

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة – أكلي محند أولحاج -البويرة

UNIVERSITE Akli Mohand Oulhadj —Bouira
(ALGERIE)



Mémoire de Master

Présenté au département de Génie Electrique
Faculté des Sciences et Sciences Appliquées
Pour obtenir le diplôme

De Master

En:

Ingénierie de l'Energie Electrique et Transport

Par :

M. AOUN Mohamed
M. BOULAKEUR Faiz

Thème

***Etude pratique du système de protection installé au niveau
de réseau Sonelgaz***

Soutenu le 16/10/2017 devant le jury composé de :

M^{me}. YASSA Nacera

Maître Assistante à l'université de Bouira

Présidente

Mr. GRICHE Issam

Maître Assistant à l'université de Bouira

Encadreur

Mr. BERRAG Amine

Maître Assistant à l'université de Bouira

Examineur

Mr. YAHIOU Abdelghani

Maître Assistant à l'université de Bouira

Examineur






Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :



- ✓ *Ma très chère mère*
- ✓ *Mon très cher père*
- ✓ *Toute Ma famille*
- ✓ *Tous mes amis*
- ✓ *A tous mes profs*
- ✓ *tous mes collègues de classe et de travail*

BOULAKEUR Faiz

Je dédie ce modeste mémoire de Master à :

-  *A toute ma famille (ma grande mère, ma mère, mes sœurs et frères)*
-  *A ma femme, pour leur soutien moral.*
-  *A ma belle petite fille Lyna.*
-  *A la mémoire de mon cher père et grand père.*
-  *A tous mes amis(es) et collègues du travail de Groupe SONELGAZ,*

Filiale S.D.C, Direction de la Distribution de Bouira.

-  *A tous les militants des causes justes.*
-  *A la mémoire de Dr Mouloud MAMMERI.*

Mohamed. A

Remerciements

Nous remercions au premier lieu le dieu miséricordieux pour la force et le courage d'achever ce travail.

Nous adressons nos vifs remerciements d'abord à Monsieur GRICHE Issam, notre promoteur, pour sa précieuse collaboration durant la réalisation de notre travail, nous lui souhaitons beaucoup de succès dans ses projets.

Nous remercions chaleureusement les membres de jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptants d'être rapporteurs de notre mémoire.

Nous remercions également tous les enseignants de département Génie Electrique de l'université de Bouira qui ont participé à notre formation pendant tout le cycle universitaire.

Nous remercions aussi nos collègues de travail les contrôleurs GRTE et SDC-D.D. Bouira pour leurs prise en charge, conseils et orientations. Aussi, nous les remercions pour ses encouragements, et ses sympathies pendant la réalisation de ce travail.

Que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire, trouvent ici nos profondes gratitude.

Bouira, le 16/10/2017

AOUN Mohamed et BOULAKEUR Faiz

Sommaire

LISTE DES FIGURES	vii
LISTE DES TABLEAUX	x
LISTE DES ACRONYMES ET SYMBOLES	xi
INTRODUCTION GENERALE.....	1
<i>Chapitre 01</i>	<i>1</i>
GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES	1
1.1. Introduction	1.1
1.2. Réseau de transport d'énergie électrique.....	1.1
1.3. Présentation générale de PCG (poste à commandes groupées) 220/60/30/10 KV THAMEUR – BOUIRA	1.5
1.4. Généralités sur les protections.....	1.13
1.5. Equipements de mesures, comptage et de surveillance	1.14
1.6. Qualité de fourniture d'énergie.....	1.18
1.7. Les anomalies dans le réseau sonelgaz [7], [8]	1.19
1.8. Plan de protection	1.21
1.9. Conclusion.....	1.25
<i>Chapitre 02</i>	<i>2.1</i>
PROTECTION CONTRE LES SITUATIONS ANORMALES DE RESEAU DE SONELGAZ	2.1
2.1. Introduction	2.1
2.2. Protection contre les courts-circuits	2.1
2.3. Protection de surcharge	2.13
2.4. Protection contre les ruptures de synchronisme.....	2.14
2.5. Protection de délestage	2.15
2.6. Protection contre défaillance disjoncteur.....	2.15
2.7. Protection de manque tension	2.16
2.8. Réglage de tension	2.16

2.9. Conclusion :.....	2.17
<i>Chapitre 03</i>	<i>3.1</i>
APPLICATION SUR LA PROTECTION DE DISTANCE.....	3.1
3.1. Introduction	3.1
3.2. Protection de distance.....	3.1
3.3. Réglage protections ligne 220KV BOUIRA/ILLITEN	3.3
3.4. Application	3.8
3.5. Conclusion.....	3.16
<i>Chapitre 04</i>	<i>4.1</i>
APPLICATION SUR LES TRANSFORMATEURS ET LES	
DEPARTS HTA	4.1
4.1. Introduction	4.1
4.2. Présentation de la Caisse d'essais [23]	4.1
4.3. Transformateur 220/60/10KV N°1 au poste THAMEUR	4.3
4.4. Transformateur 60/30KV N°4 au poste THAMEUR.....	4.8
4.5. Réglage et essais sur les départs HTA (30KV).....	4.10
4.6. Réglage protection d'un poste client HTA/BT	4.14
4.7. Surveillance des postes HTA/BT	4.14
4.8. Mesures par enregistreur	4.15
4.9. Conclusion	4.18
CONCLUSION GENERALE.....	C.1
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	
ANNEXES	
RESUME	

Liste des figures

Figure 1-1 : Topologie des réseaux électriques.....	1.2
Figure 1-2 : Description des réseaux électriques.....	1.3
Figure 1-3 : Schéma représentatif du réseau de transport de la Base SI MUSTAPHA.....	1.4
Figure 1-4 : Vue générale du poste 220/60/30/10KV THAMEUR.....	1.6
Figure 1-5 : Schéma synoptique de l'étage 220KV.....	1.7
Figure 1-6 : Schéma synoptique de l'étage 60KV.....	1.8
Figure 1-7 : Schéma synoptique de l'étage 30KV.....	1.9
Figure 1-8 : Schéma d'alimentation des services auxiliaires en courant alternatif.....	1.12
Figure 1-9 : Schéma d'alimentation des services auxiliaires en courant continu.....	1.12
Figure 1-10 : Chaîne de protection.....	1.14
Figure 1-11 : Schéma équivalent d'un TC- THT sur une phase.....	1.15
Figure 1-12 : Mesure de la tension résiduelle au point neutre.....	1.16
Figure 1-13 : Présentation d'un transformateur de tension THT.....	1.17
Figure 1-14 : Plan de protection d'une travée ligne 220KV.....	1.22
Figure 1-15 : Plan de protection d'une travée transformateur 220/60/10 KV.....	1.23
Figure 1-16 : Plan de protection d'une travée transformateur 60/30 KV.....	1.24
Figure 1-17 : Plan de protection d'un départ 30 KV.....	1.25
Figure 2-1 : Schéma de principe de la protection de distance à minimum d'impédance.....	2.2
Figure 2-2 : Zone de réglage protection ligne en antenne.....	2.2
Figure 2-3 : Mesure d'impédance dans le plan R.X.....	2.4
Figure 2-4 : Principe de la différentielle ligne.....	2.5
Figure 2-5 : Principe de fonctionnement d'une protection barre.....	2.6
Figure 2-6 : Principe de la protection à maximum d'intensité.....	2.7
Figure 2-7 : Principe de la protection différentielle transformateur.....	2.8
Figure 2-8 : Principe de la protection BUCHHOLZ de transformateur.....	2.8
Figure 2-9 : Principe de la protection masse cuve transformateur.....	2.9
Figure 2-10 : Principe de la protection étage HTA à une arrivée.....	2.10
Figure 2-11 : Principe de la protection homopolaire jeu de barre HTA.....	2.11
Figure 2-12 : Principe de la protection d'un départ HTA.....	2.11
Figure 2-13 : Diagramme sur un défaut semi-permanent.....	2.12

Figure 2-14 : Les battements de tension à la rupture de synchronisme.....	2.14
Figure 2-15 : Régulateur de tension sur transformateur 60/30KV	2.17
Figure 2-16 : Réglage de tension sur transformateur HTA/BT	2.17
Figure 3-1 Schéma technique de relais 7SA612.....	3.3
Figure 3-2 Image de la protection de distance 7SA612.....	3.4
Figure 3-3 : Caractéristique de déclenchement de la protection 7SA612.....	3.4
Figure 3-4 Image de la protection de distance GED D60	3.5
Figure 3-5 Schéma technique de relais D60.....	3.5
Figure 3-6 : Caractéristique de déclenchement de la protection GE D60	3.6
Figure 3-7 : schéma de principe du circuit protections	3.8
Figure 3-8 : système d'essais protection.....	3.8
Figure 3-9 : Formes des tensions et courants au moment de défaut	3.9
Figure 3-10 : Comparaison des tensions et courants des trois phases.....	3.10
Figure 3-11 : Valeurs instantanées des tensions de la ligne	3.11
Figure 3-12 : Valeurs instantanées des courants de la ligne.....	3.11
Figure 3-13 : Comparaison des valeurs instantanées des tensions	3.12
Figure 3-14 : Comparaison des valeurs instantanées des courants.....	3.12
Figure 3-15 : forme de la tension homopolaire	3.13
Figure 3-16 : Comparaison de courant résiduel avec le courant de la phase (0).	3.13
Figure 3-17 : Visualisation de système des puissances	3.13
Figure 3-18 : Forme de la fréquence	3.14
Figure 3-19 : Visualisation vectorielle des tensions et courants avant et au moment de défaut.....	3.14
Figure 3-20 : Variation de l'impédance dans le plan R.X.....	3.15
Figure 3-21 : Représentation de point de défaut	3.16
Figure 4-1 : Visualisation de la caisse a cours des essais	4.2
Figure 4-2 : Caisse d'injection pour les départs 30KV	4.10
Figure 4-3 : Cellules des départs 30 KV du poste THAMEUR	4.11
Figure 4-4 : Enregistreur de courant	4.16
Figure 4-5 : Vue avant de logiciel associé à l'enregistreur.....	4.16
Figure 4-6 : Formes des courants des trois phases et de neutre	4.17
Figure 4-7 : Forme de déséquilibre en (%) pendant 24 heures	4.18
Figure 4-8 : Forme de coefficient d'utilisation du poste transformateur.....	4.18

Liste des tableaux

Tableau 1-1 : Gamme de tension utilisée par sonelgaz	1.3
Tableau 3-1 : Liste des fonctions protections du relais 7SA612.....	3.3
Tableau 3-2 : Les données de la ligne 220kv bouira/illiten	3.7
Tableau 3-3 : Réglages à afficher sur les protections de distance 7SA612 et D60.....	3.7
Tableau 4-1 : Caractéristiques du transformateur 220/60/10KV N°01	4.3
Tableau 4-2 : Essais des protections internes de transformateur 60/30KV N°04.....	4.8
Tableau 4-3 : Essais sur les protections externes du transformateur 60/30 KV N°04.....	4.10
Tableau 4-4 : Caractéristiques des départs HTA issus du poste THAMEUR	4.11
Tableau 4-5 : Essais protection à maximum de courant sur départ 30 KV BOUIRA 2.....	4.13
Tableau 4-6 : Essais du relais de fréquence	4.13
Tableau 4-7 : Résultats des mesures instantanées sur le poste N°477	4.14
Tableau 4-8 : Recommandation sur le coefficient d'utilisation.....	4.15
Tableau 4-9 : Résultats obtenus pas l'enregistreur installé sur le poste N°477	4.17

Liste des Acronymes et Symboles

Indice	Mot clé	Unité
PCG	Poste à commande groupée	/
CNC/OS	Centre National de Conduite/Opérateur Système	/
CRC	Centre Régional de Conduite	/
CCN	Contrôle Commande Numérique	/
GRTE	Gestionnaire de Réseau Transport Electricité	/
SDC	Société de Distribution Centre	/
JDB	Jeu de barre	/
I_N	Le courant nominal	Ampère
L_m	Self de magnétisation (saturable) équivalente du TC	Henry
R_{tc}	Résistance secondaire du TC	Ohm
R_{fil}	Résistance de la filerie de connexion	Ohm
R_c	Résistance de charge	Ohm
FLP	Facteur Limite de Précision	/
I_{th}	Courant maximum admissible pendant 1 : la tenue thermique au	Ampère
V_{rsd}	Tension résiduelle	Kilo volte
Z_D	Impédance de démarrage	Ohm
Z_L	Impédance de la ligne	Ohm
Z_T	Impédance de transformateur	Ohm
$Z_{1,2,3,4}$	Impédance zonale	Ohm
k	Coefficient d'impédance (nombre complexe)	/
I_0	Courant homopolaire	Ampère
DR	Déclenchement suivi d'un enclenchement	/
DRD	Un DR suivi d'un déclenchement définitif	/
I_{DIFF}	Courant différentiel	Ampère
$I_a + I_b$	L'image des courants HT d'une protection différentielle du	Ampère
I_R, I_f	Courant de défaut ou de court circuit	Kilo
I_p et I_s	Courants assignés au primaire et secondaire	Ampère
R_f	Résistance de défaut	Ohm
T	Temps de déclenchement	Seconde
T_{dep}	Temps de déclenchement des départs	Seconde
I_m	Courant magnétisant	Ampère
V_s	Tension de Sortie	Kilo volt
I_{RHT}	Le courant de défaut réglé en HT	Kilo
I_{RBT}	L'image de I_{RHT} en basse tension	Ampère
I_{ph}	Le courant de phase	Ampère
I_{Moy}	Le courant moyen des trois phases	Ampère
D	Le coefficient de déséquilibre	%
K_u	Le coefficient d'utilisation du transformateur	%
I_{NS}	Le courant nominal du secondaire de transformateur	Ampère
RH	Relais homopolaire	/

INTRODUCTION GENERALE

L'électricité est une énergie non stockable : elle doit être produite, transportée et distribuée pour être consommée. La Société d'électricité à vocation de service public détient le monopole de la distribution et du transport de l'électricité ainsi la majorité de la production en présence de plusieurs producteurs privés.

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et surtout continuité du service.

Les lignes de transport et les poste d'énergie électrique haute et très haute tension, ainsi les lignes moyenne tension HTA et les postes MT/BT constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces ouvrages sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs [1].

Pour assurer cette mission importante, il est jugé que les études et la connaissance des paramètres des réseaux électriques font une partie essentielle dans ce contexte pour pouvoir planifier un plan de protection efficace répondant aux exigences des producteurs, transporteurs, distribution et clients.

Pour cela notre travail consiste à une étude sur les protections installées au niveau du réseau de la région de bouira tel que les lignes d'interconnexion, de transport et de distribution ainsi les transformateurs de différents niveaux de tension.

Ce travail a été fait au niveau du PCG THAMEUR –BOUIRA (poste à commande groupée) et SDC/DD/BOUIRA (Société De Distribution Centre - Direction De Distribution-BOUIRA) en collaboration avec les contrôleurs GRTE/STE/SIM (Gestionnaire de Réseau de Transport d'Electricité – Service de Transport de SI MUSTAPHA) et SDC/DD BOUIRA.

Le présent mémoire est structuré comme suit :

- Le premier chapitre présente des généralités sur les réseaux électriques précisément le réseau de la région BOUIRA.
- Le deuxième chapitre a été consacré à la présentation des différents types des protections contre les situations anormales de réseau de la sonelgaz.
- Le troisième chapitre sera consacré pour l'application sur la protection distance.
- Un quatrième chapitre traite la philosophie de réglage et applications sur les protections des différents transformateurs existants et les départs HTA.

Le travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les principaux résultats obtenus et on énumérera les perspectives à ce travail.

Chapitre 01

GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

1.1. Introduction

Il ne suffit pas de produire le courant électrique dans les centrales, il faut aussi l'amener jusqu'à l'utilisateur final. Ainsi pour atteindre l'adéquation entre la production et la consommation, la structure électrique d'un pays est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant à différents réseaux électriques.

Ce chapitre est introduit pour définir la topologie du réseau national en précisons la partie de la région de BOUIRA dont le poste à commande groupée PCG de BOUIRA ainsi les différents anomalies qui peuvent survenus dans un réseau électrique.

1.2. Réseau de transport d'énergie électrique

1.2.1. Topologie des réseaux sonelgaz

Les réseaux de transport d'énergie électrique sont constitués d'ouvrages capables de forts transits et maillés. Les liaisons forment des boucles dont la grande majorité a des cotés communs, réalisant ainsi une structure semblables aux mailles d'un filet (fig.1.1.a).

Les réseaux de répartition qu'ils alimentent ont fréquemment une structure bouclée et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée, le réseau dit bouclé, soit en boucle ouverte, le réseau est alors dit débouclé. Certaines alimentations se font aussi en antenne ou encore en piquage en prélevant une partie de l'énergie à partir d'une ligne reliant deux postes (fig.1.1.b).

Ces réseaux de répartition à caractère régional fournissent l'énergie aux réseaux de distribution qui sont des réseaux à moyenne tension (MT) assurant l'alimentation d'un grand nombre d'utilisateurs soit directement, soit après transformation en basse tension (BT). Leur configuration et leur mode d'exploitation sont variables. On peut trouver, des réseaux maillés exploités débouclés, des réseaux à structures arborescente (fig.1.1.c), des réseaux à structure radiale (fig.1.1.d) [1], [3].

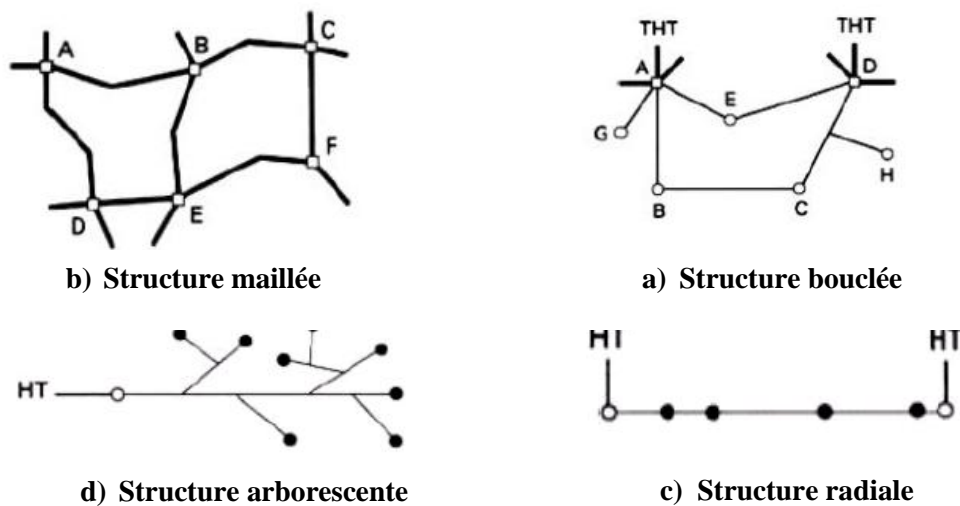


Figure 1-1 : Topologie des réseaux électriques

1.2.2. Réseaux de transport

La dispersion géographique entre les lieux de production et les centres de consommation, l'irrégularité de cette consommation et l'impossibilité de stocker l'énergie électrique nécessitent un réseau électrique capable de la transporter sur de grandes distances et de la diriger [2].

Généralement, cette énergie est produite par des groupes de production sous une moyenne tension (5,5 kV jusqu'à 15.5 KV) dans des lieux de plus au moins distants des centres de consommation. Elle sera ensuite transformée sous une haute tension (90 kV; 150 kV; 225kV et 400kV) par des transformateurs élévateurs installés à la sortie des générateurs.

La finalité de ce réseau est triple :

- Une fonction de "transport" dont le but est d'acheminer l'électricité des centrales de production aux grandes zones de consommation.
- une fonction "d'interconnexion nationale" qui gère la répartition de l'offre en orientant la production en fonction de la répartition géographique et temporelle de la demande.
- une fonction "d'interconnexion internationale" pour gérer des flux d'énergie entre les pays en fonction d'échanges programmés ou à titre de secours.

En général, seuls quelques abonnés à très forte consommation sont raccordés sur ces réseaux. La structure de ces réseaux est essentiellement de type aérien.

Les tensions du réseau de transport sonelgaz sont 150kV, 225kV et 400 kV,

Les réseaux de transport constituent une vaste grille en lignes de transmission couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs). Chaque nœud constitue un poste d'interconnexion. Ce poste est en généralement constitué par un collecteur principal appelé « jeu de barres » sur lequel se raccordent les lignes de transmission.

1.2.3. Réseau de répartition

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation [2].

Ces centres de consommation sont :

- soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT
- soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à » 10 MVA) livrés directement en HT.

Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 25 kV et 225 kV.

1.2.4. Réseau de distribution

La fonction principale de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation.

Ces points de consommation sont :

- ✓ soit du domaine public, avec accès aux postes de distribution publique MT/BT.
- ✓ soit du domaine privé, avec accès aux postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation.

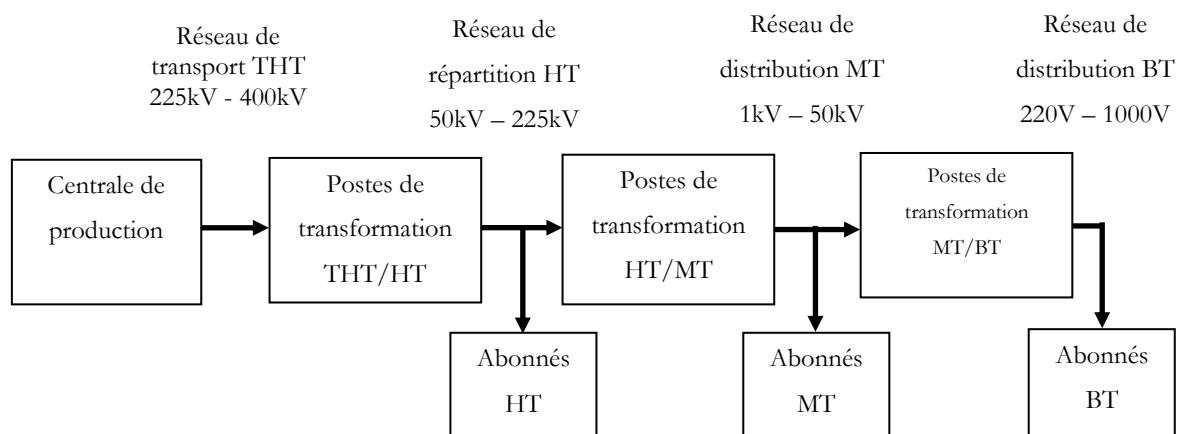


Figure 1-2 : Description des réseaux électriques

1.2.5. Les niveaux de tensions des réseaux nationaux

La nouvelle norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis 2002) définissent les niveaux de tension alternative comme suit :

Tableau 1-1 : Gamme de tension utilisée par sonelgaz

Domaines de Tension		Valeur de la Tension Nominale (UN en Volts)	
		Courant Alternatif	Courant Continu
Très Basse Tension (TBT)		$UN \leq 50$	$UN \leq 120$
Basse Tension BT	BTA	$50 < UN \leq 500$	$120 < UN \leq 750$
	BTB	$500 < UN \leq 1000$	$750 < UN \leq 1500$
Haute Tension HT	HTA	$1000 < UN \leq 50000$	$1500 < UN \leq 75000$
	HTB	$UN > 50\ 000$	$UN > 75000$

1.2.6. Réseau de transport relevant du Service Transport d'Electricité de Si Mustapha (STE /SIM)

Le schéma sur la figure I-3 représente la partie EST du réseau de transport de la région d'Alger relevant du STE/SIM qui schématise les lignes et les postes en précisant les différents niveaux de tension existants.

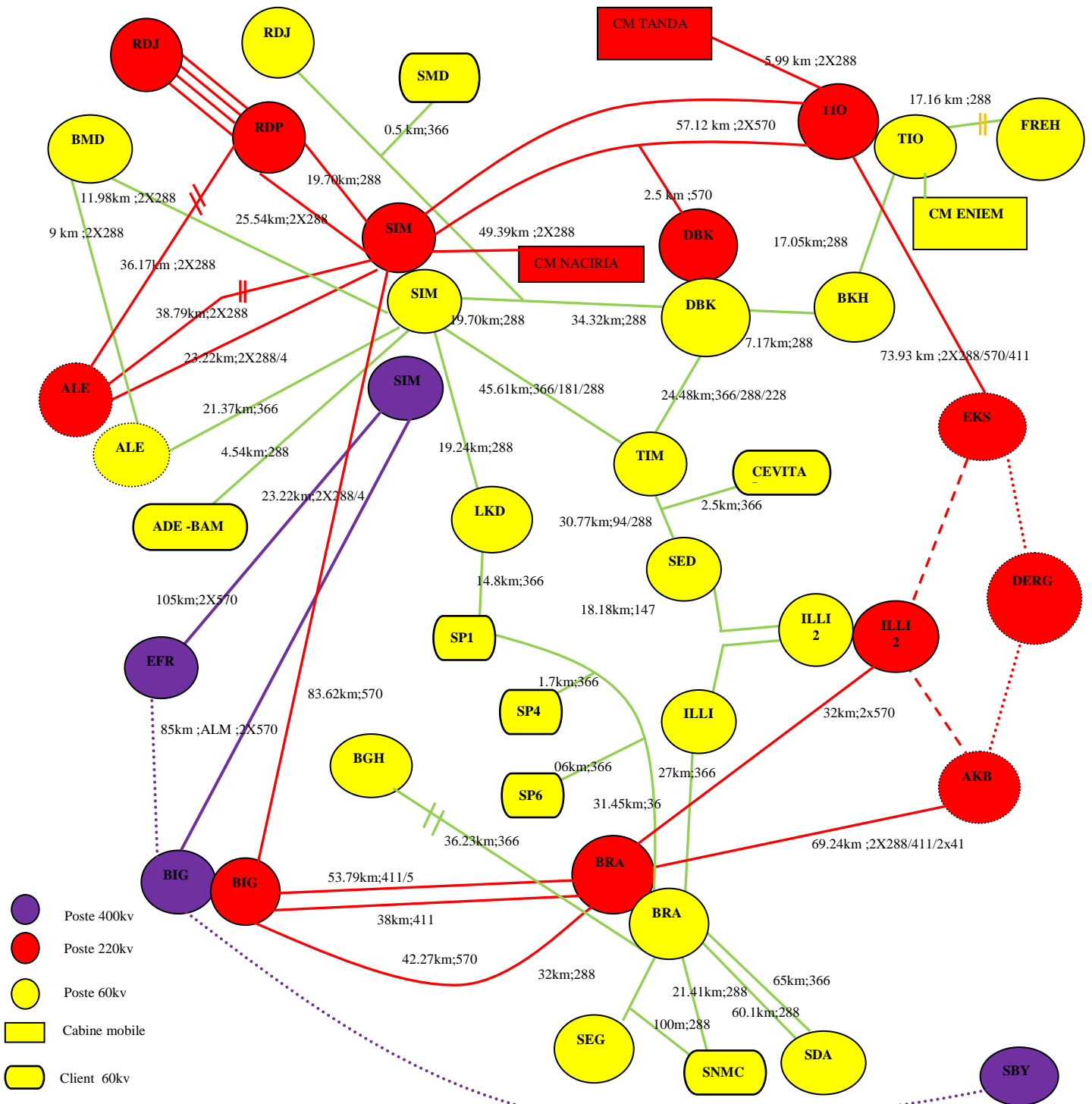


Figure 1-3 : Schéma représentatif du réseau de transport de la Base SI MUSTAPHA

1.3. Présentation générale de PCG (poste à commandes groupées) 220/60/30/10 KV THAMEUR – BOUIRA

1.3.1. Description de poste 220/60/30/10KV THAMEUR

Le PCG de BOUIRA est un poste ayant un niveau de tension 220/60/30/10KV, une puissance installée de 3x120 MVA mis en service depuis 1982. Relevant de la région d'ALGER (GRTE/DTE/AL : Gestionnaire de Réseau de transport d'Electricité / Direction de Transport d'Electricité d'Alger), annexé au STE/SIM (Service de Transport d'Electricité SI MUSTAPHA).

Le PCG est télécommandé et télé-signalé à partir du CCN du poste (Contrôle Commande Numérique) et du CRC d'Alger (Centre Régional de Conduite d'Alger).

Le poste est à vocation régionale et nationale, alimentant la région de BOURA, SIDI AISSA, ILLETEN, SOUK EL DJEMAA, BIR GHBALOU, SOUR ELGHOZLENE et les clients HT la CIMENTERIE de SOUR ELGHOZLENE et ANBT COUDIAT ACERDOUNE (Agence National des Barrages et Transfert).

Il consiste un point très sensible dans le réseau de transport de l'électricité, car cet ouvrage stratégique garantit l'alimentation en énergie électrique d'une partie du centre du pays.

Le poste est constitué de deux jeux de barre 220kV, deux jeux de barre 60kV et deux rames (JDB) 30kV de distribution.

Ce dernier est interconnecté en 220 KV avec les postes: BIR GHBALOU 400KV et AKBOU 220KV et ILLITEN 220KV par les lignes 220KV actuellement en service BIG1, BIG2, BIG3 et AKB et ILLI 2 et éventuellement dans le future proche par les deux lignes 220 kV avec les deux postes SI MUSTAPOHA et E'LKSEUR.

Les deux étages 220 et 60 KV sont de type extérieure classique par contre l'étage 30 KV de type intérieur (départ sur cellules).

Les photos en dessous présentes une vue générale du poste 220/60/30/10KV THAMEUR dont, la figure I-4 (a) les JDB 220 KV, la figure b- les transformateurs de puissance 220/60/10KV N° 1,2 et 5 et 60/30KV N° 3,4 et 6.

Sur la figure I-4 (c), on trouve les JDB 60KV.



a- Etage 220KV



b- Transformateurs de puissance 220/60/10KV et 60/30KV



c- Etage 60 KV

Figure 1-4 : Vue générale du poste 220/60/30/10KV THAMEUR

1.3.2. Schémas synoptique d'exploitation de poste THAMEUR

1.3.2.1. Etage 220KV

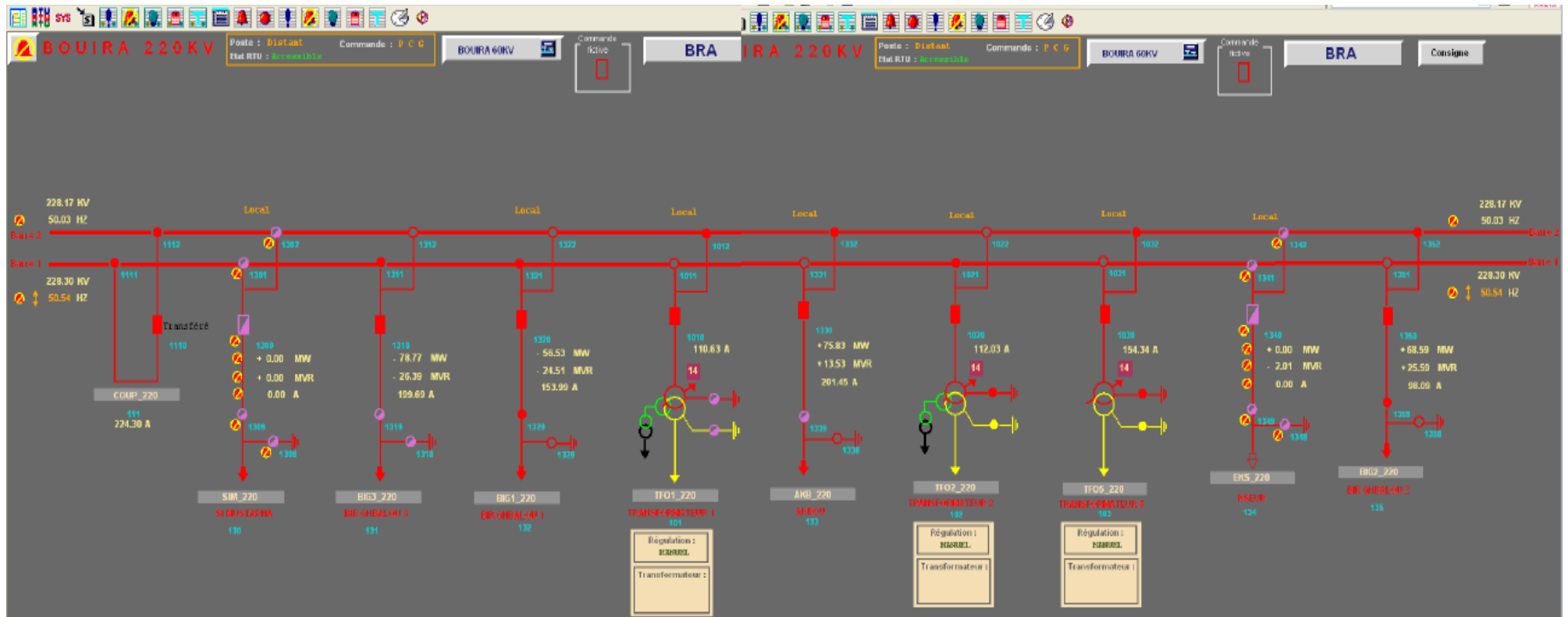


Figure 1-5 : Schéma synoptique de l'étage 220KV

1.3.2.2. Etage 60KV

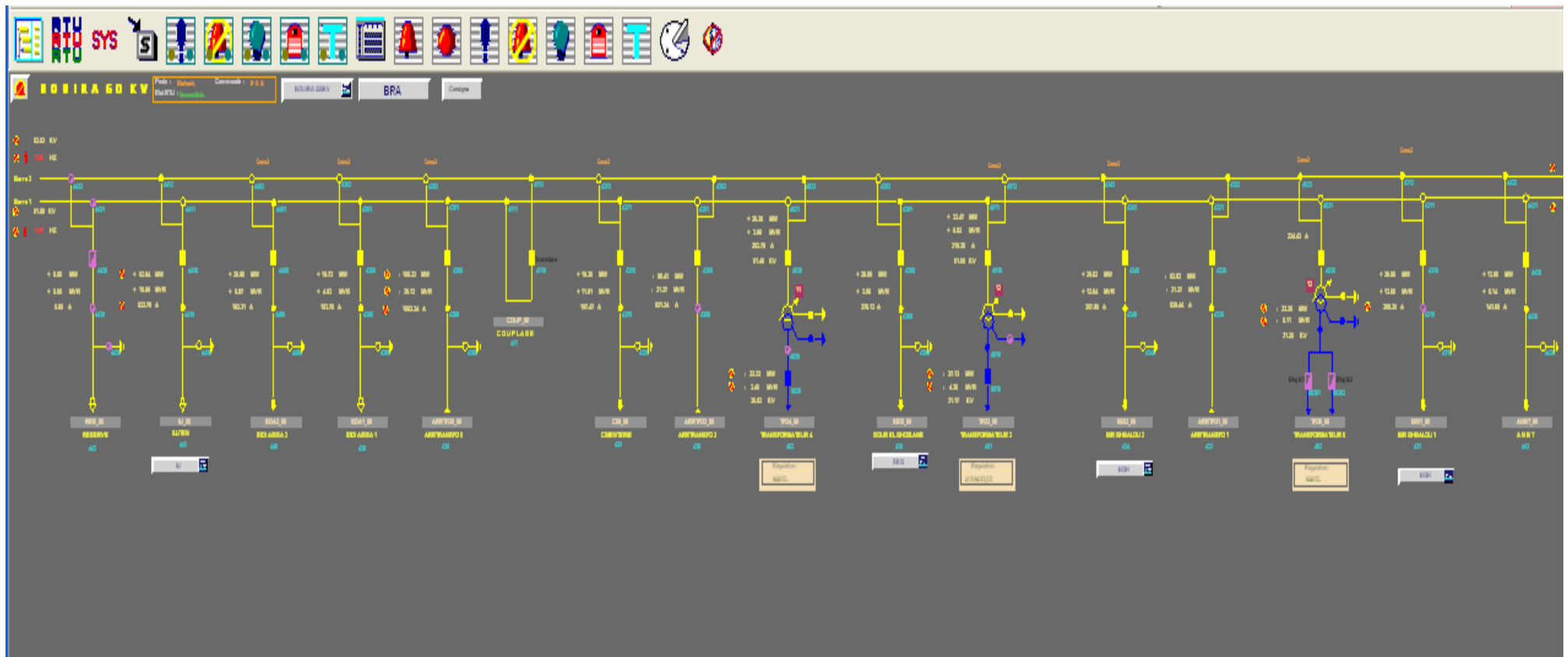


Figure 1-6 : Schéma synoptique de l'étage 60KV

1.3.2.3. Etage 30KV

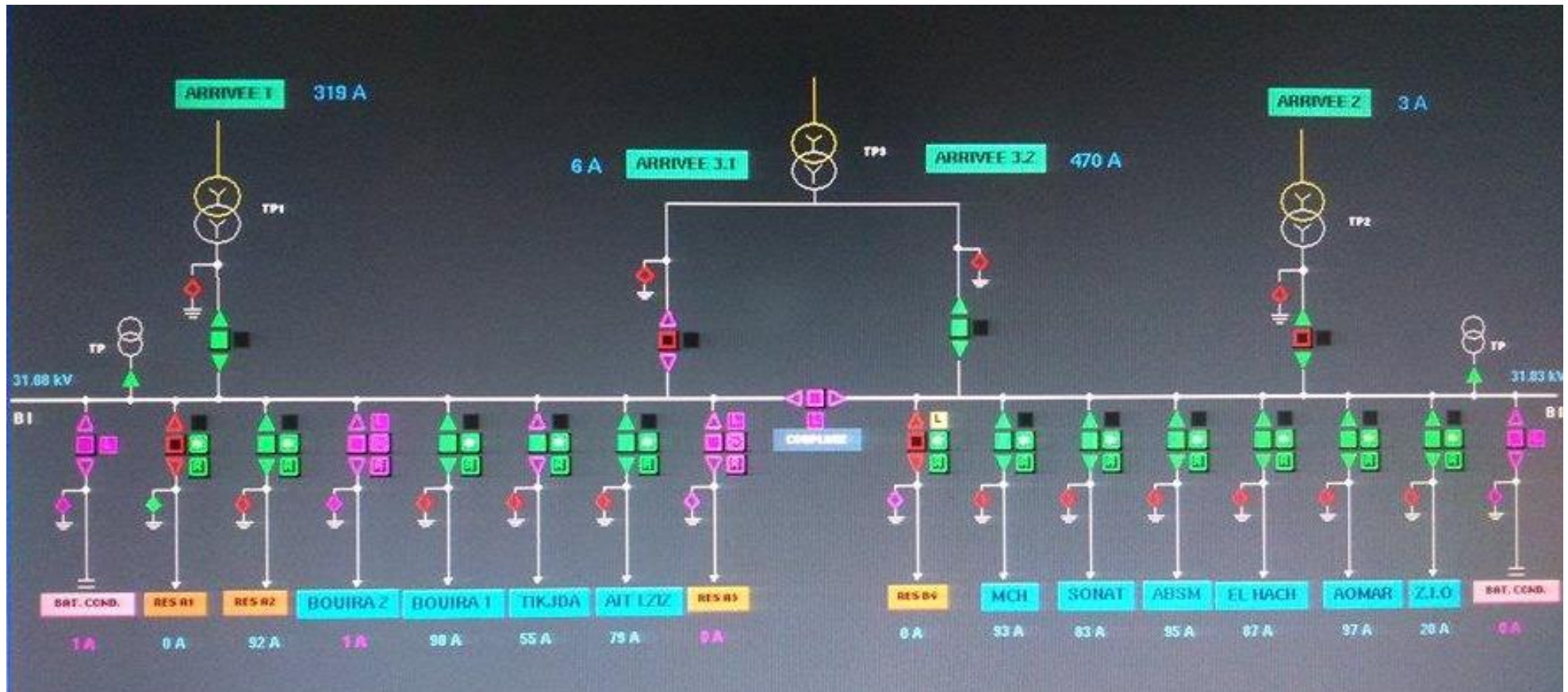


Figure 1-7 : Schéma synoptique de l'étage 30KV

1.3.3. Les départs 220 KV (travées)

- ✓ Départ ligne 220KV BIG 1 (BIRGHBALOU 1) ;
- ✓ Départ ligne 220 KV BIG2 (BIR GHBALOU 2) ;
- ✓ Départ ligne 220 KV BIG3 (BIR GHBALOU 3) ;
- ✓ Départ ligne 220 KV AKB (AKBOU) ;
- ✓ Départ ligne 220 KV SIM (SI MUSTAPHA) ;
- ✓ Départ ligne 220 KV EKS (ELKSEUR) ;
- ✓ Départ transfo TR 220/60/10 kV (120 MVA) N°1 ;
- ✓ Départ transfo TR 220/60/10 kV (120 MVA) N°2 ;
- ✓ Départ transfo TR 220/60/10kV (120 MVA) N°5 ;
- ✓ Travée couplage 220 KV ;

1.3.4. Les départs 60 KV

- ✓ Arrivée TR 220/60/10 KV N° 1 (120 MVA) ;
- ✓ Arrivée TR 220/60/10 KV N° 2 (120 MVA) ;
- ✓ Arrivée TR 220/60/10 KV N° 5 (120 MVA) ;
- ✓ Départ ligne 60 KV illiten ;
- ✓ Départ ligne 60 KV sour elghozlen ;
- ✓ Départ ligne 60 KV Cimenterie ;
- ✓ Départ ligne 60 KV BIG1 (BIRGHBALOU 1) ;
- ✓ Départ ligne 60 KV BIG2 (BIRGHBALOU 2) ;
- ✓ Départ ligne 60 KV SIDI AISSA 1 ;
- ✓ Départ ligne 60 KV SIDI AISSA 2 ;
- ✓ Départ ligne 60 kV ANBT (Agence National des Barrages et Transfert) ;
- ✓ Départ transfo TR 60/30 kV N°1(40 MVA) ;
- ✓ Départ transfo TR 60/30 kV N°2(40 MVA) ;
- ✓ Départ transfo TR 60/30 kV N°3(40 MVA) ;
- ✓ Travée couplage 60 kV ;

NB :

- ✓ Les deux couplages 220 KV et 60KV sont exploités fermés ;
- ✓ Les départs sont aiguillés sur les JDB d'une façon à avoir un équilibre de transit entre les deux JDB ;

1.3.5. Les départs 30 KV

Le transformateur 60/30KV N°03 alimente la rame (JDB) N°1, les départs HTA sont : BOUIRA1, BOUIRA 2, AITLAZIZ, TIKJDA et BOUIRA 3 (RES A2) sur le schéma synoptique.

Le transformateur 60/30KV N°04 alimente la rame (JDB) N°2, les départs HTA sont : M'CHEDELLAH, AIN BESSAM, ELHACHIMIA, AOMAR, ZONE INDUSTRIELLE OUEST et le client moyenne tension SONATRACH.

Le transformateurs 60/30KV N°03 alimente le JDB N° 1 ou le JDB N°2 pour remplacé l'un des deux transformateurs en cas d'indisponibilité suite à des travaux de maintenance et d'incident ou bien pour renforcement par le couplage suite une demande de puissance élevée.

1.3.6. Equipement basse tension

1.3.6.1. Alimentations des auxiliaires en courant alternatif

L'alimentation en alternatif basse tension au poste est assurée par l'énergie fournie pratiquement par deux TSA (transformateur de service auxiliaire) conjointement N°1 et N°2.

Les deux TSA N°1 et 2 sont des transformateurs abaisseurs 10KV/220V en triphasé d'une puissance de 250KVA connectés au tertiaire des transformateurs de puissance 220/60/10KV N°1 et N°2 successivement voir (figure I.3).

En situation normale les auxiliaires sont alimentés par le TSA1 ou TSA2 et le basculement systématique des auxiliaires s'effectue pratiquement chaque mois manuellement.

Vu l'importance d'alimentation des auxiliaires, un groupe électrogène de secours est installé d'une puissance 63KVA sous une tension 220V triphasée.

En cas d'absence de tension sur les deux TSA, après une minute, un relais de surveillance de manque tension donne l'ordre de démarrage au groupe électrogène pour assurer l'alimentation des auxiliaires, ce système fonctionne même au moment de basculement systématique des TSA.

Les différentes protections et les circuits de commande des disjoncteurs et sectionneurs d'aiguillage) sont alimentés en courant continu sous une tension 127Vcc, a cet effet, deux batteries 127 Vcc d'une puissance de 580A/heure sont installées en parallèle avec les redresseurs pour assurer leur fonctionnement à tout moment et spécialement en cas de présence des défauts sur le réseau dans le but de détecter et isoler les défauts.

La figure ci-dessous représente le schéma unifilaire de l'alimentation des services auxiliaires au poste.

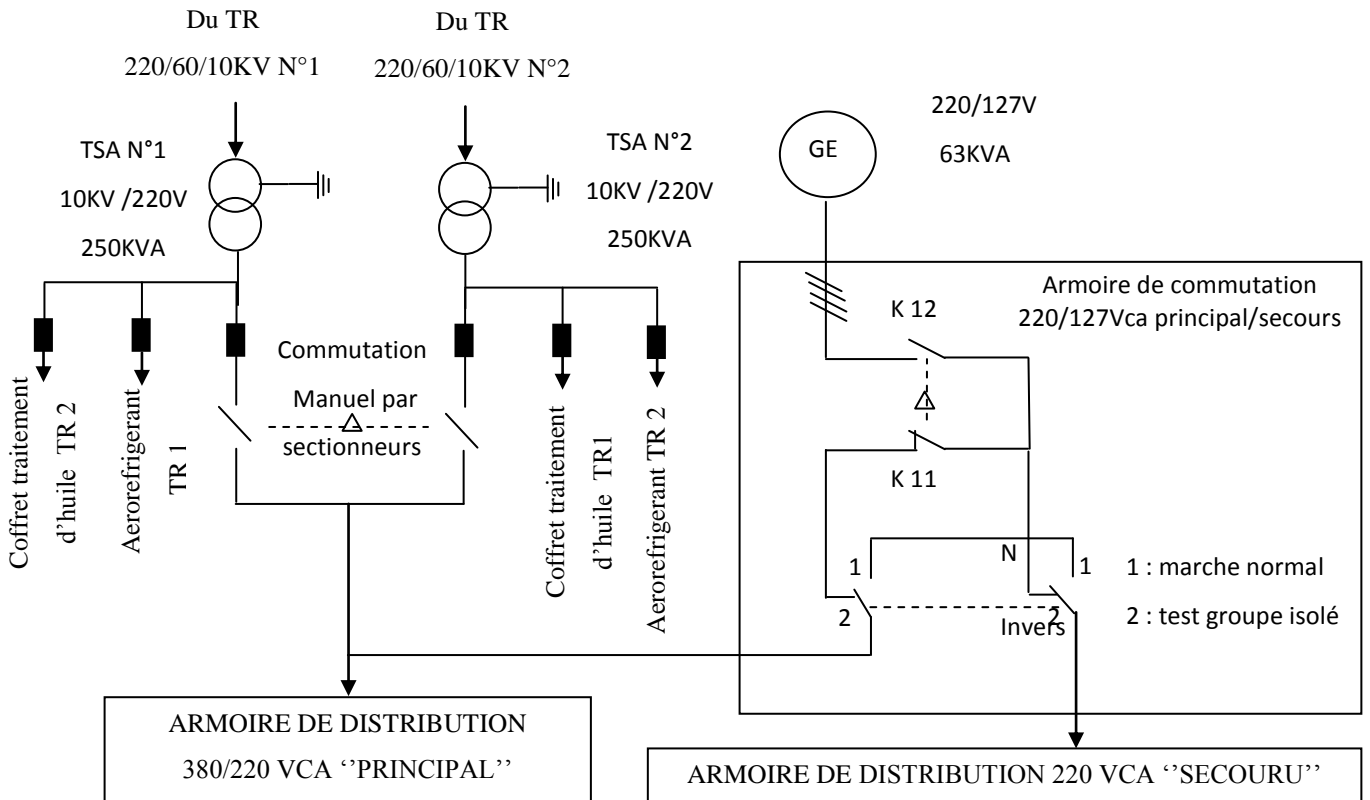


Figure 1-8 : Schéma d'alimentation des services auxiliaires en courant alternatif

1.3.6.2. Alimentations des auxiliaires en courant continu

Le poste est équipé de deux redresseurs 127Vcc d'une puissance de 5 KW, alimentant alternativement une batterie 127Vcc/490Ah principale et un troisième redresseur d'une puissance de 12KW alimente la batterie secondaire 127Vcc/470Ah et deux redresseurs 48Vcc alimentant alternativement une batterie 48Vcc/350Ah.

Dans le but de préserver le matériel et augmenter sa durée de vie, Le basculement entre les redresseurs et entre les batteries 127Vcc se fait manuellement chaque mois.

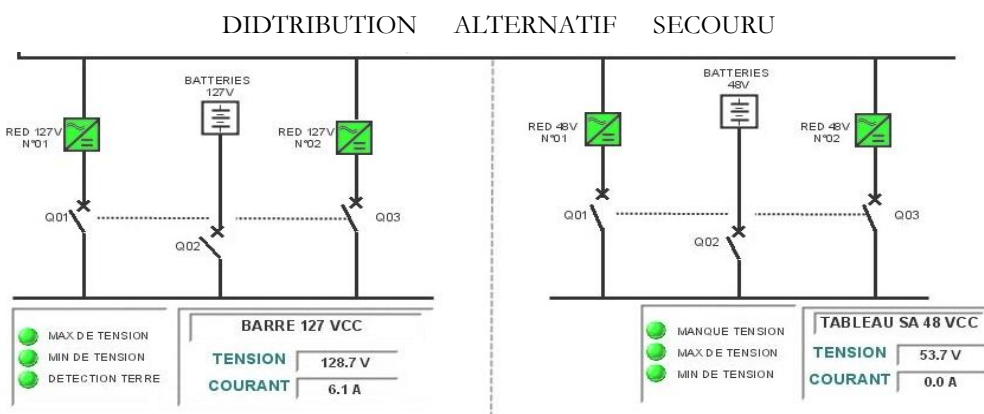


Figure 1-9 : Schéma d'alimentation des services auxiliaires en courant continu

1.4. Généralités sur les protections

La structure d'un équipement de protection dépend largement de la technologie de réalisation. Ainsi la technologie électromécanique, qui tend à disparaître à l'heure actuelle en raison de son coût élevé de fabrication et de ses performances insuffisantes, n'autorise l'emploi que de fonctions élémentaires simples, en nombre limité et sans redondance. La multiplication de relais électromécaniques élémentaires de mesure dans une même protection entraînerait une charge élevée pour les réducteurs de mesure et une augmentation excessive du coût des équipements. Cependant, cette technologie rustique a, en général, l'avantage d'une excellente fiabilité. Un grand nombre de réseaux, essentiellement HT, sont encore protégés par ce type d'équipement.

De nouvelles protections entièrement numériques, qui convertissent les signaux analogiques issus des transformateurs de mesure, dès l'entrée, en grandeur numérique pour traiter ensuite le signal par un processus numérique au moyen de microprocesseurs rapides, sont maintenant disponibles. Elles font l'objet de larges expérimentations en réseau dans tous les pays ayant des réseaux de transport importants [6].

Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique [4].

Les buts visés par les dispositifs de protection sont multiples :

- Participer à la protection des personnes contre les dangers électriques ;
- Eviter les détériorations de matériel (un court-circuit triphasé sur un jeu de barres moyenne tension peut faire fondre jusqu'à 50 kg de cuivre en 1 seconde, la température de l'arc peut dépasser en son centre 10000 °C) ;
- Limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis ces matériels ;
- Préserver la stabilité et la continuité de service du réseau ;
- Protéger les installations voisines (par exemple, réduire les tensions induites dans les circuits proches) ;

Pour atteindre ces objectifs, un système de protection doit avoir des qualités de rapidité, sélectivité et fiabilité.

Cependant, il faut être conscient des limites de la protection, les défauts doivent tout d'abord se produire pour qu'elle agisse. La protection ne peut donc empêcher les perturbations, elle ne peut que limiter leurs effets et leur durée. De plus, le choix d'une protection est souvent un

compromis technico-économique entre la sécurité et la disponibilité de l'alimentation en énergie électrique [4], [5].

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants (fig. I.10).

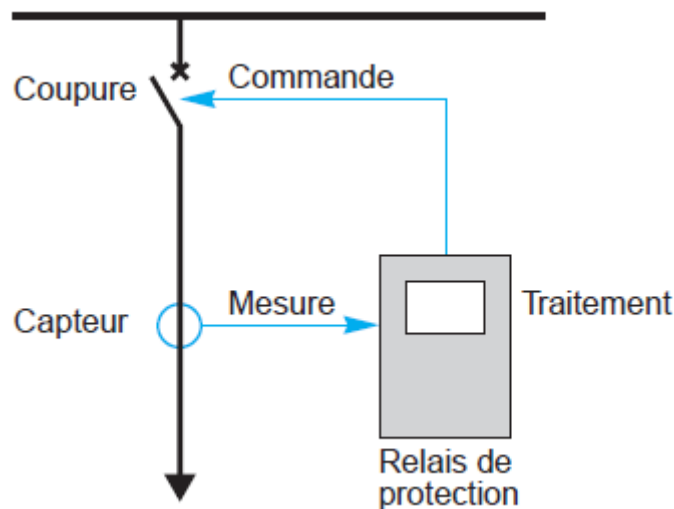


Figure 1-10 : Chaîne de protection

Lorsqu'un court-circuit apparaît sur un ouvrage, les protections provoquent le déclenchement des disjoncteurs encadrant cet ouvrage. Si cette fonction est correctement exécutée, les disjoncteurs des autres ouvrages ne doivent pas être déclenchés. Dans le cas contraire, les disjoncteurs d'autres ouvrages doivent être déclenchés, pour assurer l'élimination du défaut, mais en nombre aussi réduit que possible [7].

1.5. Equipements de mesures, comptage et de surveillance

Les dispositifs de protection ou de mesure nécessitent de recevoir des informations sur les grandeurs électriques des matériels à protéger. Pour des raisons techniques, économiques et de sécurité, ces informations ne peuvent pas être obtenues directement sur l'alimentation haute tension des matériels, il est nécessaire d'utiliser des dispositifs intermédiaires dénommés réducteurs de mesure ou capteurs.

1.5.1. Réducteur de courant ou transformateur de courant TC

Cet appareil est destiné à alimenter les protections et les équipements de mesure et de comptage. Les performances requises sont très différentes, suivant qu'il s'agit d'alimenter une protection contre les courts-circuits ou un autre équipement: la première doit recevoir une image correcte d'un courant dont la valeur peut être très élevée, et qui peut comporter une composante transitoire, alors que les autres doivent recevoir une image précise d'un courant permanent inférieur ou égal au courant nominal. C'est pourquoi le réducteur de courant comprend au minimum deux enroulements, sur deux noyaux distincts [7].

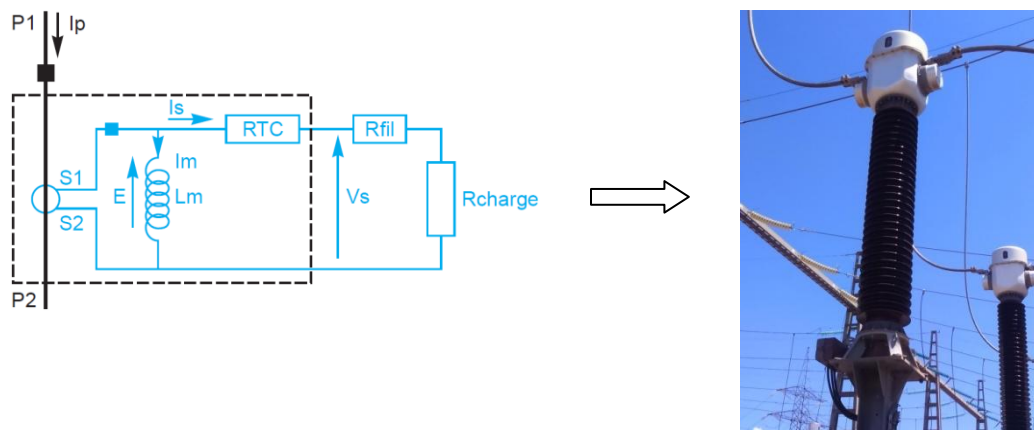


Figure 1-11 : Schéma équivalent d'un TC- THT sur une phase

1.5.1.1. Caractéristiques générales du TC

Le transformateur de courant est constitué de deux circuits, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique. Avec plusieurs spires au primaire, l'appareil est de type bobiné. Avec un primaire réduit à un simple conducteur traversant le capteur, l'appareil est à barre passante (primaire intégré constitué par une barre de cuivre), ou traversant (primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation), ou tore (primaire constitué par un câble isolé) [4], [5].

Les TC sont caractérisés par les grandeurs suivantes :

➤ Niveau d'isolement assigné du TC

C'est la tension la plus élevée à laquelle le primaire du TC est soumis.

Rappelons que le primaire est au potentiel de la HT et le secondaire a très généralement une de ses bornes à la terre.

Comme pour tout matériel, on définit également :

- ✓ Une tension maximum de tenue 1mn à fréquence industrielle jusqu'à (2) fois U_n ;
- ✓ Une tension maximum de tenue à l'onde de choc jusqu'à cinq (5) fois U_n ;

➤ Le rapport assigné de transformation

Il est donné sous la forme du rapport des courants primaires et secondaires I_p/I_s .

Le courant secondaire assigné est généralement 5 A ou 1 A.

➤ Précision

Elle est définie par l'erreur composée pour le courant limite de précision.

Le facteur limite de précision (FLP) est le rapport entre le courant limite de précision et le courant assigné.

Pour la classe P : 5P10 signifie 5 % d'erreur pour 10 I_n .

➤ Puissance de précision

Puissance apparente en VA, que le TC peut fournir au secondaire pour le courant secondaire assigné pour lequel la précision est garantie.

La puissance est consommée par tous les appareils connectés ainsi que les fils de liaison.

Si un TC est chargé à une puissance inférieure à sa puissance de précision, sa précision réelle est supérieure à la précision assignée, réciproquement un TC trop chargé perd en précision.

➤ **Courant de courte durée admissible**

Exprimé en kA efficace, le courant (I_{th}) maximum admissible pendant 1 seconde représente la tenue thermique du TC aux surintensités. Le TC doit supporter le courant de court-circuit pendant le temps nécessaire à son élimination. Si le temps d'élimination t est différent de 1 s, le courant que le TC peut supporter est égale à $\frac{I_{th}}{\sqrt{3}}$.

La tenue électrodynamique exprimée en kA crête est au moins égale à $2,5 \times I_{th}$ [4], [5].

1.5.2. Réducteur de tension ou de potentiel TT/TP

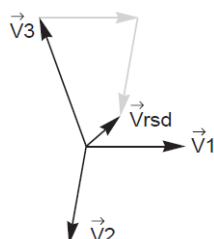
Le transformateur de tension est constitué de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique ; les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et terre.

Les transformateurs de tension sont caractérisés par les grandeurs suivantes :

- Fréquence du réseau en général 50Hz ;
- Tension primaire la plus élevée du réseau ;
- Tension secondaire assignée $100, \frac{100}{\sqrt{3}}$ volts selon le mode de raccordement ;
- Facteur de tension assigné servant à définir les prescriptions d'échauffement ;
- Puissance apparente, en VA, que le transformateur de tension peut fournir au secondaire, sans introduire d'erreur supérieure à sa classe de précision lorsqu'il est branché sous sa tension primaire assignée et raccordé à sa charge nominale ;
- Classe de précision définissant les limites d'erreurs garanties sur le rapport de tension et le déphasage dans les conditions spécifiées de puissance et de tension ;

Noter qu'un TT ne doit jamais être court-circuité au secondaire, car la puissance fournie augmente et il y a détérioration par sur échauffement.

- Mesure de la tension résiduelle : La tension résiduelle qui caractérise le potentiel du point neutre par rapport à la terre est égale à la somme vectorielle des trois tensions phase-terre. La tension résiduelle est égale à 3 fois la tension homopolaire V_0 ;



$$\overline{V_{rsd}} = 3.V_0 = \overline{V_1} + \overline{V_2} + \overline{V_3} \quad (I.1)$$

Figure 1-12 : Mesure de la tension résiduelle au point neutre

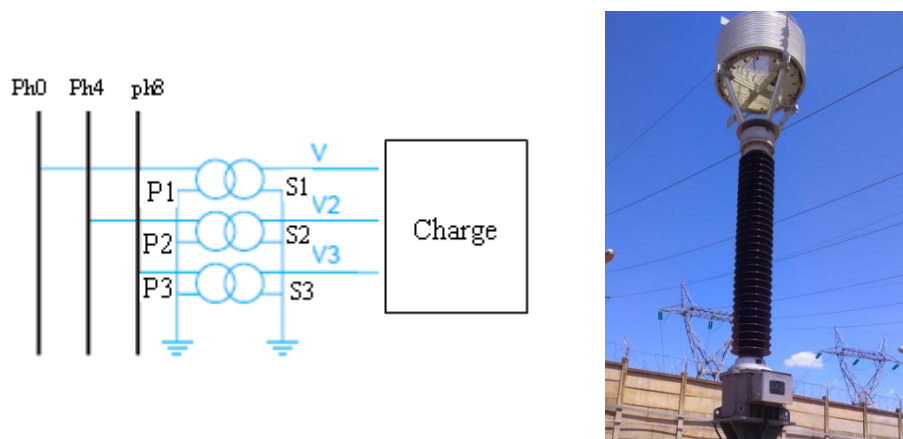


Figure 1-13 : Présentation d'un transformateur de tension THT

1.5.3. Comptage d'énergie

Les compteurs d'énergie sont alimentés par les circuits secondaires des TP et des TC, en utilisant le circuit saturables pour ne pas avoir comptabilisé les courants du court circuit aux clients.

Les compteurs sont installés dans chaque départs ligne ou arrivée transformateurs et groupe de production, et sont doublés et relevés contradictoirement lorsqu'il consiste des clients extérieurs à GRTE et SDC.

1.5.4. Surveillance et commande du réseau électrique

1.5.4.1. Commande locale

Tous les disjoncteurs et les sectionneurs d'aiguillage ont des moyens de commande en local, noté que la manœuvre en local d'un sectionneur aiguillage est déclarée interdite au code de manœuvre de GRTE pour la sécurité des personnes.

1.5.4.2. La commande et la surveillance par synoptique ou CCN

On trouve, dans chaque poste :

- Un tableau synoptique, ou une console de conduite, permettant la conduite locale du poste en cas de panne de tél éconduite ;
- Un CCN (contrôle commande numérique) qui s'appel aussi le consignateur d'état où sont affichés l'état, les manœuvres et les signalisations issues des appareils haute tension et équipements basse tension de chaque ouvrage ;
- Des oscilloperturbographe, où sont restituées des grandeurs électriques en permanence ;

1.5.4.3. Surveillance au pupitre de commande groupe (PCG)

Les PCG (poste à commandes groupées) sont situés dans des postes où se trouve du personnel en permanence aux heures ouvrables. Le personnel attaché à un PCG exploite, outre le

poste qui l'héberge, un ensemble de postes appelés poste satellite. Par exploitation, on entend essentiellement l'entretien du matériel, et en situation exceptionnelle la conduite du réseau.

Le CCN du PCG 220/60/30/10 KV THAMEUR regroupe la commande et surveillance des postes 220, 60 et 30KV THAMEUR et les postes 60/30KV ILLITEN, BIRGHBALOU, SOUR ELGHOZLENE. (Voir figures 1-5, 6 et 7)

1.5.4.4. Surveillance au centre régional et national de conduite (CRC/CNC)

C'est de ce point que se fait la conduite du réseau en situation normale. Seules les informations (événements) nécessaires à cette conduite y sont envoyées. Les événements concernant la surveillance du matériel restent au PCG pour faciliter la lecture et l'exploitation de ces derniers.

Le centre régional (CRC) s'occupe de la conduite du réseau régional en collaboration avec les PCG et les postes par contre le CNC s'occupe de la conduite des interconnexions internationales et la coordination entre les centrales de production et le réseau de transport ainsi entre les cinq CRC régionaux (Alger, Sétif, Annaba, Oran et Hassi Messaoud).

Le PCG THAMEUR est télécommandé à partir du CRC d'Alger, ce dernier s'occupe de la commande et la surveillance des postes et PCG relevant de treize wilaya du centre de notre pays.

1.6. Qualité de fourniture d'énergie

La vente de l'énergie électrique repose sur la qualité de la marchandise; qualité demandée par le consommateur pour l'usage bien particulier qu'il veut en faire; qualité offerte par le producteur distributeur, compte tenu des conditions économiques de la production de l'énergie électrique.

Les principaux facteurs qui interviennent pour définir la qualité du service sont [8]:

- La constance de la mise à disposition de l'énergie électrique (toutes tensions) ;
- La constance de la tension ;
 1. Variation lente ;
 2. Rapide (flicker ou papillotement) ;
 3. Creux de tension (voltage dip) ;
- La constance de la fréquence;
- La pureté de l'onde (harmoniques);
- Le déséquilibre de tensions polyphasées : apparition de tension inverse ou homopolaire ;
- Stabilité à court, moyen et long terme (uniquement grand transport) ;

On a longtemps défini la qualité du service en se contentant d'imposer des limites rigides aux variations de fréquence et de tension et aux interruptions. C'est encore ce que font les cahiers des

charges. Ils imposent que la fréquence ne s'écarte pas plus de 1 Hz en plus ou en moins de la valeur nominale de 50 Hz ($\pm 2\%$).

Pour la tension, les dispositions du cahier des charges sont plus complexes et introduisent : La tension nominale du réseau, la tension figurant au contrat entre le fournisseur et l'utilisateur et la tension en service suivant la norme internationale CEI. Il stipule que :

- La tension du contrat ne doit pas s'écarter de plus de ± 5 à 7% de la tension nominale respectivement pour les réseaux à moyenne tension, de répartition et de transport,
- La tension en service ne doit pas s'écarter de plus de ± 7 à 10% de la tension du contrat respectivement sur les mêmes réseaux.

On peut dire approximativement que la première de ces deux limites intéresse la tension moyenne au point de livraison et la seconde les fluctuations de tension, autour de cette moyenne.

1.7. Les anomalies dans le réseau sonelgaz [7], [8]

1.7.1. Les courts-circuits

Les courts-circuits sont des phénomènes transitoires, ils apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tensions différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu. Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau.

Les courts-circuits sont de natures et de types différents. On distingue :

- Les courts-circuits monophasés à la terre ;
- Les courts-circuits biphasés isolés ou à la terre ;
- Les courts-circuits triphasés isolés ou à la terre ;
- Le courant de court-circuit (triphasé) est une donnée essentielle pour le dimensionnement des équipements électriques ;

Les courts-circuits peuvent provoquer des dégâts économiques importants s'ils ne sont pas éliminés rapidement par les systèmes de protection.

1.7.2. Les surtensions

On distingue différents types de surtension telle que :

- Les surtensions de foudre ;
- Les surtensions de manœuvres ;
- Les surtensions lentes ;

Les surtensions peuvent engendrer le vieillissement de l'isolation et des claquages en suite des courts circuits.

1.7.3. Les surcharges

La surcharge d'un appareil est caractérisée par un courant supérieur au courant admissible, les origines de surcharges sont :

- Les courts-circuits ;
- Les reports de charge ;
- Les pointes de consommation ;
- L'enclenchement des grandes charges ;

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau.

1.7.4. Les oscillations

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques.

1.7.5. Les déséquilibres

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires ;
- Des pertes de puissance ;
- Des échauffements ;

Les déséquilibres peuvent provenir :

- Court-circuit biphasé ou monophasés ;
- Rupture de conducteur électrique sans contact à la terre (Ou non fermeture ou non ouverture d'un pôle de sectionneur ou disjoncteur) ;
- Fusion fusible ou déclenchement disjoncteur ;
- inversion de deux phases ;
- mauvaise répartition de charges électriques ;
- Mauvaise répartition des branchements monophasés (BT) ;
- mauvais équilibrage des phases pour les branchements triphasés (I_1, I_2, I_3). ;
- Fraude ;
- Mauvais contact au niveau des raccordements ;

1.8. Plan de protection

Un plan de protection c'est l'organisation des systèmes de protection pour constituer un moyen de défense efficace face à des régimes d'incidents des réseaux électriques.

Un réseau électrique bien protégé est avant tout un réseau électrique bien conçu, par une étude préliminaire, le plan de protection, permet de définir son architecture en fonction de critères spécifiques d'utilisation. Les plans de protection décrivent les fonctions et les performances attendues du système de protection et qui doivent présenter une cohérence globale sans faille pour assurer ces performances de rapidité, et sélectivité avec une grande fiabilité. Ils définissent [11], [22] :

- Les types de fonctions de protection ;
- La position de ces fonctions dans la technologie du réseau ;
- La coordination entre ces fonctions ;

En réalité, ces plans de protection ne sont pas Figés. Ils changent dans le temps à chaque fois qu'un besoin d'amélioration ils avers nécessaire, à savoir :

- La nécessité de diminution du temps d'élimination des défauts ;
- La recherche d'une meilleure sûreté de fonctionnement avec prise en considération du facteur économique ;
- L'évolution technologique ;

Le réseau SONELGAZ connaît six plans de protection importants qui correspondent a des périodes précises. Le premier plan a été appliqué en 1975, Le réseau de transport était exploité en 150kV.

La philosophie actuelle de protection du réseau sonelgaz applique le sixième plan qui est présenté dans ce qui suit.

Pour les utilités des protections on utilise :

1.8.1. Travée ligne 220 KV

- Deux protections principales de distance identiques avec circuits de déclenchement séparés ;
- Un Réenclencheur intégré à la première protection principale ;
- Une protection complémentaire (watt métrique) ;
- Une protection défaillance disjoncteur ;
- Un relais de discordance pôles ;
- Un localisateur de défaut pour les lignes longues ;
- Une perturbographie ;

1.8.2. Travée ligne 60 KV

La travée ligne 60KV est dotée de mêmes protections que la travée 220KV, seulement avec une seule protection principale de distance.

Le Réenclencheur indépendant extérieure ou intégré à la protection de distance.

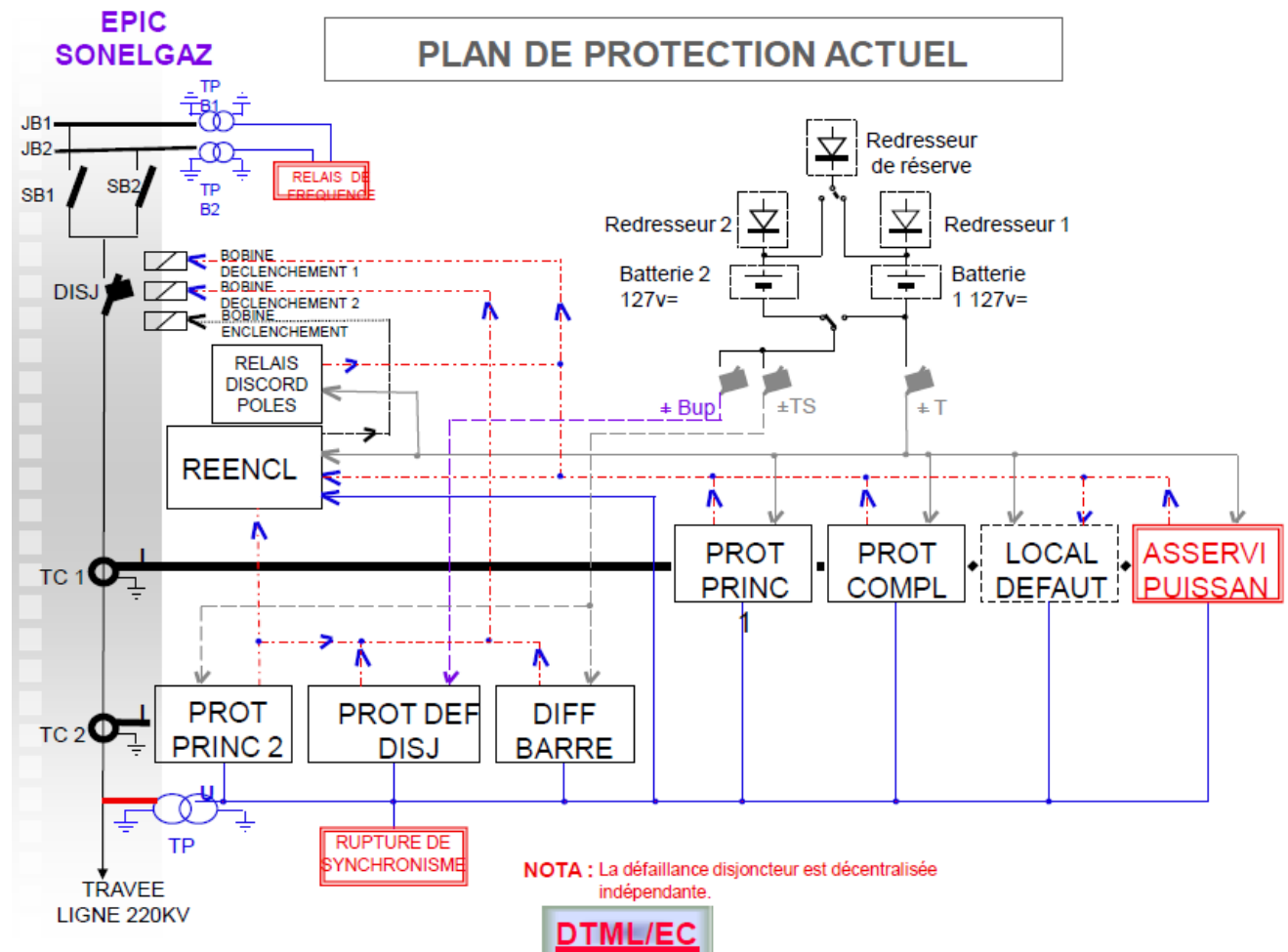


Figure 1-14 : Plan de protection d'une travée ligne 220KV

1.8.3. Travée transformateurs 220/60/10 KV

1.8.3.1. Protections internes

- Buchholz transformateur ;
- Buchholz régleur ;
- Différentielle transformateur intègre la zone du TSA ;
- Température enroulement ;
- Température huile ;

1.8.3.2. Protection externes

- Une protection à maximum de courant à deux seuils à temps constant sur chaque enroulement ;
- Une protection de surcharge thermique ;

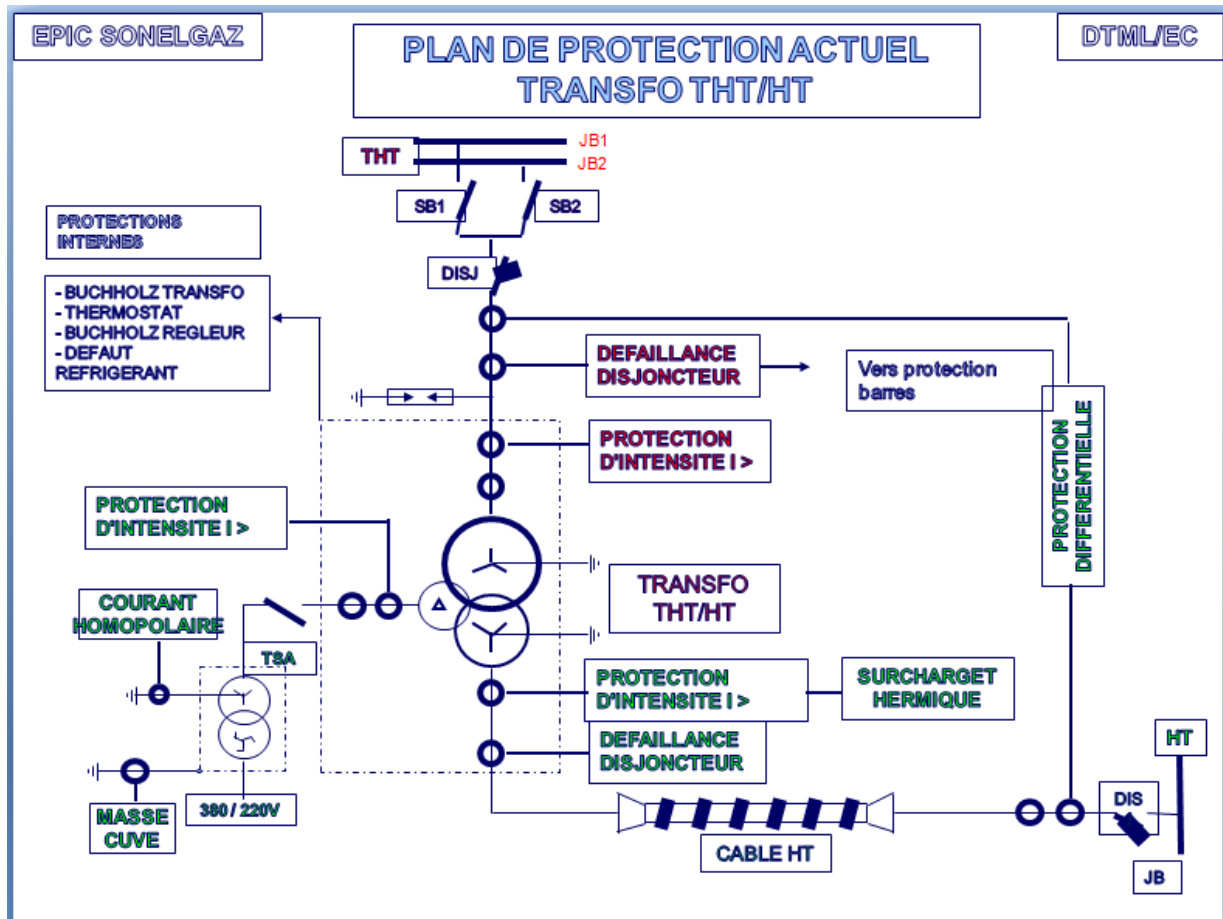


Figure 1-15 : Plan de protection d'une travée transformateur 220/60/10 KV

1.8.4. Travée transformateurs 60/30 KV

Les transformateurs de puissance ont le même plan de protection quelque soit la puissance de ce dernier.

1.8.4.1. Protections internes

- Buchholz transformateur ;
- Buchholz régleur ;
- Différentielle transformateur ;
- Température enroulement ;
- Température huile ;

1.8.4.2. Protection externes

- Une protection à maximum de courant à deux seuils à temps constant sur chaque enroulement ;
- Une protection de surcharge thermique ;
- Une protection de neutre MT (courant homopolaire) ;

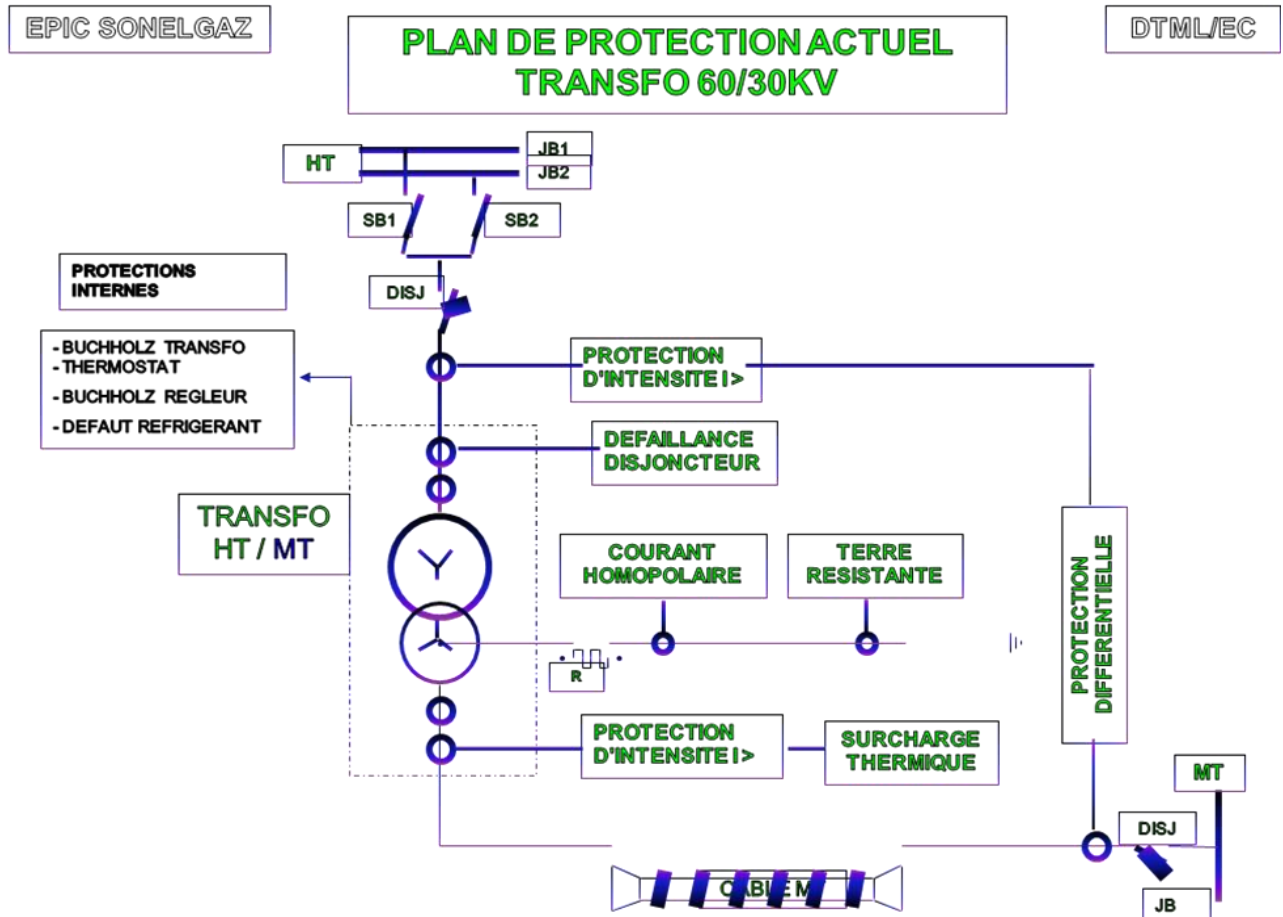


Figure 1-16 : Plan de protection d'une travée transformateur 60/30 KV

1.8.5. Travée couplage 220 et 60 KV (protection JDB)

Pour la protection des jeux de barre, le plan N°06 exige :

- Une protection différentielle barre ;
- Une protection défaillance disjoncteur ;

1.8.6. Départ 30 KV de distribution

Pour les départs de distribution il est adopté un relais à maximum de courant (phase et homopolaire) de type $2I+I_h$, à deux seuils de courant de phase (I_{ph}) à temps constants. Ce relais est associé à un dispositif de réenclenchement automatique qui réalise: $1RR+2RL$ [9].

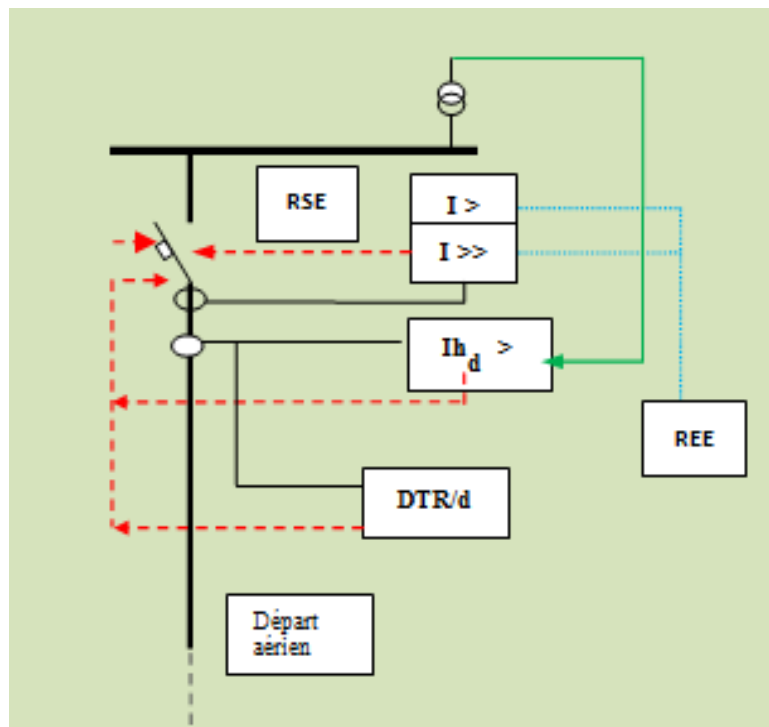


Figure 1-17 : Plan de protection d'un départ 30 KV

1.9. Conclusion

Dans ce chapitre, un exposé d'une partie du réseau national du centre en précisant le PCG 220/60/30/10kV de BOUIRA et les anomalies qui peuvent survenir aux réseaux électriques avec le dernier plan de protection appliqué par l'entreprise d'électricité pour faire face au situation critique des réseaux pour arriver à une bonne qualité et continuité de service

Finalement le réseaux électrique peut être considéré comme un système complexe avec de nombreuses interactions non-linéaires, dont l'optimisation tant technique que financière relève encore de beaucoup de règles de bonnes pratiques même si les recherches en cours permettent d'évoluer progressivement vers une aide à la décision de plus en plus efficace.

Le chapitre prochain sera consacré à la présentation des types de protections contre les anomalies cités en ce chapitre.

Chapitre 02

PROTECTION CONTRE LES SITUATIONS ANORMALES DE RESEAU DE SONELGAZ

2.1. Introduction

Les ouvrages de transport et de distribution sont menacés à des anomalies ou des perturbations (qui sont citées au premier chapitre) d'origine diverses qui affectent la qualité et la stabilité économique de fourniture d'énergie aux clients. Le développement et l'installation de la technologie numérique dans la protection des lignes de transport a créé de nouvelles solutions qui permettent d'améliorer l'analyse de ces défauts grâce à leurs capacité de calcul des valeurs des signaux mesurés, d'opérations arithmétiques et le fonctionnement logique [1].

Ce chapitre nous présentera la philosophie et les différents types de protection ainsi le réglage des protections utilisées contre les défauts provoquant le réseau électrique.

2.2. Protection contre les courts-circuits

Lorsqu'un court-circuit apparaît sur un ouvrage, les protections provoquent le déclenchement des disjoncteurs encadrant cet ouvrage. Si cette fonction est correctement exécutée, les disjoncteurs des autres ouvrages ne doivent pas être déclenchés. Dans le cas contraire, les disjoncteurs d'autres ouvrages doivent être déclenchés, pour assurer l'élimination du défaut, mais en nombre aussi réduit que possible [7].

2.2.1. Protection de distance de ligne

Ce relais de protection n'est utilisé qu'en THT et HT. Il mesure en fait l'impédance (loi d'Ohm) sur base des informations tension et courant en utilisant des méthodes numériques pour résoudre les équations différentielles, En cas de défaut certaines impédances sont très sensiblement modifiées. L'impédance mesurée dépend de la distance du défaut par rapport au point de mesure (poste d'extrémité). D'où le nom de relais de distance.

On mesure six impédances, soit sur chacune des boucles phase-phase et phase-terre.

Le principe de base de fonctionnement des relais de distance est que si l'impédance mesurée par le relais est moins que l'impédance d'arrangement (normalement sa valeur est un pourcentage de la

valeur de l'impédance de la ligne de transport à protégée) sachant que l'impédance est proportionnelle à la longueur de la ligne, alors le relais conclurait qu'il y a un défaut dans la ligne de transport à protégée [10].

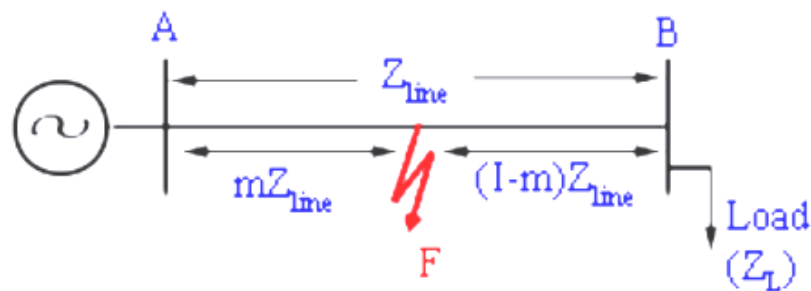


Figure 2-1 : Schéma de principe de la protection de distance à minimum d'impédance

Le système représenté par la figure 2.1 est la vision du relais en une extrémité, sachant que les deux extrémités sont dotées de même relais de protection.

Le démarrage de la protection est généralement réglé à 140 % de la longueur de la ligne pour assurer une protection de secours aux différents stades de mesure des protections du poste local et du poste en vis-à-vis. Dans le cas d'une ligne longue suivie d'une ligne courte, le réglage à 140 % de la longueur de la ligne longue n'est pas conseillé de peur de dépasser la zone de protection et d'engendrer des fonctionnements non sélectifs [1].

On préconise à cet effet le réglage suivant pour la protection installée en A :

L'impédance de démarrage est :

$$Z_D = Z_{L1} + 40\%Z_{L2} \quad [2.1]$$

Lorsque le poste B est un poste en antenne, (la ligne alimente des transformateurs de distribution) la formule de l'impédance de démarrage sera :

$$Z_D = Z_L + Z_T \quad [2.2]$$



Figure 2-2 : Zone de réglage protection ligne en antenne

2.2.1.1. La fonction mesure de distance

a. Première zone de mesure (1^{er} stade)

Pour les lignes de transport La première zone est 80 % de la longueur de la ligne, avec un déclenchement instantané.

$$Z_1 = 80\%Z_L \quad [2.3]$$

Pour les lignes en antennes cette zone est réglée de façon à couvrir toute la ligne Jusqu'aux bornes d'entrées primaires du transformateur.

$$Z_1 = Z_L + 20\%Z_T \quad [2.4]$$

b. Deuxième zone de mesure (2^{ème} stade)

Cette zone dépend de la longueur de la ligne suivante qui doit être protégé, et la forme des réseaux liée à lui (surtout quand il y a plus d'une ligne sortant du même poste). Mais dans tous les cas la deuxième zone doit couvrir la partie qui n'est pas touchée par la première.

Le réglage classique de la deuxième zone est de 120% de la longueur de la ligne.

Dans le cas d'une ligne longue suivie d'une ligne courte, le réglage de cette zone est réduit pour éviter les fonctionnements non sélectifs dus au dépassement de la zone. On préconise à cet effet le réglage suivant:

$$Z_2 = Z_{L1} + 20\%Z_{L2} \quad [2.5]$$

c. Troisième zone de mesure (3^{ème} stade)

La portée de la troisième zone de mesure est habituellement réglée égale à la portée de l'élément de démarrage à 140% de la ligne. En présence de ligne en antenne, le réglage est choisi de façon à protéger tout la ligne et 80 % de l'impédance du transformateur.

d. Quatrième zone de mesure (4^{ème} stade)

La zone non directionnelle est ajoutée comme quatrième zone, et cette nouvelle zone se caractérise par portée renverser de 40% de la zone amont, ceci signifie qu'elle est zone non directionnelle. Le but de cette arrière couverture est fonctionner comme une protection secoure pour les pannes qui s'effectuent sur les jeux de barre, ainsi il est considéré comme protection défiance des disjoncteurs.

Les équations d'impédance pour les trois types de défaut sont :

- Pour les défauts monophasés :

$$Z_d = V_A / (I_A + k.I_R) \quad [2.6]$$

$$\text{Avec } k = (Z_0 - Z_d) / (3.Z_d) \quad [2.7]$$

- Pour les défauts biphasés isolés :

$$Z_d = (V_A - V_B) / (I_A - I_B) \quad [2.8]$$

- Pour les défauts biphasés isolés :

$$Z_d = V_A / I_A \quad \text{ou} \quad (V_A - V_B) / (I_A - I_B) \quad [2.9]$$

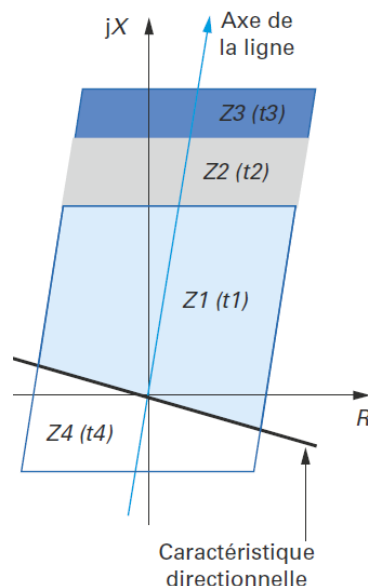


Figure 2-3 : Mesure d'impédance dans le plan R.X

2.2.1.2. La fonction sélection de phase

Le dispositif sélecteur de phase, piloté la plupart du temps par le module de mise en route, assure l'aiguillage des grandeurs U et I représentatives du défaut sur les relais de distance. Ces relais sont alimentés [17]:

- soit entre phase et neutre s'il y a présence de courant homopolaire I_0 (présomption de défaut monophasé ou biphasé à la terre) ;
- soit entre phases s'il y a absence de I_0 (défaut biphasé isolé ou triphasé équilibré) ;

2.2.1.3. La fonction Réenclencheur

Les statistiques annuelles des incidents montrent que près de 75 % des défauts sur les lignes aériennes sont monophasés fugitifs. A cet effet, cette option est intégrée sur les protections principales dans le but d'assurer la continuité de service.

- En monophasé ;
 - Un réenclenchement pour les défauts fugitifs (DR).
 - Un réenclenchement suivi d'un déclenchement triphasé définitif lorsque le défaut est permanent ou semi permanent (DRD).
- En biphasé et triphasé ;
 - Un déclenchement définitif sur les lignes du réseau maillé.
 - Pour les lignes en antenne, il est exceptionnellement permis de faire le réenclenchement triphasé, quel que soit le type de défaut. Suivi d'un déclenchement triphasé définitif lorsque le défaut persiste.

La fonction de réenclenchement n'est pas appliquée sur les liaisons souterraines, sachant que les défauts de câbles sont toujours permanents. Le dernier plan de protection exige l'intégration

de la fonction réenclencheur sur chacune des protections principales PP1 et PP2 [07].

L'introduction des protections numériques et la possibilité d'acquérir des signaux optiques, issus des réducteurs de mesure et les coder directement en signaux numériques. Ceci doit permettre une bonne immunité aux parasites,

L'échantillonnage des grandeurs d'entrée par exemple 40 fois par période. Ceci permet de ne plus faire les mesures uniquement à des instants privilégiés, au passage par zéro de grandeurs électriques, mais de manière quasi – continue.

La prise en mémoire des grandeurs qui existaient sur le réseau juste avant le défaut. Leur comparaison avec celles présentes pendant le défaut permet de réaliser, rapidement et simplement, les fonctions suivantes, par exemple:

- Mise en route, par la variation des tensions.
- Sélection de phase, par la variation des intensités.
- Direction, par la variation de la puissance.

2.2.1.4. Protection différentielle de ligne

Cette protection est installée sur les lignes courte en remplaçant la protection distance, si la somme algébrique des courants entrant sur une ligne est nulle, la ligne est saine. Sinon il y a un défaut sur cette ligne. Pour réaliser cette somme, les courants doivent être transmis, en amplitude et en phase, vers une des extrémités de la ligne.

Ce principe demande une transmission d'informations beaucoup plus importante. En revanche la comparaison, qui se fait sur l'ensemble des points de la période, et non lors des passages par zéro, est plus fiable. Ceci permet, en particulier, de protéger les lignes à trois extrémités.

Mais elle reste tributaire de la transmission d'information, et doit toujours être asservie soit à un étage de mise en route, soit à un système de surveillance de la liaison. Elle conserve aussi les mêmes avantages, à savoir la rapidité et l'insensibilité aux oscillations de puissance [7].

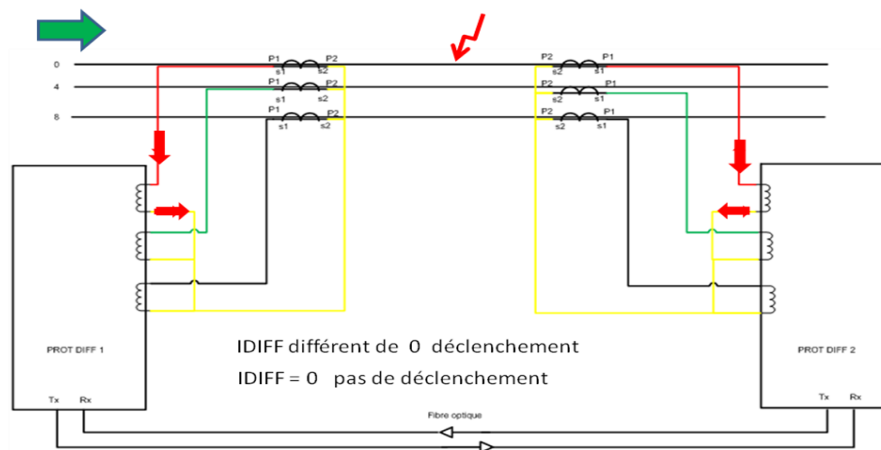


Figure 2-4 : Principe de la différentielle ligne

2.2.2. Protection différentielle jeux de barres

Nous effectuons dans un relais à seuil de courant la somme algébrique des courants instantanés alimentant un nœud électrique. Si cette somme est nulle, il n'y a pas de défaut sur le nœud électrique.

Ce type de protection nécessite de connaître la position des sectionneurs d'aiguillage, pour savoir quels sont les départs qui alimentent un jeu de barre donné.

Le relais reçoit les courants issus des réducteurs des départs qui lui sont connectés, et du réducteur du couplage situé sur la deuxième barre. Il commande le disjoncteur de couplage et des départs connectés dans ce dernier. Le principe de mesure consiste à réaliser pour chacune des phases la somme vectorielle des courants entrant et sortant d'une même zone (figure 2.4).

En régime normal, pour chacune des trois phases :

$$\Sigma \vec{I} = 0 \quad [2.10]$$

En cas de défaut barres :

$$\Sigma \vec{I} = \vec{I}_{def} = \vec{I}_{def} \quad [2.11]$$

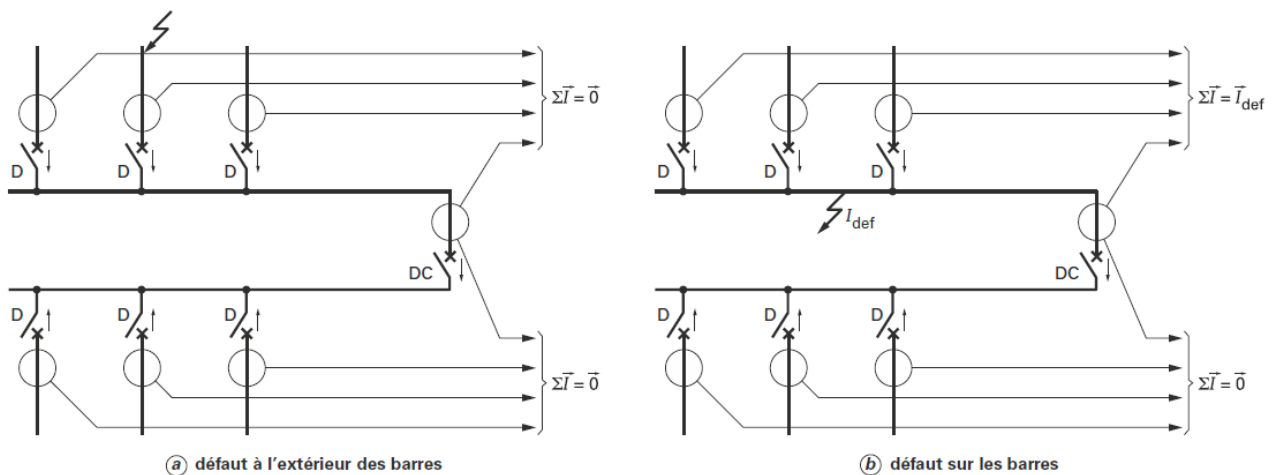


Figure 2-5 : Principe de fonctionnement d'une protection barre

2.2.3. Protection à maximum d'intensité

Cette dénomination regroupe les fonctions suivantes:

- Relais instantané : Lorsqu'un seuil de courant est dépassé, le relais émet aussi rapidement que possible un ordre de déclenchement.
- Relais temporisé : Lorsqu'un seuil de courant est dépassé, une temporisation est mise en route. Si à l'échéance de cette temporisation le seuil est toujours dépassé, le relais émet un ordre de déclenchement.

- Relais à temps inverse : Le déclenchement est émis au bout d'un temps inversement proportionnel à la valeur du courant ;
- Relais directionnel : C'est une fonction supplémentaire, que l'on ajoute à l'une ou l'autre des précédentes: l'ordre de déclenchement n'est émis que si la puissance transite dans un sens donné. Pour élaborer cette fonction le relais doit être alimenté aussi en tension, car le sens de transit est donné par le déphasage entre la tension et le courant ;

Les relais de protection utilisés sur les réseaux sont généralement des combinaisons de ces fonctions. Par exemple un relais est mis en route par le dépassement d'un seuil de courant, puis attend un temps fixe, puis, à échéance de ce temps attend un temps inversement proportionnel au courant, puis émet un ordre de déclenchement si la puissance circule dans un sens donné. Il revient au repos lorsque le courant retombe au-dessous du seuil initial [6], [9].

Ces relais peuvent être installés sur chacune des phases d'un ouvrage. Comme ils peuvent aussi utiliser la somme des trois courants de phase de l'ouvrage. On les appelle alors relais de courant homopolaire. Ils utilisent soit un transformateur annexe réalisant la somme des trois courants issus des réducteurs principaux, soit un réducteur placé sur la connexion de neutre primaire ou secondaire du transformateur de puissance.

Ils peuvent aussi être installés sur les connexions de gaine des câbles ou sur la connexion de mise à la terre des cuves de transformateurs de puissance.

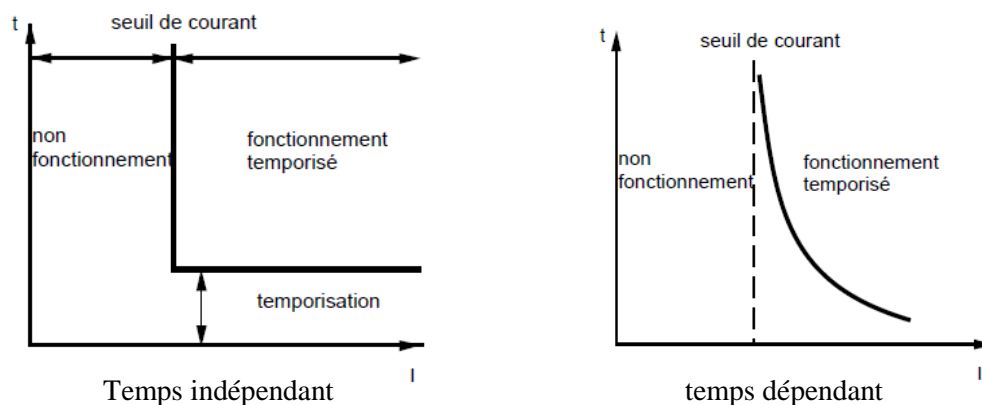


Figure 2-6 : Principe de la protection à maximum d'intensité

2.2.4. Protection différentielle transformateur

Cette protection est efficace devant les défauts entre phases et les défauts d'isolement du transformateur :

La protection devra pouvoir s'adapter aux rapports de transformation des TC numériquement, ainsi qu'au déphasage dérivé du couplage de chaque enroulement. Elle devra être insensible aux

harmoniques de 2ème et 5ème rang afin d'empêcher respectivement les déclenchements par courant magnétisant et courant de surexcitation.

La saturation des transformateurs de courant ne doit pas faire déclencher la protection différentielle.

Dans le cas d'un défaut extérieur à la zone protégée (pour lequel la protection ne doit activer aucun ordre de déclenchement) un ou plusieurs TC de départ peuvent se saturer par le courant de défaut. Il en résulte que le courant différentiel, qui n'est plus alors égal à zéro, pourra provoquer le fonctionnement du relais différentiel.

Pour éviter tout risque de déclenchement, la protection doit être insensible au phénomène de saturation d'un ou plusieurs TC provoqué par un défaut extérieur, mais par contre le déclenchement doit être ordonné très rapidement en cas de défaut intérieur ou évoluant de l'extérieur vers l'intérieur.

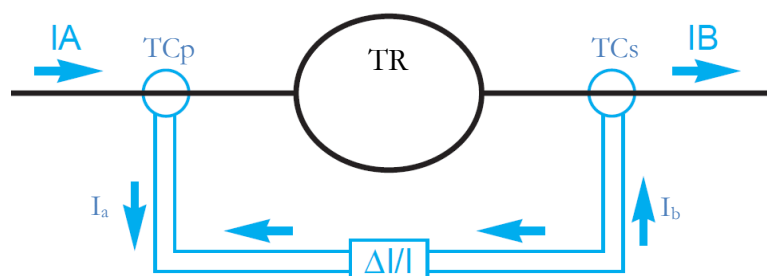


Figure 2-7 : Principe de la protection différentielle transformateur

2.2.5. Protection de BUCHHOLZ

C'est un dispositif destiné à protéger les transformateurs de puissance à huile contre les défauts internes. Son principe n'est pas basé sur une mesure électrique, mais sur un critère mécanique: lors d'un amorçage interne, ou d'un échauffement anormal, il se produit un dégagement de gaz. Si ce dégagement est faible, un flotteur s'abaisse progressivement et fait fonctionner un relais d'alarme. Si le dégagement est plus violent, il provoque un mouvement d'huile qui fait basculer une palette et provoque le déclenchement du disjoncteur.

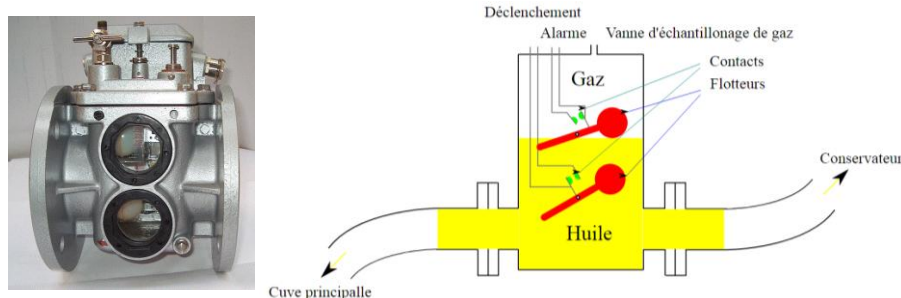


Figure 2-8 : Principe de la protection BUCHHOLZ de transformateur

Le gaz qui s'est accumulé dans la cloche du relais peut être récupéré et analysé, ce qui permet d'obtenir des indications préliminaires sur la nature et l'emplacement du défaut [7].

Sachant que la cuve de transformateur et celle de régleur en charge sont séparées, les deux cuves sont dotées d'un relais buchholz. Celui de régleur en charge n'est pas doté d'un niveau d'alarme, il provoque le déclenchement disjoncteurs directement à cause de changement des contacts au moment de changement des prises.

2.2.6. Protection masse-cuve pour transformateur

C'est une protection de transformateur, destinée à détecter les défauts d'isolement entre la partie active du transformateur et la cuve. Pour cela, on détecte le courant qui s'écoule entre la cuve et la terre, par un relais de protection à maximum d'intensité instantané. Ceci impose l'isolation de la cuve par rapport à la terre, de manière à ce que d'une part la totalité du courant passe par la connexion, et d'autre part il ne se forme pas de boucles. En effet, le courant circulant dans les conducteurs haute tension crée alors par induction un courant susceptible de faire fonctionner le relais. Sur un court circuit en ligne on met alors le transformateur hors tension, par "sympathie". Les précautions à prendre sont [7]:

- Bien faire passer les conducteurs basse tension, dont le blindage se trouve relié à la terre du poste à une extrémité, et à la cuve à l'autre extrémité, à l'intérieur du tore.
- Veiller à ce que les éléments reliés à la terre du poste, mais en contact avec la cuve, soient correctement isolés, sinon des surtensions transitoires sont susceptibles de percer l'isolant, puis, une fois le cheminement établi, une boucle se trouve formée.

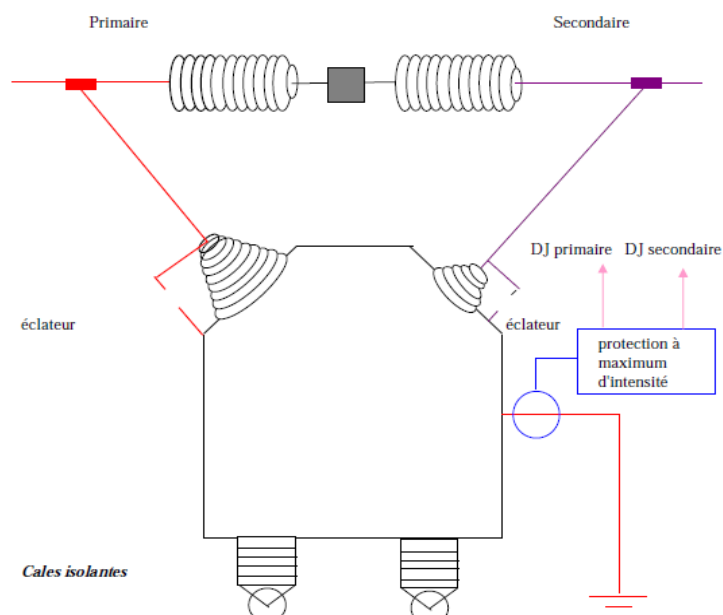


Figure 2-9 : Principe de la protection masse cuve transformateur

2.2.7. Protection de neutre transformateur [5]

Cette protection est destinée pour les transformateurs de distribution

Le neutre est mis à la terre par une résistance au niveau du transformateur (fig.2.10).

Les départs, l'arrivée, ainsi que la connexion de mise à la terre du neutre, sont équipés d'une protection à maximum de courant terre.

Ces protections sont nécessairement différentes des protections contre les défauts phases car les ordres de grandeur des courants de défauts sont différents.

Les protections des départs sont réglées sélectivement par rapport à la protection de l'arrivée, elle-même réglée sélectivement par rapport à la protection équipant la connexion de mise à la terre (respect des intervalles de sélectivité). Le courant de défaut se referme par les capacités des départs sains et la résistance de mise à la terre [2], [5].

Les capteurs des départs sains détectent tous un courant capacitif. Pour éviter les déclenchements intempestifs, la protection de chaque départ est réglée à un seuil supérieur au courant capacitif propre du départ :

Défaut en 1 : le disjoncteur D1 s'ouvre sur action de la protection qui lui est associée.

Défaut en 2 : le disjoncteur A s'ouvre sur action de la protection de l'arrivée.

Défaut en 3 : la protection située sur la connexion de mise à la terre du neutre provoque l'ouverture du disjoncteur A au seuil normal, le seuil violant provoque l'ouverture des disjoncteurs d'encadrement transformateur A et H.

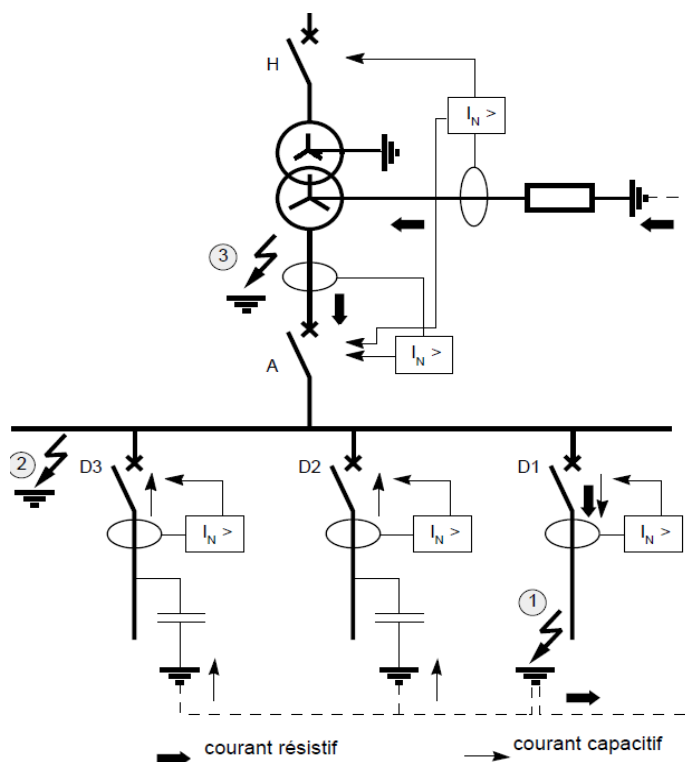


Figure 2-10 : Principe de la protection étage HTA à une arrivée

2.2.8. Protection homopolaire sur les jeux de barres HTA

Dans les réseaux aériens une protection homopolaire optionnel pourra être prévue contre les défauts à la terre sur le jeu des barres HTA et sur la liaison transformateur -barres (fig. BG2-10). Cette protection sera réglée à un seuil supérieur du 5% à celui de la protection homopolaire du départ avec le réglage le plus élevé.

Le temps d'intervention de cette protection sera de 0,3 s supérieur par rapport au retard le plus élevé des relais homo. Sur les départs HTA (fig. 2-11).

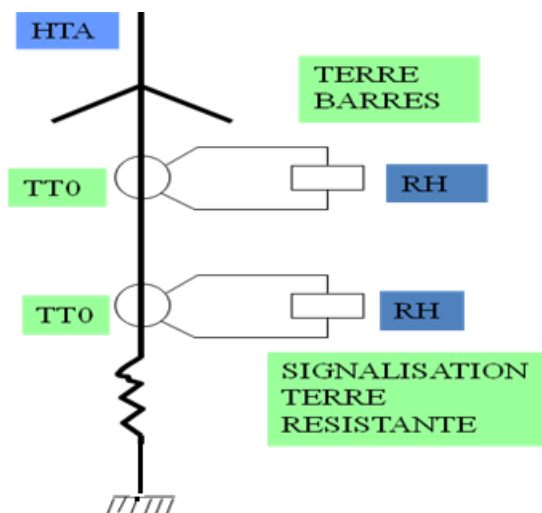


Figure 2-11 : Principe de la protection homopolaire jeu de barre HTA

2.2.9. Protection d'un départ HTA

La protection contre les défauts entre phases est assurée par deux relais à maximum d'intensité, sensibles aux courants de deux phases.

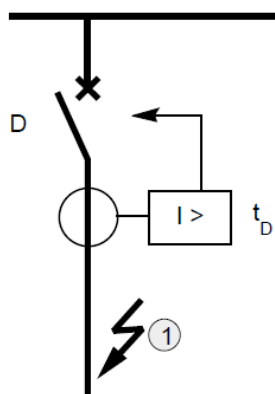


Figure 2-12 : Principe de la protection d'un départ HTA

La protection contre les défauts polyphasés sera :

- A deux seuils de réglage
- De temporisation à temps constant

2.2.10. Le Réenclencheur sur départ HTA [18]

Il a pour but d'éliminer les défauts fugitives monophasé où polyphasés. Il devra être mise en route par les contacts instantanés des relais à maximum de courant de phase où résiduelle.

Suite à la nature de défaut le réenclencheur provoque les cas suivants :

a- Le Réenclencheur rapide

Une mise hors tension du réseau de l'ordre de 0.3 s est suffisante pour élimine un défaut fugitif, les 0.3s permettre une dés-ionisation de l'arc sans risque d'amorçage à la remise sous tension. Ce temps est suffisamment court pour ne pas gêner la plupart des utilisateurs.

b- Le Réenclencheur Lent

A pour but d'éliminer les défauts semi- permanents qui réapparaissent sur le réseau après un cycle de réenclenchement rapide.

Ces défauts nécessitent une mise hors tension de la ligne de l'ordre de 15 à 30 secondes. Il devra être mis en route par un contact temporisé de la protection en même temps que l'ordre de déclenchement est donné au disjoncteur.

c- Le Réenclencheur rapide plus Lent

Avec cet appareil un défaut fugitif sera éliminé par un cycle rapide, un défaut semi-permanent entraînant un cycle rapide suivi d'un cycle lent.

Un commutateur permettra manuellement de sélectionner la fonction désirée sur le Réenclencheur R+L.

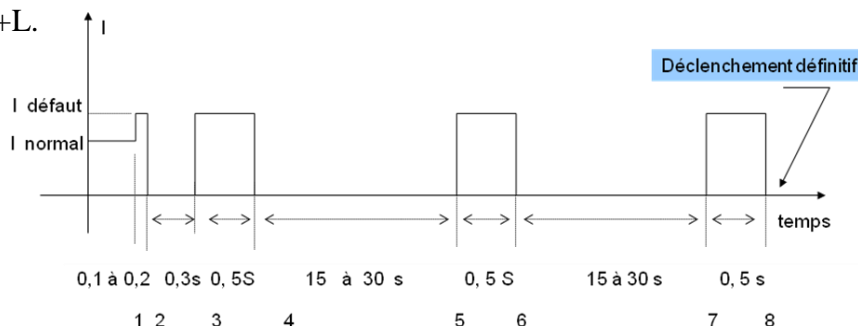


Figure 2-13 : Diagramme sur un défaut semi-permanent

- 1- Déclenchement sur défaut
- 2- 0.3 s après ouverture de disjoncteur
- 3- après le cycle rapide le défaut persiste.
- 4- 0.5 seconde suivi d'une ouverture du disjoncteur.
- 5- 15 à 30 seconds suivis d'une fermeture du disjoncteur, le défaut s'est éliminés.
- 6- 0.5 seconde après environ ouverture du disjoncteur.
- 7 - 15 à 30 seconds suivis d'une fermeture du disjoncteur, le défaut persiste.
- 8- 0.5 seconde après environ, ouverture définitive du disjoncteur.

La majorité des défauts semi-permanent s'éliminent ainsi pendant le premier cycle lent.

2.2.11. Protection terre résistante

Pour éviter certains déclenchements intempestifs, le seuil de réglage du relais homopolaire est relativement élevé, sa limite est fixée, soit par le calibre des TC, soit par le courant résiduel de capacité des départs HTA. Cette limite, comprise entre 5 et 15A, ne permet pas de détecter les défauts résistants [5].

Dans ces conditions, un défaut résistant risque de ne pas provoquer le fonctionnement de cette protection. Ce pendant un tel défaut est dangereux et doit être éliminé. Pour cette raison, la sécurité exige que la tension soit supprimée sur le départ en défaut.

Un dispositif sensible, capable de détecter les terres résistantes est donc nécessaire .Il viendra compléter les protections à courant résiduel existantes sur le réseau. Le relais de courant sensible est associé à un relais de temps réglé à une vingtaine de secondes afin de ne pas agir sur des défauts disparaissant d'eux-mêmes.

Au bout de cette temporisation il y a émission d'un ordre qui peut commander une simple signalisation ou mettre en route un automatisme de recherche du départ en défaut.

L'élément de mesure est un relais sensible alimenté par un TC spécial inséré dans la connexion de mise à la terre du neutre du transformateur.

2.3. Protection de surcharge

Le terme surcharge signifier un courant normal qui dépasse les limites, il peut être éliminé instantanément comme après échéance d'un certain temps en surveillance des paramètres bien déterminés

2.3.1. Protection de surcharge ligne

C'est une protection de secours à maximum d'intensité, elle peut être à temps dépendant ou indépendant avec un seuil d'alarme pour avertir le centre de conduite à intervenir et un deuxième seuil de déclenchement

2.3.2. Protection de surcharge des transformateurs

Lorsque, dans certains cas d'exploitation, la puissance absorbée par un transformateur est supérieure à sa puissance nominale, il est utile de prévoir une surveillance des surcharges prolongées et de faible amplitude. La protection de surcharge peut être assurée par un relais à maximum de courant monophasé temporisé de 20 à 30 secondes, utilisé en signalisation, ou de préférence par un relais à image thermique.

On utilise une protection à image thermique pour surveiller avec une meilleure sensibilité l'élévation de température : l'échauffement est déterminé par simulation du dégagement de chaleur en fonction du courant et de l'inertie thermique du transformateur.

2.4. Protection contre les ruptures de synchronisme

Lorsqu'un court-circuit apparaît, les alternateurs proches de ce court-circuit débitent alors sur une impédance faible, mais constituée essentiellement d'éléments inductifs, lignes, transformateurs... La puissance active se trouve alors paradoxalement diminuée, et les alternateurs, qui, avant action de leurs systèmes de régulation, reçoivent toujours la même puissance mécanique, accélèrent et peuvent tourner à une vitesse supérieure à celle des alternateurs plus éloignés du défaut. C'est la perte de stabilité dynamique. Dans les deux cas il faut:

- Eviter le déclenchement anarchique des disjoncteurs par les protections contre les courts - circuits. C'est le rôle des dispositifs anti pompage des protections de distance ;
- Créer, en ouvrant des disjoncteurs prédéterminés, des zones où production et consommation s'équilibrent, de manière à isoler la zone "malade" des zones saines. Après quoi, si dans la zone malade les alternateurs ne réussissent pas à retrouver le synchronisme, les centrales sont si possible ilotes, puis le réseau est progressivement remis en service à partir des zones saines ;

Pour créer ces zones, les pertes de synchronisme sont détectées par des battements de tension, qu'ils peuvent être schématiquement représentés comme suit:

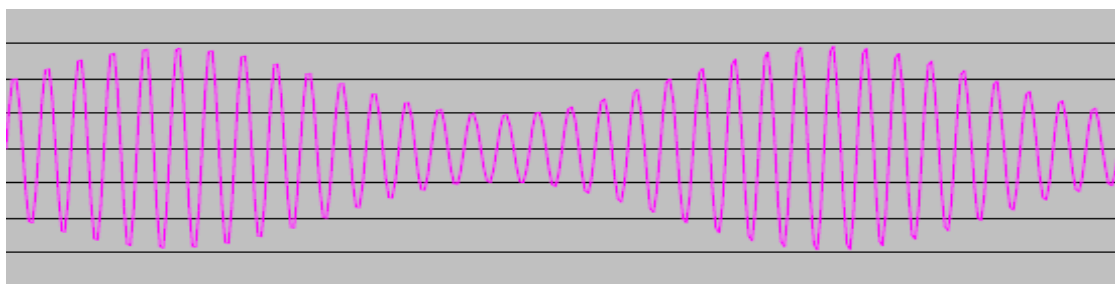


Figure 2-14 : Les battements de tension à la rupture de synchronisme

Ce phénomène peut être détecté par la protection de distance par des mesures sur une seule phase. Une baisse de la valeur crête de cette tension, égale ou supérieure à $V_n / 50$, entre deux alternances consécutives donne une impulsion indiquant une baisse. Une hausse de cette même valeur crête, égale ou supérieure à $V_n / 50$, entre deux alternances consécutives, donne une impulsion indiquant une hausse. Un battement est identifié comme une suite de plus de 10 impulsions de baisse, suivie d'au moins 4 impulsions de hausse. Il est confirmé seulement si la

valeur minimale de la tension crête est inférieure à 0,65 fois la valeur maximale (réseau 400 kV et 225 kV), ou 0,80 fois la valeur maximale (réseau 90 kV et 63 kV), ceci afin d'éviter le fonctionnement de la protection sur de simples oscillations de puissance.

L'ordre de déclenchement est émis quand la tension monte, et lorsqu'elle est supérieure à la moyenne entre tension maximale et minimale, ceci afin que le courant à couper ne soit pas trop élevé.

2.5. Protection de délestage

2.5.1. Délestages automatiques à seuils de fréquence

Le relais de délestage se trouve au niveau de la travée 220 KV couplage, détectant les baisses fréquence et provoquant automatiquement le déclenchement des départs HTA selon l'ordre de priorité comme suit :

Stade 1 : 49.3 Hz
Stade 2 : 49.00 Hz
Stade 3 : 48.50 Hz
Stade 4 : 48.00 Hz

2.5.2. Délestages automatiques à seuils de tension

Le relais de délestage se trouve au niveau de la travée 60 KV couplage, détectant les baisses ou le manque tension 60 KV et provoquant automatiquement la mise hors tension de tous les départs sauf ceux qui sont prioritaires.

La tension de réglage est de 50 KV.

Ce type de relais est prévu pour les postes non gardiennés pour faciliter la remise sous tension du poste. Le poste 60 KV THAMEUR est un poste gardienné en permanence est doté de ce type de relais, mais il est hors service.

2.5.3. Délestage de puissance

A pour but de préserver la stabilité du réseau national au moment des situations critiques (perte d'une centrale), C'est un délestage préventif, se fait manuellement par l'ouverture des départs HTA selon la puissance à délestée par ordre du CRC régional.

2.6. Protection contre défaillance disjoncteur

Ce type de protection s'installe au niveau de la travée couplage des postes THT, sa fonction est de détecter la non - ouverture d'un disjoncteur d'un départ en défaut, en constatant que l'ordre émis par sa propre protection n'est pas retombé au bout d'un intervalle sélectif après le début de son

émission. Il émet alors un ordre de déclenchement à tous les disjoncteurs du même jeu de barres.

L'émission d'un ordre de déclenchement est validée par des relais de courant, qui vérifient qu'un courant existe toujours dans les phases du départ. Lorsqu'une protection différentielle de barres existe, l'automate contre les défaillances de disjoncteur lui est associé, il utilise les aiguillages de la protection différentielle de barres, qui utilise-t-elle même les circuits de déclenchement de l'automate.

2.7. Protection de manque tension

Les relais de tension existant au poste THAMEUR sont à courant continu pour la surveillance de la tension de service continue du système de protection.

La tension minimale de service dépend des caractéristiques des protections dont le minimum de tension est 105 Vcc, au dessous de cette valeur, le relais provoque l'ouverture de tous les départs THT pour éviter le risque de non fonctionnement des protections.

Sur l'étage HTA nous avons Mini U= 43.2 V, inférieure à cette valeur le relais provoque le déclenchement de tous les départs HTA.

2.8. Réglage de tension

Le réglage de tension au poste THAMEUR se fait au niveau des transformateurs 220/60/30/10KV alimentant le réseau de répartition dans la région, ce type de réglage est chargé d'émettre des ordres «augmente le nombre de spires au secondaire» et «diminue» au régleur en charge du transformateur, afin qu'ils fournissent au réseau une tension correcte. Le CRC est chargé de cette opération de surveillance réseau. Le réglage sur le réseau de distribution HTA est automatique par des régleurs en charges qui se trouvent au niveau du secondaire des transformateurs 60/30KV alimentant le réseau de la région, la tension de consigne du réseau est de 31.5 KV.

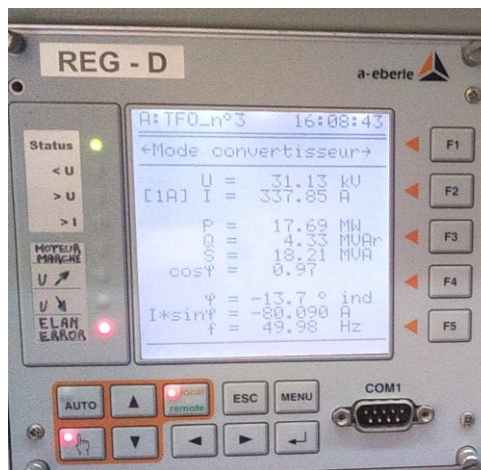


Figure 2-15 : Régulateur de tension sur transformateur 60/30KV

Le réglage de tension coté basse tension se fait manuel et hors tension à travers un commutateur selon la position au niveau de transformateur, nous signalons qu'il y a des commutateurs qui possèdent 03 positions, 05 positions comme suit :



Figure 2-16 : Réglage de tension sur transformateur HTA/BT

2.9. Conclusion :

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents systèmes de protection installés sur le réseau de transport et distribution spécialement qui se trouve au poste THAMEUR. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

Chapitre 03

APPLICATION SUR LA PROTECTION DE DISTANCE

3.1. Introduction

Ce chapitre sera consacré pour l'application sur la protection de distance, une présentation des deux protections principales et de la caisse d'essai utilisé pour réaliser l'application suivi des différents résultats obtenus. L'essai a été fait par l'injection d'un défaut monophasé au niveau de la ligne sur la phase zéro (0) suivant l'indice horaire.

3.2. Protection de distance

La protection de distance constitue la fonction principale de cet équipement de protection de départ, qui distingue par sa précision de mesure élevée et ses larges possibilités d'adaptation aux caractéristiques d'un réseau donné. Cette unité de protection peut être complétée par toute une série de fonctions additionnelles.

3.2.1. Excitation

Le module d'excitation a pour tâche de reconnaître à présence d'un défaut dans le réseau et de mettre en œuvre les mesures nécessaires à l'élimination sélective de ce défaut :

- Lancement des temporisations ;
- Identification de la boucle de mesure affectée d'un défaut ;
- Déverrouillage du calcul d'impédance et détermination de la direction ;
- Déverrouillage de la commande de déclenchement ;
- Initialisation des fonctions additionnelles ;
- Signalisation/sortie concernant les conducteurs où se situe le défaut ;

3.2.2. Détection et traitement de défauts contre terre

La détection d'un défaut contre terre est un élément essentiel pour tous les procédés d'excitation, car la détermination des boucles de phase affectées d'un court-circuit dépend essentiellement du fait qu'il s'agit ou non d'un défaut contre terre. L'appareil dispose d'une saisie de courant de terre stabilisée et pouvant être temporisée ainsi que d'une saisie de tension de décalage. D'autres dispositions particulières sont prises pour éviter une excitation dans le cas de défauts contre terre simples dans des réseaux à point neutre isolé ou compensé.

- La saisie du courant de terre vérifie que la fondamentale de la somme des courants de phase

- $(I_E=3.I_0)$ ne dépasse pas une certaine valeur réglable ;
- La saisie de la tension de décalage vérifie que la fondamentale de la tension de décalage $(U_E=\sqrt{3}.U_0)$ ne dépasse pas une certaine valeur réglable ;

Dans des réseaux avec point neutre mis à terre, aussi bien l'excitation du saisi du courant de terre que celle de la tension de décalage provoquent la détection d'un défaut contre terre.

Dans des réseaux avec point neutre sans mis à terre (isolé ou compensé) la saisie de tension de décalage n'est pas utilisée comme critère excitation .en plus dans ce type de réseau, il est d'abord supposé le cas d'un court-circuit simple, et l'excitation est inhibée pour éviter un déclenchement intempestif dû à la pointe d'amorçage au début d'un défaut Contre terre .après temps de retard réglable, l'excitation est à nouveau libérée ; ceci est nécessaire afin que la protection de distance puisse encore détecter un double défaut contre terre avec origine dans une ligne en ramification.

S'il y a par contre déjà un défaut contre terre le réseau même, il sera détecté par la saisie de tension de décalage dans ce cas le temps de retard est inactif, et un défaut survenant dès lors dans une autre phase ne pourra être qu'un double défaut contre terre.

L'appareil dispose de 3 de ces modules d'excitation.

- ✓ Excitation par surintensité ;

Pour les réseaux affectés de courants de court-circuit élevés et faciles à distinguer des courants d'exploitation (courant de surcharge inclus).

- ✓ Excitation par minimum d'impédance ;

Pour les réseaux à impédance série varient fortement ou pourvus de moyens de limitation de court-circuit. C'est un procédé d'excitation impliquant les phases et qui tient également compte de l'information de boucle. C'est le dépassement étant fonction de l'amplitude des tensions de boucle.

- ✓ Excitation type combinée ;

C'est une fonction combiné entre tension et courant, la zone de fonctionnement est une surface sur le repère (U.I), délimité sur les axes des courants par la valeur nominale.

3.2.3. Droites caractéristiques de déclenchement

Les zones de déclenchement des protections de distance ont des différentes caractéristiques. Elles sont constituées par la droite directionnelle par deux limites représentant la réactance et séparément et indépendamment l'un de l'autre.

3.3. Réglage protections ligne 220KV BOUIRA/ILLITEN

C'est une ligne d'interconnexion 220KV à deux extrémités reliée les deux postes 220KV BOUIRA et ILLITEN, la travée coté bouira est équipée d'une protection principale PP1 de marque SIEMENS de type 7SA612 et une PP2 de marque GE de type D60, dans ce qui suit on va présenter la 7SA612, sachant que les deux protections ont le même réglage.

3.3.1. Description de la protection de distance 7SA612

Ce relais de protection comporte généralement les fonctions suivantes [23].

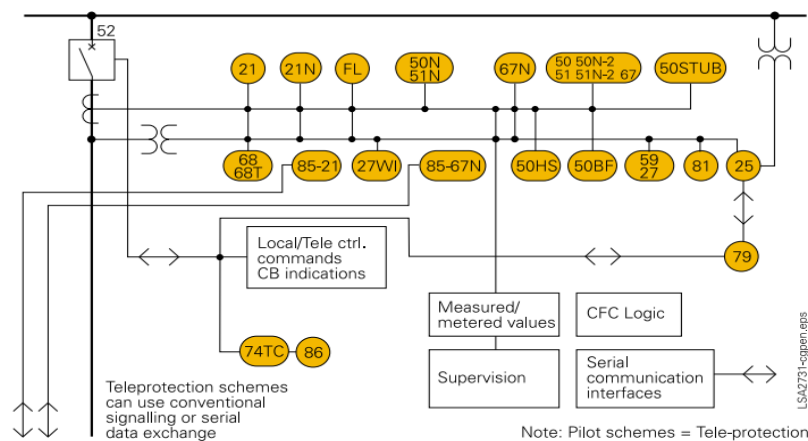


Figure 3-1 Schéma technique de relais 7SA612

Tableau 3-1 : Liste des fonctions protections du relais 7SA612

Code	Fonctions protection
21/21N	Distance protection
50N/51N 67N	Protection directionnelle de défaut de terre
50/51/67	Protection de surintensité
50 STUB	STUB-bus surintensité
68/68T	La détection d'oscillation de puissance / déclenchement
85/21	Télé protection pour la protection de distance
27WI	Protection Weak-infeed
50HS	Protection SOTF
50BF	Protection contre les défaillances de disjoncteur
59/27	Protection Surtension / sous-tension
81O/U	Protection Over/under fréquence
25	Fonction synchro-check
79	Auto- Réenclencheur
74TC	Supervision du circuit de déclenchement (Trip circuit supervision)
86	Verrouillage Lockout (CLOSE command interlocking)

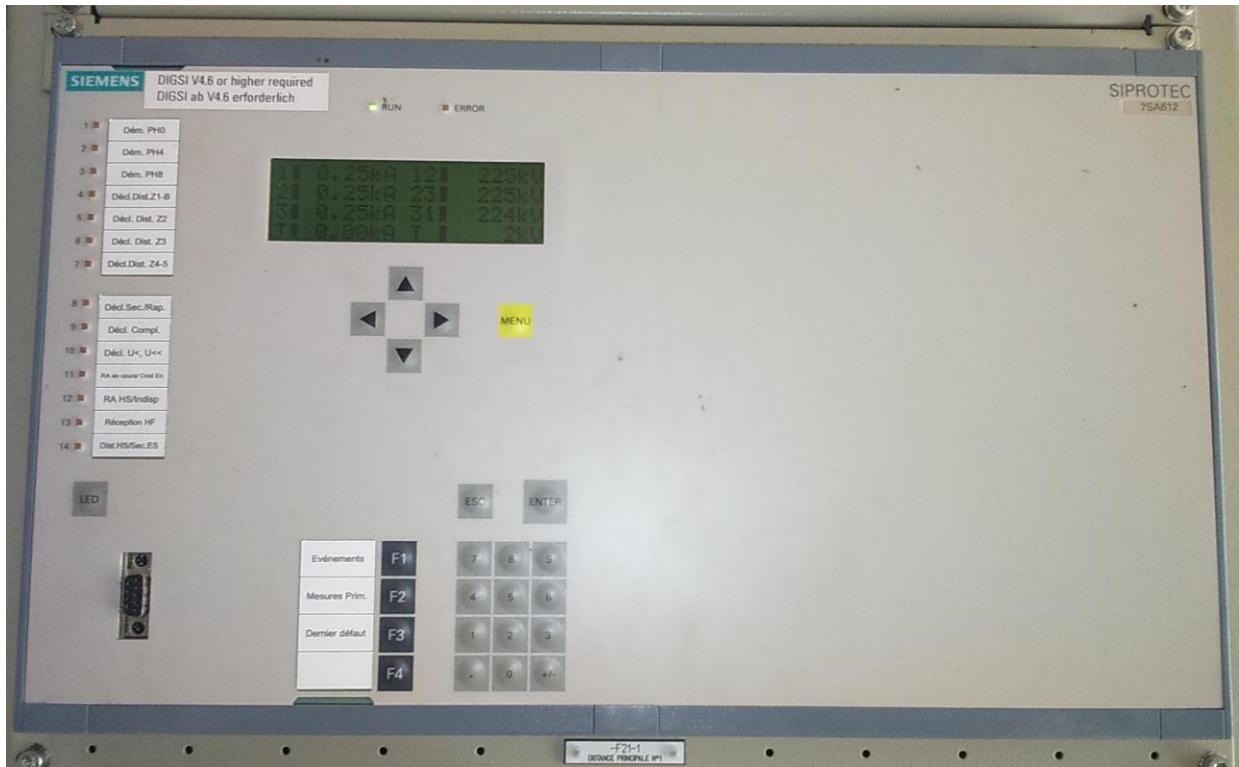


Figure 3-2 Image de la protection de distance 7SA612

3.3.2. Droites caractéristiques de déclenchement

Les zones de déclenchement de la protection 7SA511 ont un caractéristique polygone. Elles sont constituées par la droite directionnelle par deux limites représentant la réactance et séparément et indépendamment l'un de l'autre [23].

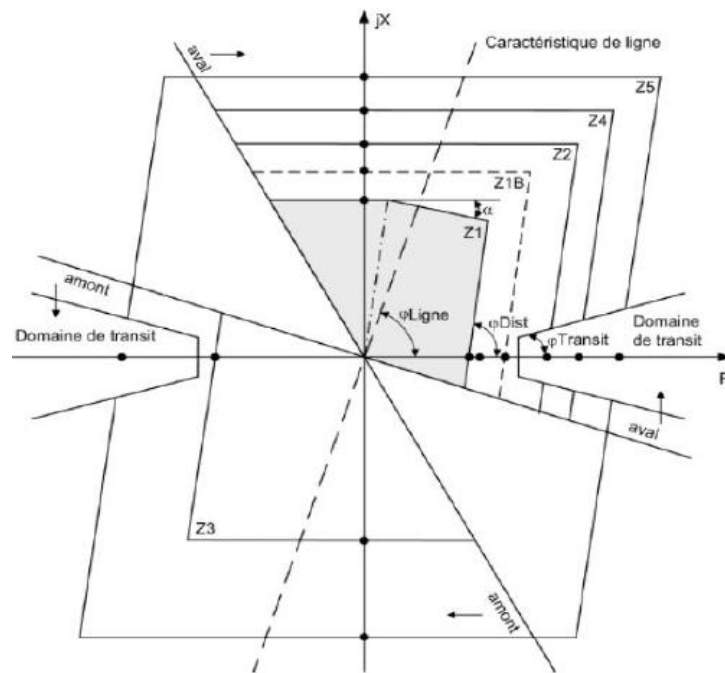


Figure 3-3 : Caractéristique de déclenchement de la protection 7SA612

3.3.3. Paramètres des Zones [20]

- Zone 1: 80 % Z_L
- Zone 2: 120 % Z_L
- Zone 3: 140 % Z_L
- Zone 4: 40% Z_L

3.3.4. Description de la protection de distance D60 [23]



Figure 3-4 Image de la protection de distance GED D60

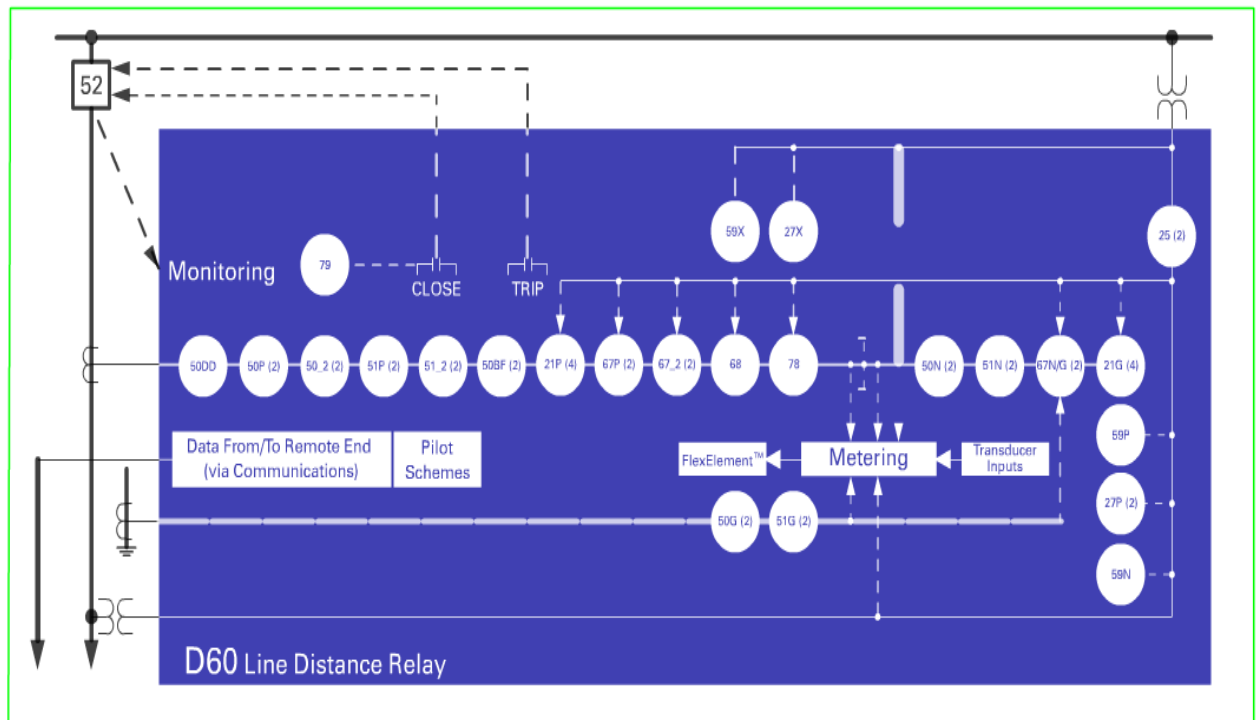


Figure 3-5 Schéma technique de relais D60

3.3.5. Droites caractéristiques de déclenchement :

Les zones de déclenchement de la protection D60 ont un caractéristique polygone. Elles sont constituées par la droite directionnelle par deux limites représentant la réactance et séparément et indépendamment l'un de l'autre.

3.3.6. Paramètres des Zones

- Zone 1: 80% de l'impédance de la ligne protégée
- Zone 2: 120% de l'impédance de la ligne protégée
- Zone 3: 140% de l'impédance de la ligne protégée
- Zone 4: Désactiver
- Zone 5: Direction amont pour couvrir 40% de l'impédance

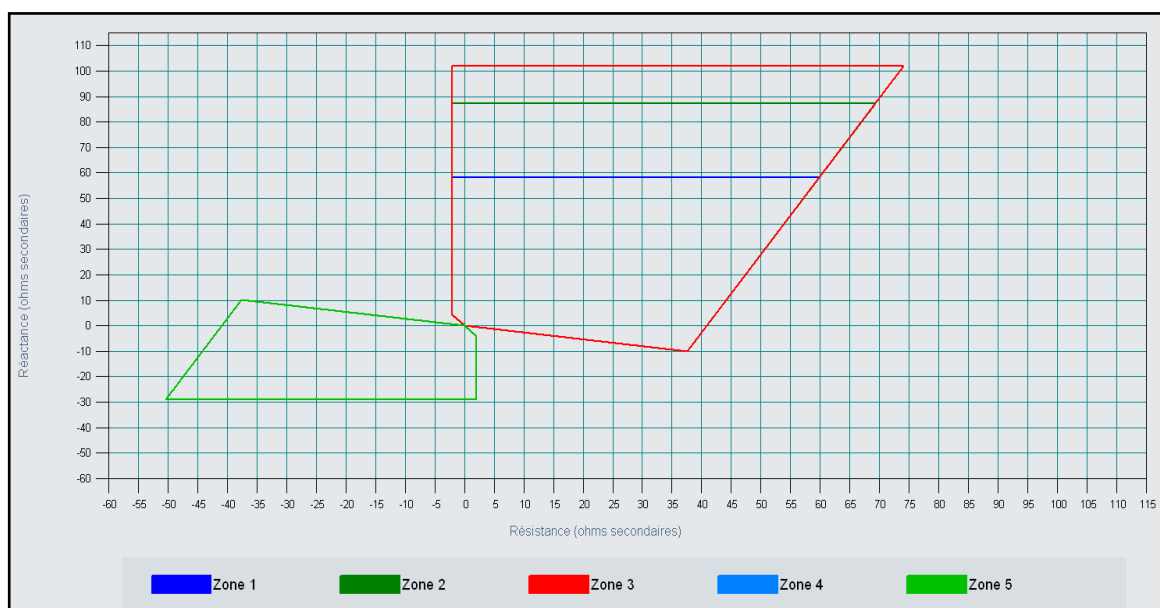


Figure 3-6 : Caractéristique de déclenchement de la protection GE D60

3.3.7. Réglage protections

Tableau 3-2 : Les données de la ligne 220kv bouira/illiten

Données	Valeurs	Définitions
Rtp	220000/100	Rapport transformateur de tension primaire/secondaire
Rtc	600/5	Rapport transformateur de courant primaire/secondaire
S1	7km-570mm ² 24.5km-2*570mm ²	Section des câbles
Rlbt	0.19 ohm	Résistance de la ligne en basse tension
Xlbt	0.56 ohm	Réactance de la ligne en basse tension
Zlbt	0.59 ohm	Impédance de la ligne en basse tension
R0	0.38 ohm/km	Résistance homopolaire linéique
X0	1.15 ohm/km	Réactance homopolaire linéique
L	31.5 km	Longueur de la Ligne
R Arc(p-p)	60 ohm	Résistance d'arc entre phase
R Arc (ph-t)	100 ohm	Résistance d'arc entre phase et terre
R Arc (pyl)	0.02 ohm	Résistance d'arc du pylone
K _Z	= RTP/RTC	Coefficient d'impédance

Tableau 3-3 : Réglages à afficher sur les protections de distance 7SA612 et D60

Zone	Pourcentage	Valeurs de réglage	Temps de déclenchement
Protection de distance 7SA612 (PP1) fonctionnement en réactance			
X1 aval	80%*Xlb	0.45 Ω	0 s
X2 aval	120%*Xlb	0.68 Ω	0.3 s
X3 aval	140%*Xlb	0.78 Ω	1.5 s
X4 (ammont)	40%*Xlb	0.22Ω	3 s
Protection de distance D60 (PP2) fonctionnement en impédance			
Z1 aval	80%*Zlb	0.47 Ω	0 s
Z2 aval	120%*Zlb	0.71 Ω	0.3 s
Z3 aval	140%*Zlb	0.83 Ω	1.5 s
Z4 (ammont)	40%*Zlb	0.24Ω	3 s

Le réglage des résistances est le même pour les deux protections :

$$RR1=RR2=RR3=1.83\Omega \quad \text{pour les défauts biphasés avec } R_{arc}=60\Omega$$

$$RRE1=RRE2=RRE3= 2.92\Omega \quad \text{pour les défauts monophasés } R_{arc}=100\Omega$$

- ❖ Réglages à afficher sur la Max de I (fonction intégrée dans PP1 et PP2)

$$I_r = 1.5 \cdot I_N \quad T = 0.2s$$

Cette protection ne fonctionne que dans le cas de blocage de la fonction distance

- ❖ Réglages à afficher sur la protection Max de I secours :

$$I_r = 1.5 I_N \quad T = 0.2s$$

3.4. Application

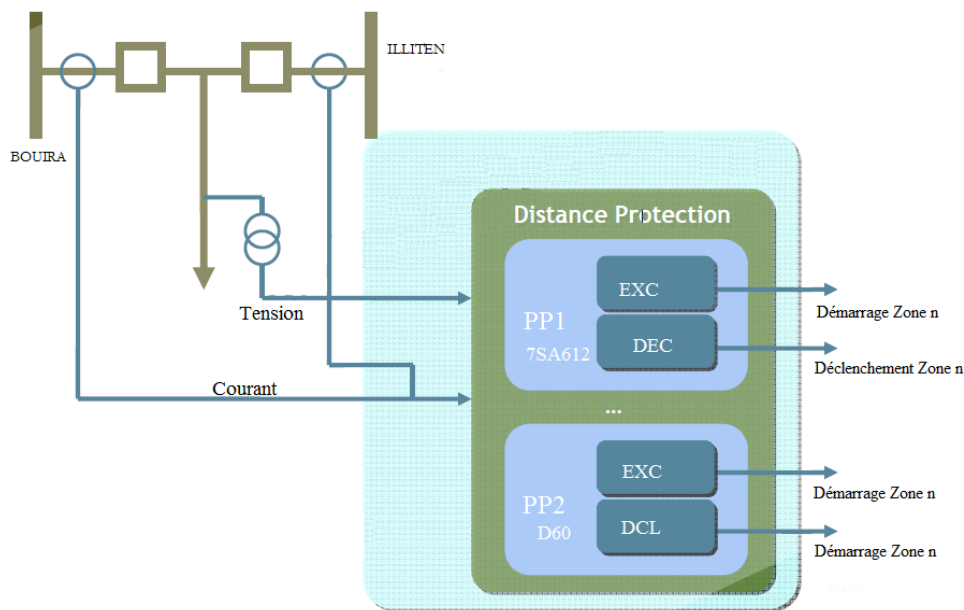


Figure 3-7 : schéma de principe du circuit protections

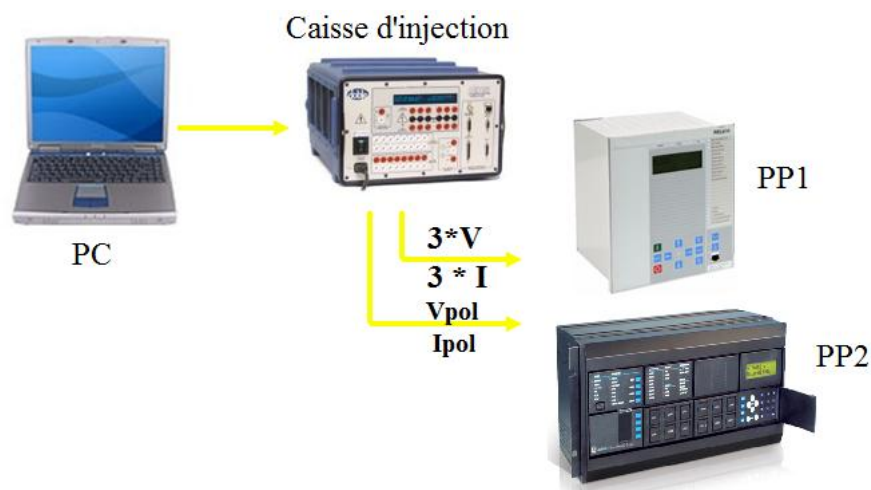


Figure 3-8 : système d'essais protection

Sur la base des valeurs mesurées et déposées dans l'enregistrement de défauts, on calcule d'autres valeurs telles que les impédances directes, les valeurs effectives ...etc. Avec les signaux binaires, ces valeurs de mesure et de calcul sont représentées sous forme graphique et regroupées au choix sur les affichages suivants :

- Signaux en fonction du temps
- Images de pointeur
- Lieux géométriques
- Harmoniques
- Localisateur de défauts

3.4.1. Signaux de temps

L'essai a été faite par injection d'un défaut (court-circuit) monophasé sur la première phase.

A $t = -0,15$ s l'injection de défaut

A $t = 0$ s excitation de déclenchement disjoncteur

Les phases 1, 2 et 3 sont nommées 0, 4 et 8 suivant l'indice horaire.

3.4.1.1. Valeurs Efficaces Primaire

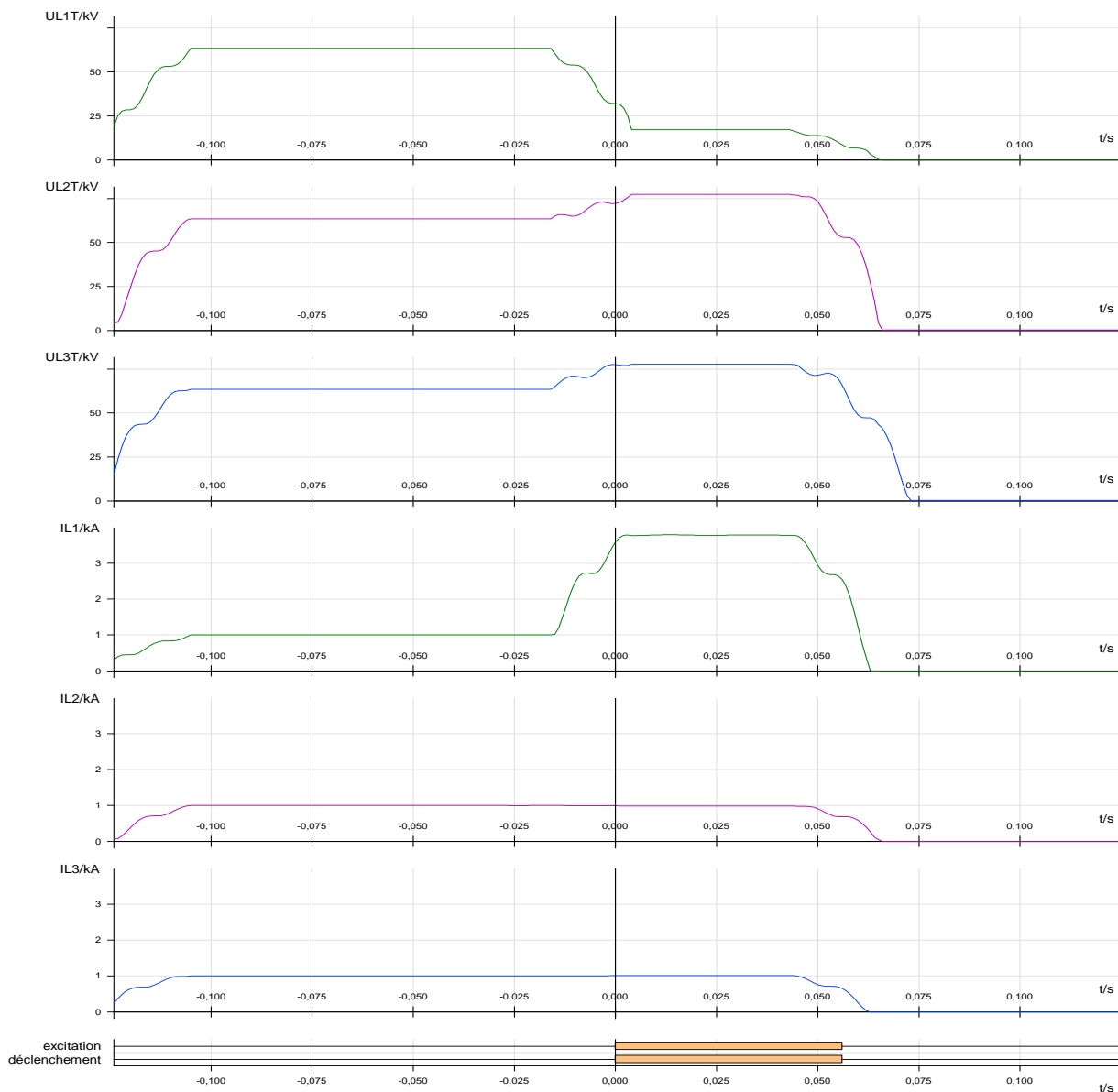


Figure 3-9 : Formes des tensions et courants au moment de défaut

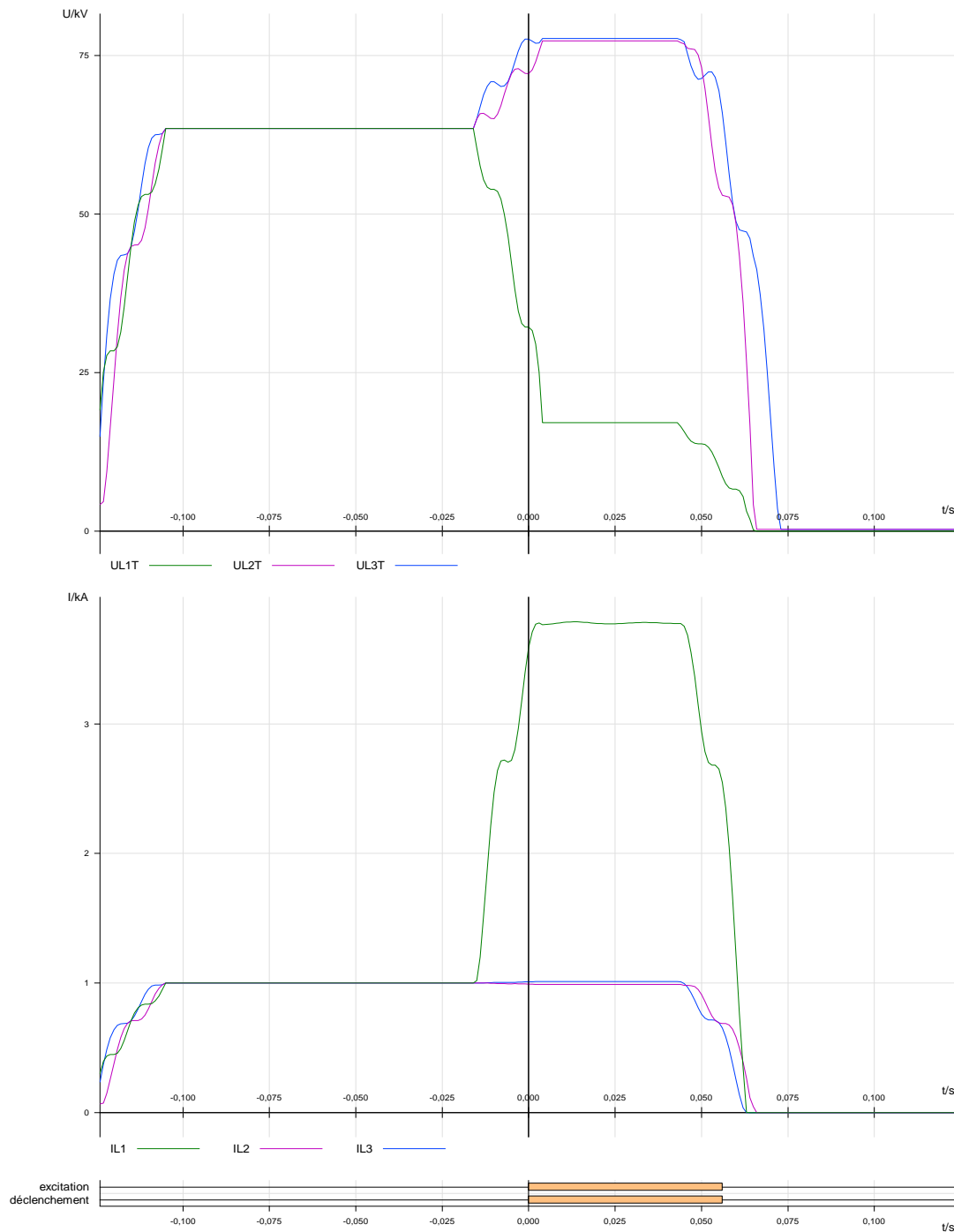


Figure 3-10 : Comparaison des tensions et courants des trois phases

Sur la courbe U_{IL1T} , un écrasement de tension avec une forme aléatoire implique la présence d'un court circuit sur la phase (0), la protection à excite le déclenchement du disjoncteur après avoir localisé le défaut. Après échéance d'un temps de 40ms, l'ouverture de disjoncteur à éliminé le défaut et ouvre les trois phases. Sur les courbes de U_{2LT} et U_{3LT} une légère sur tension apparue par conséquence de défaut. Le courant de phase (0) augmente à une valeur très importante qui dépend de la résistance de défaut avant l'ouverture de disjoncteur par contre le courant dans les phases saines est toujours stable.

3.4.1.1. Valeurs Instantanées Primaire :

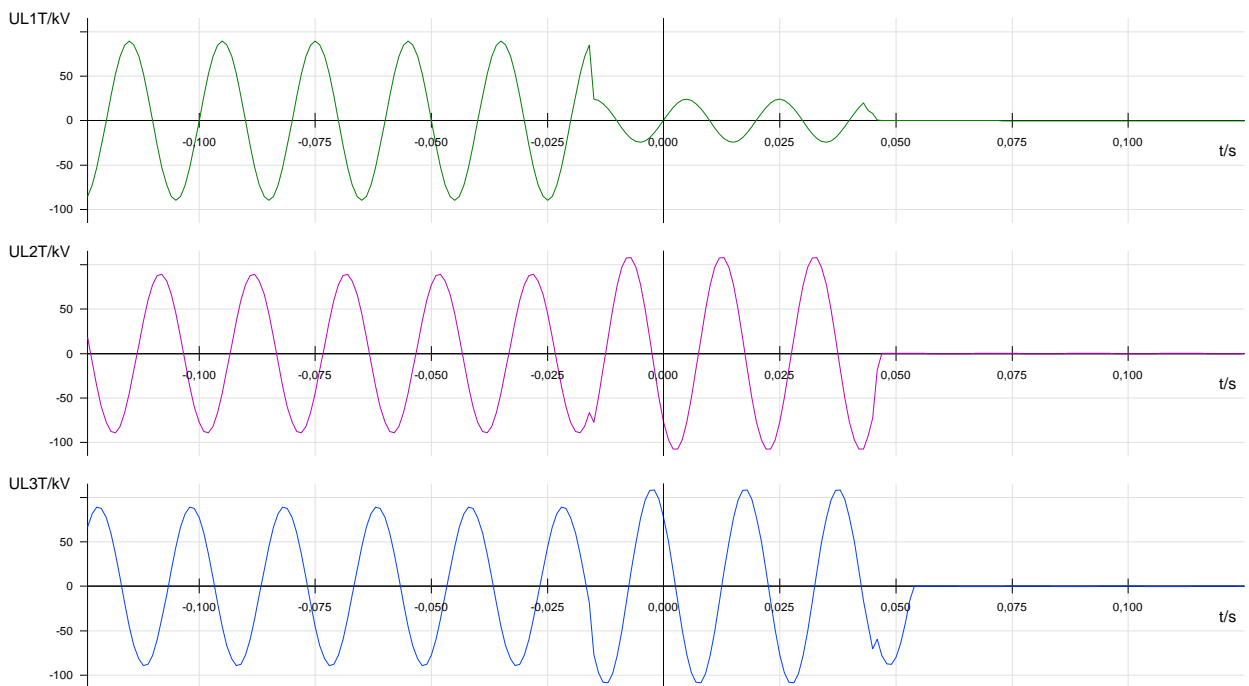


Figure 3-11 : Valeurs instantanées des tensions de la ligne

La figure (3-11) montre que la tension phase (0) reste toujours sinusoïdale au moment de défaut avec des valeurs minimales, le défaut a provoqué une légère perturbation au niveau des phases 4 et 8.

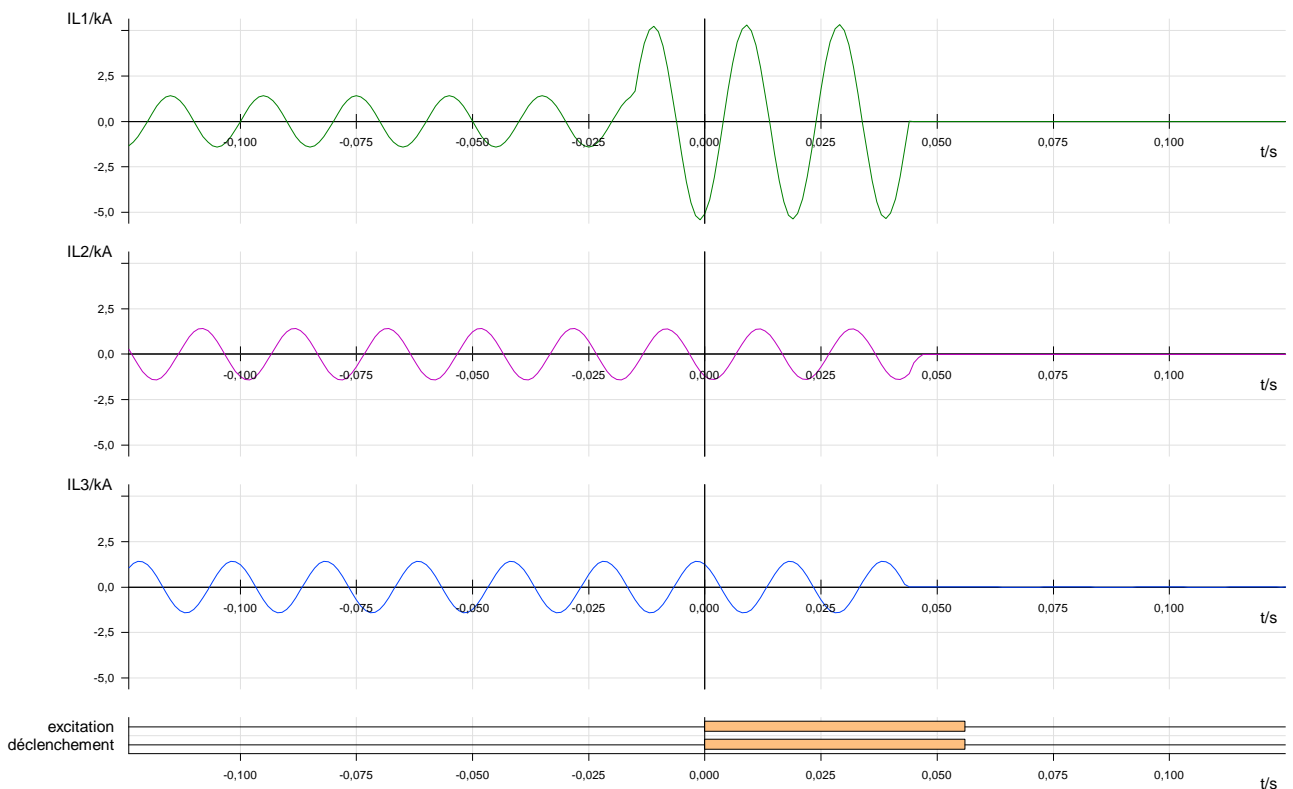


Figure 3-12 : Valeurs instantanées des courants de la ligne

La même chose pour le courant de court circuit à une forme sinusoïdale sur la figure (3-12) jusqu'à une valeur de 4kA, la rapidité de la protection à permet d'isolé le défaut à 50 ms.

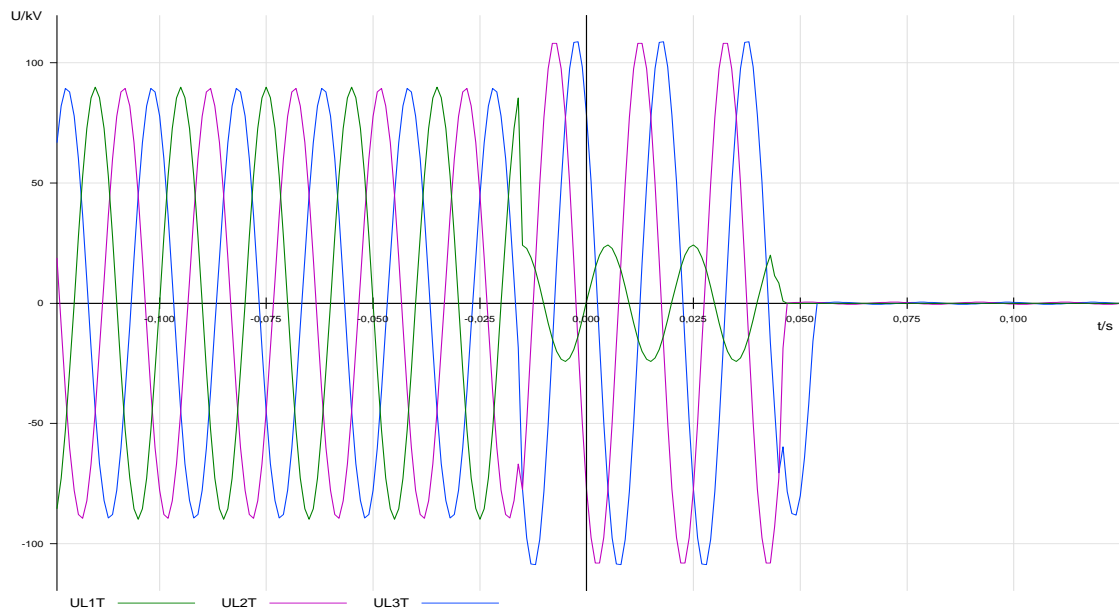


Figure 3-13 : Comparaison des valeurs instantanées des tensions

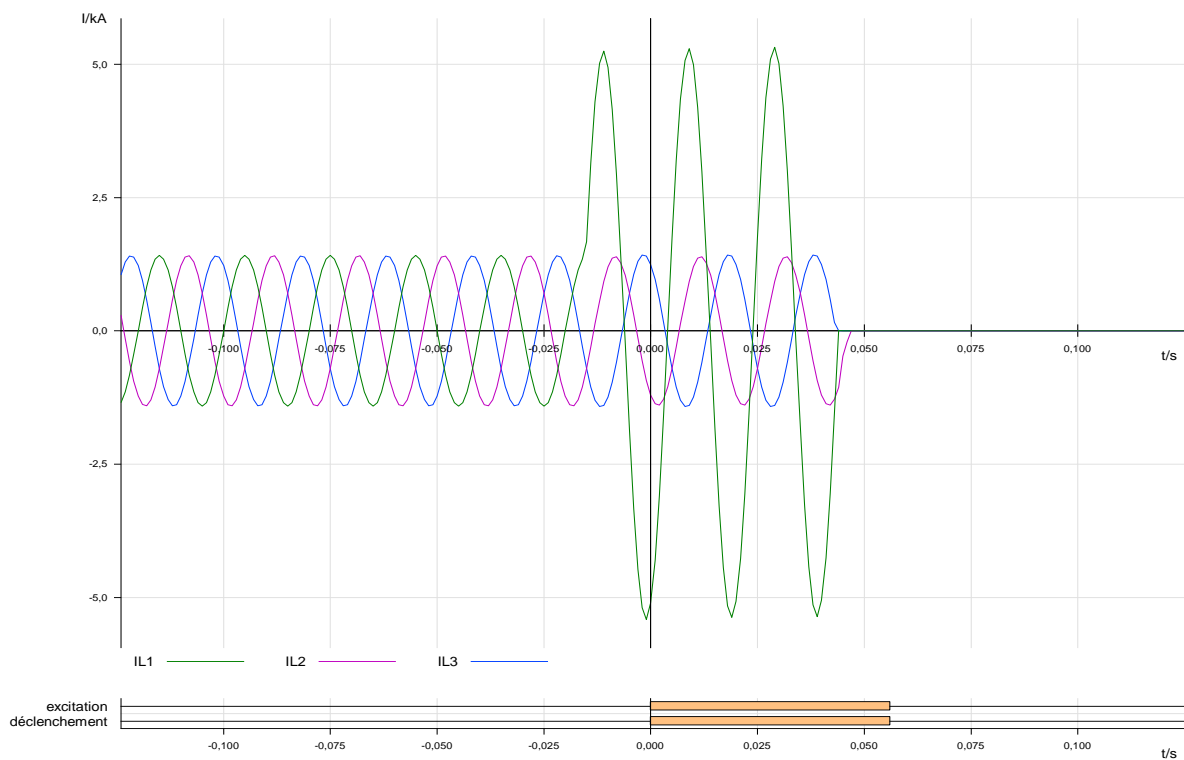


Figure 3-14 : Comparaison des valeurs instantanées des courants

Les figures (3-13) et (3-14) nous montrent le changement important des grandeurs tension et courant dans la phase 0 par rapport aux autres phases.

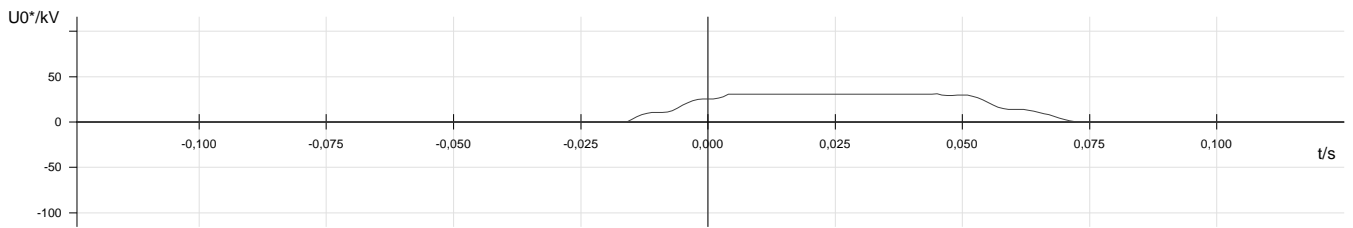


Figure 3-15 : forme de la tension homopolaire

Au moment de court circuit le système des tensions est déséquilibré, ce qui implique l'apparition d'une tension résiduelle à la terre égale à la somme vectorielle des trois tensions ce qui sera présenté dans la figure (3-19).

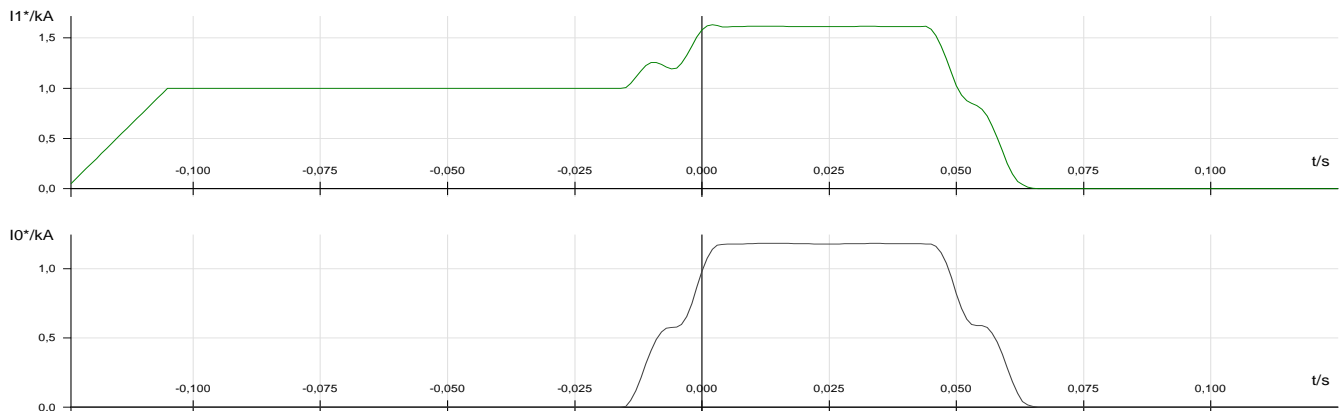


Figure 3-16 : Comparaison de courant résiduel avec le courant de la phase (0).

Sur les deux courbes de la figure (3-16) on remarque que les deux courants ont la même forme au moment de défaut, l'augmentation en courant sur la phase 0 égale la valeur du courant I0.

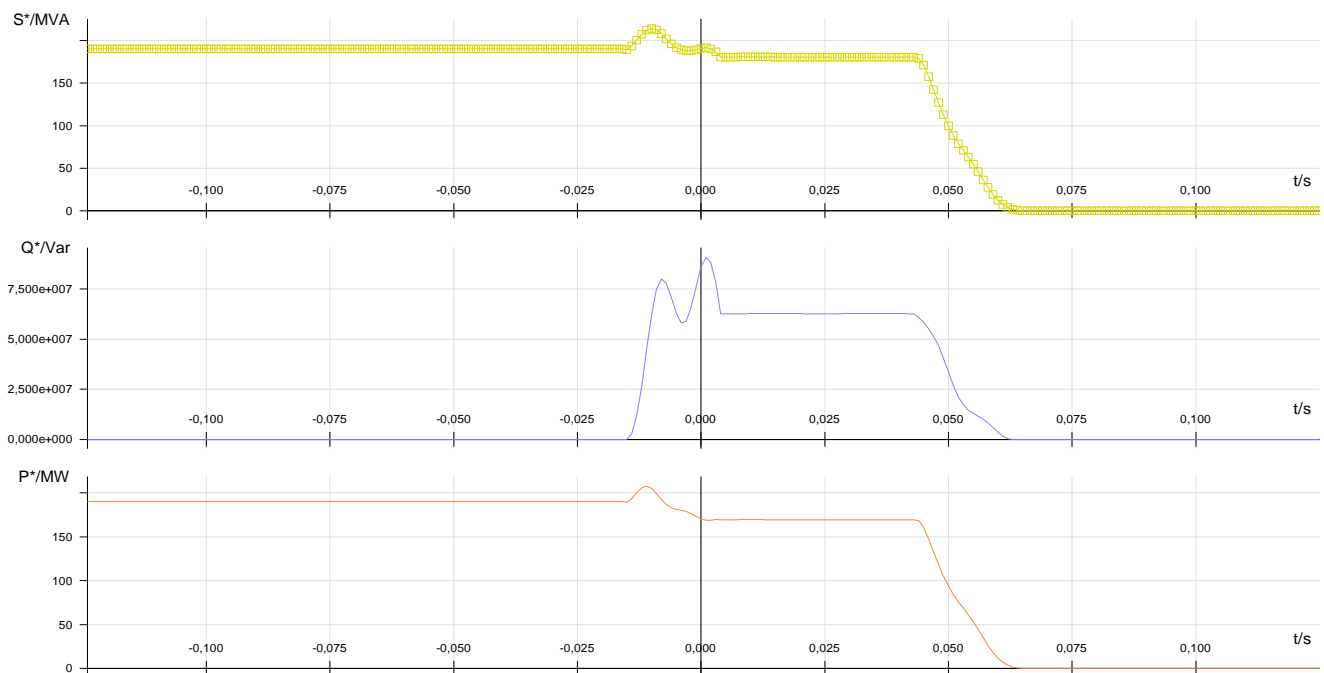


Figure 3-17 : Visualisation de système des puissances

Par sa nature, un court circuit demande du réseau une puissance réactive suite à la nature de circuit en défaut et la négligence de la composante résistive devant la composante inductive, la courbe (3-17) nous explique l'augmentation du réactif au moment de défaut et la baisse en puissance actif. Sur la forme de la puissance apparente, on remarque une perturbation avec diminution en valeur qui dépend du courant de court circuit de la ligne.

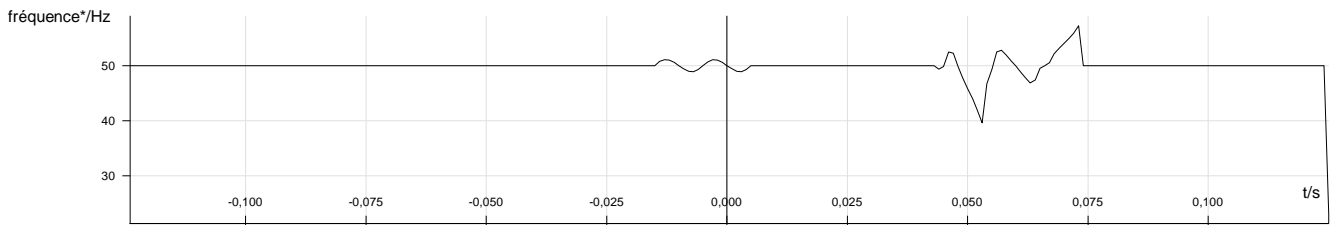


Figure 3-18 : Forme de la fréquence

Sachant que la fréquence est liée directement aux générateurs de production, on a enregistré une légère perturbation sur cette dernière au moment d'apparition de défaut et une autre assez grande au moment d'ouverture de disjoncteur.

3.4.1.2. Diagramme vectoriel des valeurs Primaire

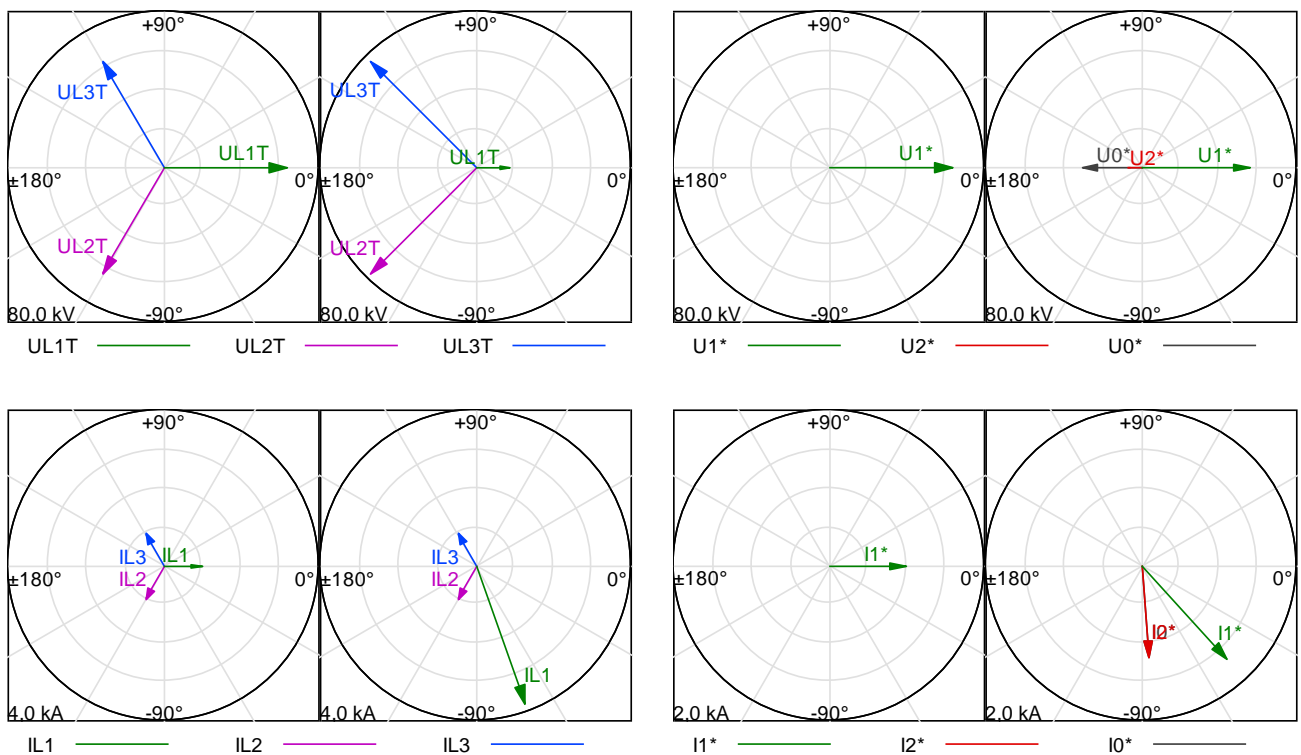


Figure 3-19 : Visualisation vectorielle des tensions et courants avant et au moment de défaut

Ce résultat nous montre la variation en vecteur et en angle des tensions et courants de la ligne, ce qui a été discuté sur les courbes précédentes. Le déphasage des tensions saines est de $\pm 15^\circ$ sur la représentation des tensions ligne par contre les courants saines restent en phase.

La tension homopolaire de la ligne résultante est opposée à la tension de la phase (0).

La composante homopolaire du courant ligne à une valeur importante avec un angle de -90° , c'est la somme des trois vecteurs courants.

3.4.2. Diagramme d'impédance

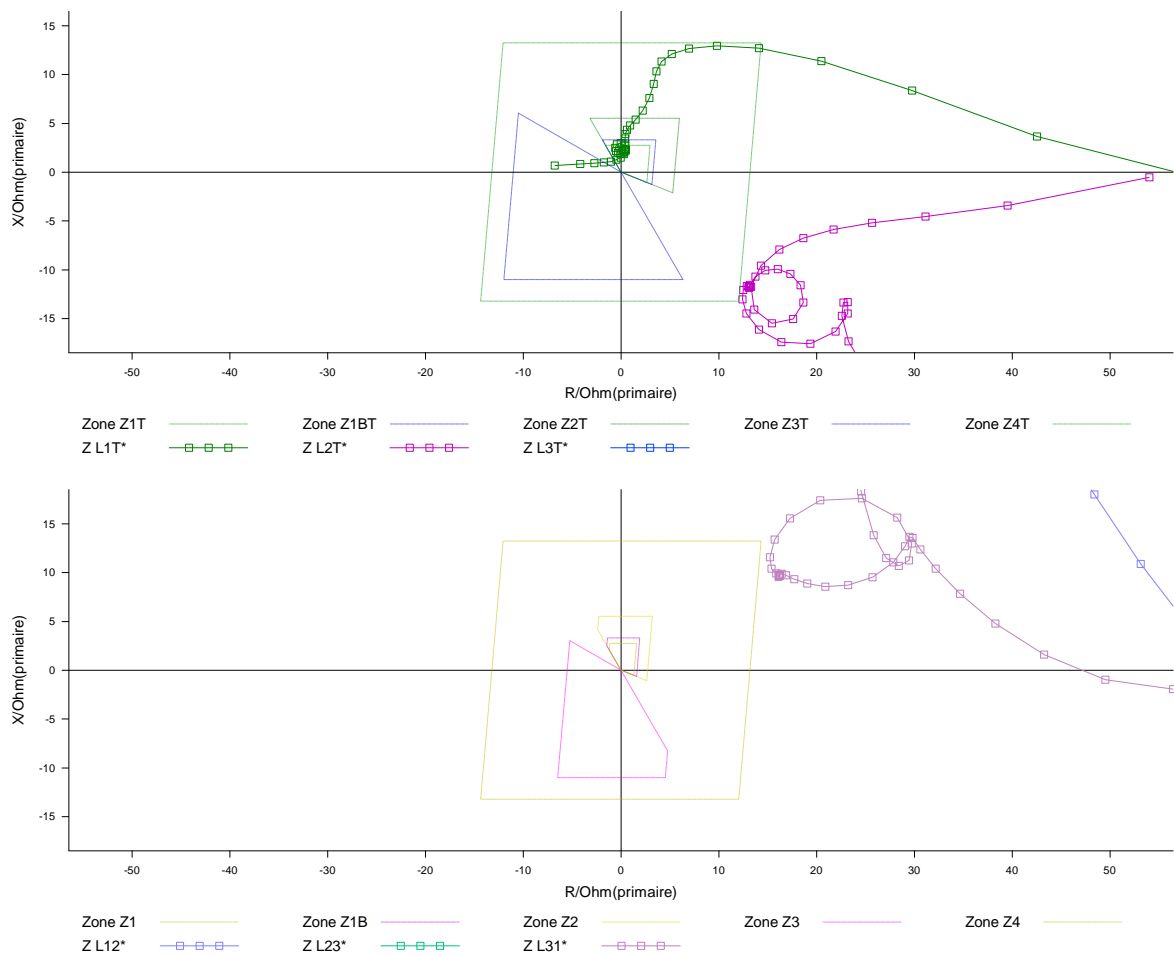


Figure 3-20 : Variation de l'impédance dans le plan R.X

La courbe en dessus est la vision monophasée de la protection, elle figure la variation de l'impédance dans le plan R.X, à l'apparition de défaut les valeurs de R et X sont grande ensuite avec l'évolution de défaut, les valeurs R.X commencent a se diminues jusqu'à des valeurs minimales à l'intérieur de la première zone qui représente un défaut monophasé en premier stade implique le déclenchement instantané.

Le point de déclenchement Z indique que la résistance de la ligne est très petite devant la réactance au moment de défaut.

La deuxième forme de la figure 3-16 représente la vision de la protection en biphasé, la courbe de Z est en dehors des zone de protections ce qui implique l'absence de défaut bi ou triphasé

3.4.3. Localisateur de défaut

Les caractéristiques de défaut affichées par la protection à son extrémité sont :

Type=L1T ; lieu=10.2Km ; $I_f=3.5\text{KA}$; $R_f=0.2\text{Ohm}$

C'est un défaut monophasé terre à une distance de 10.2 km avec une résistance de défaut égale à 0.2 ohm et un courant de défaut égal à 3.5 KA.

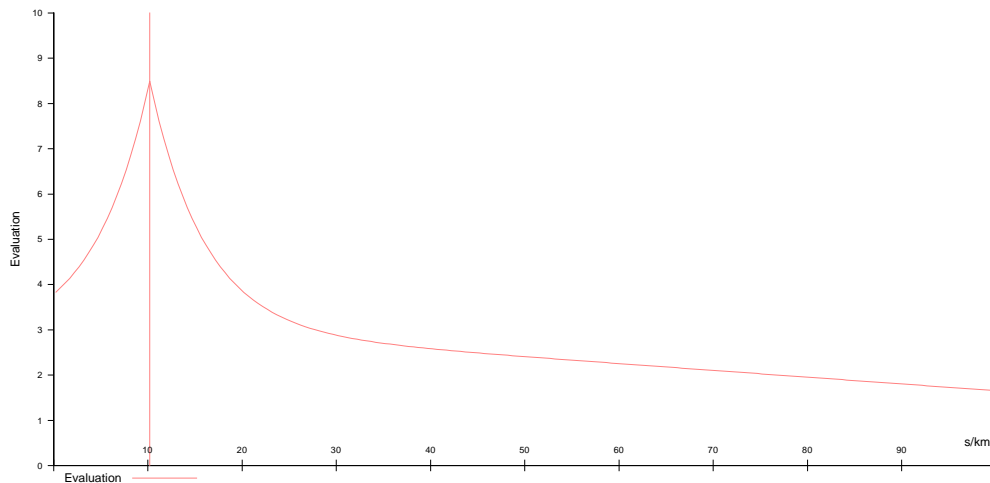


Figure 3-21 : Représentation de point de défaut

La localisation de point de défaut se fait par la valeur d'impédance au moment de court circuit, en divisant l'impédance de défaut par l'impédance linéaire au kilomètre on trouve la distance de défaut, c'est la fonction localisateur de défaut dans la protection de distance.

3.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats obtenus par un essai de la protection distance avec les paramètres de la ligne bouira/illiten cité précédemment, Après la réalisation pratique on constate que l'utilisation des protections numériques, dans le système de protection offre plusieurs avantages par rapport aux protections électromécaniques et statiques en termes de la détection rapide, meilleure fiabilité avec, un accès confortable à la programmation et l'exploitation facile des résultats.

Chapitre 04

APPLICATION SUR LES TRANSFORMATEURS ET LES DEPARTS HTA

4.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter les caractéristiques, la philosophie de réglage et les essais réels des différents types de protection des transformateurs THT/HT reliant le réseau de transport avec celui de réparation installés au poste 220/60/30/10KV THAMEUR ainsi les départs HTA et le réseau de distribution alimentant la région de BOUIRA.

4.2. Présentation de la Caisse d'essais [23]

De marque ISA et de type DRTS.6, est un équipement à six phases automatique de tests de relais et un système de simulation. Il permet les tests automatiques de tout relais de protection utilisé dans les réseaux moyenne et haute tensions, ainsi que les tests de convertisseurs, compteurs d'énergie et des qualimètres.

Par rapport aux versions qui l'ont précédé, DRTS.6 a les performances additionnelles suivantes.

- ❖ Six courants de sortie en lieu de trois : en totale, nous avons six sources de courant, quatre de tension, et la sortie de tension continue auxiliaire.
- ❖ L'équipement permet de contrôler neuf courants au même temps : cela permet l'essai des protections différentielles des transformateurs avec deux secondaires.
- ❖ L'équipement permet de contrôler six courants et six tensions au même temps.

L'équipement DRTS.6 fonctionne connecté à un ordinateur via le port série RS232, aussi via le port USB. Le programme résident FWH2, enregistré sur une mémoire FLASH EPROM, permet à l'équipement d'interpréter toutes les commandes reçues de l'ordinateur et de transmettre les résultats des tests.

4.2.1. Connexions de l'équipement DRTS.6

- Alimentation du réseau (phase, neutre et terre) ;
- Quatre sorties de tension, avec neutre en commun ;
- Six sorties de courant, avec neutre en commun ;
- Une sortie de tension auxiliaire continue, isolée des autres sorties ;

- Dix contacts d'entrée de déclenchement, en deux groupes : C1-C4-IMP1 et C5-C8-IMP2, avec deux points de zéro isolés ;
- Quatre contacts temporisés, sans point commun ;
- Interface série RS232 et porte USB ;
- Quatre entrées de mesure (prévus pour l'option): deux pour les courants (bas et haut) et deux pour les tensions (basse et haute) ;
- Un connecteur EXT AMP à 23 pôles, avec les signaux pour les modules auxiliaires ;

4.2.2. Face avant de l'équipement DRTS.6:

On trouve aussi sur la face avant :

- Un interrupteur d'alimentation.
- Quatre voyants de l'état de l'instrument.
- Huit voyants de l'état des entrées C1-C8 (allumé si l'entrée est fermée).
- Deux voyants pour les entrées libres ou sous tension (allumé = sous tension).
- Quatre voyants de l'état des sorties A1-A4 (allumé si le contact est fermé).
- Un voyant pour chaque sortie tension et courant, qui s'allume si la sortie est active.

4.2.3. Raccordement de la caisse :

Le raccordement de la caisse avec la protection ne fait à travers une boîte d'essai, cette dernière regroupe les contacts d'entrée et sortie de la protection pour faciliter le câblage de la caisse et d'éviter chaque fois le serrage et desserrage des boulons de fixation de la filerie à chaque opération d'essai protection. La figure (4-1) visualise le système au moment d'injection sur les protections d'une travée transformateur THT/HT.



Figure 4-1 : Visualisation de la caisse a cours des essais

4.3. Transformateur 220/60/10KV N°1 au poste THAMEUR

Trois transformateurs de puissance à trois enroulements THT/HTB/HTA identiques sont installés au poste THAMEUR fonctionnant parallèlement en alimentant le jeu de barre 60KV. Dans ce qui suit un seul transformateur qui sera présenté [20].

4.3.1. Caractéristiques du transformateur

Tableau 4-1 : Caractéristiques du transformateur 220/60/10KV N°01

Désignation	Définition
Tension nominale THT/HT/MT	220/60/10 KV
Courant nominal	315/1120/55 A
Puissance nominale	120/120/1 MVA
Fréquence	50 Hz
Couplage	YNynO d11
Mode de réglage de tension	En charge coté 220 KV
Nombre de gradin (position)	27
Tension réseau maximal THT/HT/MT	245/72.5/17.5 KV
Tension en court circuit 12.5 %	27.5KV
Courant de court circuit	11 KA
Puissance de court circuit	2015 MVA
Rapport TC busching	Coté THT : 200-400/1 Coté HT : 700-1400/1 Coté MT : 150-300/1
Self coté 10KV	40MVA
Transformateur de service auxiliaire	10/0.22KV - 250KVA
Refroidissement	ONAN/ONAF

4.3.2. Réglage et essai de la protection différentielle (MICOM P632)

C'est une protection principale aussi importante que les protections internes, elle a une sélectivité absolue, il lui est demandé, en plus, d'être stable vis-à-vis les défauts extérieurs. En présence de plusieurs paramètres tel que les erreurs des réducteurs de mesure, les rapports de transformation et le courant à vide, il est impossible d'obtenir un courant différentiel nul, à cet effet, la protection à pourcentage est la mieux adaptée sur les transformateurs, Le courant différentiel limite de fonctionnement peut être réglé entre 20 et 50 % du courant nominal de la protection.

Le couplage étoile-étoile des enroulements 220 et 60 KV avec mise à la terre des neutres, les courants primaire et secondaire sont en phase, un couplage étoile-triangle aurait nécessité un couplage triangle à l'entrée des transformateurs de recalage pour rattraper le déphasage entre les deux courants.

Le réglage des transformateurs de recalage TCA permet d'avoir des courants égaux en phase à l'entrée du relais de protection i_{11} et i_{22} .

- ❖ Courant d'entrée du relais au primaire :

Le rapport TC THT : 300/1

Le secondaire du TC fournit un courant $i_1 = 1\text{A}$

Donc le courant de sortie du TCA : $i_{11} = 1\text{ A}$.

- ❖ Le courant de charge coté HT :

$$I_{\text{chHT}} = I_{\text{chTHT}} \times U_1/U_2 \quad [4-1]$$

$$I_{\text{chHT}} = 300 \times 220/60 = 1100\text{ A}$$

- ❖ Le courant d'entrée du relais au secondaire :

$$i_2 = I_{\text{chHT}} / K_i \quad [4-2]$$

$$i_2 = 1100/1400 = 0.78\text{ A}$$

K_i : rapport du TC au secondaire

- ❖ Pour que i_{11} égal $i_{22} = 1\text{ A}$:

$$n_2 \times i_2 = n_{22} \times i_{22} \quad [4-3]$$

$$n_2 / n_{22} = i_{22} / i_2 = 1 / 0.78 = 1.28 \text{ C'est le rapport de transformation du TCA 2}$$

Pour des TCA de marque siemens, on trouve :

Pour TCA1 : $n_1 = n_{11} = 26$ spires

Pour TCA2 : $n_2 = 26$ spires ; $n_{22} = 20$ spires

La sensibilité de la protection est réglée à :

$$I_s = 30\% \times I_n \quad [4-4]$$

A $t = 0\text{ s}$, déclenchement des disjoncteurs d'encadrement.

Dans les protections différentielles numériques, les TCA de recalage sont intégrés à l'intérieure des protections.

4.3.3. Réglage des protections à maximum de courant

❖ *Maximum de courant coté THT 220 KV*

Rapport TC : 400/1

Type de protection : MICOM P141

Le courant nominal au primaire : $I_{n-THT} = 314.95 \text{ A}$

Le courant de court circuit maximal : $I_{cc-max} = 2050 \text{ A}$

Calcul de seuil violant :

$$I_R \gg = 1.3 \times I_{cc-max} \quad [4-5]$$

$$I_R = 1.3 \times 2050 = 2665 \text{ A}$$

La valeur en BT : $I_{BT} \gg = 6.66 \text{ A}$

A $T=0 \text{ s}$ ouverture des disjoncteurs d'encadrement THT et HT

Avec :

I_R : Le courant de défaut

I_{cc-max} : Le courant de court circuit maximal

Calcul de seuil normal :

$$I_R > = 1.3 \times I_{n-THT} \quad [4-6]$$

$$I_R = 1.3 \times 314.95 = 409.43 \text{ A}$$

La valeur en BT : $I_{BT} > = 1.02 \text{ A}$

$$T = T_{HT} + \Delta T \quad [4-7]$$

A $T=3.5 \text{ s}$ ouverture des disjoncteurs d'encadrement THT et HT

Avec : I_{n-THT} est le courant nominal coté THT 220KV

❖ *Maximum de courant coté HT 60 KV (surcharge)*

Rapport TC : 1400/1

Type de protection : GE- F650

Le courant nominal au secondaire : $I_{n-HT} = 1099.75 \text{ A}$

Calcul de seuil normal :

$$I_R \geq 1.3 \times I_{n-HT} \quad [4-8]$$

$$I_R = 1.3 \times 1099.75 = 1429.67 \text{ A}$$

La valeur en BT : $I_{BT} \geq 1.02 \text{ A}$

$$T_{HT} = T_{DEP} + \Delta T \quad [4-9]$$

T_{DEP} : Le temps le plus élevé réglé sur les départs 60 KV

A $T=3 \text{ s}$ ouverture des disjoncteurs d'encadrement THT et HT

❖ **Maximum de courant coté MT 10 KV (tertiaire)**

Rapport TC : 150/1

Type de protection : siemens 7SJ6001

Le courant nominal au tertiaire : $I_{n-MT} = 13.75 \text{ A}$

Calcul de seuil normal :

$$I_R \geq 1.2 \times I_{n-MT} \quad [4-10]$$

$$I_R = 1.2 \times 13.75 = 16.5 \text{ A}$$

La valeur en BT : $I_{BT} \geq 0.11 \text{ A}$

A $T=0.5 \text{ s}$ ouverture des disjoncteurs d'encadrement THT et HT

4.3.4. Réglage De la protection de surcharge thermique

La surcharge thermique c'est une fonction combiné en la température d'enroulement et le courant de charge inversement proportionnelle suivant une forme exponentielle.

4.3.5. Réglage De la protection masse cuve TSA

Rapport TC : $RTC = 100/1$

$$I_{R-HT \max} = 50 \text{ A}$$

$$I_{R-BT \max} = 50/100 = 0.5 \text{ A}$$

A $t = 0 \text{ s}$, déclenchement des disjoncteurs d'encadrement transformateur

NB : La protection du TSA ouvre les disjoncteurs d'encadrement transformateur de puissance car ce dernier fait partie du transformateur de puissance par son alimentation en biberon.

4.3.6. Protection internes

Ce type de protection sont d'origine réglées par le constructeur, ils n'ont pas de relation avec les paramètres du réseau mais uniquement par les caractéristiques du transformateur.

4.3.6.1. Protection avec déclenchement sans alarme

Le mot sans alarme implique l'isolement instantané du transformateur pour préserver les matériels et éviter l'explosion du transformateur suite à la perte d'isolement ou par surpression interne.

❖ *BUCHHOLZ régleur en charge*

Suite au gaz accumulé au relais buchholz, un contact se ferme et donne l'ordre de déclenchement aux disjoncteurs d'encadrement transformateur. Un déclenchement sans alarme a cause de changement des contact et des prises à l'intérieur de la cuve.

❖ *Soupape de surpression*

En présence de surpression à l'intérieur du transformateur, la soupape de surpression ferme un contact qui donne l'ordre de déclenchement aux disjoncteurs d'encadrement transformateur

4.3.6.1. Protection avec alarme et déclenchement

❖ *BUCHHOLZ transformateur*

Son principe est le même avec le buchholz régleur mais avec deux seuils, un premier contact d'alarme et un deuxième pour le déclenchement.

❖ *Température d'enroulement*

Seuil d'alarme : $T_1 = 110^\circ\text{C}$

Seuil de déclenchement : $T_2 = 120^\circ\text{C}$

A T_2 , et à $t = 0\text{s}$ ouverture des disjoncteurs d'encadrement

❖ *Température d'huile*

Seuil d'alarme : $T_1 = 85^\circ\text{C}$

Seuil de déclenchement : $T_2 = 95^\circ\text{C}$

A T_2 , et à $t = 0\text{s}$ ouverture des disjoncteurs d'encadrement

4.4. Transformateur 60/30KV N°4 au poste THAMEUR

4.4.1. Protections internes

Le tableau en dessous affiche les essais des alarmes et des déclenchements des protections internes du transformateur.

Tableau 4-2 : Essais des protections internes de transformateur 60/30KV N°04

Protection	Alarme	Dt 60 KV	Dt 30 KV	Signalisation
Buchholz REG	/	ok	ok	ok
buchholz TR	ok	ok	ok	ok
T° huile	ok	ok	ok	ok
T° enroulement	ok	ok	ok	ok
Soupape de surpression	/	ok	ok	masse cuve TSA

NB : La signalisation du déclenchement par soupape de surpression est envoyée à la place de déclenchement par masse cuve TSA, sachant que le transformateur n'est pas doté d'un TSA.

4.4.2. Protections externes

Le réglage de la protection à maximum de courant est en fonction de courant de surcharge maximale et du courant de court circuit minimal.

$$\text{Pour le seuil normal : } I_{\text{surch}} < I_R < I_{\text{cc-min}}$$

$$\text{Pour le seuil violant : } I_R = 1,3 \times I_{\text{cc-max}} \quad [4-15]$$

Le réglage couramment utilisé, le cas de cet exemple est comme suit :

$$\text{Pour le suil normal : } 1,3 \times I_{\text{NTR}} \quad [4-16]$$

$$\text{Pour le seuil violant : } 6,5 \times I_{\text{NTR}} \quad [4-17]$$

❖ Réglage de la max de I coté HT

Type de protection : MICOM P141

❖ Seuil normal

TC (bushing) : 600/5A

$$I_{\text{RHT}} \geq 1.3 \times I_{\text{N maxHT}} \quad [4-18]$$

$$I_{\text{RHT}} \geq 1.3 \times 600 = 780 \text{ A}$$

$$I_{\text{RBT}} \geq 1.3 \times 5 = 6.5 \text{ A}$$

A t = 1.5 s, déclenchement disjoncteur HT et MT.

❖ **Seuil violant**

$$I_{RHT} \geq 6.5 \times I_{N \max HT} \quad [4-19]$$

$$I_{RHT} \geq 6.5 \times 600 = 3900 \text{ A}$$

$$I_{RBT} \geq 6.5 \times 5 = 32.5 \text{ A}$$

A t = 0 s, déclenchement disjoncteurs HT et MT.

Avec : $I_{N \max HT}$: Le courant maximal coté HT

I_{RHT} et I_{RBT} : Le courant de défaut en HT et en BT

❖ **Réglage de la max de I coté MT**

RTC (bushing) : 900/5A

$$I_{RMT} \geq 1.06 \times I_{N \max MT} \quad [4-20]$$

$$I_{RMT} \geq 1.06 \times 900 \geq 954 \text{ A}$$

A t = 2 s, déclenchement disjoncteur MT

Avec : I_{RMT} : Le courant de défaut en MT

❖ **Réglage de la différentielle**

Type de protection : siemens 7UT612

$$I_{\text{diff Trip}} = 30\% \times I_n$$

A t = 0 s, déclenchement des disjoncteurs d'encadrement.

Avec : $I_{\text{diff Trip}}$: Le courant différentiel dans la protection

❖ **Réglage de neutre MT**

RTC(Tore) 100/1 A

$$I_{RMT} \geq 50 \text{ A}$$

$$I_{RBT} \geq 50/100 ; I_{RBT} \geq 0.5 \text{ A}$$

A t = 1.5 s, déclenchement disjoncteur MT.

A t = 1.8 s, déclenchement disjoncteurs HT et MT.

I_{RMT} et I_{RBT} : le courant de défaut dans le neutre du transformateur.

Le tableau en dessous résume les réglages des protections externes du transformateur.

Tableau 4-3 : Essais sur les protections externes du transformateur 60/30 KV N°04

Protection	I reg (A)	t reg (s)	Phases	I essais (A)	t essais (s)	Dt 60 KV	Dt 30 KV	Signalisation
MAXIMUM DE COURANT COTE 60KV RTC: 600/5	I >> 32,5	0	0	32,48	0,08	ok	ok	ok
			4	31,85	0,08	ok	ok	ok
			8	31,55	0,08	ok	ok	ok
	I > 6,5	1,5	0	6,5	1,52	ok	ok	ok
			4	6,35	1,52	ok	ok	ok
			8	6,32	1,52	ok	ok	ok
MAX de I COTE 30KV RTC: 900/5	5,3	2	0	5,28	2,05	/	ok	ok
			4	5,28	2,03	/	ok	ok
			8	5,28	2,04	/	ok	ok
DIFFERENTIELLE BUCH/BUCH	ID=30% IR	0	0	1,5	0,02	ok	ok	ok
			4	1,5	0,02	ok	ok	ok
			8	1,5	0,02	ok	ok	ok
Neutre MT rapport TC : 100/1 A	0,5	1,5	/	0,5	1,53	/	ok	ok
		1,8			1,8	ok	ok	ok
masse cuve TR rapport TC: 50/1 A	1,5	0	/	1,8	0,03	ok	ok	ok

4.5. Réglage et essais sur les départs HTA (30KV)

4.5.1. L'appareil d'injection utilisé

Cet appareil est constitué de trois générateur sépare :

- Le générateur principale qui produit un courant AC, une tension AC et une tension DC.
- Le générateur auxiliaire de tension AC qui produit une tension AC indépendante et déphasable.
- Le générateur auxiliaire de tension DC qui sert à alimenter le relais lors des tests.
- Toutes les sorties sont mesurées et réglées sur un large afficheur LCD.

A l'aide de bouton multifonction et de l'écran LCD, il est possible d'entrer dans le mode MENU afin de régler de nombreuse fonction de test qui font du T 1000 isa un appareil de test très puissant.



Figure 4-2 : Caisse d'injection pour les départs 30KV

4.5.2. Caractéristiques des départs HTA

Le tableau en dessous affiche les caractéristiques des départs 30 KV issus du poste THAMEUR

Tableau 4-4 : Caractéristiques des départs HTA issus du poste THAMEUR

départ	DP	AB	MX	Total	PI KVA	PMD KW	Aérien (m)	Sou- terrain (m)	S (mm ²) Aérien Almelec	S (mm ²) Sou- terrain Alu	Totale (m)
Tikjda	90	57	4	151	16480	5715	108531	10446	93.3	120	118977
Bouira 1	43	40	11	94	19000	8490	9810	29795	93.3	120	39605
Bouira 2	74	55	3	132	19240	8275	42773	19474	93.3	120	62247
M'chedallah	71	46	4	121	14905	9060	70941	10653	93.3	120	81594
El Hachimia	59	28	1	88	10210	7240	82342	4072	93.3	120	86414
Z.I.O	1	28	0	29	160	10250	13167	4996	93.3	120	18163
Ain Bessem	90	37	2	129	16720	7490	97802	5878	93.3	120	103680
Aomar	61	50	7	118	21600	10350	7756	35104	93.3	120	42860
Sonatrach	84	24	2	110	12830	4495	121392	2877	93.3	120	124269
Ait Laziz	123	57	5	185	25515	9955	93211	13823	93.3	120	107034

Avec :

DP : Nombre de postes publics.

AB : Nombre de postes abonnés.

MX : Nombre de poste mixtes.

PI : La puissance installée.

PMD : La puissance maximale demandée.

S : La section des câbles.



Figure 4-3 : Cellules des départs 30 KV du poste THAMEUR

4.5.3. Réglage des départs 30 KV

Prenant comme exemple d'essai le départ 30KV BOUIRA VILLE.

❖ *Maximum de courant phase*

❖ *Seuil normal*

TC (tore) : 300/1A

$$I_{ph-max} = 300 \text{ A}$$

$$I_{R-MT} \geq I_{ph-max} \quad [4-21]$$

$$I_{R-MT} \geq 300 \text{ A}$$

$$I_{R-BT} \geq 1 \text{ A}$$

A t = 0.8 s déclenchement disjoncteur MT du départ.

❖ *Seuil violent*

$$I_{R-MT} \gg 3 \times I_{ph-max} \quad [4-22]$$

$$I_{R-MT} \gg 900 \text{ A}$$

$$I_{R-BT} \geq 3 \text{ A}$$

A t = 0 s déclenchement disjoncteur MT du départ.

❖ *Maximum de courant homopolaire*

❖ *Seuil normal*

TC (tore) : 50/1A

$$I_{0-MT} \geq 50 \text{ A}$$

$$I_{0-BT} \geq 1 \text{ A}$$

A t = 0.8 s déclenchement disjoncteur MT du départ.

❖ *Seuil violent*

$$I_{0-MT} \gg 3 \times I_{0-max} \quad [4-23]$$

$$I_{0-MT} \gg 150 \text{ A}$$

$$I_{0-BT} \gg 3 \text{ A}$$

A t = 0 s déclenchement disjoncteur MT du départ.

Avec : I_{R-MT} et I_{R-BT} : Le courant de défaut phase en moyenne et basse tension

I_{0-MT} et I_{0-BT} : Le courant de défaut phase en moyenne et basse tension

Tableau 4-5 : Essais protection à maximum de courant sur départ 30 KV BOUIRA 2

Paramètres	Rapport TC	Courant réglé	Courant injecté	Temps de réglage	Temps de déclenchement
$I_{ph} >$	300/1	300 A	1.08 A	0.8 S	0.89 S
$I_{ph} >>$		900 A	3.05 A	0 S	0.05 S
$I_0 >$	50/1	50 A	1.05 A	0.8 S	0.90 S
$I_0 >>$		150 A	3.04 A	0 S	0.10 S

Sur cet essai, la protection et le disjoncteur ont répondu aux tests avec une durée légèrement supérieure par rapport au temps de réglage, le retard est dû à la procédure de déclenchement dans la protection, la filerie ainsi le temps de réponse du disjoncteur ce qui augmente le temps de déclenchement entre 50 et 100 ms de plus.

4.5.4. Essai de relais délestage de mini fréquence

L'injection se fait sur le relais de fréquence installé au niveau de la travée couplage 60 KV.

Tableau 4-6 : Essais du relais de fréquence

départs	Tension (Kv)	Stade affiché	Fréquence réglée(Hz)	Fréquence affichée(Hz)	Temps (s)	Concluant ou non	Obs
Tikjda	30	1	49.3	49.29	0.3	oui	/
M'chedelah	30	2	49.00	48.99	0.3	oui	/
Ait Laaziz	30	2	49.00	48.99	0.3	oui	/
ZIO	30	3	48.50	48.49	0.3	oui	/
Ain Bessem	30	3	48.50	48.49	0.3	oui	/
Aomar	30	4	48.00	47.99	0.3	oui	/
Bouira1	30	P	-				/
El Hachimia	30	P	-				/
Sonatrach	30	P	-				/
Bouira 2	30	P	-				/

Les résultats obtenus sont concluants, tous les départs qui sont réglés au déclenchement dans les quatre stades ont répondu aux ordres de déclenchement lorsque la fréquence injectée est inférieure à la fréquence de réglage après échéance d'une temporisation de 0.3s. Les départs prioritaires ne sont pas programmés au délestage.

4.6. Réglage protection d'un poste client HTA/BT

Tension assignée : 30KV/230-400V

PMD = 1500 KVA, RTC = 60/1

❖ *Le courant de réglage coté primaire*

$$I_R = 1,2 \times I_{Nmax} \quad [4-24]$$

$$I_{Nmax} = PMD / (\sqrt{3} \cdot U) = 1500 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3) = 29A$$

$$I_R = 1,2 \times I_{Nmax} = 1,2 \times 29 = 35 A$$

A t = 0.5 s, déclenchement disjoncteur transformateur

❖ *Le courant homopolaire*

RTC = 60/1

$$I_0 = 10\% \times RTC \quad [4-25]$$

$$I_0 = 10\% \times 60 = 6 A$$

A t = 0.5 s, déclenchement disjoncteur transformateur

4.7. Surveillance des postes HTA/BT

Le poste transformateur 30KV/230-400V - N°477 à les caractéristiques suivantes :

- Marque ENEL
- Puissance apparente S = 250 KVA
- Intensité nominale MT = 4.81 A
- Calibrage de fusible coté MT = 16 A
- Intensité nominale BT = 361 A

La valeur obtenue au cours d'une telle mesure n'est valable que si l'on connaît bien le contexte, car des variations importantes se produisent d'autres instants, et peuvent demeurer ignorées.

Tableau 4-7 : Résultats des mesures instantanées sur le poste N°477

Poste TR n°477	courant Ph _{I1} (A)	courant Ph _{I2} (A)	courant Ph _{I3} (A)	courant I _{neutre}	I _{Moy} (A)	D %	K _{uti} %
Départ 1	14	17	05	17	12	41.66	22.25
Départ 2	20	42	62	41	41.3	50	
Départ 3	16	31	34	10	27	25.9	

❖ *Le déséquilibre*

$$D\% = ((\text{Max}(I_1, I_2, I_3) - I_{\text{moy}}) / (I_{\text{moy}})) \cdot 100 \quad [4-26]$$

Lorsque : D < 15 % le départ est équilibre

D > 15 % le départ est déséquilibre

Sur le tableau (4-6), le D(%) dépasse la valeur normalisé 15% sur les trois départs, donc le service de maintenance doit procéder à l'opération d'équilibrage des phases.

Dans ce cas on remarque le Poste transformateur n°477 rencontre un réel problème de déséquilibre de transformateur

❖ Coefficient d'utilisation

$$K_{uti}\% = I_{moy} / I_{NS} \times 100 \quad [4-27]$$

I_{NS} : Le courant nominale du poste. Dépend de la puissance nominale du poste.

I_{moy} : Le courant moyen du transformateur égale la somme des courants moyens des trois départs.

Tableau 4-8 : Recommandation sur le coefficient d'utilisation

Coefficient d'utilisation ($K_u\%$)	Constat	Recommandation
$K_u < 50$	Sous utilisé	Remplacer par transfo dont la puissance est inférieure
$50 < K_u < 80$	Bien utilisé	Aucune
$K_u > 80$	Bien utilisé	Suivi particulier
$K_u > 110$	Sur utilisé	Remplacer l'an prochain
$K_u > 130$	Sur utilisé	Remplacer immédiatement

Le coefficient d'utilisation obtenu dans le tableau (4-6) est inférieur à 50 %, donc le transformateur poste N° 477 est sous utilisé, il faut le remplacé par un transformateur dont la puissance inférieure.

4.8. Mesures par enregistreur

Les appareils enregistreurs (marque improbe) permettent d'obtenir toutes les fluctuations de la grandeur surveillée pendant la période ou ils sont en service.

On peut ainsi obtenir directement une courbe du paramètre concerné et en fonction de la durée de l'enregistrement.

Les enregistreurs ont pour vocation de collecter et mémoriser les caractéristiques monophasé et/ou triphasé. Ils répondent à une approche d'observation continue afin de qualifier en permanence le réseau supervisé.

Les enregistreurs de qualité réseau se déploient à proximité du transformateur de point de livraison. Leur mise en œuvre est très facile par simple branchement sur une prise domestique 230V.



Figure 4-4 : Enregistreur de courant

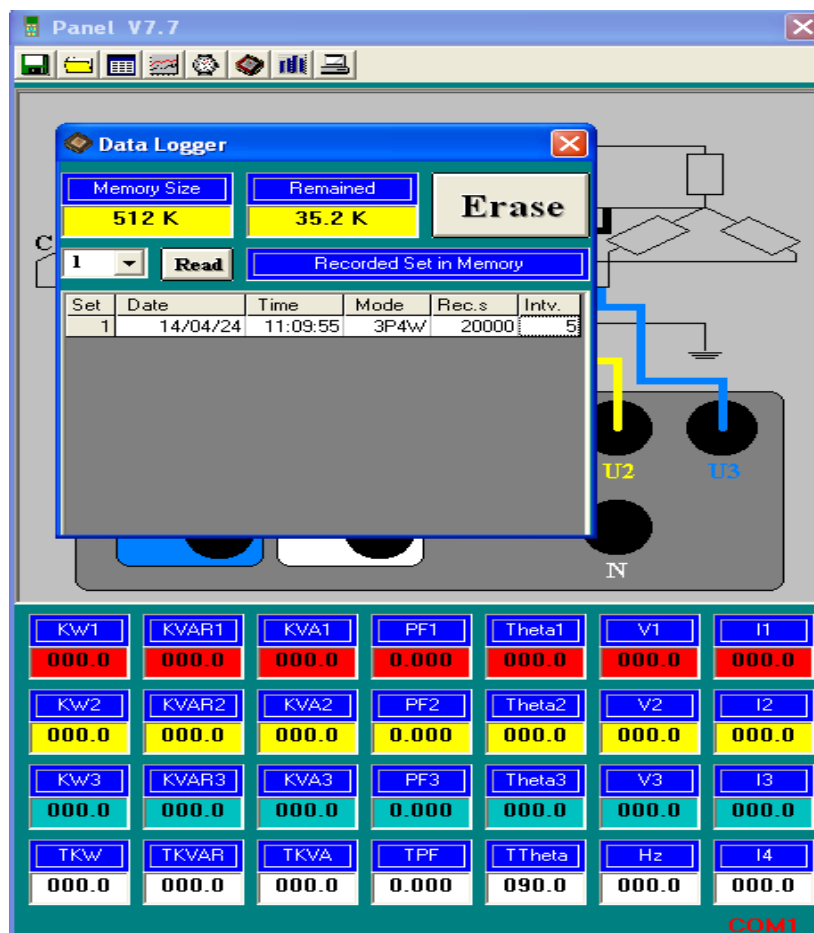


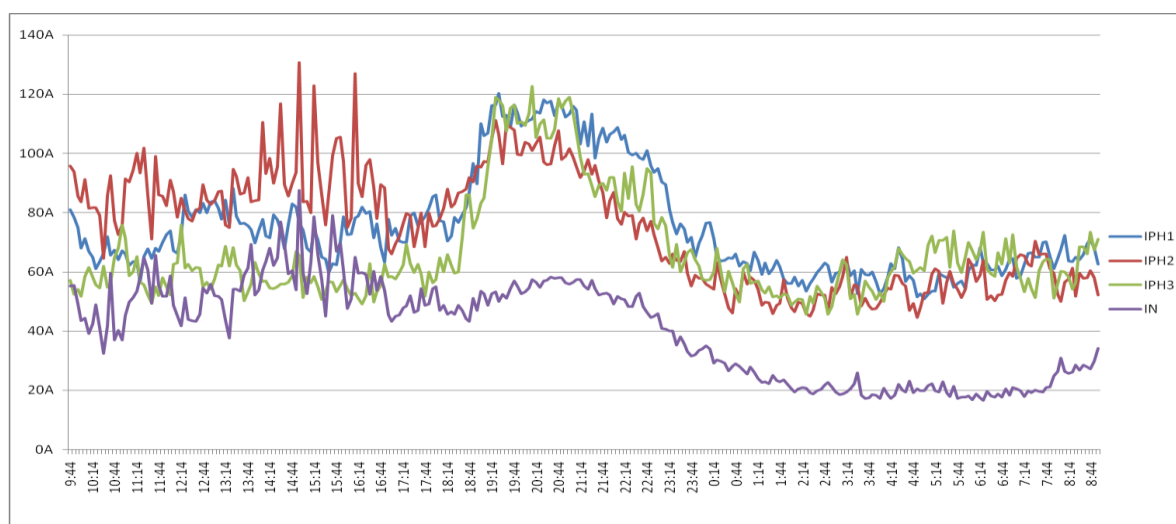
Figure 4-5 : Vue avant de logiciel associé à l'enregistreur

Des mesures pour identification de déséquilibre et coefficient d'utilisation ont été faites par enregistreur la journée du 26/03/2017 sur le poste transformateur N°477, les résultats obtenus sont affichés au tableau suivant.

Tableau 4-9 : Résultats obtenus pas l'enregistreur installé sur le poste N°477

N°	Time	Iph1	Iph2	Iph3	I N	D%	Ku%
1	9:44	81	95,8	57,1	55,3	22,87	21,60
2	9:49	78,4	93,8	52,3	55,4	25,35	20,73
3	9:54	74,9	85,5	54,1	49,2	19,58	19,81
4	9:59	68,1	83,6	51,6	43,5	23,36	18,77
5	10:04	71,2	91,3	58,4	44,5	23,99	20,40
6	10:09	67	81,5	61,5	39,1	16,43	19,39
7	10:14	65,1	81,6	58,2	42,4	19,47	18,92
8	10:19	61,2	81,6	55,5	49	23,45	18,31
9	10:24	63,5	79	54,6	41,1	20,24	18,20
10	10:29	66,2	64,4	61,8	32,5	3,22	17,77
11	10:34	71,9	85,8	54,7	41,8	21,19	19,61
12	10:39	65,6	92,5	56	59,6	29,61	19,77
13	10:44	67,3	77,4	64,8	37	10,84	19,34
14	10:49	64,1	72,5	67,9	40,3	6,36	18,88
15	10:54	67,1	75,9	75,7	37	4,12	20,19
16	10:59	66,1	91,5	71,5	45,3	19,82	21,15
17	11:04	62,1	90,4	58,6	49,8	28,47	19,49
18	11:09	63,4	94,2	59,9	51,3	29,93	20,08
19	11:14	63,5	100,2	65,2	53,5	31,32	21,14
20	11:19	56,4	93,4	56,5	58	35,82	19,05
21	11:24	65,3	101,8	55,5	64,8	37,20	20,55
22	11:29	67,8	85,8	52,2	60,7	25,07	19,00
23	11:34	64,5	71,1	49,2	49,4	15,42	17,06
24	11:39	68,1	99	54,9	65,7	33,78	20,50
25	11:44	66,9	86	52	55,5	25,92	18,92

Le tableau (4-8) affiche les mesures du poste N°477 pendant deux (02) heures comme un échantillon.

**Figure 4-6 : Formes des courants des trois phases et de neutre**

Les formes des courants sur les trois phases variés selon la charge des départs client basse tension, le courant dans le neutre IN implique la présence d'un déséquilibre important sur la répartition des phases et des charges.

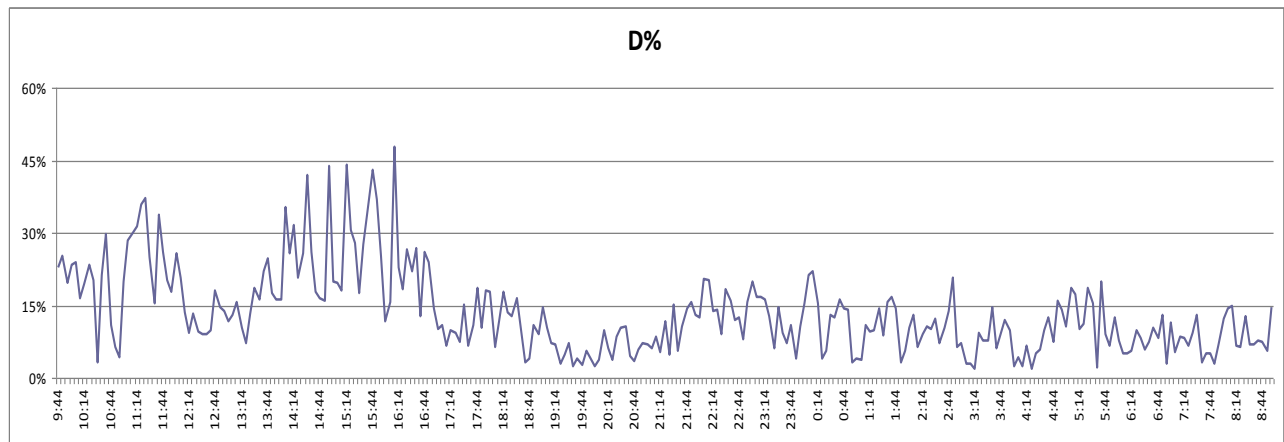


Figure 4-7 : Forme de déséquilibre en (%) pendant 24 heures

Nous avons remarqué que le transformateur est déséquilibré dépasse la valeur de 15%, il faut donc équilibrer les phases.

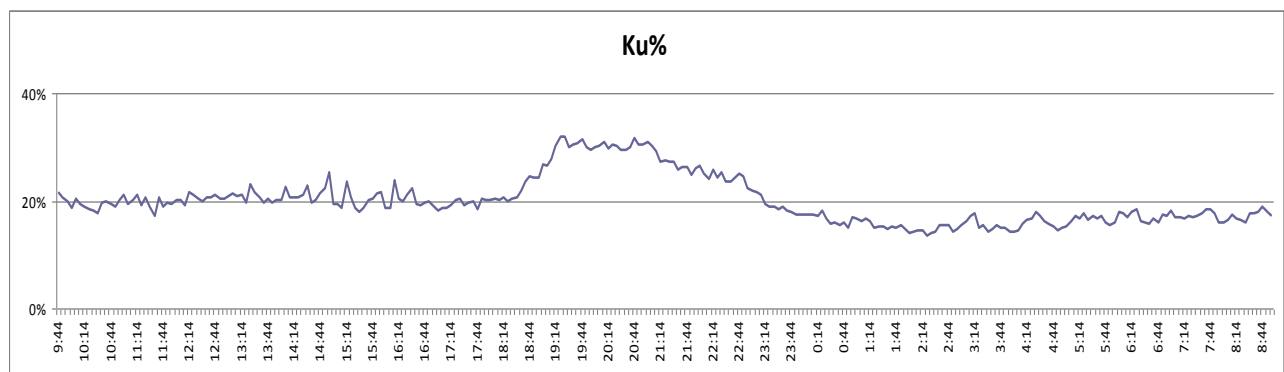


Figure 4-8 : Forme de coefficient d'utilisation du poste transformateur

Nous avons remarqué que le coefficient d'utilisation inférieur à 50% ($K < 50$) donc le transformateur est sous utilisé, il faut qu'il soit remplacé par un transfo dont la puissance est inférieure.

4.9. Conclusion

Ce chapitre présente la philosophie de réglage des protections des transformateurs THT/HT, HTB/HTA, HTA/BT et départs HTA ainsi les résultats des essais qui ont été faite sur un transformateur 60/30KV, départ HTA et transformateur HTA/BT.

Nous allons procéder à des différentes mesures de suivi en prenant les différentes grandeurs tel que la tension, courant, puissances active et réactive et le facteur de puissance sur un poste transformateur HTA/BT pour identifier l'état de fonctionnement de ce dernier.

CONCLUSION GENERALE

Afin de limiter les conséquences des défauts survenus sur le réseau électrique et d'éviter les répercussions que le maintien d'un défaut aurait sur le fonctionnement général du réseau (en particulier la stabilité), il est indispensable de mettre hors tension le plus rapidement possible l'élément du réseau en défaut. C'est la fonction protection qui est la base de ce mémoire.

Le premier chapitre a été réservé pour la présentation de la topologie de réseau sonelgaz suivi d'une présentation générale du poste source 220/60/30/10KV de THAMEUR –BOUIRA, ainsi les départs HTA issus de ce dernier pour l'alimentation en électricité de la clientèle au niveau de la région de BOUIRA.

Le deuxième chapitre décrit les différentes anomalies qui peuvent perturber le réseau et les systèmes de protection installés sur le réseau de transport et distribution spécialement qui se trouve au poste THAMEUR-BOUIRA.

Dans la troisième chapitre, nous avons présenté les deux protections principales de distance les résultats obtenus par un essai sur la protection distance (PP1) avec les paramètres de la ligne 220KV reliée le poste BOUIRA avec le poste ILLITEN, d'après cet essai, on constaté que cette protection offre plusieurs avantages dans les domaines protection, exploitation et la maintenance des réseaux de transport d'énergie électrique tel que la détection, la rapidité, la fiabilité, la précision et localisation de point de défaut.

Dans le dernier chapitre, nous avons présenté les réglages des plusieurs protections et les résultats de leurs essais sur un transformateur 60/30KV, un départ 30 KV et un transformateur 30KV/400-230V avec leurs interprétations.

D'après la réalisation de travail, on constater que la fonction protection est le cœur du système de production, transport et distribution d'énergie électrique pour satisfaire les besoins clientèle dans les meilleurs conditions 24/24 heures avec un meilleur rendement possible.

Annexe A.**Annexe A.** Choix de section du câble liaison transformateur disjoncteur général.

P Nominal KVA	I nominal Transfo	CALIBRE MAXI DISJOCT	Section des conducteurs en mm ² par phase Température ambiante (C°)			
			20	30	35	40
50	72	55/88	1*10	1*10	1*16	1*16
63	91	75/100	1*16	1*16	1*16	1*25
80	115	95/125	1*25	1*25	1*25	1*25
100	145	160	1*35	1*35	1*35	1*50
125	180	200	1*50	1*50	1*50	1*70
160	232	250	1*70	1*70	1*70	1*95
200	290	320	1*95	1*95	1*120	1*120
250	361	400	1*120	1*150	1*150	1*185
315	456	500	1*185	1*240	1*240	1*240
400	578	630	1*240	2*120	2*150	2*150
500	720	800	2*150	2*185	2*185	2*240
630	910	1000	2*240	3*150	3*185	3*185
800	1115	1250	3*185	3*240	3*240	4*185
1000	1445	1600	4*185	4*240	4*240	5*185
1250	1805	2000	5*185	5*240	5*240	6*240

Annexe B.**Annexe B.**

❖ Calcul de déséquilibre de quelques poste HTA/BT

Pos N°	P (KVA)	Inom	I1	I2	I3	In	I _{max}	I _{moy}	I1- I _{moy}	I2- I _{moy}	I3- I _{moy}	Max (I moy)	D %	KU%
258	250	361	66	70	81	29	81	72,3	6,33	2,33	8,67	8,67	12	22.44
135	250	361	120	107	88	34	120	105	15	2	17	17	16,2	33.24
59	250	361	63	95	140	31	140	99,3	36,33	4,33	40,67	40,67	40,9	38.78
25	400	578	181	148	204	86	204	177,7	3,33	29,67	26,33	29,67	16,7	35,29

❖ Caractéristiques électriques des conducteur MT

natures	sections mm ²	r à 20°(Ω/km)	R+xtgφ (Ω/km)	I _{LT} (A)
cuivre	17.8	1.01	1.185	118
	27.6	0.65	0.825	153
	38.2	0.472	0.647	200
	48.3	0.373	0.548	230
	75.9	0.240	0.416	280
	116.2	0.156	0.331	365
almélec	34.4	0.958	1.133	140
	54.6	0.603	0.778	190
	75.6	0.438	0.613	240
	93.3	0.357	0.532	270
	148.1	0.224	0.399	365
	228	0.146	0.321	480
	288	0.116	0.291	550
alu-acier	75.5	0.605	0.780	175
	116.2	0.303	0.481	300
	147.1	0.243	0.418	345
	228	0.157	0.332	460
	288	0.124	0.299	525

- Température de fonctionnement : 20° C ;
- Réactance =0.35Ω/km ;
- Facteur de puissance tel que $\cos\phi=0.9$ ($\text{tg}\phi=0.9$) ;

Références Bibliographiques

- [1] M. CHERIF & K. CHERIF «Calcul des Protections d'une ligne de transport Electrique HTB-220 KV», mémoire de Master, université KASDI MERBAH – OUARGLA, Juin 2014.
- [2] C. Puret, « les réseaux de distribution publique MT dans le monde », Cahier Technique Merlin Gerin 155, Septembre 1991.
- [3] J.L. LILIEN, «Transport et Distribution de l'Energie Electrique», l'Institut d'Electricité Montefiore, université de Liège, 2013.
- [4] Schneider Electric, «Guide de la protection», 2003.
- [5] Merlin Gerin, « Guide de la Protection», Janvier 1996.
- [6] C. CLAUDE & D. PIERRE, « Protection des Réseaux de Transport et de Répartition», l'École Supérieure d'Électricité, France, 2011
- [7] Electricité de France, «Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique- Volume 1», France, 2008.
- [8] M. BOUCHAHDANE «Etude des équipements de protection de la nouvelle ligne 400 KV en Algérie », Thèse Magister, université Mentouri Constantine 2009.
- [9] F. Boussadia, « Calcul réglages des protections réseau HTA», Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG-sonelgaz), Ain M'lila, Décembre 2016.
- [10] Y. DAAOU, «Classification et localisation des défauts dans les lignes de transport à THT en temps réel», Thèse Magister, Université USTO, 2011.
- [11] «Philosophie de réglage des Protections», IFEG–Sonelgaz, 2000.
- [12] J. Y. Arzul, «Guide régional d'application contrôle électrique», GRTE-france, Août 2002.
- [13] « Fonction Protection», IFEG–Sonelgaz, centre Ain M'lila, 2009.
- [14] C. PURETELEC, Luc HOSSENLOPP & Marc JUBLANC, « Protection et Contrôle Commande des installations électriques dans l'industrie et le tertiaire», France, 1998.
- [15] P. BORNARD & M. PAVARD, «Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement», Direction des Études et Recherches d'Électricité de France.
- [16] J. Michel. Delbarre, «Poste à haute et très haute tension rôle et structure», Ingénieur au centre d'équipement du réseau de transport d'électricité de France.
- [17] www.techniques-ingenieur.fr, « Réseau électrique de transport et de répartition».

- [18] H. BENCHIKH, « Protection des réseaux HTA », Institut de Formation en Electricité et Gaz IFEG-sonelgaz, centre Ain M'lila, 2008.
- [19] Procès verbal, « Réglage des Protections des travées PCG Bouira».
- [20] Manuel de réglage des protections des réseaux sonelgaz, GRTE Algérie, aout 2004.
- [21] R.Olivier, G.Jonathan,N.MAinil, «Illustration du fonctionnement d'une protection de distance», Université Libre de Bruxelles, 2006.
- [22] «Des plans de protections des réseaux sonelgaz», document de formation, GRTE, 2008.
- [23] ISA DRTS, «Equipement Automatique de Test de Relais de Protection et Système de Mesure», catalogue de la caisse d'injection, Italie, 2014.

ملخص:

تعتبر شبكات النقل والتوزيع ضرورية لضمان توفير الكهرباء لمختلف مستهلكي الجهد العالي و المنخفض، ويتم تثبيت الحماية على جميع المنشآت وعلى جميع المستويات لضمان جودة الخدمة واستمراريتها وحماية الناس والممتلكات. ويتكون عملنا من دراسة وتعديل أنظمة الحماية في شبكات النقل والتوزيع في منطقة البويرة التي تضمن أمن الشبكة الكهربائية الشاملة بشكل جيد من الآثار المدمرة للمشاكل التي يمكن أن تحدث على مستوى الشبكة في مختلف مستويات الجهد.

كلمات مفتاحية : شبكات النقل، الجهد العالي، الجهد المتوسط، مرحلات الحماية، الإطفاء، صندوق الإختبار، مسجل التيار

Résumé :

Les réseaux de transport et de distribution sont indispensables pour assurer l'alimentation en énergie électrique des différents consommateurs HTB, HTA et BT. Des protections sont installées sur tous les ouvrages à tous les niveaux, afin d'assurer une bonne qualité et continuité de service et de protéger les personnes et les biens.

Notre travail consiste à l'étude et réglage des systèmes de protection au niveau des réseaux de transport et distribution de la région de Bouira, qui assure à la fois une bonne sécurité de réseau électrique global contre les effets destructifs des défauts qui peuvent provoquer le réseau à différents niveaux de tension.

Mots clés: Réseaux de transport, haut tension, Moyenne tension, Relais de protection, Délestage, Caisse d'essai, Enregistreur de courant.

Abstract:

The transmission and distribution networks are essential to ensure the supply of electrical power to different consumers HV , MV and LV, Protections are installed on all structures at all levels to ensure good quality and continuity of service and to protect people and property.

Our work consists of the study and adjustment of the protection systems in the transport and distribution networks of the region of Bouira, which ensures both good overall electrical network security against the destructive effects of defects which can cause the network to deferent voltage levels.

Key Words : Transport networks, high voltage, Medium voltage, Protection relays, jettison, Test case, Current Recorder.