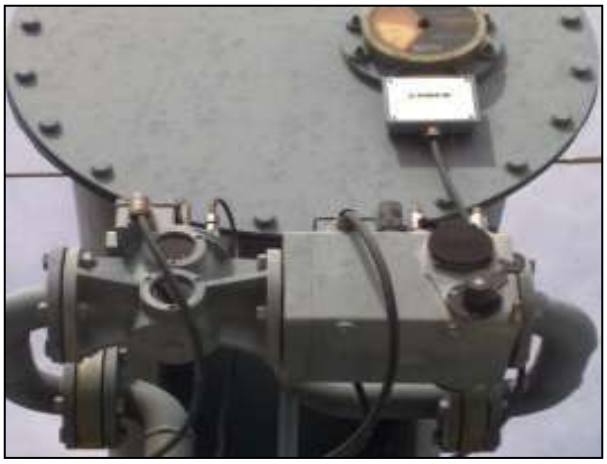


Figure III .6-Relais Buchholz transformateur

- 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 de80°C
- Déclenchement : à une température de90°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

➢ 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 :

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

$$I_{r(transformatr)} = 1{,}2 I_{r\,(arrivée)}^{\max} \qquad \text{(III.5)}$$

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

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

- 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 branchesd'arbres,…
- Des défauts d'isolement : neige, givre, isolateurfêlé.

Le principe retenu est la mesure du courant circulant dans la mise à terre du neutre MT dutransformateur 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 circuitsecondaire.





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

c. 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 30Kv 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 Ir doit satisfaire aux deux conditions suivantes :

- ✓ Etre assez élevée pour permettre d'utiliser les possibilités de surcharge du transformateur 60/30Kv sans risque de déclenchementintempestif.

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

Le réglage doit être calculé par rapport à l'intensité nominale du transformateur Int.

$$I_r > 1{,}6 I_{nt} \qquad \text{(III.7)}$$

➢ 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 :

$$I_{0r} = 1{,}2 I_{0r}\max / \beta \qquad \text{(III.8)}$$

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 (3I0D)et le courant résiduel de l'arrivée (3I0A) : $\beta = \frac{3I_0}{3I_{0A}}$ (III.9)

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

La temporisation est réglée en général à 2 s.

d. Protections des Lignes MT (Départs 30 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 deuxFonctions 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 duTC.

III.7. Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons traité les différents régimes du neutre et les types de protections utilisés au sein de LA Sonelgaz

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

IV.1. 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.

IV.2. Cumul du temps:

a. 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 del'installation.

Parfois deux ou plusieurs départs 30kV peuvent être atteints simultanément par des défauts en particulier lors des intempéries, ce qui provoque le déclenchement intempestif de l'arrivée 30KV comme présenté sur la figure suivante[5]:

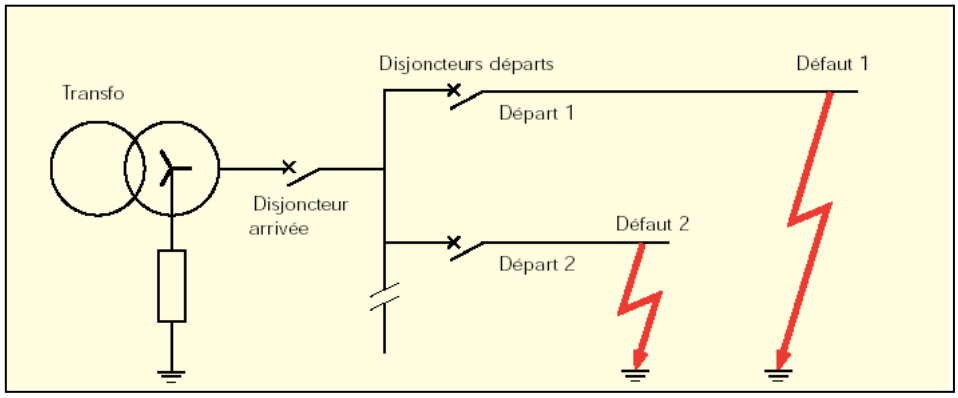
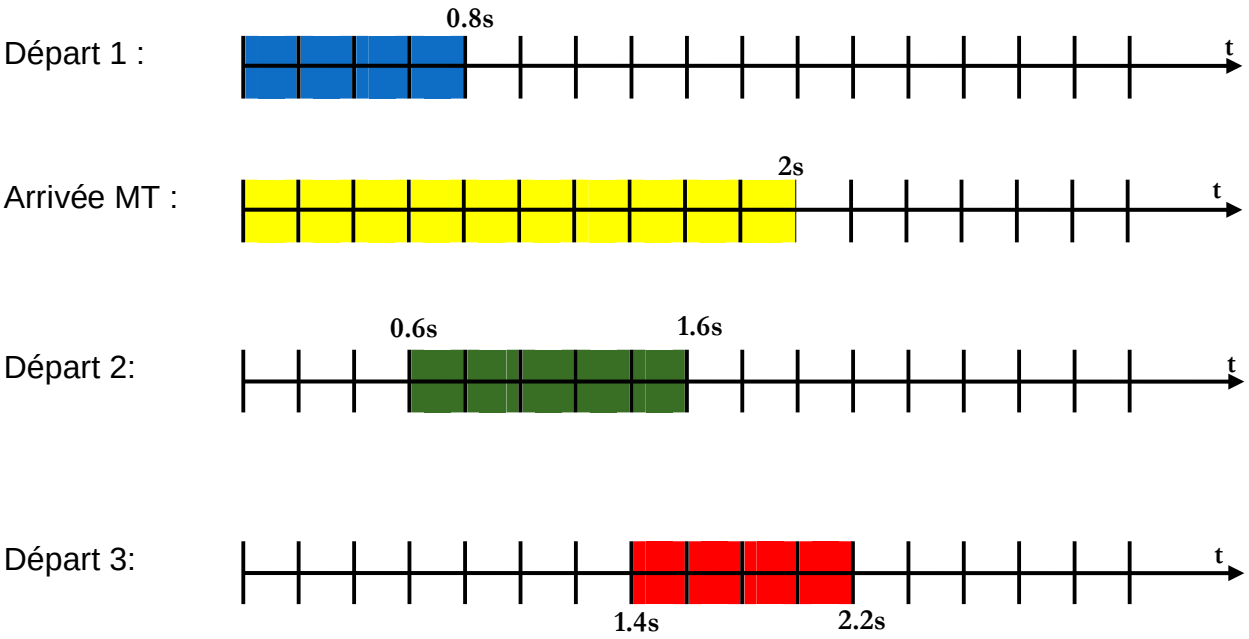


Figure IV.*1*- deux défauts successives ou simultanés sur un transformateur HT/MT

b. Analyse du problème:

La protection arrivée30 kV démarre avec le défaut survenu sur le 1er départ, un autre défaut du 2^{éme} départ entre presque simultanément avec lui, suivi d'un autre défaut du 3^{éme} départ ce qui fait cumuler les trois temps des trois départs entrainant 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 = 0*s* : un défaut apparaît sur le départ 1, ce défaut est vu par la protectiondudépart 1 et la protection de l'arrivée MT.
- At=0.6*s*:undéfautapparaitsurledépart2,cedéfautestvuparlaprotectiondu départ 2 et la protection de l'arrivée MT.
- A t=0.8*s* : 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.
- At=1.4*s*: un autre défaut apparait sur le départ 3, ce défaut est vu par la protection du départ 3 et la protection arrivée MT.
- A t = 1.6*s* : 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 =2*s* : la temporisation la protection arrivée MT est terminée et le disjoncteur arrivée MT déclenche.

Donc, le déclenchement du disjoncteur de l'arrivée MT entraine 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.

IV.3. Déclenchentd'un départ 30KV suite aux surcharges transitoires:

a. 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 entraine le déclenchement du départ.

b. 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 30 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:

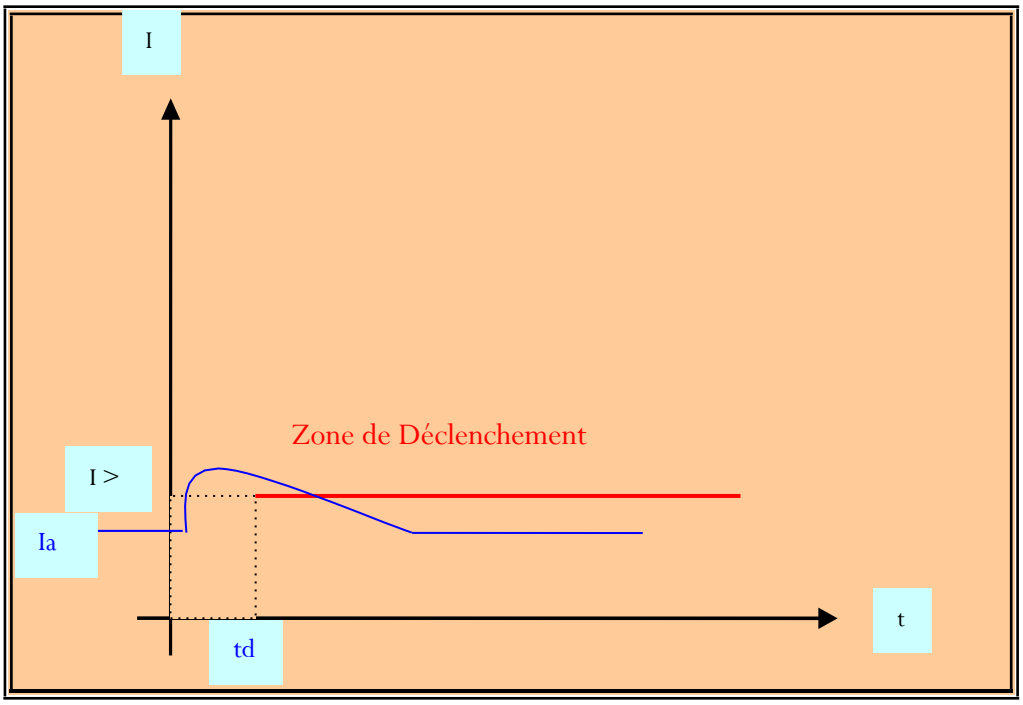


Figure IV.2.-Courbe de déclenchement pour une protection ampérométrique avec 1 seuil à tempsconstant

c. Solution:

➢ Protection à un seul seuil de réglage :

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

$$R_{réglage} = 5 \text{ à } 8\ I_{AP} \qquad (IV.10)$$

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 :

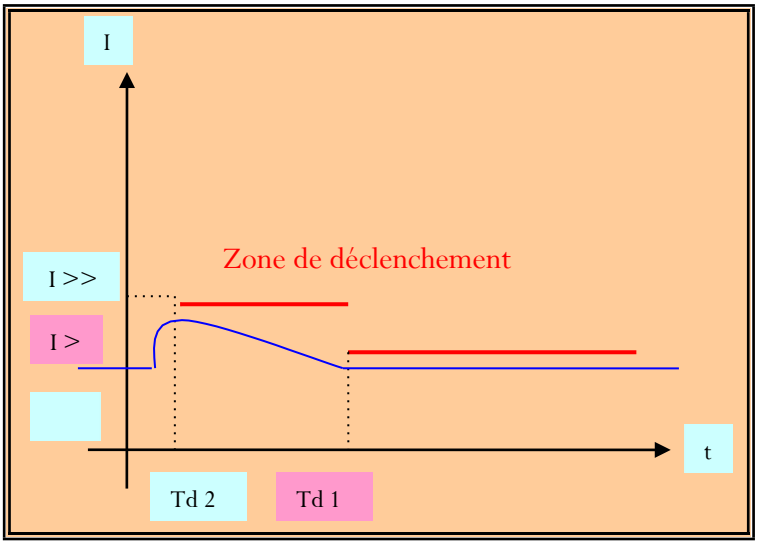


Figure IV.3 -Courbe de déclenchement pour une protection ampérométrique avec 2 seuils de réglage.

- Le 1er 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 2ème 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 défautrapidement.

Les protections ampérométriques 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.4. Conclusion:

Dans ce dernier chapitre, nous avons présenté quelques problèmes qui touchent le plan de protection adopté par La SONELGAZ, 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 quelques postes, parce que la mettre en place dans d'autres postes nécessite un engagement financier couteux.

Conclusion générale :

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 sureté 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 la Sonelgaz 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 en quelques postes. 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.

Bibliographier :

[1] Groupe Sonelgaz, XD **« Guide Technique de Distribution »**, Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.

[2] W.D. STEVENSON, **« Elements of Power System Analysis »**, 4th edition, McGraw Hill Book 1982.

[3] SIEMENS, **« Power Engineering Guide - Transmission and Distribution »** 4th Edition, 2005.

[4] J.M. DELBARRE, **« Postes à HT et THT - Rôle et Structure »**, Techniques de l'Ingénieur,Traité Génie électrique, D 4570, 2004.

[5] Schneider Electric, **« Architecteur de Réseau de Distribution »**, 2007.

[6] Ph. CARRIVE, **« Réseaux de Distribution - Structure et Planification »**, Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique D 4210, 2006.

[7] M. LAMI, **« Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique »**,Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.

[8] C. PRÉVÉ, **« Protection des Réseaux Electriques »**, Edition HERMES, Paris 1998.

[9] C. RUSSELL MASON, **« The Art and Science of Protective Relaying »**, 1956 - New York.

[**10]** C. CLAUDE & D. PIERRE, **« Protection des Réseaux de Transport et de Répartition »**Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.

[11] S. THEOLEYRE, **« Les Techniques de Coupure en MT »**, Cahier technique N°193, Schneide Electric.

[12] S. Y. LEUNG, A. SNIDER & S. M. WONG, **« SF6 Generator Circuit Breaker Modeling »**International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada on 19-23 juin 2005.

[13] H. BENCHIKH EL HOCINE, **« Protection Etage MT »**, Institut de Formation en

Electricité et Gaz (IFEG), Centre Ain M'lila, Groupe SONELGAZ, Décembre 2009.

[14] S. MEDJMADJ & A. BPUKHALFA, **« Surveillance des Transformateurs de Puissance:Approche de la Redondance Matérielle et Quelques Extensions »**, 4th International Conference on Electrical Engineering 07 - 08 november 2006.

[15] Z. GAJIC, I. IVANKOVIC & B. FILIPOVIC, **« Differential Protection Issues for Combined Autotransformer - Phase Shifting Transformer »**, IEE Conference on Developments in Power System Protection, Amsterdam, Netherlands, april 2004.

[16] Groupe Sonelgaz, **« Guide Technique des Protections de Réseaux de Transport Electricité - Partie 2 : Protection Transformateur HT/MT »**, Document Technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité, mars 2008.

[17] M. MEHDDEB, **« Philosophie de Réglage des Protections »**, Document technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité GRTE de Sétif, Département Essais et Contrôle,Groupe SONELGAZ, mais 2006.

[18] D. FULCHIRON, « **Protection des Transformateurs des Postes MT/BT** », Cahier technique

N°192, Schneider Electric, 2003.

[19] Groupe SONELGAZ, « **Réglage des Protection Moyenne Tension** », Société de Distribution enElectricité et du Gaz de l'Est (SDE), Groupe SONELGAZ, décembre 2009.

[20] Groupe SONELGAZ, **« Philosophie de Réglage des Protections à SDO »,** Société de Distribution en Electricité et du Gaz de l'Oust (SDO), Groupe SONELGAZ, juillet 2008.

[21] C. W. SO & K. K. LI, « **Time Coordination Method for Power System Protection by Evolutionary Algorithm »,** IEEE Trans. on Industry Applications Vol. 36, N° 5, page 1235-1240, September-october 2000.

[22] P. LAGONOTTE, **« Les Lignes et Les Câbles Electriques »,** Cours Université de Poitiers,France, 2008.

[23] O. CHILARD, G. DONNART & D. RENON, **« EDF Patented Protection 'PDTR' AgainstResistive Phase to Ground Faults in Compensated MV »,** CRIS'2004, France à Grenoble,october 2004.