Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
International Institute for Water and Environmental Engineering
Fondation 2iE

ETUDE DES PROTECTIONS D'UN TRANSFORMATEUR HTB/HTA : Cas du transformateur 161/34,5/22 kV du poste de transformation de Parakou (Bénin)

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU MASTER SPECIALISE EN GENIE ELECTRIQUE, ENERGETIQUE ET ENERGIES RENOUVELABLES

OPTION : PRODUCTION ET DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

Présenté et soutenu publiquement le [24/11/2011] par

Gounou Ibrahim KORA ZAKI

Travaux dirigés par :
Bapio BAYALA Enseignant, Maître de mémoire

Mawuéna Laurent MEDEWOU Ing Electricien,
Directeur Régional du Transport Bénin de la CEB, Maître de stage

Jury d'évaluation du stage :

Président : **Dr. Ahmed BAGRE**

Membres et correcteurs : **Dr. Francis SEMPORE**

Promotion [2010/2011]

CITATIONS

''C'est dur d'échouer, mais c'est pire de n'avoir

jamais essayé de réussir. Dans cette vie,

on n'obtient rien sans effort''

Théodore Roosevelt

REMERCIEMENTS / DEDICACES

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué à la Division Exploitation Parakou (Bénin) de la Communauté Electrique du Bénin (CEB).

Je remercie tout particulièrement :

- ✓ Monsieur Djibril SALIFOU, Directeur Général de la CEB pour avoir accepté la réalisation de ce travail au sein de sa prestigieuse institution ;
- ✓ Monsieur Mawuéna Laurent MEDEWOU, mon maître de stage, Ingénieur Electricien, Directeur Régional du Transport Bénin (DRTB) à la CEB, pour avoir accepté d'encadrer ce travail, pour sa disponibilité et ses grandes qualités humaines ;
- ✓ Monsieur Bapio BAYALA, mon maître de mémoire, enseignant à l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) pour son soutien, sa grande compréhension et sa rigueur scientifique ;
- ✓ les membres du jury qui me font l'honneur de s'intéresser à mon travail et plus particulièrement le Président du jury pour avoir accepté d'assumer cette tâche ;
- ✓ Monsieur Tofangui Guy Roland KONE Chef de Service Formation Ouverte et A Distance (FOAD) pour sa tolérance et sa simplicité ;
- ✓ Madame Sylvie OUEDRAOGO, Assistante de Coordination de la Formation Ouverte et à Distance (FOAD) du Master Spécialisé M2 GEER pour son ouverture d'esprit et surtout sa compréhension et sa tolérance ;
- ✓ les enseignants du 2iE, experts de contenu et tuteurs pour leur capacité d'écoute et leur esprit pédagogique ;
- ✓ tous mes camarades de promotion en particulier Marilet, Conrad, Honoré, Machioudi, Ebenezer, Eric, Victorin, Abdoulaye, Fouyassory et Babacar pour leur sympathie, leur franche collaboration et leur sens de partage du savoir.

Je dédie ce mémoire :

- ✓ à mon père et à ma mère pour l'éducation qu'ils m'ont donnée et le goût du travail bien fait qu'ils m'ont inculqué ainsi qu'à mes frères et sœurs pour leur soutien.

RESUME

Le transformateur de puissance est un équipement essentiel d'un réseau électrique et le plus coûteux d'un poste de transformation. Pour augmenter son degré de disponibilité et de fiabilité, il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les types de défauts susceptibles de le vieillir ou de l'endommager qu'ils soient d'origine interne ou externe.

C'est dans cette optique que le présent travail a procédé à l'audit technique des protections du transformateur 161/34,5/22 kV du poste de transformation de Parakou (Bénin) avec pour but d'accroître la fiabilité de celui-ci.

Pour y parvenir, il a été nécessaire de faire un rappel sur le calcul des impédances d'un transformateur et des courants de court-circuit, de vérifier le dimensionnement des transformateurs de courant puis d'étudier les dispositifs de protection contre les surcharges, les courts-circuits et les défauts à la terre et de vérifier les réglages des protections du transformateur du poste de transformation Parakou.

Les résultats obtenus révèlent que les transformateurs de courant sont bien dimensionnés, les calculs des impédances et courants de court-circuit sont faits dans le respect des règles de l'art. Certains réglages des relais de protection ne sont pas conformes au principe de réglage retenu. C'est le cas notamment des protections contre les défauts entre phases au primaire du transformateur et de la protection maximum de courant phase du secondaire 34,5 kV.

En ce qui concerne la protection différentielle transformateur, les déclenchements intempestifs étaient dus à une inversion du sens de rotation des phases et à un mauvais câblage des transformateurs de courant.

La résolution de ces différentes anomalies a permis de sécuriser et de fiabiliser le transformateur 161/34,5/22 kV du poste de transformation de Parakou et de garantir la fourniture continue de l'énergie électrique à la Société Béninoise d'Energie Electrique (SBEE).

Mots clés :

1- **transformateur de puissance**
2- **transformateur de courant**
3- **court-circuit**
4- **défauts à la terre**
5- **protection différentielle.**

ABSTRACT

The power transformer is an essential equipment of a power system and most expensive of a transformer station. To increase the degree of availability and reliability, it is necessary to effectively protect against all types of detects that the aging or damage whether from internal or external.

With this in mind that this work has audited the technical protection of the transformer 161/34,5/22 kV transformer station in Parakou (Benin) with the aim to increase the reliability of it.

To achieve this, it was necessary to make a point on the calculation of impedances of a transformer and short-circuit currents and to study the mechanism of protection against overloads, short circuits and earth faults and check the settings of the protections of the transformer substation Parakou.

The results show that current transformers are properly sized, the calculations of impedance and short-circuit currents are made in compliance with the rules of art. Some settings of protective relays do not conform to the principle of setting selected. This is the case of protection against phase faults at the transformer and over current protection secondary34.5 kV.

As for the differential protection transformer, nuisance tripping was due to a reversal of phase rotation and poor wiring current transformers.

The resolution of these various anomalies has secure and reliable transformer 161/34.5/22 kV transformer station in Parakou and ensures the continued provision of electricity to the Beninese Company of Electric Power (SBEE).

Keywords:

1- **power transformer**
2- **current transformer**
3- **short-circuit**
4- **ground fault**
5- **differential protection**

LISTE DES ABREVIATIONS

A	ampère
BPN	Bobine de Point Neutre
CEB	Communauté Electrique du Bénin
CEDEAO	Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
°C	degré Celsius
DRTB	Direction Régionale du Transport Bénin
FLP	Facteur limite de précision
FOAD	Formation Ouverte et A Distance
GMN	Groupes Multisectoriels Nationaux
HTA	Selon le décret français du 14 novembre 1988, HTA : Haute Tension alternative comprise entre 1 et 50 kV « HTA = 1kV < U ≤ 50 kV »
HTB	Selon le décret français du 14 novembre 1988, HTB : Haute Tension alternative supérieure à 50 kV « HTB = U > 50 kV »
Hz	hertz
2iE	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
1I>	Réglage courant de déclenchement phase premier seuil
2I>	Réglage courant de déclenchement phase deuxième seuil
3I>	Réglage courant de déclenchement phase troisième seuil
1Io>	Réglage courant de déclenchement homopolaire premier seuil
2Io>	Réglage courant de déclenchement homopolaire deuxième seuil
3Io	Réglage courant de déclenchement homopolaire troisième seuil
IFEG	Institut de Formation en Electricité et Gaz
Jdb	Jeu de barre
Ik3	Courant de court-circuit triphasé
Iko	Courant de court-circuit monophasé
In	Courant nominal

kA	kiloampère
kV	kilovolt
kVA	kilovolt-ampère
kW	kilowatt
ms	milliseconde
MVA	mégavolt-ampère
MW	mégawatt
Ω	ohm
R	résistance en ohm
s	seconde
SA	Sectionneur d'Aiguillage
SBEE	Société Béninoise d'Energie Electrique
Scc max	Puissance de court-circuit maximal
T°	Température
TC	Transformateur de courant
V	volt
VA	volt-ampère
W	watt
X	réactance en ohm
Z	impédance en ohm

SOMMAIRE

I.	**Introduction ……**	**7**
II.	**Objectifs du travail ……**	**10**
2.1.	Objectif général ……...	10
2.2.	Objectifs spécifiques ……...	10
III.	**Matériels et méthodes ……...**	**11**
3.1.	Collecte de données pour le calcul des impédances et courants de court-circuit …….	11
3.1.1.	Calcul des impédances de source et transformateur ……	11
3.1.1.1.	Impédance de source ……...	11
3.1.1.2.	Impédance directe et homopolaire du transformateur ……	12
3.1.2.	Calcul des courants de court-circuit triphasé, monophasé et d'enclenchement ……..	13
3.1.2.1.	Calcul du courant de court-circuit triphasé …….	13
3.1.2.2.	Calcul du courant de court-circuit monophasé ……	14
3.1.2.3.	Calcul du courant d'enclenchement du transformateur ……...	14
3.2.	Dimensionnement des transformateurs de courant pour protection ……	14
3.3.	Protection des transformateurs HTB/HTA ……..	16
3.3.1.	Protection de surcharge ……...	16
3.3.2.	Protection contre les défauts entre phases ……...	17
3.3.3.	Protection contre les défauts à la terre ……	17
3.3.3.1.	Cas d'un défaut monophasé au primaire du transformateur ……...	18
3.3.3.2.	Cas d'un défaut monophasé au secondaire du transformateur ……...	18
3.3.4.	Protection masse cuve …….	19
3.3.5.	Protection différentielle à pourcentage ……...	19
3.3.5.1.	Recherche des causes des déclenchements intempestifs de la protection différentielle transformateur ……..	20

3.3.6.	Autres protections ……..	20
3.3.7.	Plan de protection d'un transformateur HTB/HTA ……..	21
IV.	**Résultats ……**	**22**
4.1.	Données collectées pour le calcul des impédances et courants de court-circuit ……..	22
4.1.1.	Calcul des impédances de source et transformateur ……	24
4.1.1.1.	Calcul de l'impédance de source …….	24
4.1.1.2.	Calcul de l'impédance directe et homopolaire du transformateur ……	24
4.1.2.	Calcul des courants de court-circuit triphasé, monophasé et d'enclenchement ……..	26
4.1.2.1.	Calcul des courants de court-circuit triphasé ……..	26
4.1.2.2.	Calcul des courants de court-circuit monophasé …….	27
4.1.2.3.	Calcul du courant d'enclenchement du transformateur ……..	28
4.2.	Vérification du dimensionnement des transformateurs de courant ……	28
4.3.	Protections du transformateur 161/34,5/22 kV de Parakou ….……..	29
4.3.1.	Protection de surcharge ……..	29
4.3.2.	Protection contre les défauts entre phases ……..	30
4.3.2.1.	Cas des défauts au primaire du transformateur ……..	30
4.3.2.2.	Cas des défauts au secondaire du transformateur ……	31
4.3.3.	Protection contre les défauts à la terre ……	32
4.3.3.1.	Cas d'un défaut monophasé au primaire du transformateur ……	32
4.3.3.2.	Cas d'un défaut monophasé au secondaire du transformateur ……	34
4.3.4.	Protection masse cuve …….	36
4.3.5.	Protection différentielle à pourcentage ……..	36
4.3.5.1.	Résultat de la recherche des causes du problème de déclenchements intempestifs ……..	36
4.3.6	Plan de protection actuel du transformateur 161/34,5/22 kV ……..	39

V. Discussion et analyses …… 41

5.1. Analyse des résultats du dimensionnement des transformateurs de courant ……... 41

5.2. Analyse des résultats de la protection différentielle transformateur ……... 41

5.2.1. Solutions apportées aux différentes anomalies constatées …….. 42

5.3. Analyse des résultats des autres protections ……... 44

5.4. Analyse comparative du plan de protection d'un transformateur HTB/HTA avec celui du transformateur 161/34,5/22 kV ……... 45

VI. Conclusions ……..... 46

VII. Recommandations ……. 48

VIII. Bibliographie …….. 49

IX. Annexes …….. 51

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :	spécifications techniques de l'arrivée au poste de Parakou	22
Tableau 2 :	caractéristiques du transformateur 161/34,5/22 kV	22
Tableau 3 :	spécifications techniques des TC de la travée transformateur	23
Tableau 4 :	spécifications techniques des TC de la travée départ 34,5 kV	23
Tableau 5 :	spécifications techniques des TC de la travée départ 34,5 kV	24
Tableau 6 :	valeurs minimale et maximale calculées de l'impédance de source	24
Tableau 7 :	valeurs calculées des impédances directe et homopolaire du transformateur	25
Tableau 8 :	calcul du courant de court-circuit triphasé de l'arrivée au poste	26
Tableau 9 :	calcul du courant de court-circuit triphasé du départ 34,5 kV	26
Tableau 10 :	calcul du courant de court-circuit triphasé du départ 22 kV	27
Tableau 11 :	calcul du courant de court-circuit monophasé de l'arrivée au poste	27
Tableau 12 :	calcul des courants homopolaire et résiduel du transformateur	28
Tableau 13 :	résultat de la vérification du dimensionnement des TC	29
Tableau 14 :	seuils de réglage des alarme et déclenchement de la protection surcharge	29
Tableau 15 :	seuils des réglages de la protection maxi I phases 161 kV	31
Tableau 16 :	vérification des TC et des réglages de la protection maxi I phases 161 kV	31
Tableau 17:	seuils des réglages de la protection maxi I secondaire 34,5 kV	32
Tableau 18 :	vérification des TC et des réglages de la protection maxi I phases 34,5 kV	32
Tableau 19:	seuils des réglages de la protection maxi I neutre 161 kV	33
Tableau 20 :	vérification du TC et des réglages de la protection maxi I neutre 161 kV	33
Tableau 21:	seuils des réglages de la protection terre restreinte 161 kV	33
Tableau 22 :	vérification du TC et des réglages de la protection 64 REF 161 kV	34
Tableau 23 :	seuils des réglages de la protection	

	générateur homopolaire 34,5 kV	34
Tableau 24 :	vérification du TC et des réglages de la protection homopolaire 34,5 kV	34
Tableau 25 :	seuils des réglages de la protection homopolaire secondaire 22 kV	35
Tableau 26 :	vérification du TC et des réglages de la protection homopolaire secondaire 22 kV	35
Tableau 27 :	seuils des réglages de la protection terre restreinte secondaire 22 kV	35
Tableau 28 :	vérification du TC et des réglages de la protection terre restreinte 22 kV	36
Tableau 29 :	seuils des réglages de la protection différentielle transformateur	37
Tableau 30 :	valeurs des courants de défaut de cinq déclenchements	38
Tableau 31 :	valeurs de courants relevées sur cinq jours après les modifications	44

LISTE DES FIGURES

Figure 1 :	schéma de la protection différentielle à pourcentage	19
Figure 2 :	choix des protections pour les transformateurs HTB/HTA	21
Figure 3 :	schéma de branchement du relais différentiel MD33T	37
Figure 4 :	courbe de la charge 22 kV obtenue à l'aide de la perturbographie	38
Figure 5 :	courbe de la charge 161 kV obtenue à l'aide de la perturbographie	39
Figure 6 :	plan de protections du transformateur 161/34,5/22 kV	40
Figure 7 :	ancien et nouveau câblage du module sommateur TX33	42
Figure 8 :	ancien et nouveau câblage des TC 161 kV dans l'armoire transformateur	42
Figure 9 :	courbe de la charge 161/34,5/22 kV obtenue après les modifications	43

I. INTRODUCTION

Malgré une abondance des ressources énergétiques, l'Afrique demeure le continent qui consomme le moins d'énergie par habitant au monde alors même que la demande ne cesse d'augmenter. En effet, l'Afrique abrite 80% du 1,5 milliard de personnes vivant sans électricité dans le monde. Ainsi, un seul africain sur quatre a accès aux sources d'énergie comme l'électricité, les zones rurales étant les moins loties avec 8% seulement d'habitants reliés au réseau[1].

En Afrique de l'ouest, les statistiques donnent seulement 30% des populations ayant accès aux services énergétiques et 10% seulement en milieu rural[2].

Au Bénin, 23%[3] des populations ont accès à l'énergie électrique en 2008 tandis qu'au Togo, 18%[4] des populations ont le privilège d'avoir l'électricité à leur disposition.

Pourtant, l'électricité joue un rôle crucial dans la fourniture de services sociaux de base, dont l'éducation et la santé, où le manque d'énergie constitue souvent un obstacle à la stérilisation, à l'approvisionnement en eau et à sa purification, à l'assainissement et l'hygiène, ainsi qu'à la réfrigération des médicaments essentiels. Aussi, l'électricité peut également faire tourner des machines qui viennent en appui aux opportunités génératrices de revenus, par exemple le pompage de l'eau dans l'agriculture, la transformation des aliments, la fabrication de vêtements et les industries légères. En milieu rural, l'absence de services énergétiques modernes peut décourager les travailleurs qualifiés (tels que les enseignants, médecins, infirmières et agents de vulgarisation) de s'installer dans ces zones, ce qui limite encore davantage les services et les opportunités offerts aux populations locales. De même, le manque de services modernes, décourage le retour de ceux qui ont quitté les zones rurales pour s'installer ailleurs, et réussi à améliorer leur sort.

Le déficit énergétique qui est une réalité dans la plupart de nos pays ouest africains, constitue un handicap sérieux à l'industrialisation et par conséquent au développement de nos états.

Dans ce contexte, la Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) a adopté en janvier 2006 une politique commune en matière d'énergie, consignée dans un « Livre Blanc » et qui prévoit l'accès à l'énergie à au moins 36 millions de foyers, soit la moitié des

[1] http://afriqueexpansion.com

[2] http://www.club-er.org

[3] http://www.helio-international.org/VARBenin.Fr.pdf

[4] http://www.club-er.org/upload/DOCAT334.doc

citoyens ouest africains et à plus de 46 000 localités. Cette politique commune aura pour effet la réduction sensible de la pauvreté dans la sous-région. Sa mise en œuvre est confiée à des Groupes Multisectoriels Nationaux (GMN), chargés de coordonner la politique énergétique sous régionale dans chacun des 15 pays de la CEDEAO[5].

C'est en connaissance de cause que la Communauté Electrique du Bénin (CEB) Organisme International à caractère public appartenant au Bénin et au Togo dans l'accomplissement de sa noble mission qui est de fournir l'énergie électrique en quantité, en qualité et à moindre coût aux populations des deux pays, a inscrit dans son plan stratégique d'investissement 2007-2026 différents projets dont l'interconnexion Nord-Togo/Nord-Bénin qui permettra d'étendre son réseau électrique dans les régions septentrionales de chacun de ces deux pays à travers la construction en 2007 des postes de transformation de Kara pour le volet Togo ; de Parakou, de Djougou, de Bembèrèkè et de Natitingou pour la partie béninoise[6].

Ainsi, la fourniture de l'énergie électrique à la Société Béninoise d'Energie Electrique (SBEE) qui se charge de la distribution de l'énergie électrique au Bénin a été effective le 30 juin 2009.

Partant de quelques constats d'exploitation notamment les déclenchements intempestifs par protection différentielle transformateur et afin de garantir la disponibilité permanente de l'électricité à la SBEE, il ressort la nécessité de prendre des mesures idoines pour améliorer la qualité de service rendu et d'accroître la fiabilité du transformateur de puissance du poste de transformation de Parakou par une bonne protection et supervision.

La présente étude dont le thème est : « Etude des protections d'un transformateur HTB/HTA : cas du transformateur 161/34,5/22 kV du poste de transformation de Parakou (Bénin) » vise à atteindre cet objectif.

Pour mener à bien cette étude, il sera nécessaire de déterminer les formules pour le calcul des impédances d'un transformateur et des courants de court-circuit.

Ensuite, avant de présenter les principales protections d'un transformateur de puissance qui existent dans la littérature, nous nous pencherons sur la vérification du dimensionnement des transformateurs de courant dont le mauvais dimensionnement peut être source de déclenchements intempestifs.

Enfin, après avoir apporté des solutions au problème de déclenchements intempestifs de la protection différentielle transformateur, nous nous appliquerons à faire une analyse des

[5] http://www.club-er.org; consulté le 07 octobre 2011

[6] CEB Rapport Annuel 2009 40 pages

protections appliquées au transformateur 161/34,5/22 kV du poste de transformation de Parakou puis nous allons faire des recommandations visant à améliorer celles-ci selon le critère de choix en vigueur à la CEB.

II. OBJECTIFS DU TRAVAIL

2.1. Objectif général

Accroître la fiabilité du transformateur 161/34,5/22 kV du poste de transformation de Parakou par une bonne protection afin d'assurer la sécurité et la disponibilité de l'énergie électrique.

2.2. Objectifs spécifiques

Les objectifs spécifiques suivants devront être atteints à l'issue de cette étude :

- ✓ calculer les impédances de source, les impédances transformateur ainsi que les courants de courts-circuits triphasés et monophasés ;
- ✓ passer en revue les protections d'un transformateur requises dans le cadre général notamment celles contre les surcharges, les courts-circuits et les défauts à la masse ;
- ✓ vérifier le dimensionnement des TC utilisés pour la protection du transformateur 161/34,5/22 kV du poste de transformation de Parakou ;
- ✓ trouver une solution définitive au problème de déclenchements intempestifs sur protection différentielle transformateur ;
- ✓ analyser les protections appliquées au transformateur 161/34,5/22 kV et le cas échéant, faire des propositions pour améliorer celles-ci selon les critères de choix généralement utilisés (réglage des trois seuils de protection) par la CEB afin de sécuriser davantage ce transformateur ainsi que les personnes chargées de l'exploitation.

III. MATERIELS ET METHODES

L'approche méthodologique utilisée consiste à:

- ✓ collecter des données pouvant permettre de calculer les différentes impédances nécessaires au calcul des courants de courts-circuits triphasés et monophasés ;
- ✓ la vérification des prescriptions techniques relatives aux protections d'un transformateur de puissance ;
- ✓ la collecte de données sur les déclenchements intempestifs sur protection différentielle transformateur et l'analyse des données recueillies sur la perturbographie du relais différentiel MD33T ;
- ✓ la vérification de la filerie et des protections à travers l'injection de courant phase par phase dans les transformateurs de courant à l'aide d'une valise à injection ;
- ✓ l'utilisation des documents d'exploitation.

De façon plus détaillée, l'étude se fera suivant les étapes ci-après:

3.1. Collecte de données pour le calcul des impédances et courants de court-circuit

Elle est faite à travers la lecture des documents d'exploitation et des notices techniques des équipements.

Les données collectées concernent :

- ✓ l'arrivée au poste ;
- ✓ la travée transformateur ;
- ✓ le départ 34,5 kV ;
- ✓ le départ 22 kV.

3.1.1. Calcul des impédances de source et transformateur

3.1.1.1. Impédance de source

Soit Zs l'impédance de source et Scc la puissance de court-circuit.

$Scc = \frac{Un^2}{Zs}$ donc $Zs = \frac{Un^2}{Scc}$

$$Zs = \frac{Un^2}{Scc} \quad \textbf{(1)}$$

$Zs = \sqrt{Rs^2 + (L\omega)^2}$ or $\tau = \frac{L}{Rs}$ où τ est la constante de temps du réseau 161 kV.

De l'expression de τ on tire L : $L = \tau \times Rs$ et $\omega = 2\pi f$

On a donc : $Zs = \sqrt{Rs^2 + (\tau \times Rs \times 2 \times \pi \times f)^2} = \sqrt{Rs^2 + Rs^2(\tau \times 2 \times \pi \times f)^2}$

On trouve finalement : $Rs = \frac{Zs}{\sqrt{1 + (\tau \times 2 \times \pi \times f)^2}}$

$$Rs = \frac{Zs}{\sqrt{1 + (\tau \times 2 \times \pi \times f)^2}} \quad \textbf{(2)}$$

$Zs = \sqrt{Rs^2 + Xs^2}$ d'où $Xs = \sqrt{Zs^2 - Rs^2}$

$$Xs = \sqrt{Zs^2 - Rs^2} \quad \textbf{(3)}$$

3.1.1.2. Impédance directe et homopolaire du transformateur

Selon la norme CEI 60909, pour les gros transformateurs, la résistance est si faible (< 1 ohm) que l'impédance peut être assimilée à la seule réactance pour le calcul des courants de court-circuit **[1]**.

3.1.1.2.1. Impédance directe du transformateur

Soit Zdtr l'impédance directe du transformateur.

$Xdtr = Zdtr = U_{cc} \times \frac{Un^2}{Sn}$ où Un est la tension composée du réseau et Sn la puissance apparente du transformateur.

$$Zdtr = Xdtr = Ucc \times \frac{Un^2}{Sn} \quad \textbf{(4)}$$

3.1.1.2.2. Impédance homopolaire du transformateur

- ✓ **Pour un transformateur à deux enroulements**

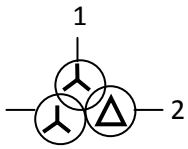
Zo = Ztr + 3 Zon

Zon représente la résistance du neutre (Zon = 0 si neutre mis directement à la terre)

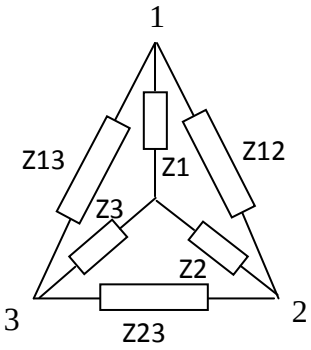
$$Zo = Zdtr + 3Zon \quad \textbf{(5)}$$

.

✓ **Pour un transformateur à trois enroulements YNynd1**



- **Etape1 :** déterminer dans un premier temps les impédances directes Z12, Z13 et Z23 ramenées en étoile.



Transformation triangle-étoile des impédances

$$Z1 = Xd1 = \frac{1}{2}(Z12 + Z13 - Z23)$$

$$Z2 = Xd2 = \frac{1}{2}(Z12 + Z23 - Z13) \quad \textbf{(6)}$$

$$Z3 = Xd3 = \frac{1}{2}(Z13 + Z23 - Z12)$$

- **Etape2 :** déterminer l'impédance homopolaire Zon côté HTA en valeur HTB.

$$Zon = 3 \times Ro \times \left(\frac{Unp}{Uns}\right)^2 \quad \textbf{(7)}$$

- **Etape3 :** déterminer l'impédance homopolaire côté HTB en fonction du schéma suivant.

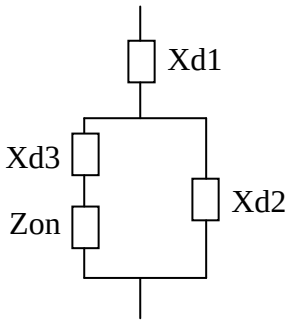


Schéma équivalent des impédances

$$Zo = Xd1 + [(Xd3 + Zon) // Xd2] \quad \textbf{(8)}$$

3.1.2. Calcul des courants de court-circuit triphasé, monophasé et d'enclenchement

3.1.2.1. Calcul du courant de court-circuit triphasé

Soit Ik3 le courant de court-circuit triphasé ; Un la tension composée.

✓ en fonction de la puissance de court-circuit Scc on a : **Ik3 =** $\frac{Scc}{\sqrt{3} \times Un}$

$$\mathbf{Ik3} = \frac{Scc}{\sqrt{3}\times Un} \quad \mathbf{(9)}$$

✓ en fonction de l'impédance équivalente on a : $Ik3 = \frac{\frac{Un}{\sqrt{3}}}{Zk3} = \frac{Un}{\sqrt{3}\times Zk3}$

$$\mathbf{Ik3} = \frac{Un}{\sqrt{3}\times Zk3} \quad \mathbf{(10)}$$

3.1.2.2. Calcul du courant de court-circuit monophasé

$$\mathbf{Iko} = \frac{Scco}{\sqrt{3}\times Un} \quad \mathbf{(11)}$$

Scco : Puissance de court-circuit monophasé (mini ou maxi)

✓ Apport du transformateur

$$Iko = \frac{Un}{\sqrt{3}\times Zo} \quad \mathbf{(12)}$$

✓ Le courant résiduel Ir est égal à : Ir = 3x Iko

$$Ir = 3 \text{ x } Iko \quad \mathbf{(13)}$$

3.1.2.3. Calcul du courant d'enclenchement du transformateur

La formule pour obtenir le courant d'enclenchement est la suivante : $i(t) = x * In * e^{-\frac{t}{Te}}$

$$i(t) = x * In * e^{-\frac{t}{Te}} \quad \mathbf{(14)}$$

Avec : x*In = courant crète

t = temps de détection

Te = constante de temps à l'enclenchement.

3.2. Dimensionnement des transformateurs de courant « protection »

Quel que soit le type de protection, l'objectif global (sécurité et disponibilité) ne peut être atteint que si les transformateurs de courant sont de bonne qualité. Ils doivent être définis pour satisfaire au bon fonctionnement de la protection, et ne pas fournir un signal déformé qui serait vu par la protection comme un défaut, entraînant par là même un déclenchement intempestif.

La norme CEI 185 définit une classe de précision d'un transformateur de courant pour protection en le caractérisant par un nombre (Indice de Classe) et par la lettre "P" (initiale de Protection) **[2]**.

L'indice de classe indique la limite supérieure de l'erreur composée pour le courant limite de précision assigné et la charge de précision.

La forme fréquente d'expression est, par exemple, 50 VA classe 5 P 20, ce qui signifie que sa puissance de précision Pn vaut 50 VA, sa classe de précision est 5P, son facteur limite est 20 et pour I = FLP x In, sa précision est de 5%.

Le fabricant des relais (Microener) définit pour le dimensionnement des TC, une tension limite de précision équivalente "Ual" **[1]**. Cette tension "Ual" est la valeur efficace de la tension sinusoïdale, à la fréquence assignée, qui si elle était appliquée à l'enroulement secondaire d'un transformateur de courant produirait un courant d'excitation correspondant au courant d'erreur maximal admissible relatif à la classe de précision du transformateur de courant.

La vérification du bon dimensionnement des TC se fait en deux étapes.

- ✓ **Etape1 :** calcul de la tension limite de précision Ual (dimensionnement)

$$Ualdim = \left(Ik3 \times \frac{Ins}{Inp} \right) \times (Rtc + Rf + Rr) \times k \qquad \textbf{(15)}$$

- ✓ **Etape2 :** vérification du dimensionnement du TC

$$Ualverif = Ins \times Flp \times \left[\left(\frac{Sva}{Ins \times Ins} \right) + Rtc \right] \qquad \textbf{(16)}$$

Ualdim : tension limite de précision (dimensionnement) ;

Ualverif : tension limite de précision (vérification) ;

Ik3 : courant de défaut ;

Ins : courant secondaire du TC ;

Inp : courant primaire du TC ;

Rtc : résistance interne du TC ;

Rf : résistance des câbles ;

Rr : résistance du relais de protection ;

k: coefficient de surdimensionnement (k = 1 pour les protections ampèremétriques) ;
Flp : facteur limite de précision ;
Sva : puissance de précision.

La condition Ualverif > Ualdim vérifie que le TC est bien dimensionné pour un fonctionnement nominal (sans saturation).
Ce sont les courants maximum de défauts (Ik3) en régime normal avec une puissance de court-circuit maximum qui sont utilisés pour ces vérifications. L'hypothèse maximisante est celle d'un défaut situé juste en aval des TC ; c'est donc l'intensité de court-circuit du tableau juste en amont du disjoncteur qui est retenue.

3.3. Protections d'un transformateur HTB/HTA

Les transformateurs de puissance peuvent être affectés tant par des défauts internes que par des défauts externes.
Les défauts électriques internes sont généralement dus à des contacts:

- ✓ entre des spires d'un même enroulement ;
- ✓ entre enroulements (entre phases) ;
- ✓ entre un enroulement et la cuve du transformateur.

Ils sont normalement éliminés par des protections dont les fonctions sont détaillées ci-après.
D'autres défauts internes peuvent aussi occasionner des dommages. Ils sont détectés par des éléments installés lors de la construction du transformateur:

- ✓ des courants induits au niveau des circuits magnétiques provoquent des échauffements locaux et des dégagements gazeux qui sont détectés par un relais mécanique (buchholz) ;
- ✓ une élévation anormale de la température interne est détectée par un thermostat.

Ces éléments sont généralement à deux seuils : alarme et déclenchement.

3.3.1. Protection de surcharge (ANSI 49) et (ANSI 26)

Les transformateurs de puissance peuvent être affectés par des surcharges de faibles amplitudes mais prolongées. Elles provoquent l'échauffement des bobinages, de l'isolant (huile) et des

circuits magnétiques (fer). Ces surcharges sont détectées par la fonction de surcharge thermique (ANSI 49) dont la constante de temps est ajustable.

Ils sont soumis aussi à des surcharges transitoires (ou courant d'appel) lors de leur mise sous tension. La fonction (I^2T) permet de protéger à la fois les câbles et le transformateur lors de l'enclenchement de celui-ci.

Dans ces deux cas, les protections à maximum de courant doivent rester inopérantes.

Lorsque les enroulements sont pourvus de sondes de température, un relais réalisant la fonction (ANSI 26) peut y être connecté et vient en complément du thermostat interne. Ce relais peut être aussi à deux seuils (alarme et déclenchement). Le réglage de ces seuils dépend des constructeurs. Mais on peut retenir pour :

- ✓ la température du diélectrique 95°C pour l'alarme et 100°C pour le déclenchement **[3]**;
- ✓ la température des enroulements 150°C pour l'larme et 160°C pour le déclenchement **[3].**

3.3.2. Protection contre les défauts entre phases (ANSI 51/50)

Afin de protéger efficacement le transformateur et ses câbles de liaison, il est recommandé d'installer un relais à maximum de courant côté primaire de celui-ci. Ce relais doit assurer les fonctions (ANSI 51) et (ANSI 50).

La fonction (ANSI 51) peut être à plusieurs seuils. Elle est temporisée, doit détecter les surcharges et garantir la sélectivité avec les relais situés en aval. Le choix des courbes de déclenchement (temps indépendant ou dépendant) est fait en fonction des impératifs du réseau.

La fonction (ANSI 50) a normalement une action rapide et si possible instantanée. Elle doit être réglée de façon à ne pas déclencher pour un défaut situé au secondaire du transformateur (réglage préconisé : 1,2 fois la valeur du courant de court-circuit triphasé secondaire) et doit agir très rapidement pour éliminer un court-circuit interne ou sur la liaison primaire **[10]**.

3.3.3. Protection contre les défauts à la terre

En règle générale, les transformateurs de puissance représentent des « barrières » pour les courants homopolaires (pas de circulation entre le secondaire et le primaire), sauf pour les transformateurs dont le couplage est de type YNyn.

De ce fait, il faut prévoir des relais de protection homopolaire au primaire et au secondaire. Il est important de noter que les éléments situés en amont et en aval d'un transformateur font

l'objet d'une sélectivité homopolaire différente. Il en sera ainsi à chaque fois que sera rencontré un transformateur de puissance sur le réseau (changement de niveau de tension).

3.3.3.1. Cas d'un défaut monophasé au primaire du transformateur

La détection se fait à partir d'un relais assurant la fonction (ANSI 51N) installé le plus souvent en connexion résiduelle sur les trois TC de ligne (l'utilisation d'un tore est difficile à cause du diamètre des câbles qui peut être élevé). Le réglage de la protection ne doit pas être inférieur à 10% du courant nominal du TC (courant résiduel circulant en permanence dans la connexion résiduelle dû à la précision des TC) et elle doit être temporisée afin d'éviter les déclenchements intempestifs dus à la saturation passagère des TC lors de l'enclenchement du transformateur (mise sous tension) ou lors d'un défaut violent aval.

Cette protection peut être optimisée dans le cas de transformateurs de forte puissance et possédant un des enroulements en étoile dont le point neutre est mis à la terre par une impédance. Il suffit pour cela de prévoir une protection de type différentielle (ANSI 64REF) qui compare le courant homopolaire issu de la connexion résiduelle des 3 TC côté étoile du transformateur et du courant circulant dans le TC de sa mise à la terre. Cette protection est instantanée et ne réagit qu'aux défauts homopolaires situés dans la zone encadrée par les TC. Elle est appelée « Terre Restreinte ». Le réglage conseillé pour cette protection est de 10% du courant nominal du TC temporisé à 100 ms **[10]**.

3.3.3.2. Cas d'un défaut monophasé au secondaire du transformateur

Lorsque les enroulements du transformateur sont connectés en étoile et que le point neutre est accessible et mis à la terre, un relais à maximum de courant homopolaire (ANSI 51G) est raccordé à un TC ou à un tore installé dans cette liaison. Il doit être réglé de façon sélective avec les relais homopolaires situés en aval. Les habitudes du métier préconisent un réglage de 20% de In des réducteurs de mesure temporisé à 300 ms **[10]**.

Dans le cas où la mise à la terre n'est pas réalisable, un générateur homopolaire sera connecté au jeu de barres côté secondaire et une protection (ANSI 51N) sera installée sur les câbles (3TC ou tore) reliant le secondaire du transformateur au jeu de barres. Il faudra garantir la sélectivité avec la protection du générateur homopolaire. Un réglage de 2 fois le réglage des départs avec une temporisation de 600 ms est préconisé par les habitudes du métier **[10]**.

3.3.4. Protection masse cuve (ANSI 51G)

La détection d'un contact entre un enroulement et la masse (cuve) se fait par un relais à maximum de courant monophasé (ANSI 51G). Le principe est de relier la cuve du transformateur à la terre par un conducteur et détecter les courants qui y circulent. Pour cela, il faut impérativement que la cuve soit parfaitement isolée du sol (courant de contournement).

Le réglage du seuil de détection ne peut pas être inférieur à 10% de la valeur maximale du courant homopolaire de l'installation afin d'éviter tout risque de déclenchement intempestif lors d'un défaut homopolaire survenant n'importe où sur le réseau (courants vagabonds). Son action peut être légèrement temporisée **[10]**.

3.3.5. Protection différentielle à pourcentage (ANSI 87T)

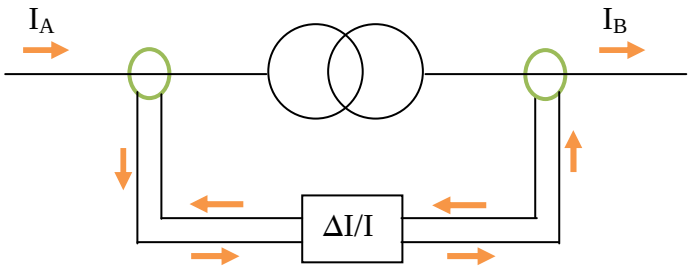


Figure 1: schéma de protection différentielle à pourcentage

Le relais est connecté indépendamment aux circuits des courants I_A et I_B. La différence des courants I_A- I_B est déterminée dans la protection, et la stabilité de la protection est obtenue par une retenue relative à la valeur du courant traversant.

La comparaison pure et simple des courants de chaque phase amont avec les courants des mêmes phases aval doit tenir compte du fait que :

- ✓ les courants en amont et en aval d'un transformateur de puissance n'ont pas la même amplitude et ne sont pas en phase ;
- ✓ le courant magnétisant du transformateur à la mise sous tension est vu seulement en amont ;
- ✓ la présence d'un générateur homopolaire dans la zone protégée (par exemple mise à la terre du neutre du transformateur) peut provoquer le fonctionnement de la protection, alors que le défaut est, par exemple, situé sur un départ en aval ;
- ✓ précautions à prendre pour surmonter ces difficultés.

Il s'agit de faire en sorte que le relais voit des courants amont et aval de même amplitude et en phase en fonctionnement normal, ceci grâce à un choix judicieux du rapport des TC ainsi que

de leur câblage. Des TC dit " recaleurs " sont utilisés dans ce but et contribuent souvent à insensibiliser la protection contre les défauts à la terre extérieurs à la zone protégée.
Toutefois, la plupart des nouveaux relais numériques sont capables de réaliser en interne, par paramétrage, les corrections nécessaires au « recalage » des courants, leur mise en œuvre en est alors considérablement simplifiée.
De plus, il est à noter, que tous les relais «différentielle transformateur» possèdent une insensibilisation à l'harmonique 2 qui bloque leur fonctionnement à la mise sous tension du transformateur.

- ✓ **Conseils de réglages pour un transformateur avec régleur en charge**

Pour détecter les défauts internes aux transformateurs avec régleur en charge, il est conseillé un seuil entre 30 et 40% du courant nominal des réducteurs de mesure en prenant en considération la détection des harmoniques de rang 2 (caractéristique de l'enclenchement du transformateur) et une temporisation inférieure à 30 ms **[2]**.

3.3.5.1. Recherche des causes des déclenchements intempestifs de la protection différentielle transformateur

Afin de remédier définitivement au problème de déclenchements intempestifs de la protection différentielle transformateur, une vérification de celle-ci a été faite. Les actions suivantes ont été menées :

- ✓ vérification du schéma de branchement du relais ;
- ✓ vérification des données de réglage du relais ;
- ✓ lecture des enregistrements des valeurs des courants de quelques déclenchements ;
- ✓ enregistrement et lecture de la perturbographie.

Toutes ces étapes ont été réalisées soit par la navigation face avant du relais soit par injection au bon endroit (boîtier Essailec ou bornier selon les cas) de courant avec la valise à injection COTEL POWHEX 641A à partir d'un ordinateur portable (logiciel manusoft).

3.3.6. Autres protections

Pour ces protections, voir l'annexe I à la page 52.

3.3.7. Plan de protections d'un transformateur HTB/HTA

Bien que le choix des protections d'un transformateur de puissance dépende souvent des considérations technico-économiques liées à sa puissance et aux habitudes des structures, le plan de protection suivant pourrait être retenu pour un transformateur HTB/HTA **[3]**.

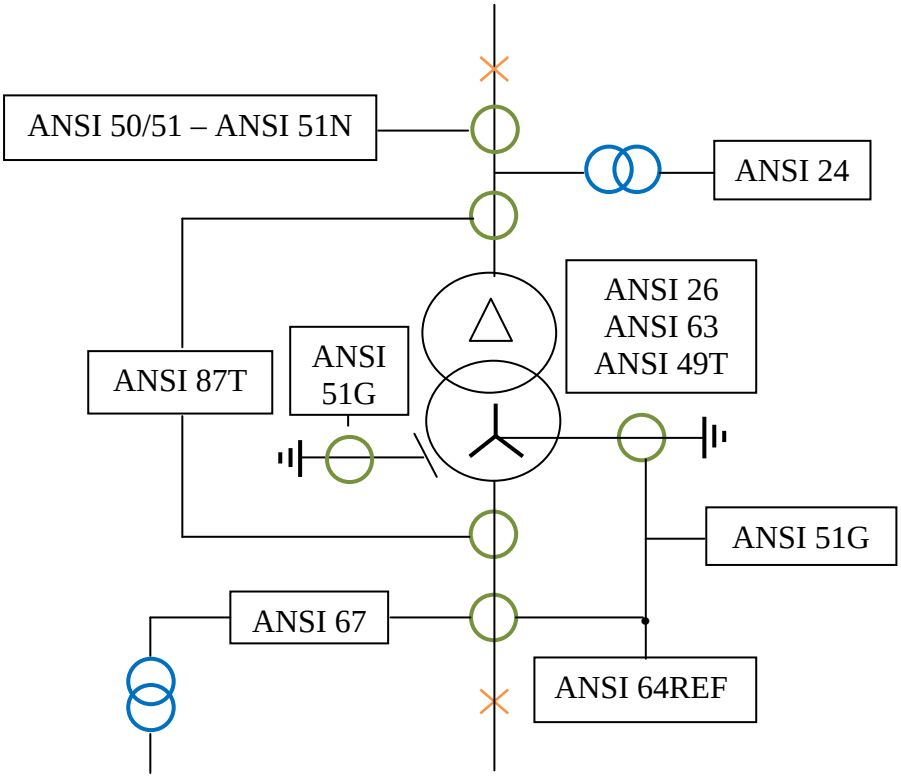


Figure 2 : Plan de protections d'un transformateur HTB/HTA

IV. RESULTATS

4.1. Données collectées pour le calcul des impédances et courants de court-circuit

✓ Arrivée au poste de Parakou

Tableau 1 : spécifications techniques de l'arrivée au poste de Parakou **[1]**

	ARRIVEE 161 kV	VALEUR
	Fréquence	50 Hz
	Tension nominale	161 kV
	Variation de tension	Valeur proposée : 15%
	Scc min et Scc max triphasé	Scc min = 90 MVA Scc max = 339 VA
	Scc min et Scc max monophasé	Scc min = 120 MVA Scc max = 424 MVA
	Régime du neutre	Direct à la terre

✓ Travée transformateur

Tableau 2 : caractéristiques du transformateur 161/34,5/22 kV **[1]**

	TRANSFORMATEUR (161/34,5/22 kV)	VALEUR
	Courant d'enclenchement (I crète) – constante de temps enclenchement	Valeur proposée : 5 In – 0,6 s
Côté 22 kV	Régime de neutre	Impédant
	Valeur de la résistance de mise à la terre (ou courant de limitation dans le neutre Irésiduel)	28,3 ohm +/- 10% (400 A – 10 s)
Côté 34,5 kV	Régime de neutre	BPN triphasée
	Impédance homopolaire nominale	142,9 ohm
	Courant de limitation dans le neutre (Irésiduel)	10 A permanent 400 A – 10 s
Côté 161 kV	Régime de neutre	Direct à la terre
	Spécifications complémentaires	**Voir annexe III**

Tableau 3 : spécifications techniques des TC de la travée transformateur 161/34,5/22 kV **[1]**

	REDUCTEUR DE MESURE (Bushing)	VALEUR
3 TC : 2 enroulements (50/51) + (87T)	Rapport de transformation (en A) Puissance de précision Classe de précision Facteur limite de précision (FLP)	100/1 30 VA 5 P20
Départ 34,5 kV : 3 TC 2 enroulements (50/51) + (87T)	Rapport de transformation (en A) Puissance de précision Classe de précision Facteur limite de précision (FLP)	300/1 30 VA 5 P20
Neutre 161 kV : 1 TC 2 enroulements (50/51) + 87T	Rapport de transformation (en A) Puissance de précision Classe de précision Facteur limite de précision (FLP)	100/1 30 VA 5 P20

- ✓ **Départ 34,5 kV**

Tableau 4 : spécifications techniques des TC de la travée départ 34,5 kV **[1]**

	REDUCTEUR DE MESURE	VALEUR
Départs : 3* 2TC (50/51 ; 50N/51N)	Rapport de transformation (en A) Puissance de précision Classe de précision Facteur limite de précision (FLP)	75/1 20 VA 5 P20
BPN 1 TC (50N/51N)	Rapport de transformation (en A) Puissance de précision Classe de précision Facteur limite de précision (FLP)	450/1 15 VA 5 P20

- ✓ **Départ 22 kV**

Tableau 5 : spécifications techniques des TC de la travée départ 22 kV **[1]**

	REDUCTEUR DE MESURE	VALEUR
3 TC	Rapport de transformation (en A)	450/1
(50/51) + (64 REF)	Puissance de précision	20 VA
+ (87T)	Classe de précision	5
	Facteur limite de précision (FLP)	P20

4.1.1. Calcul des impédances de source et transformateur

4.1.1.1. Calcul de l'impédance de source

On considère la constante de temps du réseau équivalente à : τ = 0,085s pour un réseau 161 kV.

En utilisant les formules **(1)**, **(2)** et **(3)** des pages 11 et 12, on trouve les valeurs suivantes :

Tableau 6 : valeurs minimale et maximale calculées de l'impédance de source

Impédance de source minimale	Impédance de source maximale
$Zs = \frac{161^2}{339} = 76,463\ \Omega$	$Zs = \frac{161^2}{90} = 288,011\ \Omega$
Zs = 76, 463 Ω	**Zs = 288,011 Ω**
$Rs = \frac{76,463}{\sqrt{1+(0,085\times 2\times\pi\times 50)^2}} = 2,861\ \Omega$	$Rs = \frac{288,011}{\sqrt{1+(0,085\times 2\times\pi\times 50)^2}} = 10,778\ \Omega$
Rs = 2,861 Ω	Rs = 10,778 Ω
$Xs = \sqrt{76,463^2 - 2,861^2} = 76,409$	$Xs = \sqrt{288,011^2 - 10,778^2} = 287,808\ \Omega$
Xs = 76,409 Ω	Xs = 287,808 Ω

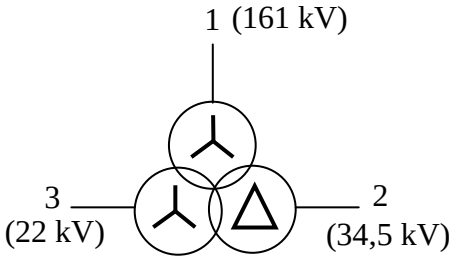
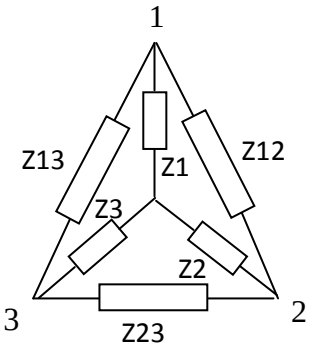
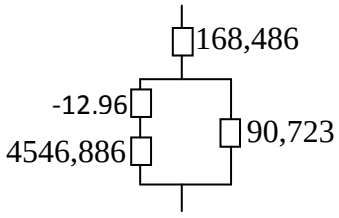
4.1.1.2. Calcul de l'impédance directe et homopolaire du transformateur

Selon la norme CEI 60909, pour les ''gros'' transformateurs, la résistance est si faible (<1 ohm) que l'impédance peut être assimilée à la seule réactance pour le calcul des courants de court-circuit ; l'impédance inverse est assimilée à l'impédance directe **[1]**.

Les formules **(4)**, **(5)**, **(6)**, **(7)** et **(8)** des pages 12 et 13 permettent de trouver les résultats qui sont dans le tableau 7 suivant.

Tableau 7 : valeurs calculées des impédances directe et homopolaire du transformateur

Impédance directe (en valeur 161 kV – 20 MVA)	**Impédance homopolaire (en valeur 161 kV – 20 MVA)**


$Zd12 = Xd12 = \frac{0,2\times161^2}{20} = 259,21\ \Omega$
Zd12 = Xd12 = 259,21 Ω
$Zd13 = Xd13 = \frac{0,12\times161^2}{20} = 155,526\ \Omega$
Zd13 = Xd13 = 155,526 Ω
$Zd23 = Xd23 = \frac{0,06\times161^2}{20} = 77,763\ \Omega$
Zd23 = Xd23 = 77,763 Ω
	On détermine dans un premier temps les impédances directes ramenées en étoiles :
	 
	$Z1 = Xd1 = \frac{1}{2}(259,21+155,526 - 77,763) = 168,486\ \Omega$
	Z1 = Xd1 = 168,486 Ω
	$Z2 = Xd2 = \frac{1}{2}(259,21 + 77,763 - 155,526) = 90,723\ \Omega$
	Z2 = Xd2 = 90,723 Ω
	$Z3 = Xd3 = \frac{1}{2}(155,526 + 77,763 - 259,21) = -12,960\ \Omega$
	Z3 = Xd3 = - 12,96 Ω
	On détermine l'impédance homopolaire côté 22kV en valeur 161 kV.
	$Zn = 3\times28,3\times\left(\frac{161}{22}\right)^2 = 4546,886\ \Omega$
	Zn = 4546,886 Ω
	On détermine maintenant l'impédance homopolaire
	 
	Zo = j168,486+[(4546,886-j12,96) // j90,723]
	Zo = 1,81 + j259,175 = 259,18 Ω
	Zo = 259,18 Ω

4.1.2. Calcul des courants de courts-circuits triphasé, monophasé et d'enclenchement

4.1.2.1. Calcul des courants de court-circuit triphasé

✓ **Arrivée au poste**

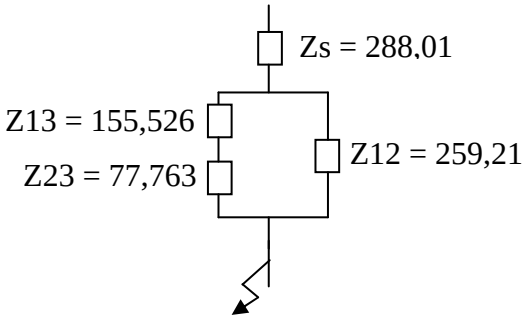
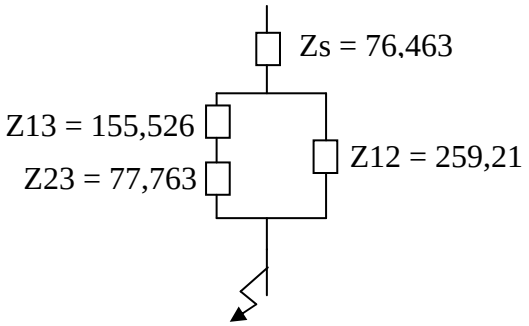
La formule **(9)** de la page 14 nous permet de faire ces calculs.

Tableau 8 : calcul du courant de court-circuit triphasé de l'arrivée au poste

Ik3 a Scc min = 90 MVA	**Ik3 à Scc max = 339 MVA**
En valeur 161 kV, on a : $Ik3 = \frac{90}{\sqrt{3}\times 161} = 0{,}323$ kA **Ik3 = 0,323 kA**	En valeur 161 kV, on a : $Ik3 = \frac{339}{\sqrt{3}\times 161} = 1{,}21566$ kA **Ik3 = 1,22 kA**

✓ **Départ 34,5 kV**

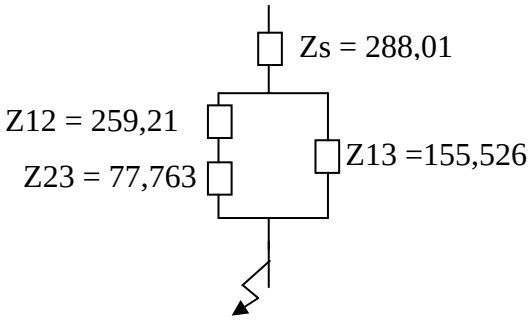
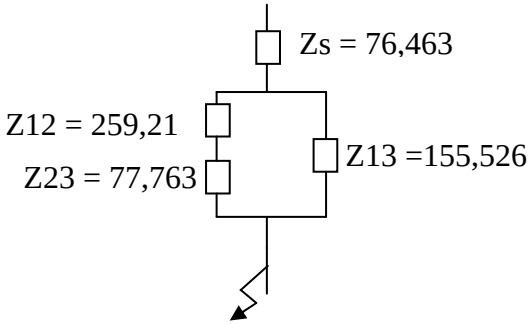
Tableau 9 : calcul du courant de court-circuit triphasé du départ 34,5 kV

Ik3 à Scc min = 90 MVA	**Ik3 à Scc max = 39 MVA**
En valeur 161 kV, on a :  Zk3 = 288,01+[259,21 // (155,526 + 77,763)] Zk3 = 410,79 Ω $Ik3 = \frac{161}{\sqrt{3}\times 410{,}79} = 0{,}226$ kA Ik3 = 0,226 kA en valeur 161 kV En valeur 34,5 kV, on a : $Ik3 = 0{,}226\times\frac{161}{34{,}5} = 1{,}056$ kA **Ik3 = 1,056 kA en valeur 34,5 kV**	En valeur 161 kV, on a :  Zk3 = 76,463+[259,21 // (155,526 + 77,763)] Zk3 = 199,25 Ω $Ik3 = \frac{161}{\sqrt{3}\times 199{,}25} = 0{,}466$ kA Ik3 = 0,466 kA en valeur 161 kV En valeur 34,5 kV, on a : $Ik3 = 0{,}466\times\frac{161}{34{,}5} = 2{,}177$ kA **Ik3 = 2,177 kA en valeur 34,5 kV**

✓ **Départ 22 kV**

La formule **(10)** de la page 14 nous permet de faire ces calculs.

Tableau 10 : calcul du courant de court-circuit triphasé du départ 22 kV

Ik3 à Scc min = 90 MVA	**Ik3 à Scc max = 39 MVA**
En valeur 161 kV, on a :  Zk3 = 288,01+[155,526 // (259,21 + 77,763)] Zk3 = 394,422 Ω $Ik3 = \frac{161}{\sqrt{3}\times 394,422} = 0,235$ kA Ik3 = 0,235 kA en valeur 161 kV En valeur 22 kV, on a : $Ik3 = 0,235\times\frac{161}{34,5} = 1,71$ kA **Ik3 = 1,71 kA en valeur 22 kV**	En valeur 161 kV, on a :  Zk3 = 76,463+[155,526 // (259,21 + 77,763)] Zk3 = 182,87 Ω $Ik3 = \frac{161}{\sqrt{3}\times 182,87} = 0,508$ kA Ik3 = 0,508 kA en valeur 161 kV En valeur 22 kV, on a : $Ik3 = 0,508\times\frac{161}{34,5} = 3,72$ kA **Ik3 = 3,72 kA en valeur 22 kV**

4.1.2.2. Calcul des courants de court-circuit monophasé

✓ **Arrivée au poste**

La formule **(11)** de la page 14 nous permet de faire ces calculs.

Tableau 11 : calcul du courant de court-circuit monophasé de l'arrivée au poste

Iko à Scc min = 120 MVA	**Iko à Scc max = 424 MVA**
En valeur 161 kV on a : Iko = [120 / (161*√3)] = 0,429 kA **Iko = 0, 429 kA**	En valeur 161 kV on a : Iko = [424 / (161*√3)] = 1,52 kA **Iko = 1,52 kA**

- ✓ **Apport du transformateur**

Tableau 12 : calcul des courants homopolaire et résiduel du transformateur

Courant homopolaire Iko	Courant résiduel Ir
Iko = $\frac{161}{\sqrt{3}\times 259{,}185}$ = 0,36 kA **Iko = 0,36 kA**	Ir = 3 x 0,36 = 1,23 kA **Ir = 1,23 kA**

4.1.2.3. Calcul du courant d'enclenchement du transformateur

D'après la formule **(14)** page14, on aura :

A t = 20 ms

$i(0{,}02) = 5\times 71{,}72\times e^{\frac{-0{,}02}{0{,}6}} = 346{,}85$ A

i(0,02) = 346,85 A

A t = 1,8s, on obtient :

$i(1{,}8) = 5\times 71{,}72\times e^{\frac{-1{,}8}{0{,}6}} = 17{,}85$ A

i(1,8) = 17,85 A

4.2. Vérification du dimensionnement des transformateurs de courant

Les résultats de la vérification sont dans le tableau 13 ci-après.

Tableau 13 : résultat de la vérification du dimensionnement des transformateurs de courant

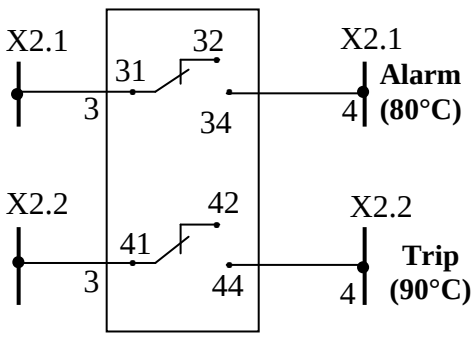
	TRANSFORMATEUR		DEPART 34,5 kV		DEPART 22 kV
Relais	UFM	MD33T	MC30	UFM/R	UFM/R
Type	Bushing	Bushing	Bushing	Bobiné	Bobiné
Inp/Ins en A	100/1	100/1	300/1	75/1	450/1
Flp	20	20	20	20	20
Rtc en ohm	1	1	1,5	0,5	5,2
Sva en VA	30	30	30	20	20
Rfilerie en ohm (2*120 m en 6 mm^2)	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
Rrelais en ohm	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Ik3 max en A	1220	1220	2177	2177	3720
Ual dim en V	21	21	48	26	219
Ualverif en V	601	601	602	401	405
Conclusion	TC bien dimensionné	TC bien dimensionné	TC bien dimensionné	TC bien dimensionné	TC bien dimensionné

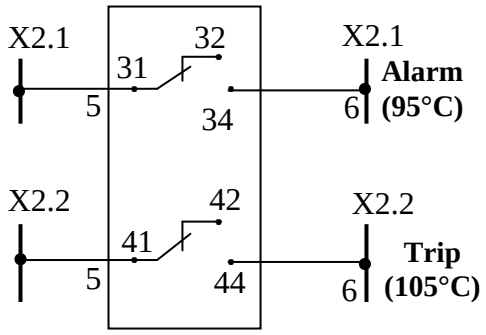
4.3. Protections du transformateur 161/34,5/22 kV de Parakou

4.3.1. Protection de surcharge

Le transformateur 161/34,5/22 kV est protégé contre les surcharges. Les seuils de réglages sont les suivants (tableau 14)

Tableau 14 : seuils des réglages des alarme et déclenchement de la protection surcharge

Réglages	Vérification	Résultat
✓ **Température huile** Alarme : 80°C Déclenchement : 90°C 	Pont avec un fil des bornes 3 et 4 du bornier X2.1. Pont avec un fil des bornes 3 et 4 du bornier X2.2.	Apparition au synoptique : « alarme température huile ». Déclenchement instantané des disjoncteurs 161; 34,5 et 22 kV avec apparition au synoptique : « déclenchement T° Huile »

✓ **Température enroulement**  	Pont avec un fil des bornes 5 et 6 du bornier X2.1. Pont avec un fil des bornes 5 et 6 du bornier X2.2.	Apparition au synoptique : « alarme T° enroulement. Déclenchement instantané des disjoncteurs 161; 34,5 et 22 kV avec apparition au synoptique : « déclenchement T° enroulement »

4.3.2. Protection contre les défauts entre phases (ANSI 51)

4.3.2.1. Cas des défauts au primaire du transformateur

✓ **Schéma de branchement**

Voir l'annexe V (page 57) pour le schéma de branchement.

✓ **Réglages**

Le principe de réglages retenu est le suivant :

- Pour détecter les surcharges (ANSI 51) importantes du transformateur, le courant de défaut à détecter sera réglé à 160% du courant nominal du transformateur Intr. Une temporisation de 1,8s y sera associée pour être sélectif avec les protections du 34,5 et 22 kV. Ce réglage devra être supérieur à 150% du courant d'enclenchement du transformateur à 1,8s majoré du courant nominal de charge et inférieur à Ik3mini/2.

Le résultat obtenu est dans le tableau 15 qui suit.

Tableau 15 : seuils des réglages de la protection maxi I phases primaire (161 kV)

PROTECTION MAXI I PHASES PRIMAIRE (161 kV)							
Fonction	Etat	Réglage	Valeur	Temps	Rapport TC (A)	In	Relais utilisé
1I>	Activé	1,53 In	153 A	1,8 s	Phase : 100/1	100 A	UFM
2I> et 3I>	Désactivé	-	-	-			

✓ **Vérification des TC et des réglages**

Tableau 16 : vérification des TC et des réglages de la protection maxi I phases 161 kV

	Courant injecté			Valeur lue			Disjoncteurs ayant déclenchés	Temps de réaction	Rapport TC (A)
	A	B	C	A	B	C			
Vérification des TC	1A	1A	1A	99,4 A	99,6 A	99,6 A			100/1
Vérification déclenchement	1,53 A			153 A			DJ 161 kV DJ 34,5 kV DJ 22 kV	1,7 s	

4.3.2.2. Cas des défauts au secondaire du transformateur

✓ **Schéma de branchement**

Pour le schéma de branchement, voir Annexe VI (page 58).

✓ **Réglages**

Le principe de réglages retenu est le suivant :

- Pour la détection des courts-circuits en secours des départs (50/51), le courant de défaut à détecter sera réglé en appliquant les habitudes du métier à savoir Ik3mini/2 avec une temporisation de 900 ms.
- Pour la protection du jeu de barre 34,5 kV (50/51), le courant de défaut à détecter sera réglé en appliquant las habitudes du métier à savoir 2 In de l'installation (on admet que In installation correspond à In TC) avec un temps constant de 600 ms.

Le résultat obtenu est dans le tableau 17 qui suit.

Tableau 17 : seuils des réglages de la protection maxi I phases secondaire 34,5 kV

PROTECTION MAXI I PHASES SECONDAIRE 34,5 kV							
Fonction	Etat	Réglage	Valeur	Temps	Rapport TC (A)	In	Relais utilisé
1I>	Activé	2 In	300 A	0,9 s	Phase : 300/1	150 A	MC30
2I>	Activé	3,4 In	510 A	0,6 s			
3I>	Désactivé	-	-	-			

✓ **Vérification des TC et des réglages**

Tableau 18 : vérification des TC et des réglages de la protection maxi I phases 34,5 kV

	Courant injecté			Valeur lue			Disjoncteurs ayant déclenchés	Temps de réaction	Rapport TC (A)
	A	B	C	A	B	C			
Vérification des TC	1A	1A	1A	299 A	299 A	300 A			300/1
Vérification déclenchement	1A			299 A			DJ 161 kV DJ 34,5 kV DJ 22 kV	0,9 s	
	3,4 A			1030 A			DJ 161 kV DJ 34,5 kV DJ 22 kV	0,58 s	

4.3.3. Protection contre les défauts à la terre

4.3.3.1. Cas d'un défaut monophasé au primaire du transformateur

4.3.3.1.1. Protection maxi I neutre primaire transformateur (ANSI 51N)

✓ **Schéma de branchement**

Voir l'annexe VII à la page 59.

✓ **Réglages**

Is = 10% In TC soit Is = 10 A

tIs = 100 ms

Tableau 19 : seuils des réglages de la protection maxi I neutre primaire (161 kV)

PROTECTION MAXI I NEUTRE PRIMAIRE (161 kV)							
Fonction	Etat	Réglage	Valeur	Temps	Rapport TC (A)	Ion	Relais utilisé
1Io>	Activé	0,1 Ion	10A	0,25s	Neutre : 100/1	100 A	UFM
2Io>	Désactivé	-	-	-			
3Io>	Désactivé	-	-	-			

- ✓ **Vérification du TC et des réglages**

Tableau 20 : vérification du TC et des réglages de la protection maxi I neutre 161 kV

	Courant injecté	Valeur lue	Disjoncteurs ayant déclenchés	Temps de réaction	Rapport TC (A)
Vérification des TC	1A	99,6 A			100/1
Vérification déclenchement	0,1 A	10A	DJ 161 kV; DJ 34,5 kV DJ 22 kV	0,1 s	

4.3.3.1.2. Protection terre restreinte primaire transformateur (ANSI 64REF)

- ✓ **Schéma de branchement**

Voir l'annexe VIII (page 60) pour le schéma de branchement.

- ✓ **Réglages**

Is = 10% In TC soit Is = 10 A

tIs = 100 ms

Tableau 21 : seuils des réglages de la protection terre restreinte primaire (161 kV)

PROTECTION TERRE RESTREINTE PRIMAIRE (161 kV)							
Fonction	Etat	Réglage	Valeur	Temps	Rapport TC (A)	LI	Relais utilisé
1Io>	Activé	0,1 LI	10 A	0,1 s	Neutre : 100/1	100 A	IM30B00
2Io>	Désactivé	-	-	-			
3Io>	Désactivé	-	-	-			

- ✓ **Vérification du TC et des réglages**

Pour les résultats de la vérification, voir le tableau 22 qui suit :

Tableau 22 : vérification du TC et des réglages de la protection 64REF 161 kV

	Courant injecté	Valeur lue	Disjoncteurs ayant déclenchés	Temps de réaction	Rapport TC (A)
Vérification du TC	1A	99,6 A			100/1
Vérification déclenchement	0,1 A	10A	DJ 161 kV; DJ 34,5 kV DJ 22 kV	0,1 s	

4.3.3.2. Cas d'un défaut monophasé au secondaire du transformateur

4.3.3.2.1. Secondaire 34,5 kV du transformateur

4.3.3.2.1.1. Protection générateur homopolaire (ANSI 51N)

- ✓ **Schéma de branchement**

Voir Annexe IX (page 61) pour le schéma de branchement.

- ✓ **Réglages**

Le courant de défaut à détecter sera réglé en appliquant les habitudes du métier à savoir deux (2) fois le réglage du courant maxi I homopolaire des départs 34,5 kV. Soit Is = 30 A (2x15 A). La temporisation associée est tIs = 600 ms.

Tableau 23 : seuils des réglages de la protection générateur homopolaire 34,5 kV

PROTECTION GENERATEUR HOMOPOLAIRE (34,5 kV)							
Fonction	Etat	Réglage	Valeur	Temps	Rapport TC (A)	LI	Relais utilisé
1Io>	Activé	0,07 LI	31,5 A	0,6 s	450/1	450 A	IM30B00
2Io>	Désactivé	-	-	-			
3Io>	Désactivé	-	-	-			

- ✓ **Vérification du TC et des réglages**

Tableau 24 : vérification du TC et des réglages de la protection générateur homopolaire 34,5 kV

	Courant injecté	Valeur lue	Disjoncteurs ayant déclenchés	Temps de réaction	Rapport TC (A)
Vérification des TC	0,07 A	31,5 A			450/1 A
Vérification déclenchement	0,07 A	15 A	DJ 161 kV; DJ 34,5 kV DJ 22 kV	0,6 s	

4.3.3.2.2. Secondaire 22 kV transformateur

4.3.3.2.2.1. Protection homopolaire secondaire 22 kV

- ✓ **Schéma de branchement**

Pour le schéma de branchement, voir Annexe X (page 62).

- ✓ **Réglage**

Is = 20% In TC soit Is = 90 A

tIs = 300 ms

Tableau 25: seuils des réglages de la protection homopolaire secondaire 22 kV

PROTECTION HOMOPOLAIRE SECONDAIRE CÔTE 22 kV							
Fonction	Etat	Réglage	Valeur	Temps	Rapport TC (A)	LI	Relais utilisé
1Io>	Activé	0,2 LI	90 A	0,3 s	Neutre : 450/1	450 A	IM30B00
2Io>	Désactivé	-	-	-			
3Io>	Désactivé	-	-	-			

- ✓ **vérification du TC et du déclenchement**

Tableau 26 : vérification du TC et des réglages de la protection homopolaire secondaire 22 kV

	Courant injecté	Valeur lue	Disjoncteurs ayant déclenchés	Temps de réaction	Rapport TC (A)
Vérification des TC	1A	450 A			450/1
Vérification déclenchement	0,2 A	90 A	DJ 161 kV; DJ 34,5 kV DJ 22 kV	0,3 s	

4.3.3.2.2.2. Protection terre restreinte secondaire 22 kV (ANSI 64REF)

- ✓ **Schéma de branchement**

Voir Annexe XI (page 63) pour le schéma de branchement.

- ✓ **Réglages**

Is = 10% In TC soit Is = 45 A

tIs = 100 ms

Tableau 27: seuils des réglages de la protection terre restreinte secondaire 22 kV

PROTECTION TERRE RESTREINTE SECONDAIRE 22 kV							
Fonction	Etat	Réglage	Valeur	Temps	Rapport TC (A)	LI	Relais utilisé
1Io>	Activé	0,1 LI	45 A	0,1 s	Neutre : 450/1	450 A	IM30B00
2Io>	Désactivé	-	-	-			
3Io>	Désactivé	-	-	-			

✓ **Vérification du TC et des réglages**

Tableau 28: vérification du TC et des réglages de la protection terre restreinte 22 kV

	Courant injecté	Valeur lue	Disjoncteurs ayant déclenchés	Temps de réaction	Rapport TC (A)
Vérification du TC	1A	450 A			450/1
Vérification déclenchement	0,1 A	45 A	DJ 161 kV ;DJ 34,5 kV DJ 22 kV	0,1 s	

4.3.4. Protection masse cuve

La protection masse cuve n'est pas appliquée au transformateur 161/34,5/22 kV du poste de Parakou.

4.3.5. Protection différentielle à pourcentage

4.3.5.1. Résultat de la recherche des causes du problème de déclenchements intempestifs

✓ **Vérification du schéma de branchement du relais MD33T**

Le schéma de branchement du relais MD33T constaté dans l'armoire transformateur est le suivant:

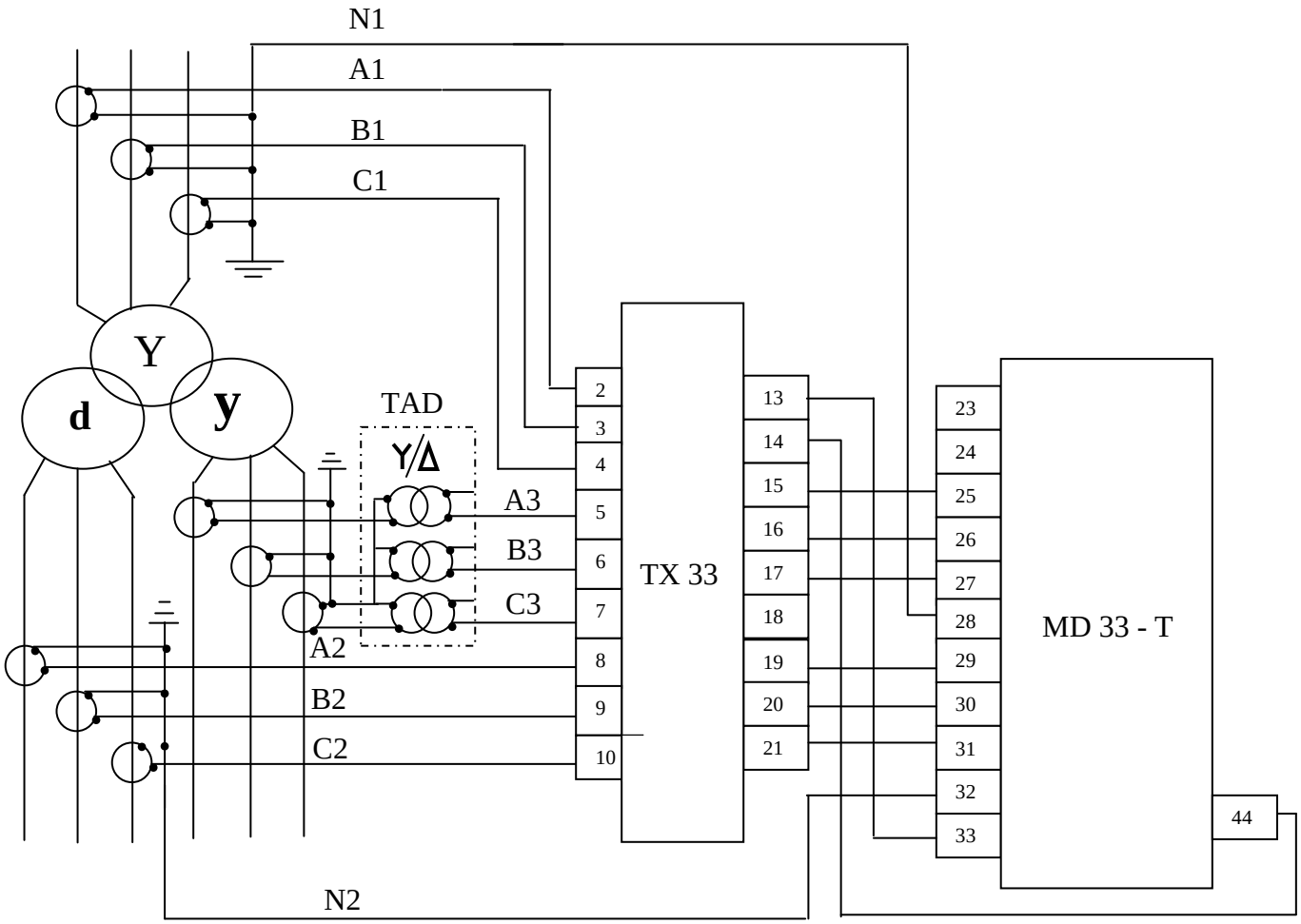


Figure 3 : schéma de branchement du relais différentiel MD33T

- ✓ **Vérification des données de réglage du relais MD33T**

En attendant de trouver la solution et compte tenu du nombre important de déclenchements (au moins 10 par jours), l'ordre de déclenchement des disjoncteurs encadrant le transformateur a été inhibé. Néanmoins, les réglages du relais à la mise en service étaient les suivants :

Tableau 29 : seuils des réglages de la protection différentielle transformateur

Fonction	**Fn (Hz)**	**1In (A)**	**2In (A)**	**1V (kV)**	**2V (kV)**	**α**	**d>**	**d>>**	**R**	**2H**	**5H**	**R2H**	**R5H**
Valeur	50	100	300	161	33	Yd1	0,30n	Dis	40%	0,15d	0,40d	1	1

✓ **Lecture des enregistrements des valeurs des courants de quelques déclenchements**

Tableau 30 : valeurs des courants de défaut de cinq déclenchements

dA	dB	dC	1A	1B	1C	2A	2B	2C	d2A	d2B	d2C	d5A	d5B	d5C
0,4n	0,39n	0,38n	0,37n	0,37n	0,37n	0,69n	0,71n	0,70n	0,01d	0,01d	0,00d	0,09d	0,1d	0,09d
1,31n	0,67n	1,09n	0,75n	1,25n	0,86n	2,07n	2,22n	1,13n	0,09d	0,51d	0,88d	0,47d	0,11d	0,49d
0,91n	0,73n	1,61n	1,32n	1,21n	0,22n	2,86n	1,28n	1,66n	0,00d	0,03d	0,04d	0,02d	0,04d	0,06d
0,23n	0,36n	0,40n	0,40n	0,27n	0,26n	0,70n	0,40n	0,68n	0,01d	0,04d	0,03d	0,06d	0,03d	0,05d
0,34n	0,41n	0,29n	0,30n	0,26n	0,37n	0,51n	0,66n	0,73n	0,18d	0,15d	0,20d	0,12d	0,10d	0,04d

✓ **Enregistrement et extraction de la perturbographie**

L'enregistrement de la perturbographie avec le secondaire 22 kV chargée nous a permis de tracer la courbe de la figure 4 suivante.

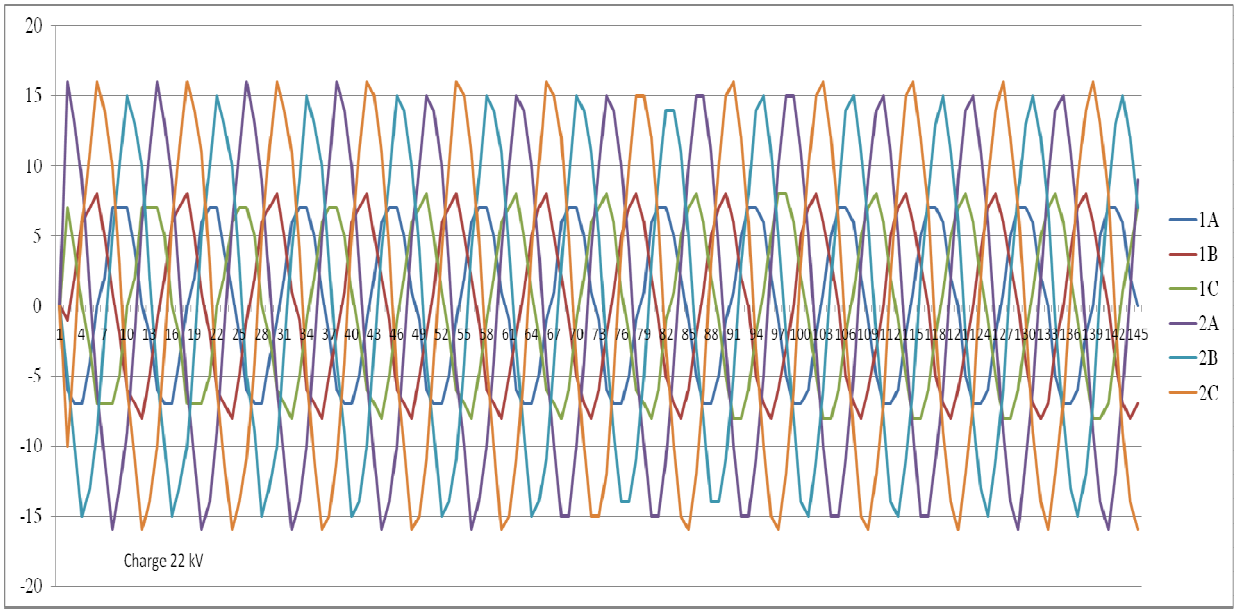


Figure 4 : Courbe de la charge 22 kV obtenue à l'aide de la perturbographie

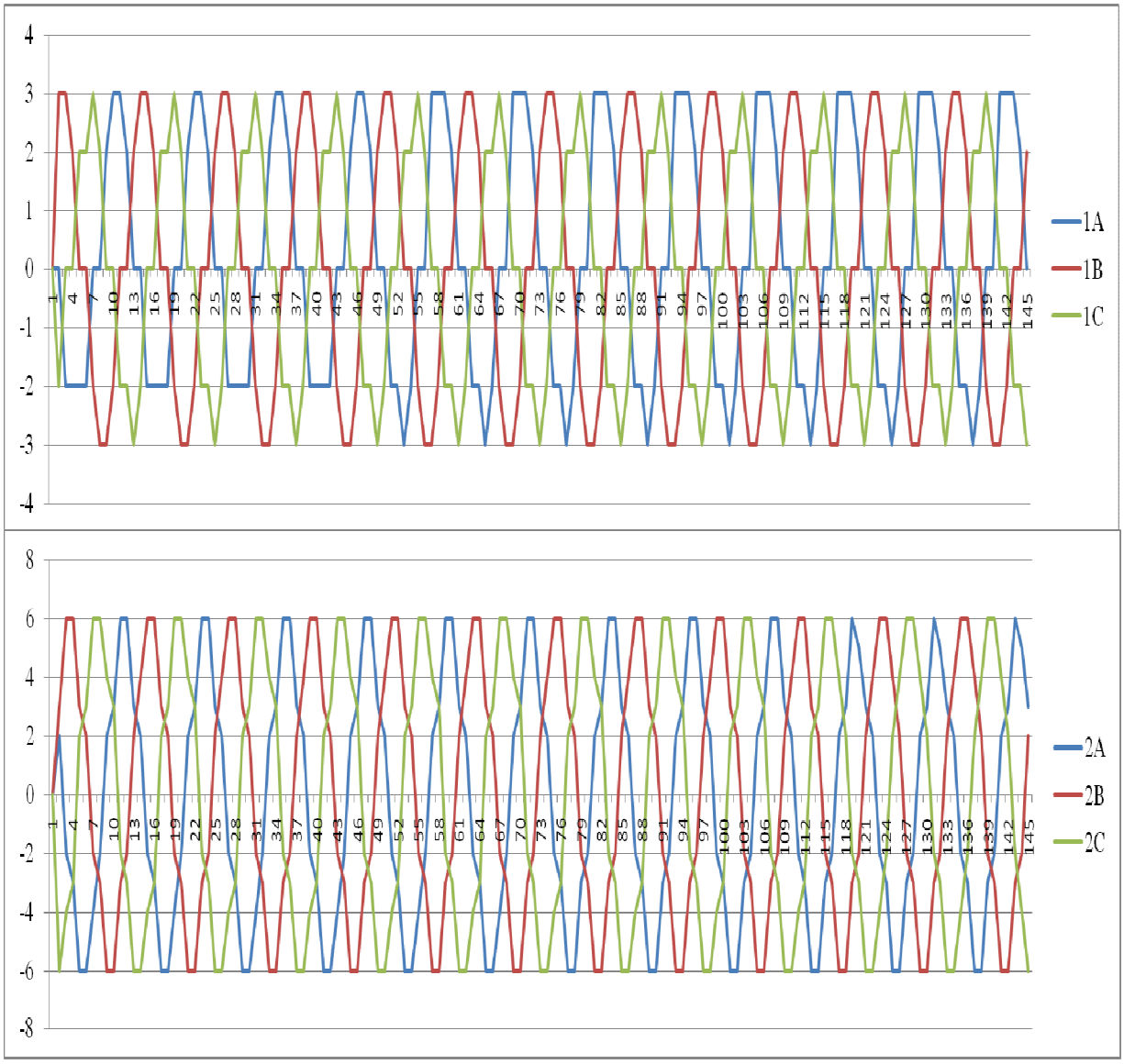


Figure 5 : courbe de la charge 161/22 kV obtenue à l'aide de la perturbographie

4.3.6. Plan de protections du transformateur 161/34,5/22 kV

Le plan de protections schématisé du transformateur du poste de transformation de Parakou se présente comme suit :

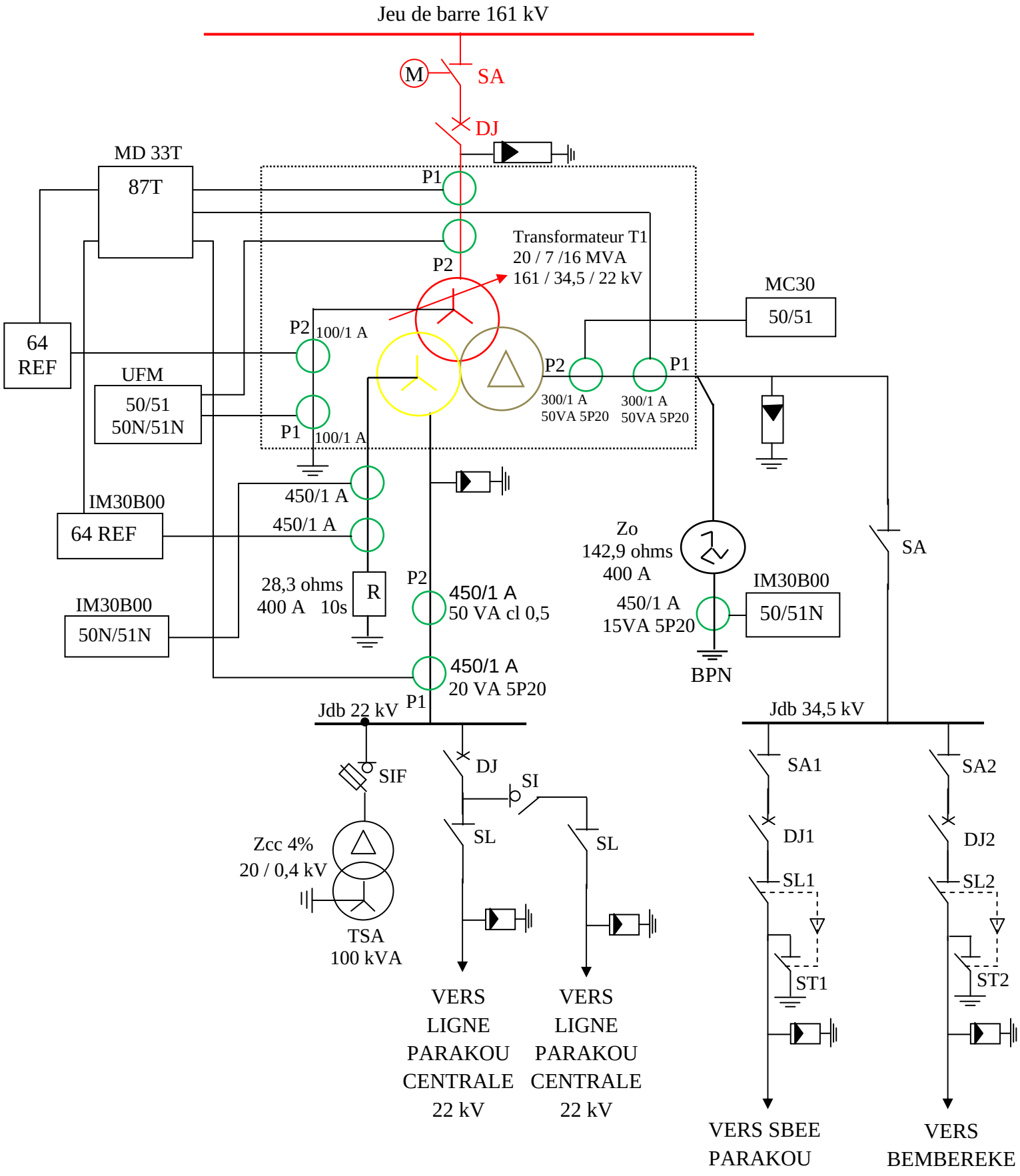


Figure 6 : Plan de protections actuel du transformateur 161/34,5/22 kV

V. DISCUSSION ET ANALYSES

5.1. Analyse des résultats du dimensionnement des transformateurs de courant

Les résultats issus de la vérification du dimensionnement des transformateurs de courant (Tableau 13) montrent que chacun d'eux a été convenablement dimensionné.

5.2. Analyse des résultats de la protection différentielle transformateur

- ✓ **Analyse des résultats de la vérification du schéma de branchement du relais MD33T.**

La vérification fil à fil du schéma de branchement (Figure 3) n'a rien révélé d'anormal. Chaque fil était à sa place. Le constat d'une interversion de fil n'a été fait nulle part.

- ✓ **Analyse des résultats de la vérification des données de réglage du relais MD33T**

Cette vérification montre que les valeurs réglées dans le relais sont conformes aux prescriptions et aux habitudes du métier et sont celles indiquées dans le principe de réglage de cette protection. Il n'y a donc pas erreur de programmation du relais MD33T.

- ✓ **Analyse des valeurs des courants de quelques défauts**

L'analyse des valeurs des courants de ces cinq déclenchements montre clairement un déséquilibre entre le primaire et le secondaire et la présence d'un peu d'harmonique de rang 2 et 5 qui pourrait accentuer le déphasage entre le courant primaire et secondaire d'une même phase. Les déclenchements intempestifs sont donc justifiés à priori.

- ✓ **Analyse de l'enregistrement de la perturbographie**

L'analyse des courants de la figure 4 et de la figure 5 montre que :

- le sens de rotation des phases est inversé ceci au primaire comme au secondaire. Au lieu du sens de rotation A-B-C, on a plutôt A-C-B pour les deux enroulements (primaire et secondaire) ;
- les courants secondaires 34,5 et 22 kV se soustraient au lieu de s'additionner car les courants secondaires 22 kV au lieu d'être en opposition de phase avec les courants primaires comme le couplage l'impose, sont plutôt en phase avec ceux-ci.

5.2.1. Solutions apportées aux différentes anomalies constatées

✓ **A l'inversion du sens des phases**

Le croisement des fils des bornes 16 et 17 du TX33 d'une part puis ceux des bornes 20 et 21 du même TX33 d'autre part a été fait pour résoudre ce problème (voir figure 7).

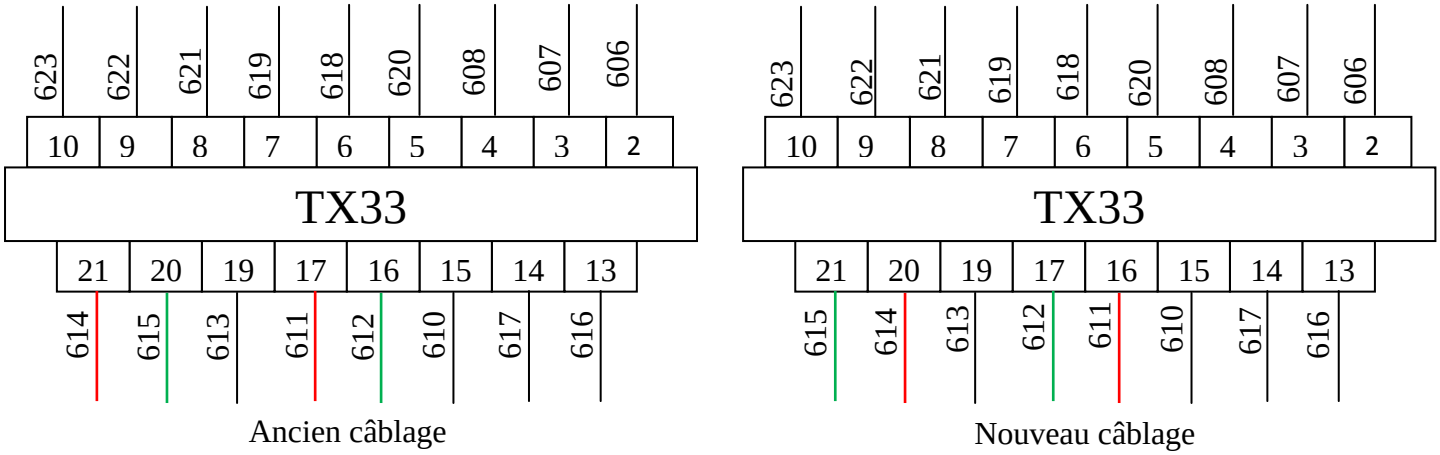


Figure 7 : ancien et nouveau câblage du module sommateur TX33

✓ **A la soustraction des courants du secondaire**

Le sens du courant des TC bushing primaires a été inversé dans l'armoire du transformateur selon le schéma de la figure 8 suivante.

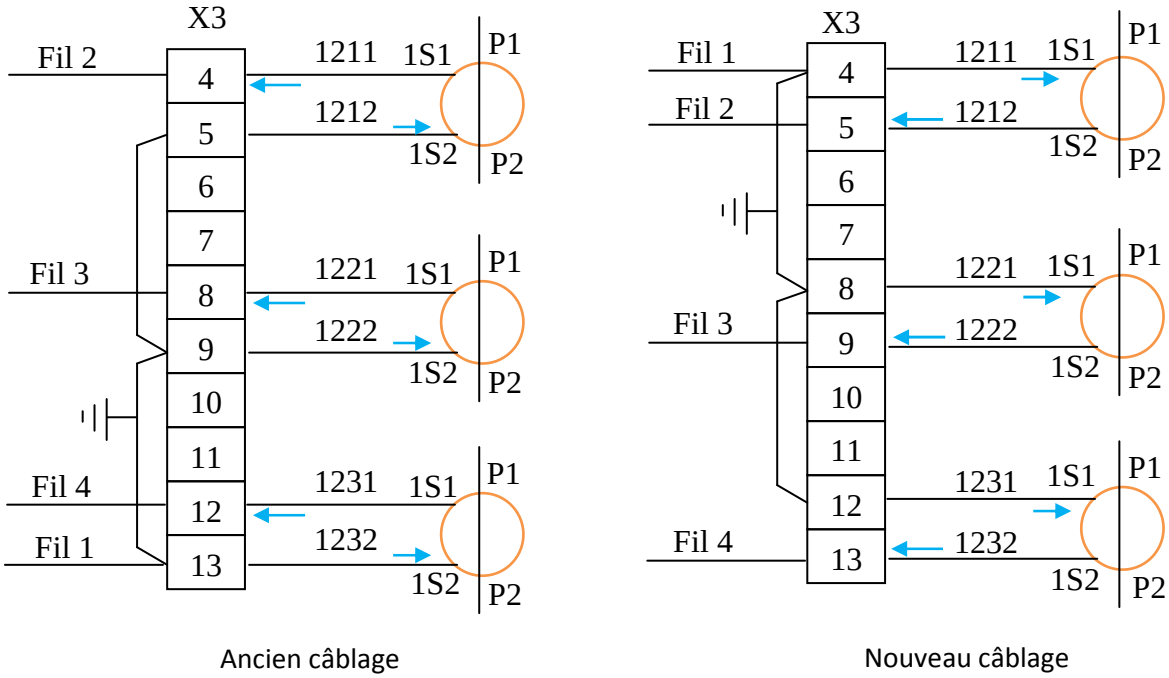


Figure 8: ancien et nouveau câblage des TC 161 kV dans l'armoire transformateur

Après ces modifications, une nouvelle perturbographie a été enregistrée avec le secondaire 22 kV chargée. Voir la figure 9 suivante pour la courbe.

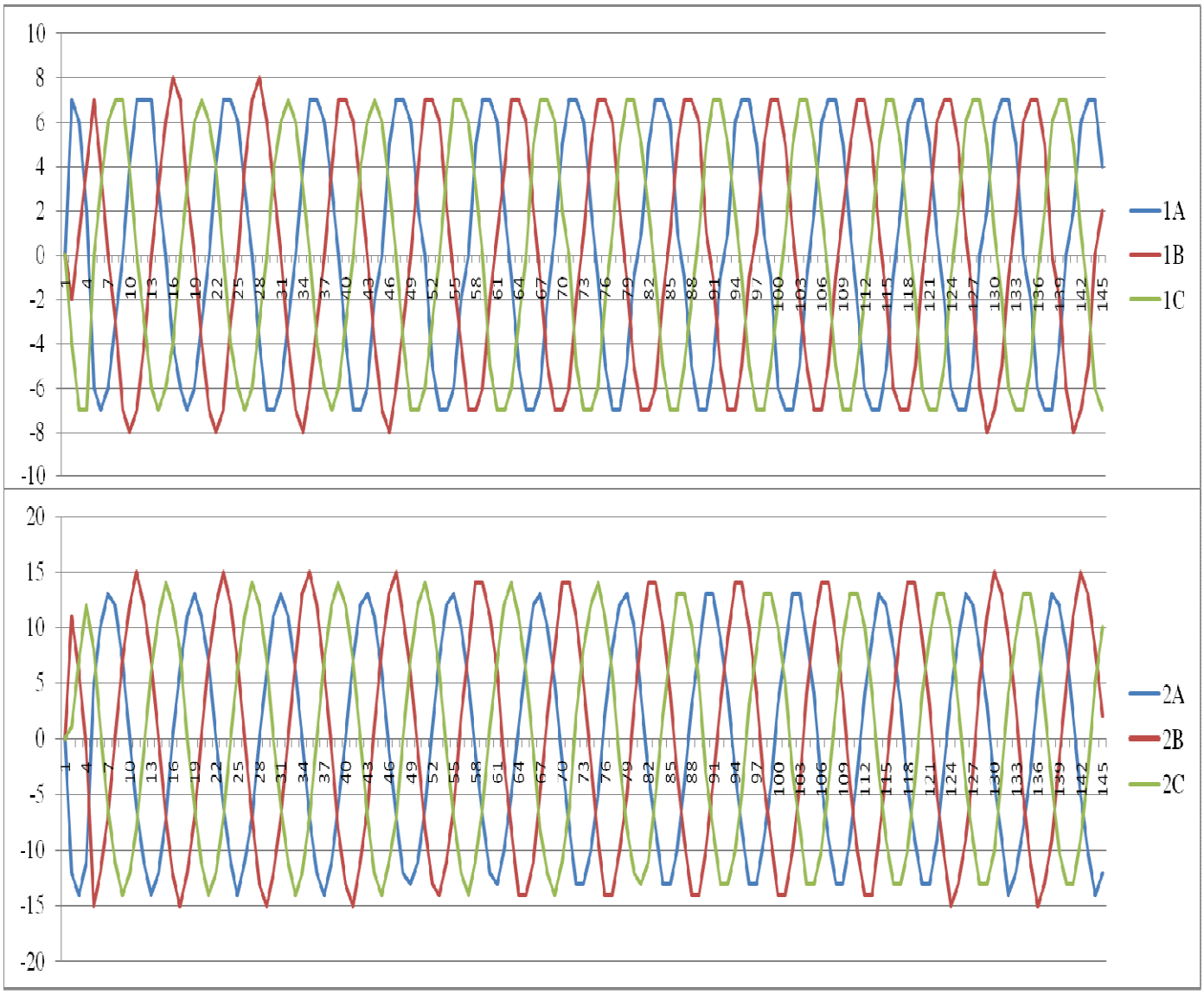


Figure 9 : courbe de la charge 161/34,5/22 kV obtenue après les modifications

L'analyse de cette courbe montre que les courants primaires et secondaires sont en opposition et décalés de 30° ce qui correspond au couplage du transformateur Yd1 et aux paramètres injectés dans le relais.

Les mesures des courants faites sur la protection indiquent sur chacune des phases un courant différentiel = 0 (voir Tableau 31) pour une charge quelconque.

L'ordre de déclenchement qui avait été inhibé est remis en service à travers l'activation des relais de sorties de cette protection.

Tableau 31: valeurs de courants relevées sur cinq (05) jours après les modifications

dA	dB	dC	1A	1B	1C	2A	2B	2C	d2A	d2B	d2C	d5A	d5B	d5C
0,04n	0,05n	0,04n	31 A	32 A	33 A	186 A	180 A	189 A	0,0d	0,0d	0,0d	0,0d	0,0d	0,0d
0,03n	0,03n	0,03n	15 A	16 A	16A	94 A	963 A	97 A	0,00d	0,00d	0,00d	0,00d	0,00d	0,00d
0,04n	0,04n	0,04n	20 A	20 A	20A	120A	119A	120A	0,00d	0,00d	0,00d	0,00d	0,09d	0,09d
0,03n	0,03n	0,04n	19 A	19A	19A	118A	117 A	119 A	0,00d	0,00d	0,00d	0,09d	0,00d	0,00d
0,03n	0,03n	0,03n	17	18	18	107	106	109	0,00d	0,00d	0,00d	0,00d	0,00d	0,00d

5.3. Analyse des résultats des autres protections

L'analyse des résultats des autres protections montre que les différents réglages programmés dans les relais sont conformes au principe de réglages retenus sauf pour la protection contre les défauts entre phases au primaire du transformateur et la protection maxi courant phase du secondaire 34,5 kV. Les principes de réglages retenus sont aussi conformes aux prescriptions.

- ✓ **Protection contre les défauts entre phases au primaire du transformateur**

Le principe de réglages retenu donne les seuils de réglages suivants :

Is = 160% In ;

Is > 150% i(1,8) + In ;

Is < $\frac{1}{2}$ Ik3 mini

In courant nominal au primaire du transformateur et i(1,8) le courant d'enclenchement du transformateur à 1,8 s.

In = $\frac{Sn}{\sqrt{3}\times Un} = \frac{20000}{\sqrt{3}\times 161} = 71{,}72\,A$ i(1,8) = 17,85 A (page 26) et Ik3 mini = 323 A (Tableau 8 page 24).

Les calcul donnent : Is = 1,6x74,72 = 115 A ; Is > 1,5x17,85+71,72 = 98,5 A et Is < $\frac{323}{2}$ = 161,5 A.

Avec ces calculs, le seuil de courant à programmer dans le relais devrait être Is = 115 A alors que c'est Is = 153 A qui est programmé dans le relais.

- Pour être conforme au principe de réglages retenu, le seuil du courant de défaut dans le relais a été modifié à Is = 115 A.

- ✓ **Protection maxi I phase 34,5 kV**

Les deux courants de seuil ont été réglés en admettant que In de l'installation correspond à In du TC. Par rapport à cela, le principe de réglages retenu est de 2In et $\frac{1}{2}$Ik3 mini soit respectivement 300 A (In = 150A) et 510 A (0,5x1056).

Etant donné que In du TC est 300 A, c'est en injectant In du TC et non 2In de l'installation que le relais a réagit pour la détection des courts-circuits en secours des départs. Pour la protection du jeu de barre 34,5 kV, on a injecté 1080 A au lieu de 510 A programmé avant que le relais ne réagisse (voir tableau 18).

Avec ces réglages, cette protection ne fonctionnerait jamais.

- Pour être conforme au principe de réglages retenu, les seuils des courants de défaut ont été modifié par rapport au rapport de transformation du TC de I = 2 In à Is = In TC d'une part puis de Is = 3,4 In à Is = 1,7 In TC d'autre part.
- La vérification des réglages donne comme courant de déclenchement des disjoncteurs (en injectant de la valise d'injection COTEL POWHEX 641A respectivement 1 A et 1,7A) 299 A soit In TC et 515 A soit 1,7 In TC.

5.4. Analyse comparative du plan de protection d'un transformateur HTB/HTA avec celui du transformateur 161/34,5/22 kV

La comparaison des deux plans de protection fait apparaître que le transformateur 161/34,5/22 kV dispose du minimum de protections indispensable sauf les protections masse cuve, maximum de courant phase directionnelle (ANSI 67) et le contrôle de flux (ANSI 24).

Ceci s'explique par le fait que :

- ✓ pour la protection masse cuve : la protection différentielle transformateur est déjà appliquée au transformateur, donc une protection masse cuve devient redondante ;
- ✓ pour la protection maximum de courant phase directionnelle : cette protection est nécessaire seulement lorsque deux transformateurs fonctionnent en parallèle ; ce n'est pas le cas ici ;
- ✓ pour le contrôle de flux : la protection contre la surtension est déjà assurée par le relais UFM de la ligne 161 kV.

VI. CONCLUSIONS

A l'origine de cette étude, il y avait un besoin : disposer d'un transformateur 161/34,5/22 kV sécurisé et disponible afin de garantir la continuité de la fourniture de l'énergie électrique à la SBEE.

Pour parvenir à cet objectif, il nous fallait préalablement procéder :

- ✓ au calcul des différentes impédances d'un transformateur,
- ✓ au calcul des courants de court-circuit,
- ✓ à la vérification du dimensionnement des TC utilisés,
- ✓ à l'étude des différentes protections d'un transformateur de puissance,
- ✓ à l'éradication du problème de déclenchements intempestifs de la protection différentielle,
- ✓ à la vérification et à l'analyse des réglages des protections de la travée transformateur.

Les données utilisées pour mener à bien ces différents points ont été obtenues grâce à la perturbographie extraite de la protection différentielle transformateur ainsi que des documents d'exploitation et des relevés faits sur les relais.

Les résultats obtenus montrent que la protection différentielle présente certaines anomalies qui provoquaient des déclenchements intempestifs. Au nombre de ces anomalies, on peut citer un mauvais sens de rotation des phases et une inversion des courants du secondaire 22 kV et 33,4 kV qui se soustrayaient dans le TX33 plutôt que de s'additionner.

Les impédances du transformateur et les courants de court-circuit ont été bien calculés de même que les TC utilisés pour les protections sont bien dimensionnés.

Par contre les réglages retenus pour la protection contre les défauts entre phases au primaire du transformateur et la protection maximum de courant phase du secondaire 34,5 kV ne sont pas ceux effectivement programmés dans les relais de protection.

En ce qui concerne les autres protections du transformateur, les réglages lus dans les relais sont conformes aux valeurs issues du principe de réglage retenu.

Au total, cette étude aura permis de mettre en exergue les causes des déclenchements intempestifs de la protection différentielle transformateur et le mauvais réglage de certains paramètres au niveau des protections maximum courant phase du primaire et du secondaire 34,5 kV.

Des solutions idoines à ces anomalies ont été apportées et toutes les protections de la travée transformateur sont à présent fonctionnelles.

Toutefois, les principes de réglages retenus pour les protections ne sont pas conformes aux habitudes de la CEB à savoir trois seuils de réglage pour les surcharges et les courts- circuits.

De même pour une bonne sélectivité, il serait nécessaire d'analyser les régalages des protections des départs 34,5 kV et 22 kV et surtout ceux de la cellule arrivée CEB de la centrale SBEE de Parakou et du poste de répartition de la CEB à Bembèrèkè.

Il reste à faire ce travail pour sécuriser et fiabiliser les protections de cette partie du vaste réseau de la CEB.

VII. RECOMMANDATIONS

A l'issue de cette étude, pour améliorer la qualité de service de la CEB vis-à-vis de sa clientèle, nous formulons les recommandations qui suivent :

⊗ Pour se conformer aux habitudes de la CEB, nous préconisons trois seuils de réglage :

- ✓ les 1er seuils comme surcharge à 120% soit 1,20 In temporisés de 1,5 s ;
- ✓ les 2^{nds} seuils comme premier niveau de court-circuit avec une temporisation qui sera:
  - sur les départs de 100 ms
  - sur le jeu de barre 34,5 kV de 300 ms
  - au primaire du transformateur de 500 ms

La valeur du courant de défaut ne devrait pas dépasser la moitié du courant de court-circuit triphasé (Id < Ik3/2).

- ✓ Les 3èmes seuils comme deuxième niveau de court-circuit. La temporisation sera:
  - sur les départs de 0 ms
  - sur le jeu de barre 34,5 kV de 100 ms
  - au primaire du transformateur de 200 ms

La valeur du courant de défaut ne devrait pas dépasser celle du courant de court-circuit triphasé (Id < Ik3).

Une application de cette proposition est à voir à l'annexe XII à la page 64.

⊗ Aussi, en attendant le bouclage du réseau à travers la construction de la ligne Onigbolo-Parakou, nous recommandons l'achat d'un transformateur secours pour les deux postes du Nord-Bénin. Ceci permettra de ne pas interrompre la fourniture de l'énergie électrique à la SBEE en cas de panne du seul transformateur qu'il y a au niveau desdits postes.

⊗ L'acquisition par la CEB d'un logiciel de dimensionnement et de vérification de tous les paramètres d'un réseau électrique.

VIII. BIBLIOGRAPHIE

[1] MicroEner, Affaire OMEXOM-BENIN *Document Technique de Référence DTR n° : 070352000 rév1*, 130p

[2] André Marcel LEGRAND et Lièce AZNI, *La protection des centrales électriques*, Edition de février 2005, 437p

[3] Merlin Gerin, *Guide des protections* 72p consultable depuis le site www.iufmerese.cict.fr consulté le 06/10/11

[4] Jean Bedel GOUBA, Enseignant 2iE, Note de cours Electricité Industrielle, *Distribution Electrique*, 109p

[5] Bapio BAYALA, Enseignant 2iE, Note de cours Technologie Electrique, *Transformateur Technologie-Protection-Choix*, 23p

[6] Bapio BAYALA, Enseignant 2iE, Note de cours Electrotechnique2, *Le transformateur II*, 54p

[7] Michel Orlhac, CT n°164 : *Le Transformateur de courant pour la protection en HT*, édition décembre 1992, 20p

[8] André SASTRE, CT n° 174 : *Protection des réseaux HTA industriels et tertiaires*, édition décembre 1994, 28p

[9] Paola FONTI, CT n°194 : *Transformateurs de courant : comment les spécifier*, édition janvier 2011, 36p

[10] MicroEner, *Guide d'Application*, 44p

[11] Théodore WILDI, Gilbert SYBILLE, *Electrotechnique*, 4e édition de boeck, 2009, 1215p

[12] Bencheikh El Hocine, Enseignant à l'IFEG (Algérie), *Protection des réseaux HTA,* 111p

[13] Pauwels International Service Division, *Formation générale au transformateur*, 2009, 154p

[14] Pauwels International Service Division, *Formation générale aux différents appareils de contrôle et de mesure*, 2005, 28p

[15] Didier FULCHIRON, CT n°192 : *Protections des transformateurs de postes MT/BT*, édition avril 1998, 36p

[16] SOGREAH Consultants, VINCI ENERGIES, Plan P-EFS-061 : *Armoire de contrôle commande TR 161/34,5/22 kV*, 2007, 67p

[17] CEB, Rapport annuel 2009, *De l'énergie pour stimuler le développement socio-économique du Togo et du Bénin*, 40p

Sites internet

http://www.schneider-electric.com.br; consulté le 07 octobre 2011

http://afriqueexpansion.com; consulté le 07 octobre 2011

http://www.club-er.org: consulté le 07 octobre 2011

http://helio-international.org; consulté le 13 octobre 2011

IX. ANNEXES

Annexe I : Autres protections 52
Annexe II : Tableau de choix des protections pour les transformateurs de puissance 54
Annexe III : Spécifications complémentaires du transformateur 161/34,5/22 kV 55
Annexe IV : Liste des fonctions de protection selon le code ANSI C37.2 56
Annexe V : Schéma de branchement de la protection maxi I phase au primaire du transformateur 57
Annexe VI : Schéma de branchement de la protection maxi I phase au secondaire du transformateur 58
Annexe VII : Schéma de branchement de la protection maxi I neutre primaire du transformateur 59
Annexe VIII : Schéma de branchement de la protection terre restreinte primaire du transformateur 60
Annexe IX : Schéma de branchement de la protection générateur homopolaire 61
Annexe X : Schéma de branchement de la protection homopolaire secondaire 22 kV 62
Annexe XI : Schéma de branchement de la protection terre restreinte secondaire 22 kV 63
Annexe XII : Proposition de réglage des protections selon les habitudes de la CEB 64
Annexe XIII : Schéma unifilaire des protections du poste de transformation de Parakou 67
Annexe XIV : Schéma unifilaire du poste de transformation de Parakou 68
Annexe XV : Structure générale des réseaux interconnectés de la CEB en 2000 69
Annexe XVI : Schéma synoptique du réseau interconnecté de la CEB (existant et futur) 70
Annexe XVII : Quelques relais MicroEner utilisés au poste de Parakou 71
Annexe XVIII : Quelques accessoires d'un transformateur de puissance 80

Annexe I : Autres protections d'un transformateur de puissance

- **Régleur en charge**

Lorsque l'installation nécessite d'avoir une tension stable côté secondaire, les bobinages des transformateurs de puissance sont munis de prises au primaire permettant de faire varier le rapport de transformation (régleur en charge).

Ces prises sont actionnées à partir d'un ensemble automate/élément de mesure (F90).

- **Protection directionnelle**

Dans le cas où le transformateur considéré n'est pas équipé de protection différentielle et que dans un schéma d'exploitation, il peut être couplé à une autre source (phase ou homopolaire), il faut installer des relais directionnels phase (ANSI 67) et homopolaire (ANSI 67N).

Le réglage conseillé est de 20% de In (le courant en retour en fonctionnement normal est nul).

Le courant de défaut sera pratiquement en quadrature avec la tension ($\phi = 90°$).

- **Protection de surexcitation (ANSI 24)**

Cette protection surveille l'induction de fonctionnement du transformateur (''over-fluxing'').

Une exploitation de transformateur à tension trop élevée ou à fréquence trop basse provoque un courant magnétisant excessif et entraîne une déformation de courant riche en harmonique de rang 5.

- **Protection contre les surtensions**

Deux moyens de protection contre les surtensions sont utilisés de manière large : les éclateurs et les parafoudres. Les éclateurs sont les dispositifs les moins coûteux et les plus rustiques. Ils sont utilisés exclusivement sur les réseaux aériens. Les parafoudres offrent une protection plus performante, mais pour un coût notablement plus élevé.

- **Protection Buchholz (ANSI 63)**

La présence de gaz à l'intérieur d'un transformateur à huile indique toujours qu'il fonctionne mal.

Il peut provenir:

• de la décomposition des isolants solides ou liquides à l'intérieur du transformateur, due à des surchauffes ou à des arcs électriques;

• du milieu extérieur à travers les pompes de circulation;

• de l'intérieur du transformateur, si le fluide diélectrique n'est pas soumis à un dégazage soigné avant la mise en service.

Les courants d'huile excessifs, surtout dans les tuyaux vers le conservateur, sont dus à des courts-circuits ou à de forts arcs électriques intérieurs, qui peuvent endommager ou préjuger du bon fonctionnement du transformateur.

Une perte d'huile par la cuve du transformateur pourrait provoquer de graves dommages de pollution de l'environnement ou alimenter un début d'incendie.

- ✓ **Principe de fonctionnement**

Pendant le fonctionnement normal, le relais doit être toujours rempli d'huile. Lorsque l'on a une formation de gaz à l'intérieur du transformateur, les bulles doivent s'écouler dans la conduite vers le conservateur, à condition d'une conception correcte du transformateur de la part du constructeur.

Ces bulles sont "accumulées" à l'intérieur du relais BUCHHOLZ, dans sa partie supérieure, réduisant le niveau d'huile et donc du premier flotteur (ou flotteur supérieur) avec, par conséquent, l'actionnement de l'interrupteur d'alarme. En cas de formation continue de gaz, celui-ci passe librement dans le tuyau aussitôt en aval du relais vers le conservateur.

Avec une montée ultérieure du volume de gaz et/ou perte d'huile, le flotteur inférieur (ou deuxième flotteur) s'abaisse et, avant que le relais se vide complètement, on a l'intervention de l'interrupteur de coupure.

Ce phénomène ne se produira que lorsque toute l'huile à l'intérieur du conservateur sera sortie.

- **Détecteur du niveau minimum de l'huile**

Une détecteur du niveau minimum de l'huile dans la cuve sera prévu tant pour le transformateur que pour le régleur en charge.

- **Protection incendie**

Les transformateurs électriques à refroidissement liquide utilisent en majorité des huiles diélectriques. Ces huiles sont des hydrocarbures.

Généralement considérées comme polluantes, elles sont aussi inflammables. La proximité d'une source d'énergie (le transformateur) et du combustible (l'huile diélectrique) confère aux transformateurs immergés un risque d'incendie élevé.

C'est pourquoi il est essentiel de contenir les huiles dans un volume de rétention afin de limiter l'incendie à la stricte zône du transformateur, et d'éviter ainsi une propagation incontrôlée aux installations proches.

Les feux de transformateurs étant particulièrement violents et rapides, la lutte contre l'incendie dans ses premiers instants est un élément clef. L'extinction du feu se fait en fonction des technologies utilisées soit avec de l'eau soit avec du gaz.

Annexe II : Tableau de choix des protections pour les transformateurs de puissance

Protection	Code ANSI	Puissance en MVA			Type de relais	
		<0,5	0,5-5	>0,5	Analogique	Numérique
Appel de courant	I^2t	*	*	*		
Contrôle de température (thermostat)	**26**	** (6)	** (6)	** (6)		
Déséquilibre de courant	**46**	*	*	*		
Image thermique	**49**		*(4)	*(4)		
Sonde de température	**49 T**	*	*	*		
Défaut entre phase/surcharge	**50/51**	***	***	***		
Défaut homopolaire	**50N/51N**	***	***	***	UB0/A-D	
Directionnel de courant	**67**	*** (3)	*** (3)	*** (3)		
Directionnel de terre	**67N**	*** (2)	*** (2)	*** (2)	RBVA/D	-AREVA -Microener -ABB -Autres
Maximum de tension homopolaire	**59 Vo**	**	**	**	UB0/D	
Minimum de tension triphasé	**27**	-	-	-	UB3/2	
Maximum de tension triph&sé	**59**	-	-	-		
Différentielle à pourcentage	**87T**		*	**		
Différentielle de terre restreinte	**64REF**	*** (1)	*** (1)	***	UB0/ATR	
Maximum de courant masse cuve	**51G**	*	*	**	UB0/51-UB0	
Régulateur de tension	**84/90**	*(5)	*(5)	*(5)		
Buchholz ou détection de gaz	**63**	***	***	***		
Contrôle de flux	**24**	*	*	*		

(*) Optionnel (**) Conseillé (***) Nécessaire

(1) Seulement pour les transformateurs fonctionnant en parallèle. Alternative à la 87T.
(2) Alternative à la protection terre restreinte (64REF) sur le secondaire avec neutre à la terre.
(3) Seulement pour les transformateurs fonctionnant en parallèle.
(4) Conseillé si une protection contre les élévations de température (26) n'est pas prévue.
(5) Pour transformateur équipé de gradins de potentiel.
(6) De 4 à 8 sondes Pt 100.

Annexe III : Spécifications complémentaires du transformateur 161/34,5/22 kV

TABLEAUX DES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES Transformateurs 161/34,5/22 kV			
Désignation	**Unité**	**Valeurs spécifiées**	**Valeurs garanties**
1 Constructeur			UNINDO-AREVA
2 Lieu de construction			INDONESIA
3 Codes et normes applicables			CEI
4 Quantité fournie			1
5 Tension nominale (hors charge)			
enroulement 161 kV 1	kV		161
enroulement 34,5 kV 2	kV		34,5
enroulement 22 kV 3	kV		22
6 Enroulement à prises	kV	161	161
7 Echelon de réglage		17 +/- 8 x 1,25%	17 +/- 8 x 1,25%
8 Prise minimale de tension correspondante	kV		
9 Prise maximale de courant correspondant	kV		
10 nombre de pôles et fréquence	Hz	3 pôles, 50 Hz	3 pôles, 50 Hz
11 Puissance nominale			
a) ONAN (161/22/34,5 kV)	MVA	16/12,8/5,6	16/12,8/5,6
b) ONAF (161/22/34,5 kV)	MVA	20/16/7	20/16/7
12 No d'enroulements et rapport de transformation		3-161/22/34,5	3-161/22/34,5
13 Couplage (161/22/34,5)		Ynyn0d1	Ynyn0d1
14 Tension du court-circuit en pourcentage (tolérance +/- 5%)	base 20MVA	Z12 Z13 Z23	Z12 Z13 Z23
Prise principale	%	17 à 20 12 5 à 6,5	20 12 6
Prise minimale	%		
Prise maximale	%		
15 Régulation à 4/4 et 0,85 pf	%		6,38
16 Rendement à 75°C et pf 1.0			
a) à 4/4	%		99,43
b) à 3/4	%		99,53
c) à 1/2	%		99,61
17 Pertes à vides garanties à tension et fréquence nominale	kW	inférieur ou égal à 15	15
18 Pertes en charge garanties à 75°C rapport 161/22 kV 16 MVA	kW	inférieur ou égal à 65	70
19 Pertes en charge garanties à 75°C rapport 161/34,5 kV 7 MVA	kW	inférieur ou égal à 18	15
20 Température max. garantie de l'huile en pleine charge			
Température	°C		55
Echauffement	°K		15
21 Température max. garantie des enroulements à pleine charge			
Température	°C		60
Echauffement	°K		15
22 Densité de flux maximum			
a) A tension nominale	T		1,79
b) A 110% de tension nominale	T		1,96

Annexe IV : Liste des fonctions de protection selon le code ANSI C37.2

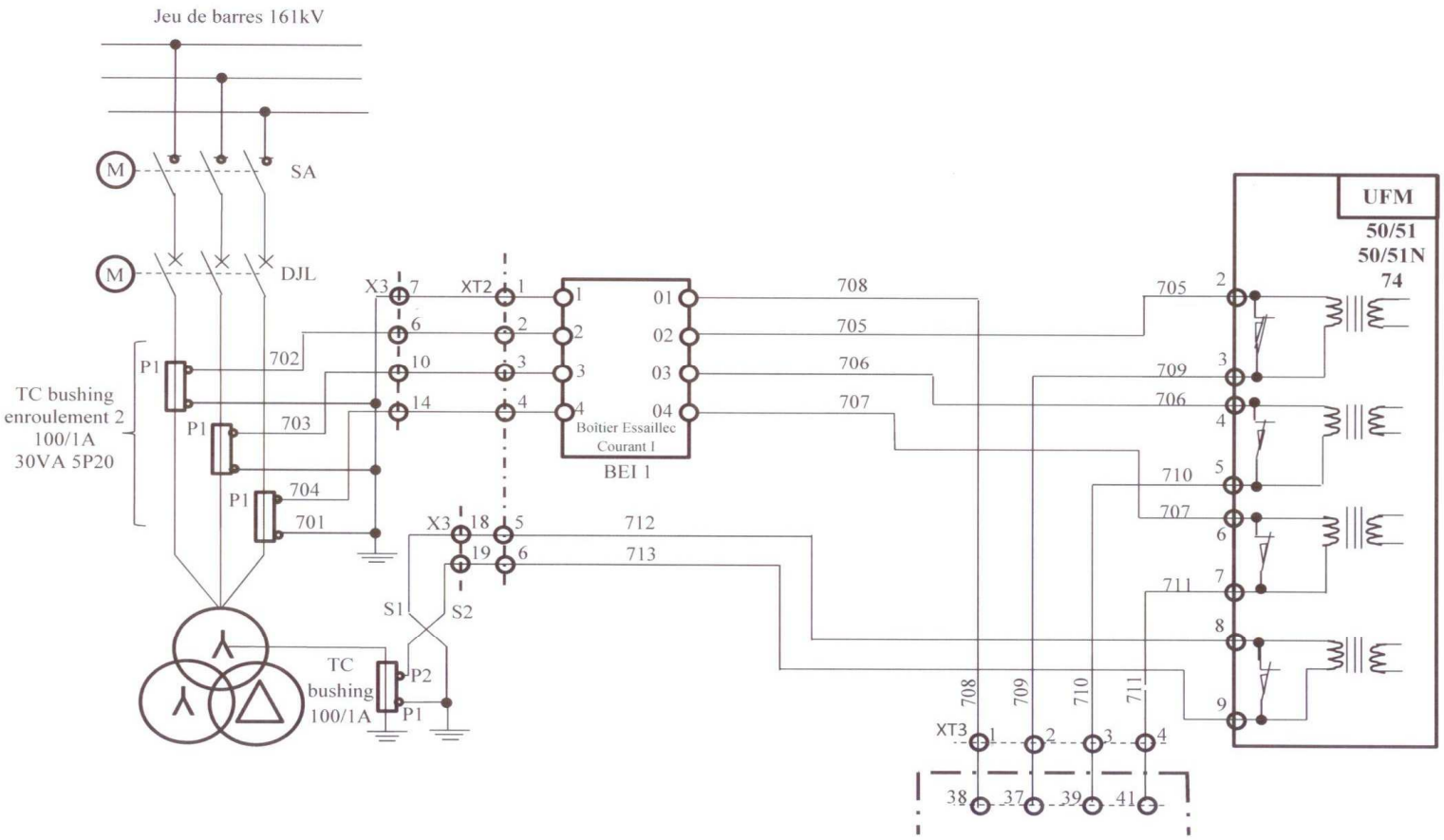
Fonctions de protection

Liste des fonctions

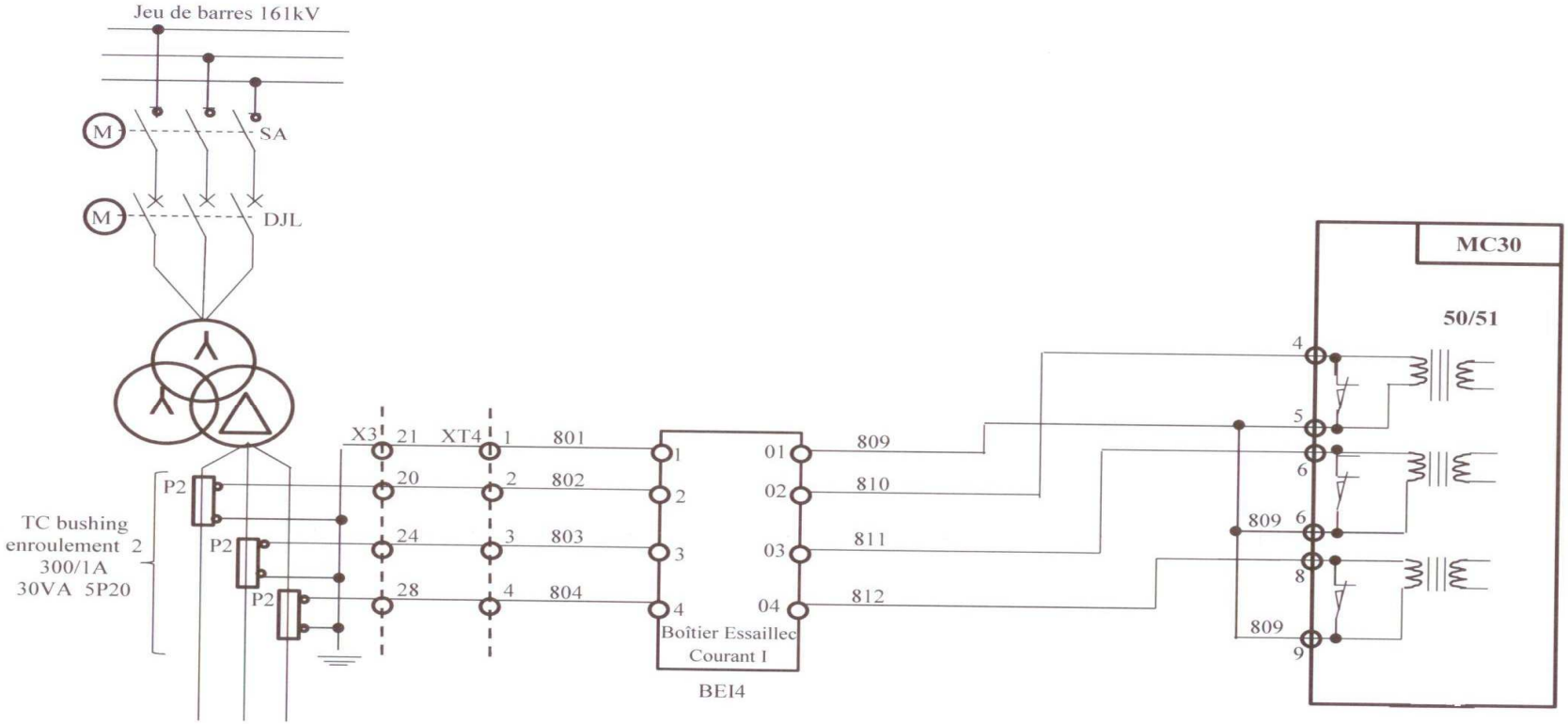
Les principales fonctions de protection sont indiquées dans le tableau ci-dessous, en précisant leur code selon la norme ANSI C37.2 ainsi qu'une brève définition ; le classement est fait selon l'ordre numérique.

Code ANSI	Libellé de la fonction	Définition
12	Survitesse	Détection de survitesse des machines tournantes
14	Sous-vitesse	Détection de sous-vitesse des machines tournantes
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
21B	Minimum d'impédance	Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
24	Contrôle de flux	Contrôle de surfluxage
25	Contrôle de synchronisme	Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
26	Thermostat	Protection contre les surcharges
27	Minimum de tension	Protection pour contrôle d'une baisse de tension
27D	Minimum de tension directe	Protection des moteurs contre un fonctionnement à tension insuffisante
27R	Minimum de tension rémanente	Contrôle de disparition de la tension entretenue par les machines tournantes après déconnexion de l'alimentation
27TN	Minimum de tension résiduelle harmonique 3	Détection de défaut d'isolement à la terre d'enroulements statoriques (neutre impédant)
32P	Maximum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance active
32Q	Maximum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance réactive
37	Minimum de courant phase	Protection triphasée contre les minima de courant
37P	Minimum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance active
37Q	Minimum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance réactive
38	Surveillance de température de paliers	Protection contre les échauffements anormaux des paliers des machines tournantes
40	Perte d'excitation	Protection des machines synchrones contre défaut ou perte d'excitation
46	Maximum de composante inverse	Protection contre les déséquilibres des courants des phases
47	Maximum de tension inverse	Protection de tension inverse et détection du sens de rotation inverse de machine tournante
48 - 51LR	Démarrage trop long et blocage rotor	Protection des moteurs contre le démarrage en surcharge ou sous tension réduite, et pour charge pouvant se bloquer
49	Image thermique	Protection contre les surcharges
49T	Sonde de température	Protection contre les échauffements anormaux des enroulements des machines
50	Maximum de courant phase instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
50N ou 50G	Maximum de courant terre instantanée	Protection contre les défauts à la terre : 50N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 50G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
50V	Maximum de courant phase à retenue de tension instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
50/27	Mise sous tension accidentelle générateur	Détection de mise sous tension accidentelle de générateur
51	Maximum de courant phase temporisée	Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases
51N ou 51G	Maximum de courant terre temporisée	Protection contre les défauts à la terre : 51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
51V	Maximum de courant phase à retenue de tension temporisée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
59	Maximum de tension	Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante
59N	Maximum de tension résiduelle	Protection de détection de défaut d'isolement
63	Pression	Détection de défaut interne transformateur (gaz, pression)
64REF	Différentielle de terre restreinte	Protection contre les défauts à la terre d'enroulements triphasés couplés en étoile avec neutre relié à la terre
64G	100 % stator générateur	Détection de défauts d'isolement à la terre des enroulements statoriques (réseau à neutre impédant)
66	Limitation du nombre de démarrages	Protection contrôlant le nombre de démarrages des moteurs
67	Maximum de courant phase directionnelle	Protection triphasée contre les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N/67NC	Maximum de courant terre directionnelle	Protection contre les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant (NC : Neutre Compensé)
78	Saut de vecteur	Protection de découplage à saut de vecteur
78PS	Perte de synchronisme (pole slip)	Détection de perte de synchronisme des machines synchrones en réseau
79	Réenclencheur	Automatisme de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne
81H	Maximum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement élevée
81L	Minimum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement basse
81R	Dérivée de fréquence (rocof)	Protection de découplage rapide entre deux parties de réseau
87B	Différentielle jeu de barres	Protection triphasée contre les défauts internes de jeu de barres
87G	Différentielle générateur	Protection triphasée contre les défauts internes d'alternateurs
87L	Différentielle ligne	Protection triphasée contre les défauts internes de ligne
87M	Différentielle moteur	Protection triphasée contre les défauts internes de moteur
87T	Différentielle transformateur	Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur

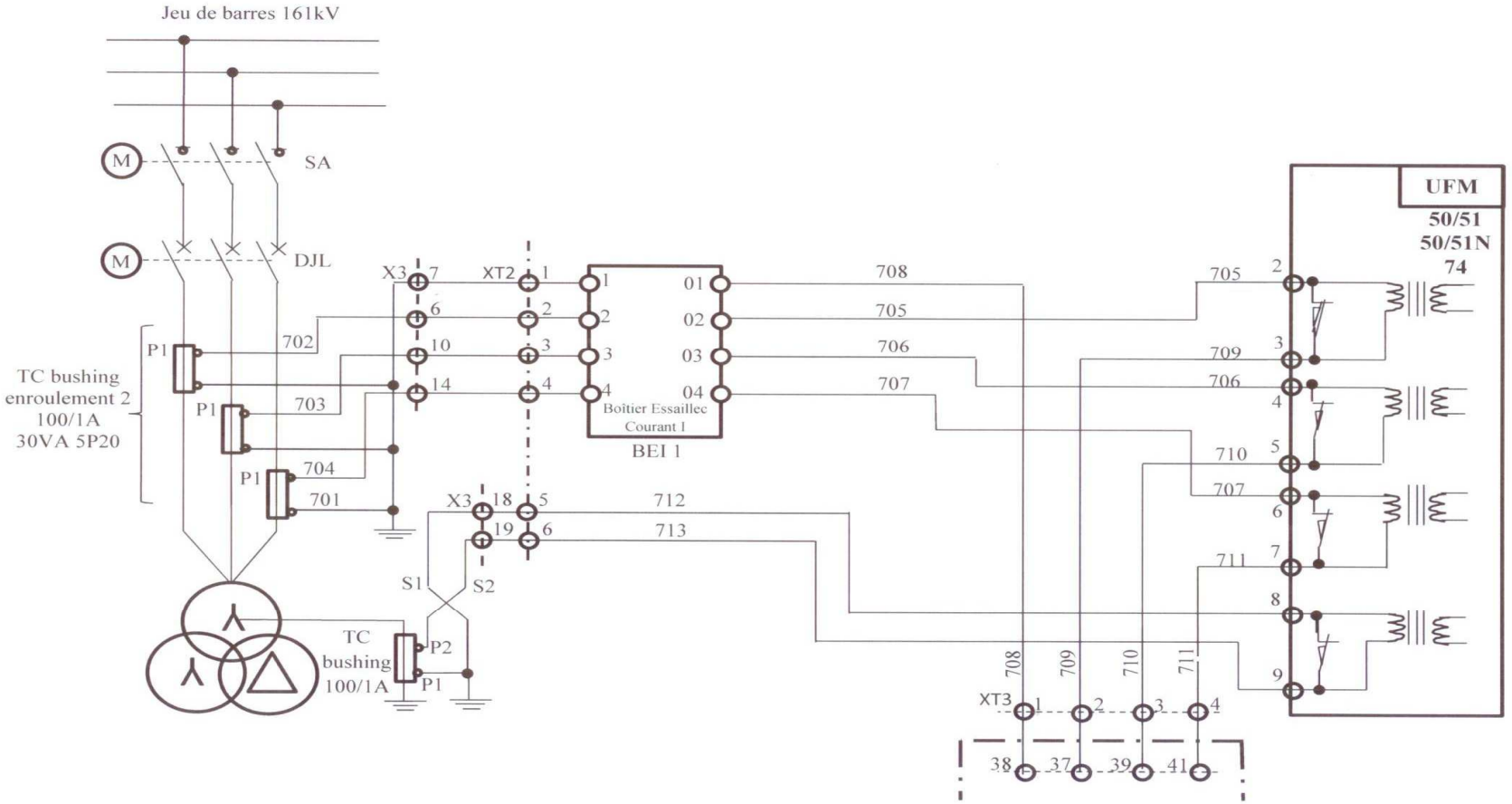
Annexe V: Schéma de branchement de la protection maxi I phase au primaire du transformateur



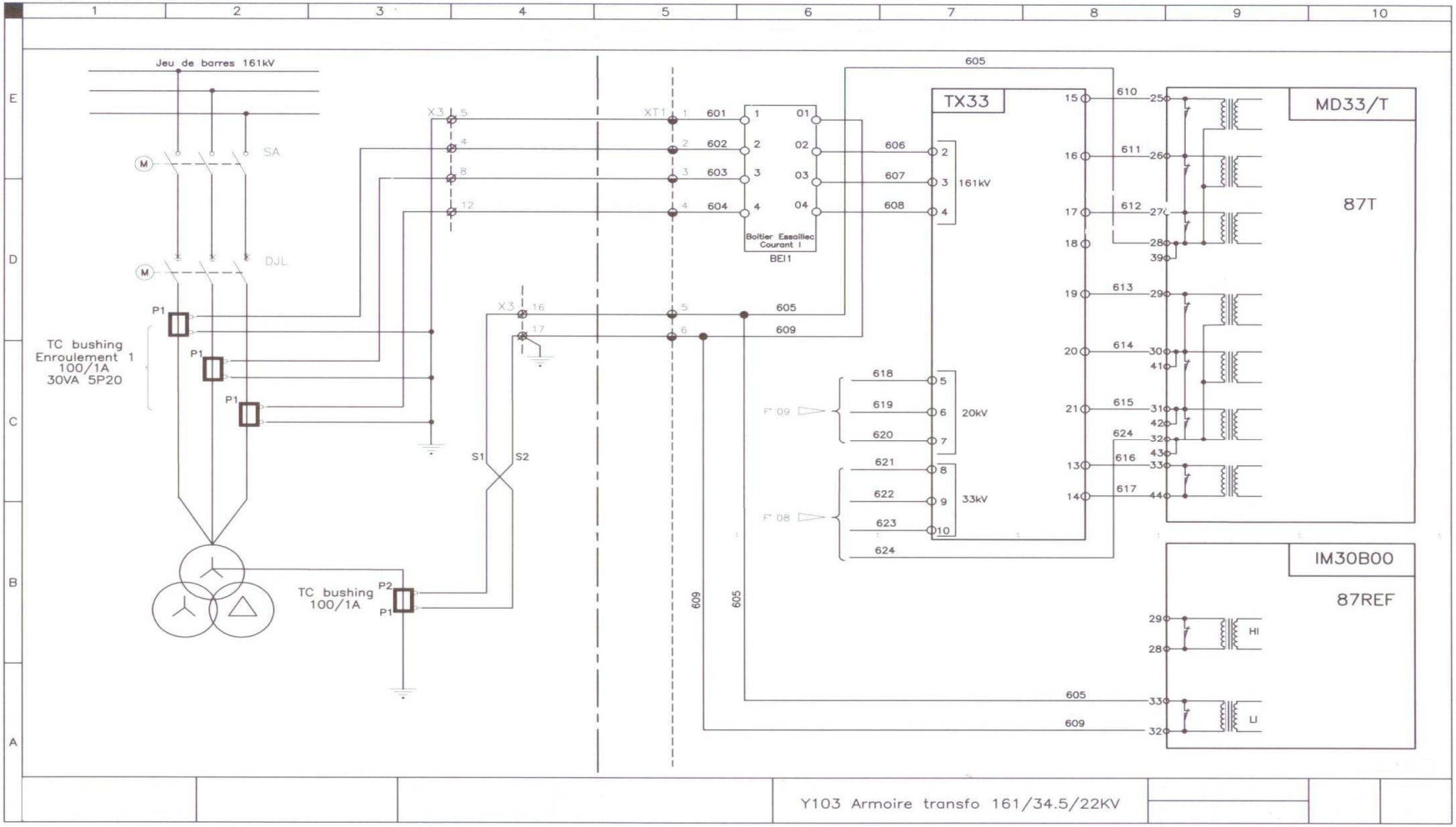
Annexe VI : Schéma de branchement de la protection maxi I phase au secondaire du transformateur



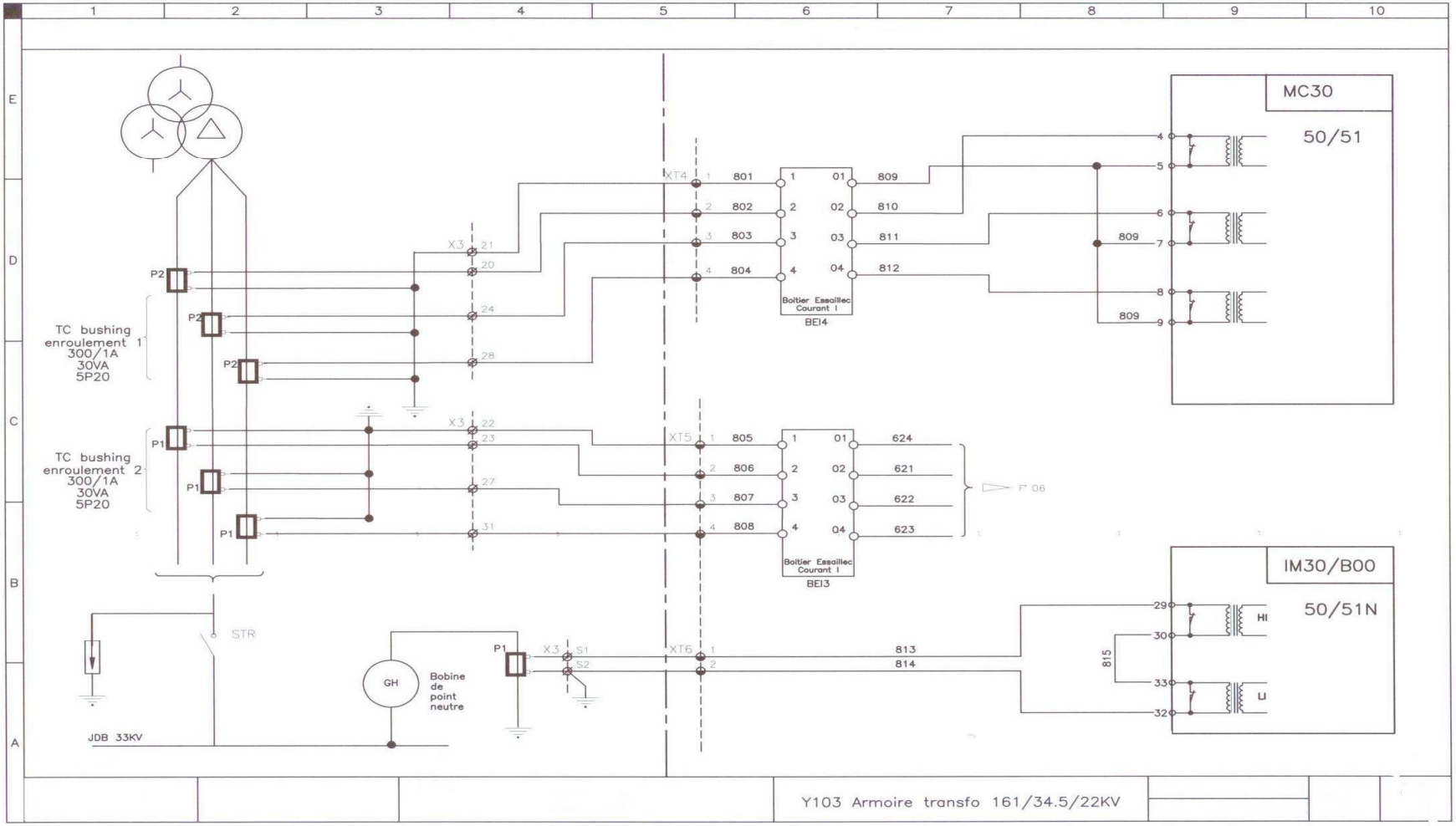
Annexe VII : Schéma de branchement de la protection maxi I neutre primaire du transformateur



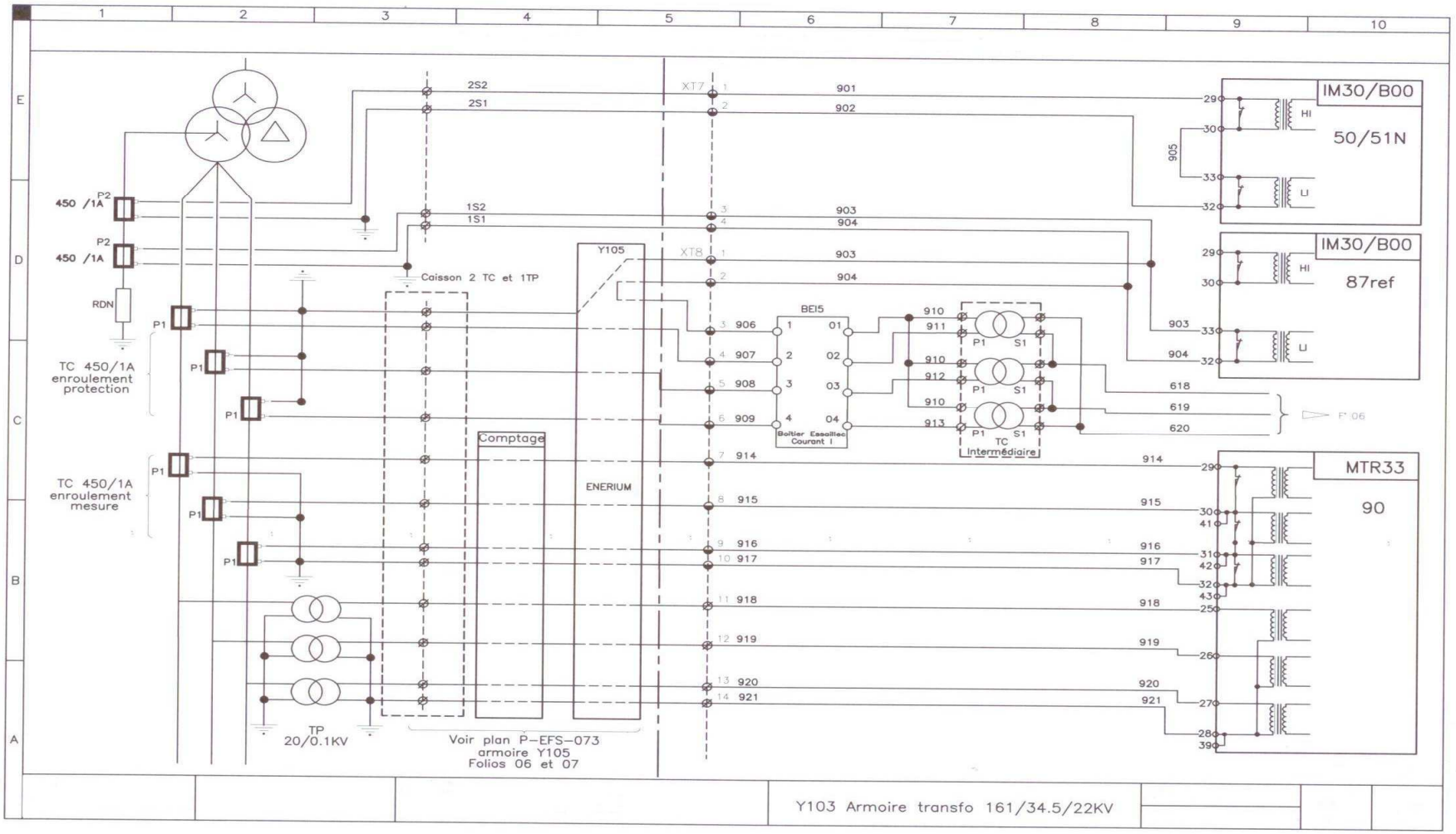
Annexe VIII : Schéma de branchement de la protection terre restreinte primaire du transformateur



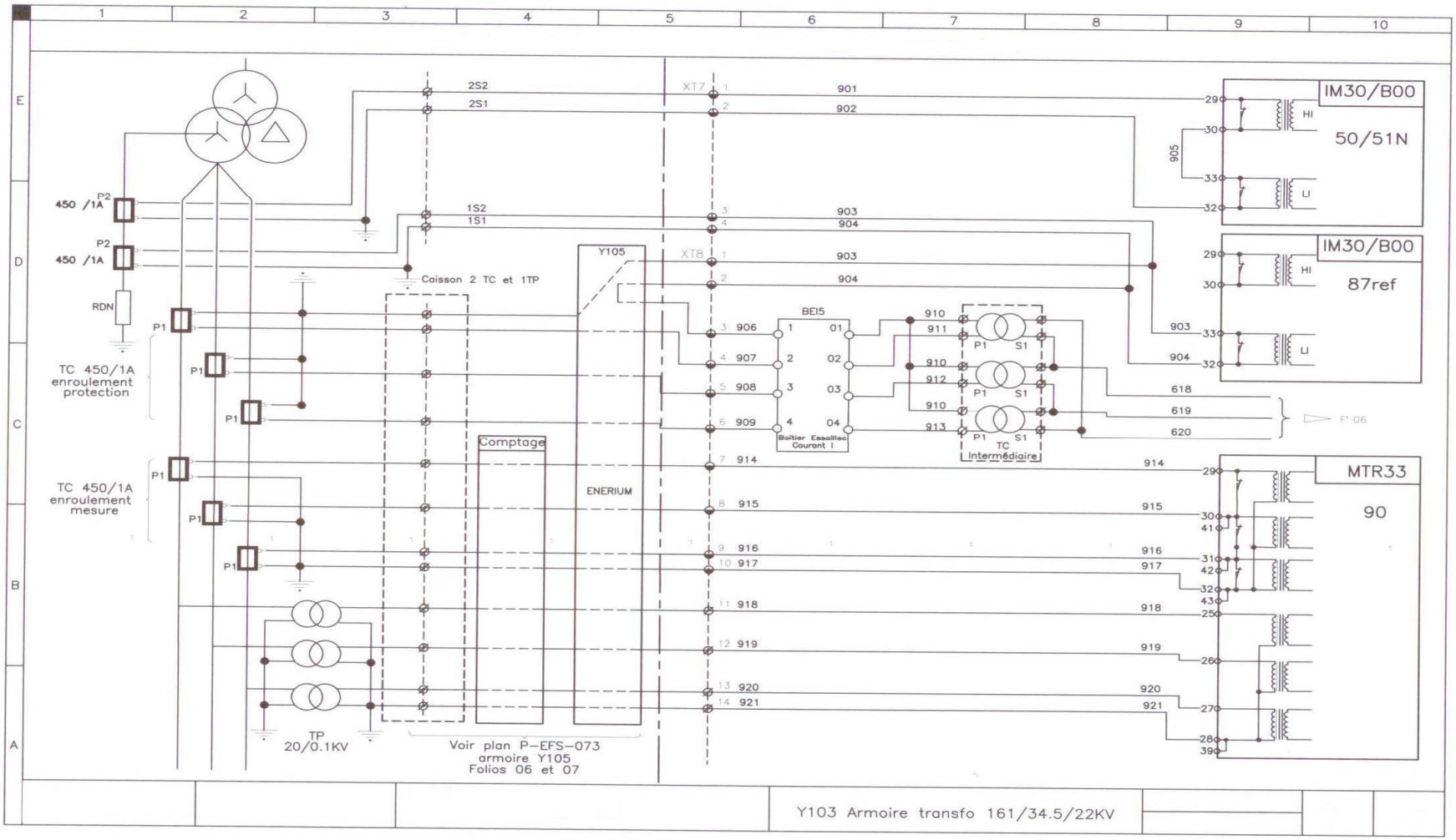
Annexe IX : Schéma de branchement de la protection générateur homopolaire



Annexe X : Schéma de branchement de la protection homopolaire secondaire 22 kV



Annexe XI : Schéma de branchement de la protection terre restreinte secondaire 22 kV



Annexe XII : Proposition de réglage des protections selon les habitudes de la CEB

Proposition de réglages :

Les 1er seuils comme surcharge à 120% soit 1,20 In temporisés de 1,5 s

Les 2^{nds} seuils comme 1er niveau de court-circuit. La temporisation sera:

- ✓ Sur les départs de 100 ms
- ✓ Sur le jeu de barre 34,5 kV de 300 ms
- ✓ Au primaire du transformateur de 500 ms

La valeur du courant de défaut ne devrait pas dépasser la moitié du courant de court-circuit triphasé (Id < Ik3/2).

Les 3èmes seuils comme 2éme niveau de court-circuit. La temporisation sera:

- ✓ Sur les départs de 0 ms
- ✓ Sur le jeu de barre 34,5 kV de 100 ms
- ✓ Au primaire du transformateur de 200 ms

La valeur du courant de défaut ne devrait pas dépasser celle du courant de court-circuit triphasé (Id < Ik3).

Les courants de court-circuit sont: Icc_{22kV} = 1710 A, $Icc_{34,5kV}$ = 1056 A et Icc_{161kV} = 323 A.

- ✓ Icc_{22kV} = 1710 A, donc $Icc_{22kV/2}$ = 855 A.

Nous proposons par conséquent les réglages suivants sur les départs 22 kV.

1I> = 1,2 In (540 A) temporisé 1,5 s

2I> = 1,5 In (675 A) temporisé 100 ms

3I> = 3,5 In (1575 A) temporisé 0 ms

- ✓ $Icc_{34,5kV}$ = 1056 A, donc $Icc_{34,5kV/2}$ = 528 A.

D'où les réglages suivants :

- Sur la sortie transformateur 34,5 kV.

1I> = 1,2 In (180 A) temporisé 1,5 s

2I> = 3,5 In (525 A) temporisé 300 ms

3I> = 7 In (1050 A) temporisé 100 ms

- Sur les départs 34,5 kV

1I> = 1,2 In (90 A) temporisé 1,5 s

2I> = 2 In (150 A) temporisé 100 ms

3I> = 4 In (300 A) temporisé 0 ms

- ✓ Icc_{161kV} = 323 A, donc $Icc_{161kV/2}$ = 161,5 A.

1I> = 1,2 In (120 A) temporisé 1,5 s

2I> = 2 In (200 A) temporisé 500 ms

3I> = 3 In (300 A) temporisé 200 ms

Ces résultats sont consignés dans les tableaux suivants:

Tableau 1: Protection maxi I primaire (161 kV)

PROTECTION MAXI I PRIMAIRE (161 kV)							
Fonction	Etat	Réglage	Valeur	Tempo	Rapport TC (A)	In	Relais utilisé
1I>	Activé	1,2 In	120 A	1,5 s	Phase : 100/1 Neutre : 100/1	100 A	UFM
2I>	Activé	2 In	200 A	0,5 s			
3I>	Activé	3 In	300 A	0,2 s			
1Io>	Activé	0,1 Ion	10 A	0,25 s			
2Io>	Désactivé	-	-	-			

Tableau 2 : Protection maxi I homopolaire 34,5 kV

PROTECTION MAXI I HOMOPOLAIRE 34,5 kV							
Fonction	Etat	Réglage	Valeur	Tempo	Rapport TC (A)	LI	Relais utilisé
1Io>	Activé	0,07 LI	31,5 A	0,5 s	Neutre : 450/1	450 A	IM30B00
2Io>	Désactivé	-	-	-			
3Io>	Désactivé	-	-	-			

Tableau 3 : Protection maxi I secondaire 34,5 kV

PROTECTION MAXI I SECONDAIRE 34,5 kV							
Fonction	Etat	Réglage	Valeur	Tempo	Rapport TC (A)	In	Relais utilisé
1I>	Activé	1,2 In	180 A	1,5 s	Phase : 300/1	150 A	MC30
2I>	Activé	3,5 In	525 A	0,3 s			
3I>	Activé	7 In	1050 A	0,1 s			
1Io>	Activé	0,2 Ion	30 A	0,3 s			

Tableau 4 : Protection maxi I départ 34,5 kV SBEE

PROTECTION MAXI I DEPART 34,5 kV SBEE							
Fonction	Etat	Réglage	Valeur	Tempo	Rapport TC (A)	In	Relais utilisé
1I>	Activé	1,2 In	90 A	1,5 s	Phase : 75/1 Neutre : 75/1	75 A	UFM-R
2I>	Activé	2 In	150 A	0,1 s			
3I>	Activé	4 In	300 A	0 s			
1Io>	Activé	0,11 In	8,25 A	0,4 s			
2Io>	Activé	0,2 In	15 A	0,2 s			

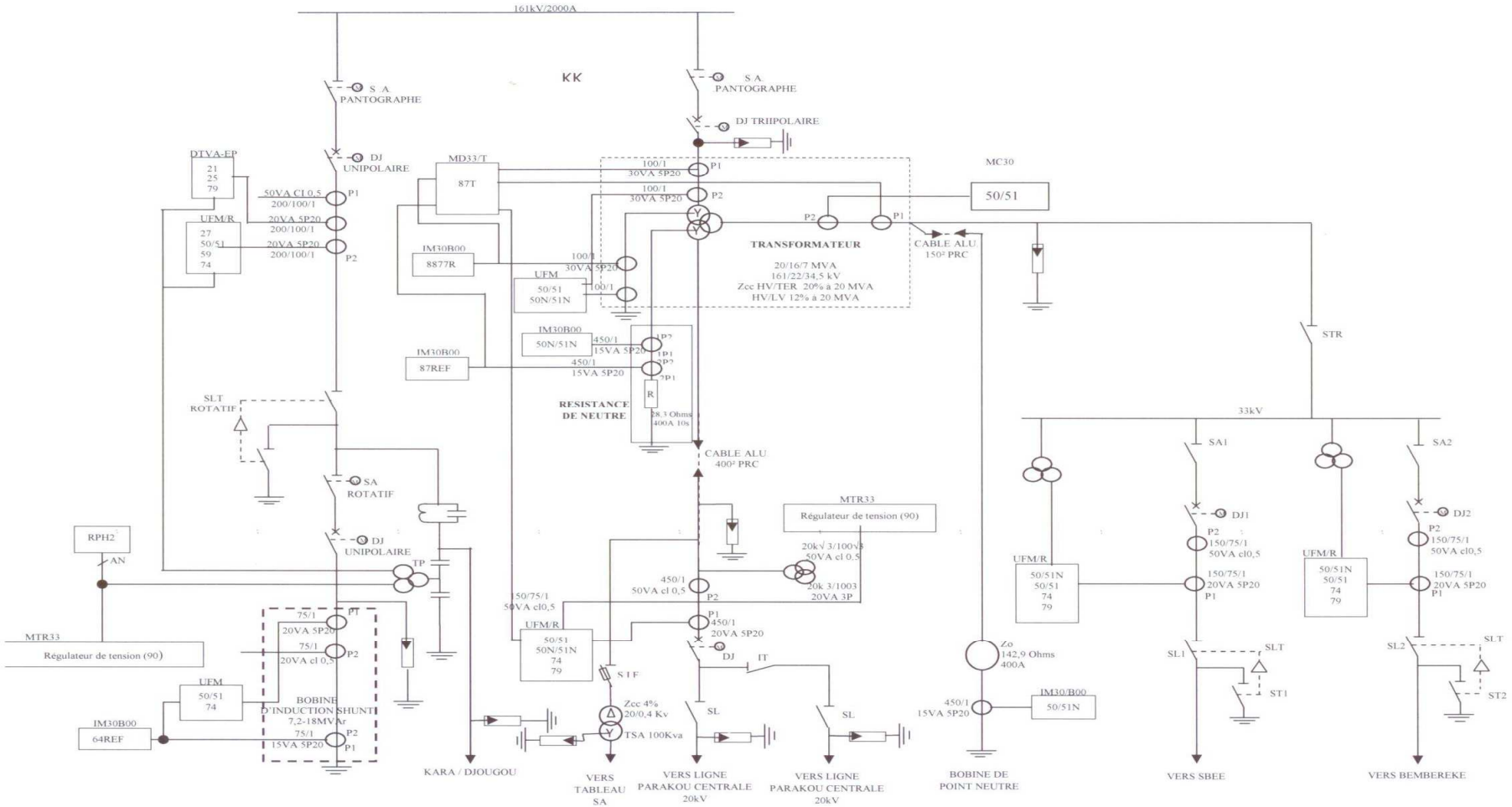
Tableau 5 : Protection maxi I Départ 34,5 kV Bembèrèkè

PROTECTION MAXI I DEPART 34,5 kV BEMBEREKE							
Fonction	Etat	Réglage	Valeur	Tempo	Rapport TC (A)	In	Relais utilisé
1I>	Activé	1,2 In	90 A	1,5 s	Phase : 75/1 Neutre : 75/1	75 A	UFM-R
2I>	Activé	2 In	150 A	0,1 s			
3I>	Activé	4 In	300 A	0 s			
1Io>	Activé	0,11 Ion	8,25 A	0,4 s			
2Io>	Activé	0,2 Ion	15 A	0,2 s			

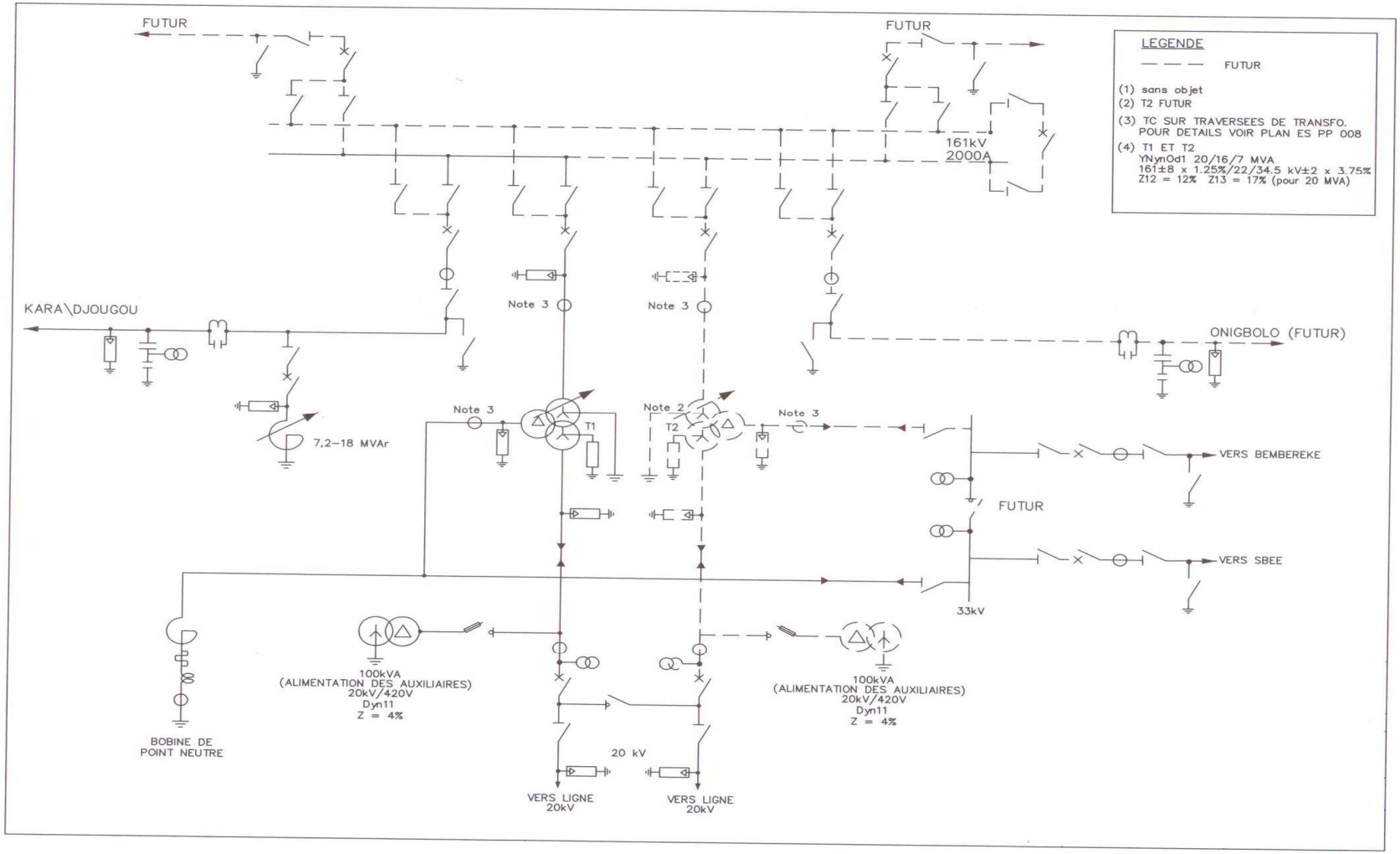
Tableau 6 : Protection maxi I départs 22 kV Centrale SBEE

PROTECTION MAXI I DEPARTS 22 kV CENTRALE SBEE							
Fonction	Etat	Réglage	Valeur	Temps	Rapport TC (A)	In	Relais utilisé
1I>	Activé	1,2 In	540 A	1,5 s	Phase : 450/1 Neutre : 450/1	450 A	UFM-R
2I>	Activé	1,5 In	675 A	0,1 s			
3I>	Activé	3,5 In	1575 A	0 s			
1Io>	Activé	0,11In	49,5 A	1,07 s			
2Io>	Activé	0,2 In	90 A	0,7 s			

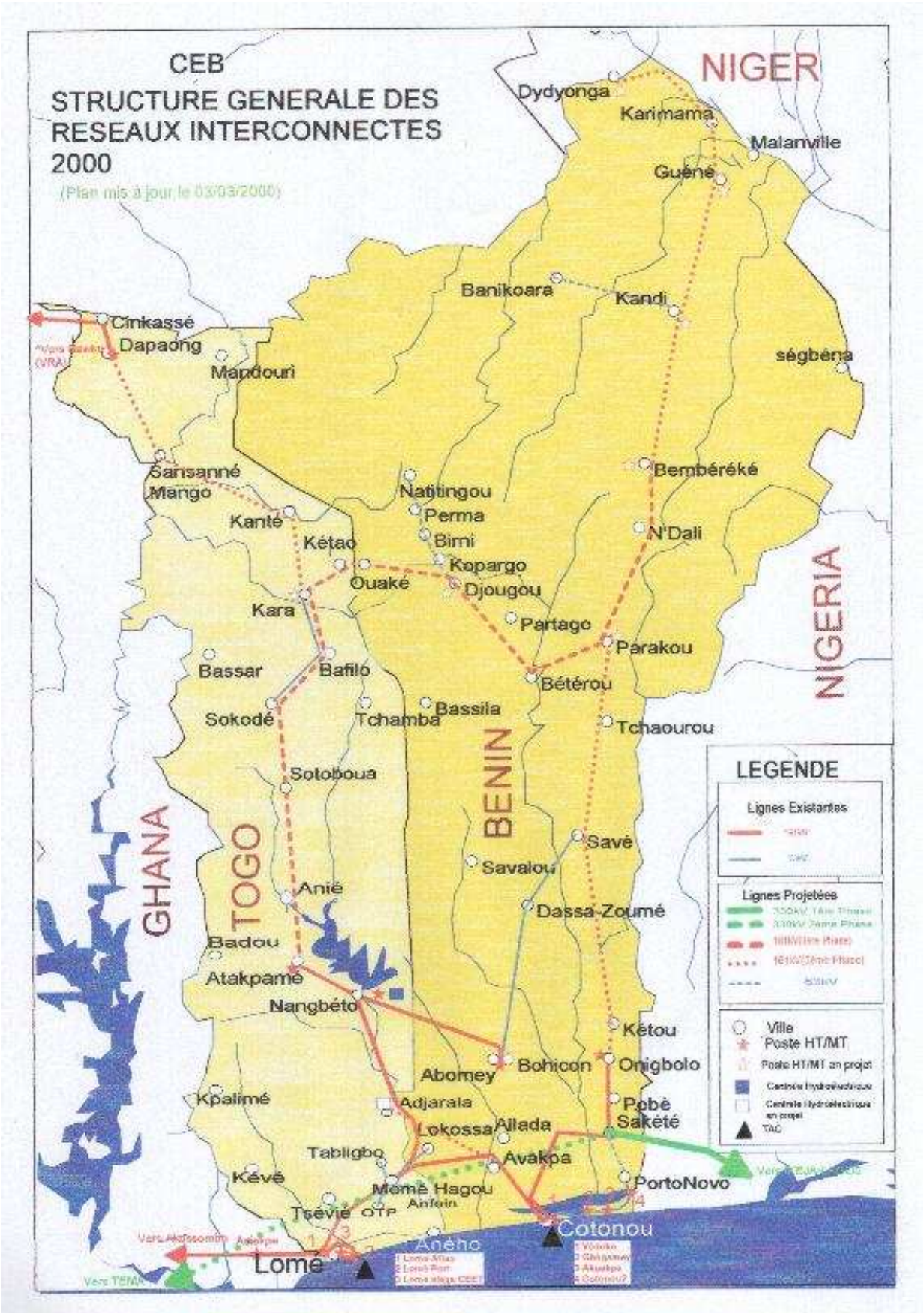
Annexe XIII : Schéma unifilaire des protections du poste de transformation de Parakou



Annexe XIV : Schéma unifilaire du poste de transformation de Parakou

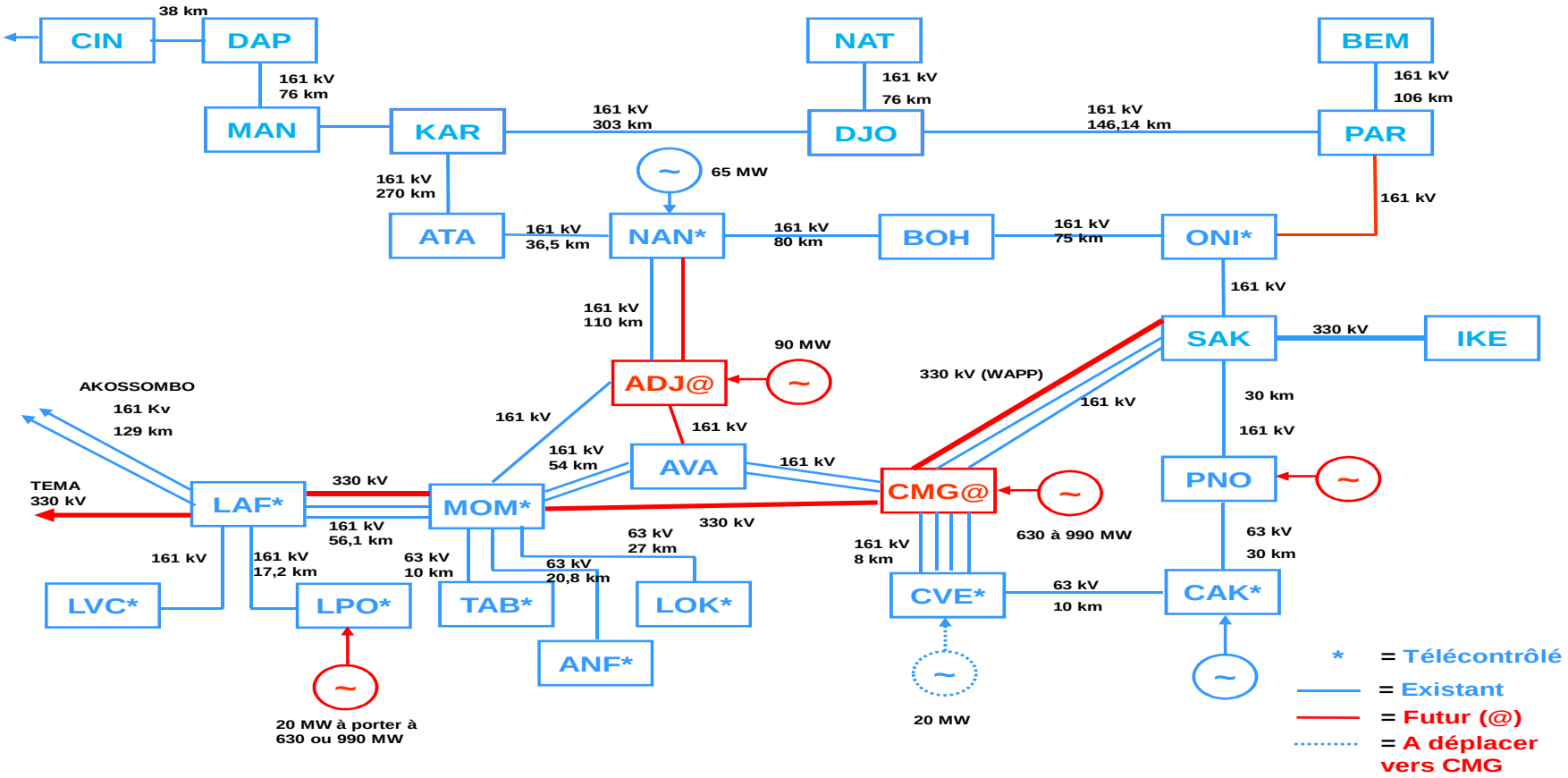


Annexe XV : Structure générale des réseaux interconnectés de la CEB en 2000

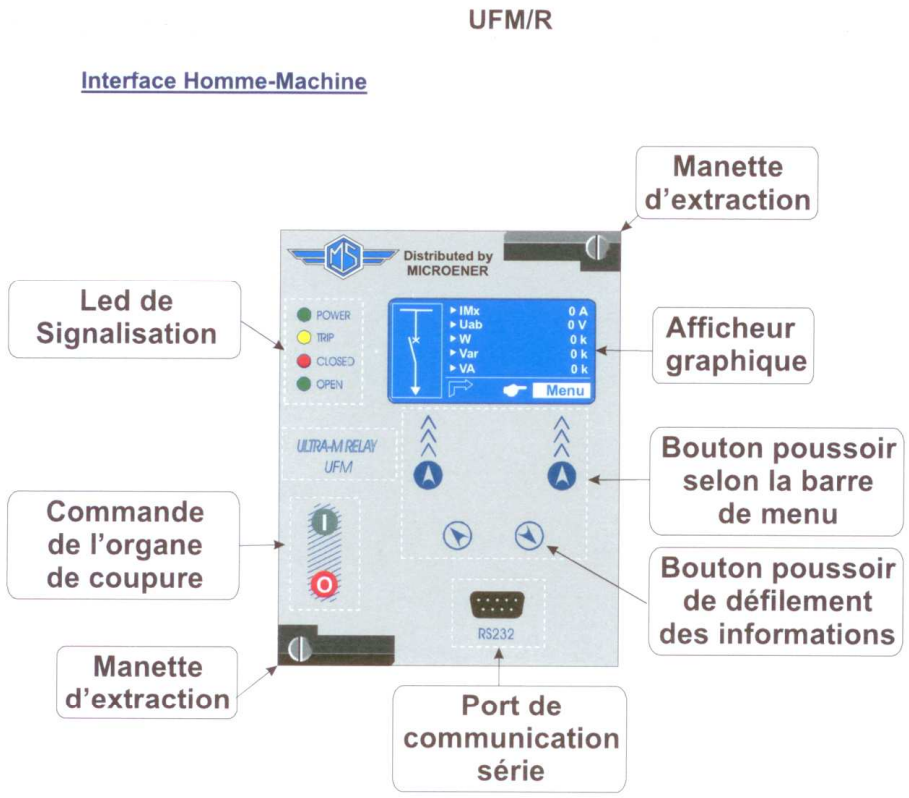


Annexe XVI : Schéma synoptique du réseau interconnecté de la CEB (existant et futur)

SCHEMA SYNOPTIQUE DU RESEAU INTERCONNECTE DE LA CEB (EXISTANT ET FUTUR)



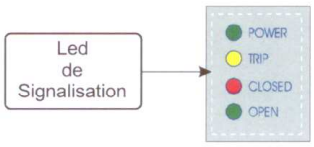
Annexe XVII : Quelques relais Microener utilisés au poste de Parakou



UFM/R

La signalisation

Quatre leds de signalisation sont prévues :



Led Verte	POWER	❑ Allumé Fixe ❑ Clignotante	- En fonctionnement - Défaillance interne
Led Jaune	TRIP	❑ Eteinte ❑ Allumé Fixe ❑ Clignotante	- Pas de déclenchement - Déclenchement - Dépassement d'un seuil
Led Rouge	CLOSED	❑ Eteinte ❑ Allumé Fixe	- Disjoncteur ouvert - Disjoncteur fermé
Led Verte	OPEN	❑ Eteinte ❑ Allumé Fixe	- Disjoncteur fermé - Disjoncteur ouvert

RESET DES LEDS DE SIGNALISATION

Led Jaune	TRIP	❑ Remise à zéro , voir paragraphe "LocalCmd" ❑ Si la source auxiliaire disparaît, à son retour, cette led retrouve l'état qu'elle avait avant la disparition de la source auxiliaire

SIGNALISATION SUR L'AFFICHEUR LORS D'UN DECLENCHEMENT DU RELAIS

Lorsqu'il y a eu un déclenchement, la fonction qui est la cause de ce déclenchement apparaît sur l'afficheur.

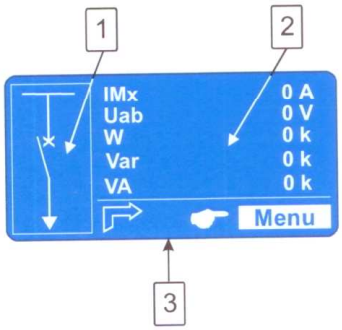
Exemple :

- Appuyer sur "***Menu***" pour revenir au menu principal.
  Appuyer sur "***Res.***" pour supprimer cet enregistrement de l'affichage.
  Ex. "t1I>" (clignote) est le dernier déclenchement.

UFM/R

Afficheur

Ecran principal



Le relais possède un afficheur graphique (128x64 pixel) permettant la visualisation en local de l'ensemble des paramètres et la programmation.

L'écran principal se compose de 3 parties distinctes :

1 Le synoptique animé (la position de l'organe de coupure.)

2 L'indicateur de mesure qui visualise les grandeurs électriques et les réglages de l'appareil.

3 La barre du menu qui indique l'état du relais et les fonctionnalités des boutons poussoirs constituant le clavier.

UFM/R

Ecran Menu Principal

L'écran Menu principal se compose de 2 parties distinctes :
1 : les icônes des sous-menus
2 : La barre du menu

1 : Les icônes des Sous-Menus

1-12 • Sous Menu commande en local :" ***LocalCmd*** " .

2-12 • Sous Menu Mesure en temps réel :" ***Measure*** " .

3-12 • Sous Menu des Energies :" ***Energy*** " .

4-12 • Sous Menu Déclenchement :" ***TripRec*** " .

5-12 • Sous Menu Compteur d'événements :" ***Counter*** " ..

6-12 • Sous Menu Enregistrement de événements :" ***Events*** " .

7-12 • Sous Menu Paramètrage :" ***Setting*** " .

8-12 • Sous Menu Paramètre de l'installation :" ***System*** " .

9-12 • Sous Menu Entrée – Sortie :" ***Inp-Out*** " .

10-12 • Sous Menu Horodatage :" ***TimeDate*** " .

11-12 • Sous Menu Autodiagnostique :" ***Healthy*** " .

12-12 • Sous Menu Information :" ***Dev.Info*** " .

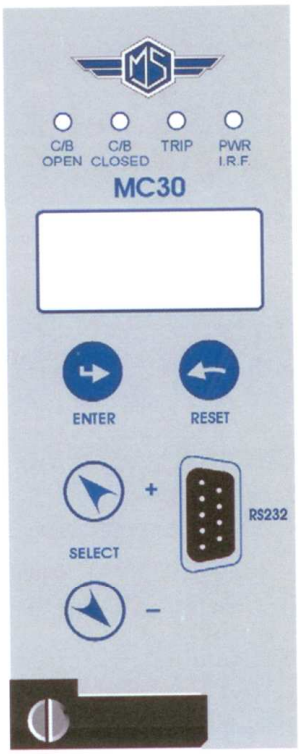
2 : La Barre du Menu qui indique l'état du relais et les fonctionnalités des boutons poussoirs constituant le clavier.

MC30

RELAIS DE PROTECTION AMPEREMETRIQUE TRIPHASE - TERRE

TYPE MC30

MANUEL D' UTILISATION



MC30

2. CARACTERISTIQUES GENERALES ET FONCTIONNEMENT

Les MC30 sont des relais numériques multifonctions de la série MC de **MICROENER-MICROELETTRICA SCIENTIFICA.**

Les relais M30 sont équipés d'une unité ampèremétrique triphasée pour la mesure des courants de ligne et d'une unité homopolaire pour la mesure des courants de fuite à la terre.

Ils trouvent leurs principales utilisations dans les applications suivantes :

- **Protection des transformateurs,**
- **Protection des départs câbles,**
- **Protection des départs ligne,**
- **Protection des tableaux HT et MT.**

L'unité ampèremétrique se raccorde sur trois TI dont le calibre nominal est 1 - 5A
L'unité homopolaire est câblée en montage sommateur en interne. Le courant homopolaire est filtré aux harmoniques de rang 3 et plus, afin d'éviter tout déclenchement intempestif de la protection.

Les relais **MC30** possèdent les fonctions suivantes :

- **F50/51** : Court-circuit - Surcharge
- **F50N/51N** : Défaut homopolaire
- **F51BF** : Défaillance disjoncteur

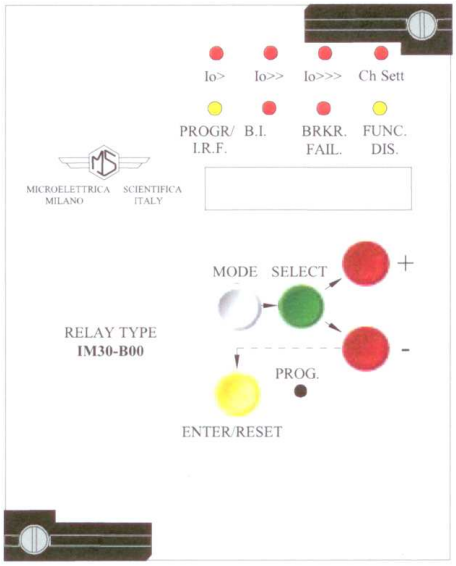
La faible consommation des unités de mesure permet à ces relais d'être raccordés à des capteurs de mesure de faible puissance.

IM30/B00

RELAIS DE PROTECTION MULTIFONCTION AMPEREMETRIQUE MONOPHASE

TYPE
IM30/B00

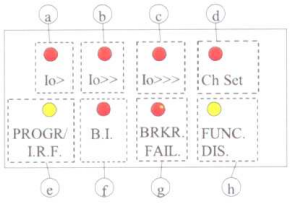
MANUEL D'UTILISATION



IM30/B00

La signalisation de défaut

8 LED (normalement éteintes) constituent la signalisation de l'appareil. Elles fournissent les indications suivantes :



a)	LED rouge	**Io>**	Clignote lorsque le courant mesuré dépasse le seuil de fonctionnement 1I S'allume à échéance de la temporisation de déclenchement t1I
b)	LED rouge	**Io>>**	Clignote lorsque le courant mesuré dépasse le seuil de fonctionnement 2I S'allume à échéance de la temporisation de déclenchement t2I
c)	LED rouge	**Io>>>**	Clignote lorsque le courant mesuré dépasse le seuil de fonctionnement 3I S'allume à échéance de la temporisation de déclenchement t3I
d)	LED rouge	**Ch Set**	Eteinte lorsque le programme 1 est actif S'allume lorsque le programme 2 est actif
e)	LED jaune	**PROG/I.R.F**	Clignote pendant la programmation des réglages S'allume dans le cas d'un défaut interne à l'appareil (WATCHDOG – chien de garde)
f)	LED rouge	**BLOCK INPUT**	Clignote lorsque l'une des entrées logiques est active
g)	LED rouge	**BR FAIL**	S'allume lorsque la fonction BREAKER FAILURE est active
h)	LED jaune	**FUNC. DISAB..**	S'allume lorsqu'il y a une fonction inhibée dans la programmation

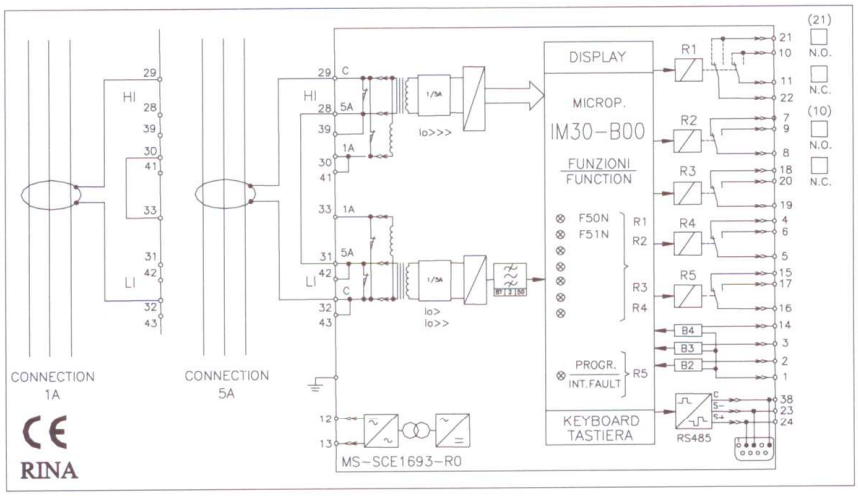
RESET DES LEDS DE SIGNALISATION

❑	Leds	a,b,c,g	Extinction automatique des leds quand la durée du défaut est inférieure à la temporisation de fonctionnement. Extinction des leds en appuyant sur le bouton ''**ENTER/RESET**'' ou via la liaison série seulement si la cause ayant provoqué le déclenchement a disparu.
❑	Leds	d,e,f,h	Extinction des leds automatique après disparition de la cause ayant provoqué leur activation.

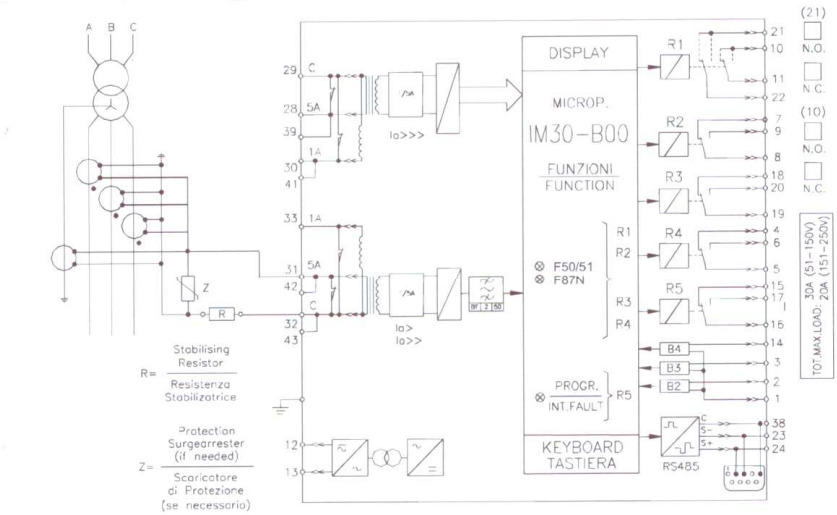
IM30/B00

SCHEMA DE BRANCHEMENT

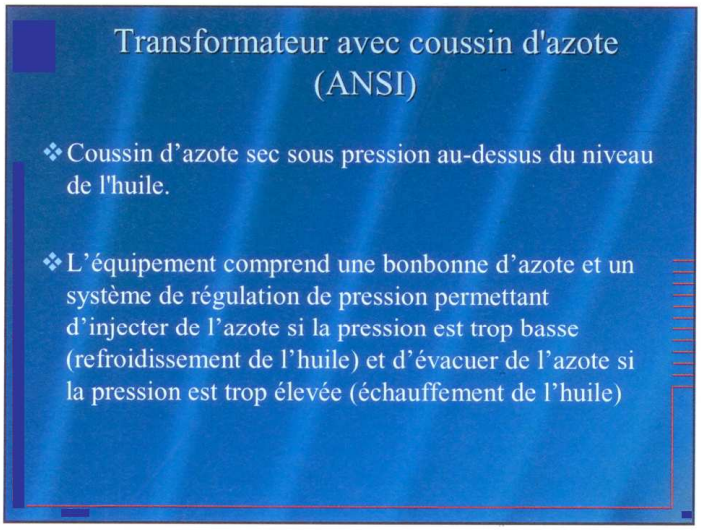
SHEMA DE BRANCHEMENT (50/51, 50N/51N)



SCHEMA DE BRANCHEMENT (87N)

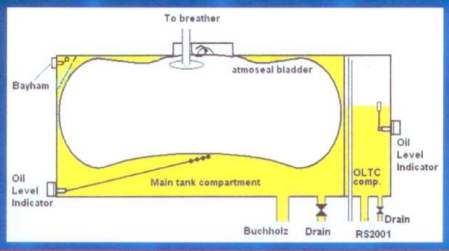


Annexe XVIII : Quelques accessoires d'un transformateur de puissance



Contrôle du niveau d'huile

- Indicateur de niveau d'huile magnétique standard
- Indicateur de niveau d'huile magnétique pour conservateur avec ballon en nitrile
- Détection de déchirure du ballon (Bayham)

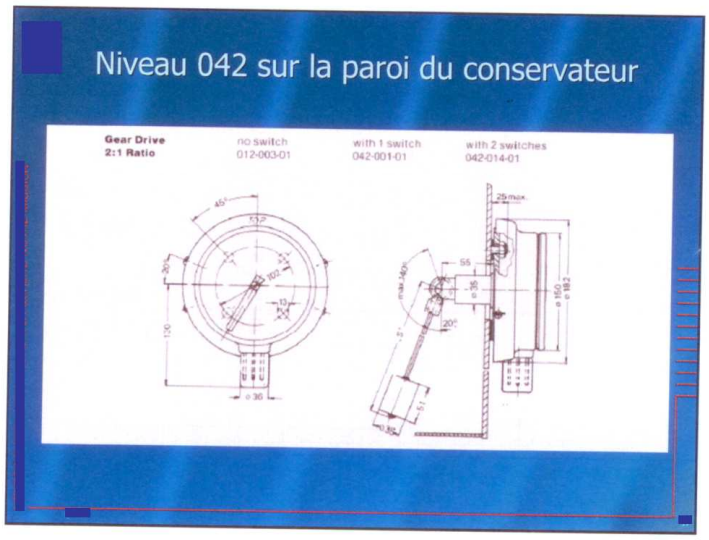


Indicateur magnétique de niveau d'huile standard

- PK 3523 et PK 3524
- Pour conservateur standard et pour cuve avec coussin d' azote
- De –20 à +110 °C
- Droits ou inclinés vers le bas
- Avec échelle standard suivant DIN ou ANSI ou avec échelle spéciale.
- Avec contact(s) d'alarme
- Boîtier de raccordement ou connecteur (ANSI)
- Cadran et mécanisme séparés l'un de l'autre avec liaison magnétique pour faciliter le remplacement et réduire le risque de fuite d'huile

Vue arrière de l'indicateur de niveau d'huile

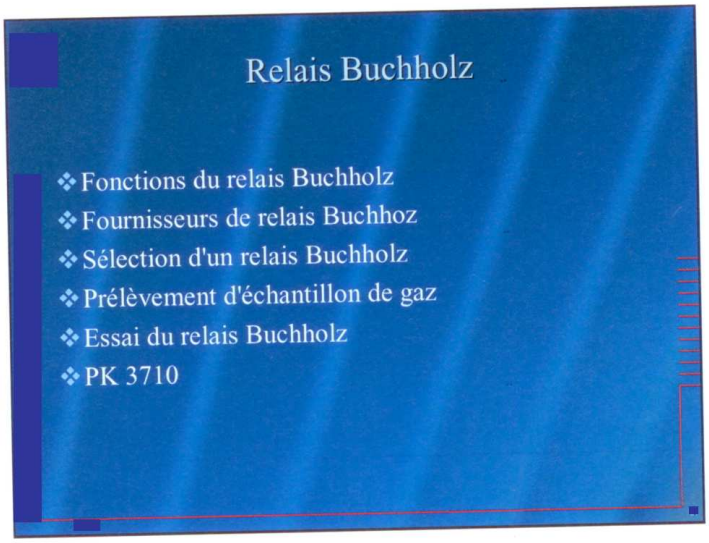
Vue détaillée de l'indicateur de niveau
HI
25
10
LIQUID LEVEL


Niveau 042 sur la paroi du conservateur
Gear Drive
2:1 Ratio
no switch
012-003-01
with 1 switch
042-001-01
with 2 switches
042-014-01

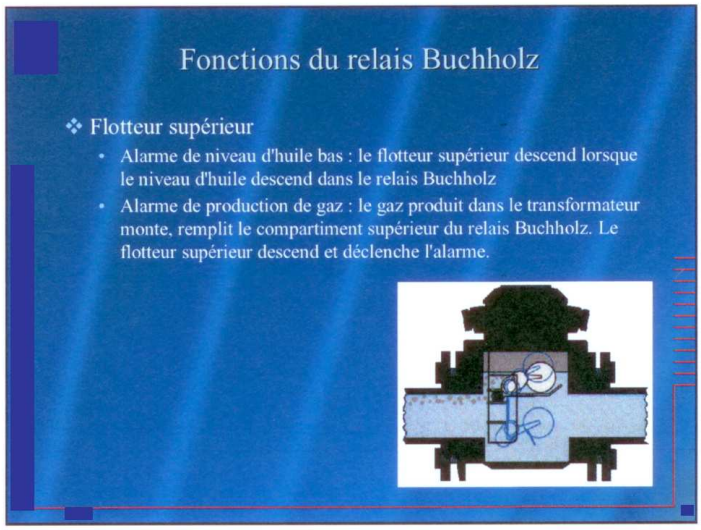
Détecteur de déchirure du ballon (Bayham)
Le conservateur étant toujours rempli d'huile, le flotteur du Bayham est toujours en position supérieure.
En cas de rupture de la paroi du ballon, l'air qu'il contient remplit le conservateur, le ballon se remplit d'huile et coule au fond du conservateur. Il en résulte une descente du niveau d'huile dans le conservateur et donc une descente du flotteur qui va enclencher une alarme de rupture de membrane

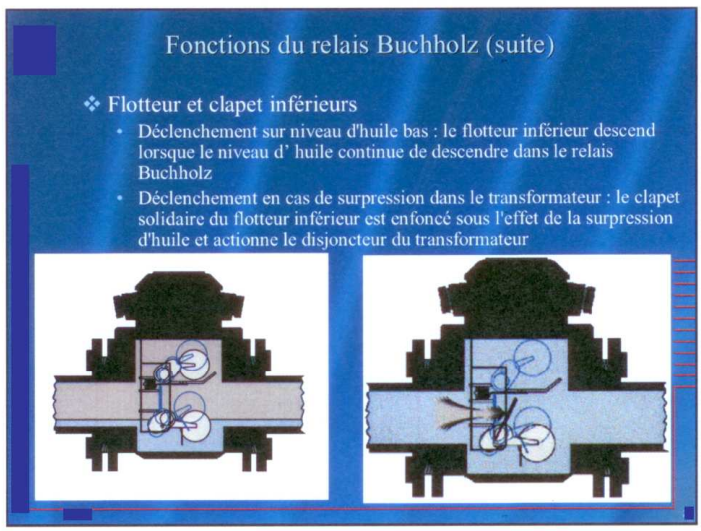
Détecteur Bayham
Le bayham est équipé d'un contact inverseur 1-2-3. Le contact 1-2 est NO lorsque le flotteur est en position haute
Le mouvement du flotteur ne peut pas être bloqué par le ballon grâce à la tôle de protection

Contrôle de la pression
Relais Buchholz
Soupape de surpression Qualitrol
Contrôle de pression OLTC
ABB Bêta-B
MR DW-2000
RS 2001
Relais à augmentation rapide de pression (Tfo svt ANSI)
Régulateur de pression/dépression (Tfo distribution ANSI)


Relais Buchholz
Fonctions du relais Buchholz
Fournisseurs de relais Buchhoz
Sélection d'un relais Buchholz
Prélèvement d'échantillon de gaz
Essai du relais Buchholz
PK 3710

Présentation du relais


Fonctions du relais Buchholz
Flotteur supérieur
Alarme de niveau d'huile bas : le flotteur supérieur descend lorsque le niveau d'huile descend dans le relais Buchholz
Alarme de production de gaz : le gaz produit dans le transformateur monte, remplit le compartiment supérieur du relais Buchholz. Le flotteur supérieur descend et déclenche l'alarme.


Fonctions du relais Buchholz (suite)
Flotteur et clapet inférieurs
Déclenchement sur niveau d'huile bas : le flotteur inférieur descend lorsque le niveau d' huile continue de descendre dans le relais Buchholz
Déclenchement en cas de surpression dans le transformateur : le clapet solidaire du flotteur inférieur est enfoncé sous l'effet de la surpression d'huile et actionne le disjoncteur du transformateur

Prélèvement d'échantillon de gaz

- Le RG3 est raccordé au robinet de prélèvement de gaz du relais Buchholz
- Equipé d'une vanne de vidange d'huile et d'une vanne de prise d'échantillon de gaz
- Montage à hauteur d'homme
- PK 3721

Raccordement du RG3 au relais Buccholz

Test du relais Buchholz

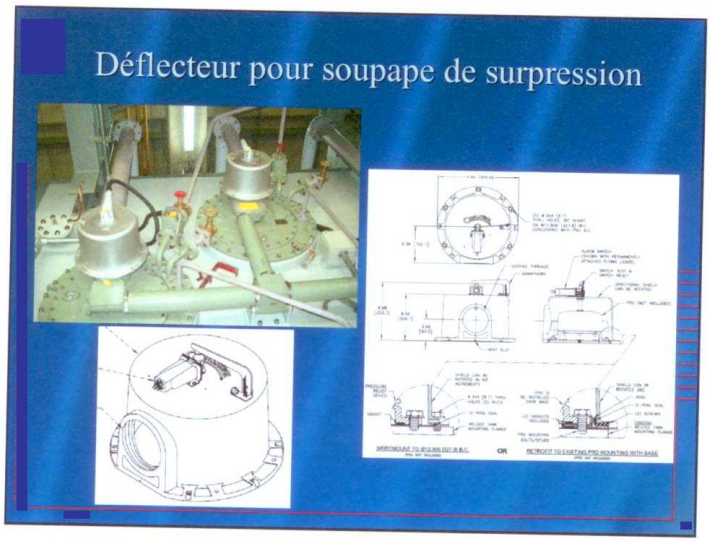
- Test des contacts à l'aide du bouton approprié. Ce bouton abaisse mécaniquement les flotteurs un par un.
- Le relais Buchholz Weir possède une option d'injection de gaz permettant de tester toutes les fonctions du relais Buchholz.

Soupape de surpression Qualitrol (1)

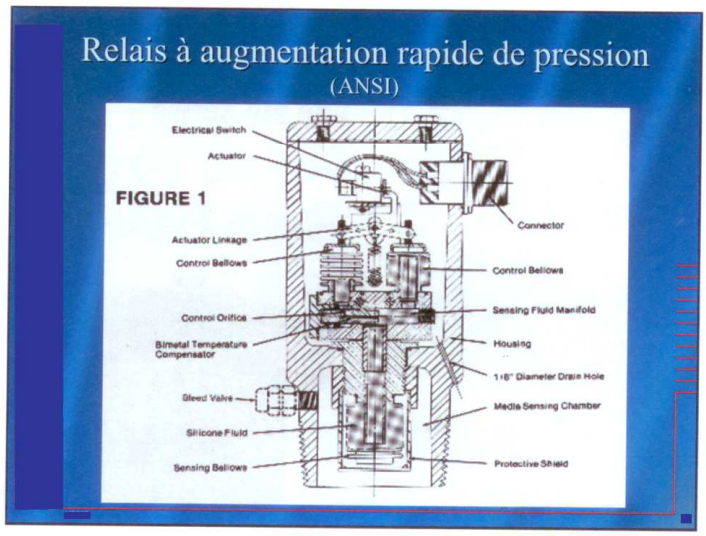
- Soupape de surpression (PK3730)
- Surpression d'ouverture
  - 0,28 bar pour boîte à câbles
  - 0,35 ou 0,55 bar pour cuve de transformateur
  - 1,05 bar pour cpc

Soupape de surpression Qualitrol (2)

- Un semaphore de couleur jaune indique le fonctionnement de la soupape. Le sémaphore doit être réarmé mais la soupape se réarme automatiquement
- Un ou deux contacts à réarmer manuellement.
- Boîte à bornes ou connecteur ANSI

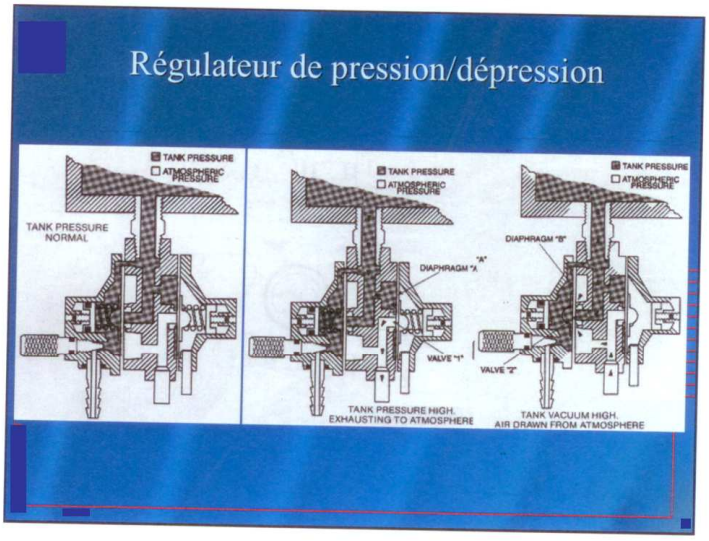

Déflecteur pour soupape de surpression

Contrôle de pression OLTC
RS 2001
DW 2000
MR : relais de surpression DW 2000
MR : relais RS 2001
ABB : relais de surpression


Relais à augmentation rapide de pression
(ANSI)
FIGURE 1
Electrical Switch
Actuator
Actuator Linkage
Control Bellows
Control Orifice
Bimetal Temperature Compensator
Bleed Valve
Silicone Fluid
Sensing Bellows
Connector
Control Bellows
Sensing Fluid Manifold
Housing
1/8" Diameter Drain Hole
Media Sensing Chamber
Protective Shield

Relais à augmentation rapide de pression
900/910
Series Rapid
Pressure
Rise Relay

RPRR à bride
RPRR équipé d'une bride pour montage sur une vanne d'isolement

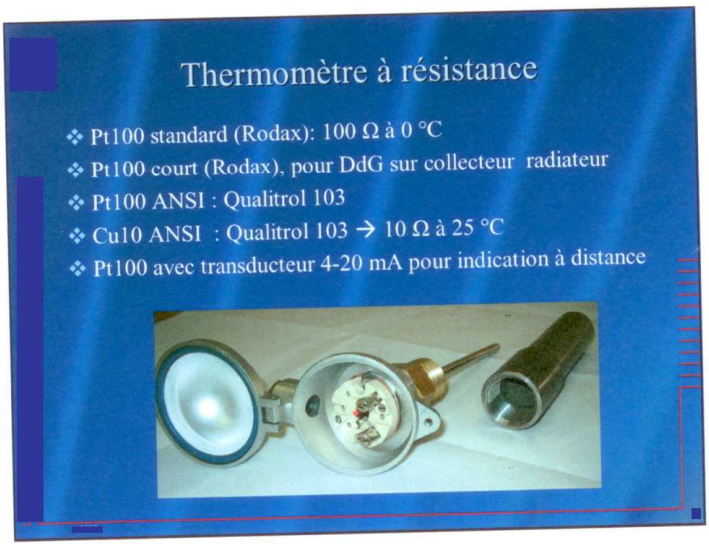

Régulateur de pression/dépression
TANK PRESSURE
ATMOSPHERIC PRESSURE
TANK PRESSURE NORMAL
DIAPHRAGM "A"
VALVE "1"
TANK PRESSURE HIGH. EXHAUSTING TO ATMOSPHERE
DIAPHRAGM "B"
VALVE "2"
TANK VACUUM HIGH. AIR DRAWN FROM ATMOSPHERE

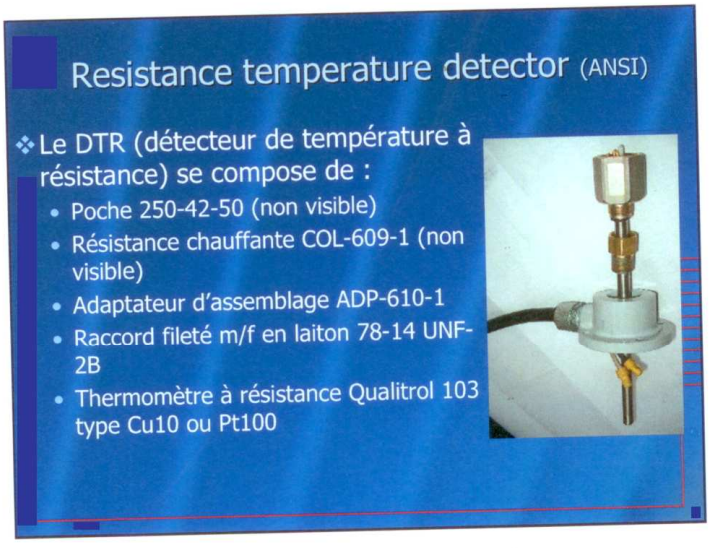
Contrôle de la température et du fonctionnement de la réfrigération

- Doigt de gant ou poche à thermomètre
- Thermomètre à résistance : Pt100
- Thermostat
- Thermomètre pour indication de la température de l'huile
- Image thermique pour indication de la température des enroulements
- Réglage des contacts
- Indication de la température à distance

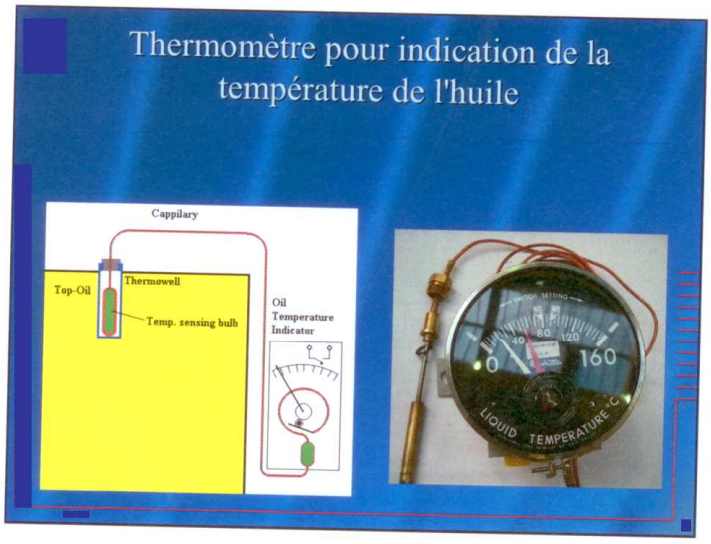
Doigt de gant (DdG)

- DdG suivant DIN 42554
- Protection du capillaire
- Protection du capillaire, adaptée pour image thermique
- DdG ANSI 167-50-3D
- DdG ANSI 250-42-5 image thermique
- Plaque thermique Teston


Thermomètre à résistance
Pt100 standard (Rodax): 100 Ω à 0 °C
Pt100 court (Rodax), pour DdG sur collecteur radiateur
Pt100 ANSI : Qualitrol 103
Cu10 ANSI : Qualitrol 103 → 10 Ω à 25 °C
Pt100 avec transducteur 4-20 mA pour indication à distance


Resistance temperature detector (ANSI)
Le DTR (détecteur de température à résistance) se compose de :
Poche 250-42-50 (non visible)
Résistance chauffante COL-609-1 (non visible)
Adaptateur d'assemblage ADP-610-1
Raccord fileté m/f en laiton 78-14 UNF-2B
Thermomètre à résistance Qualitrol 103 type Cu10 ou Pt100

Thermostat (EBERLE 17454)
Réglage de la température entre 0-140 °C
Adapté au DdG DIN
Peut être utilisé pour la fonction d'alarme, de déclenchement ou de contrôle


Thermomètre pour indication de la température de l'huile
Cappilary
Top-Oil
Thermowell
Temp. sensing bulb
Oil Temperature Indicator
0
160
LIQUID TEMPERATURE °C

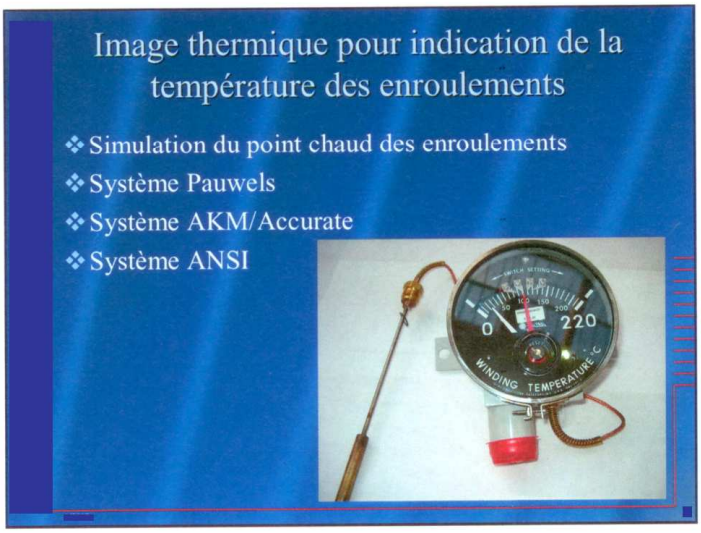
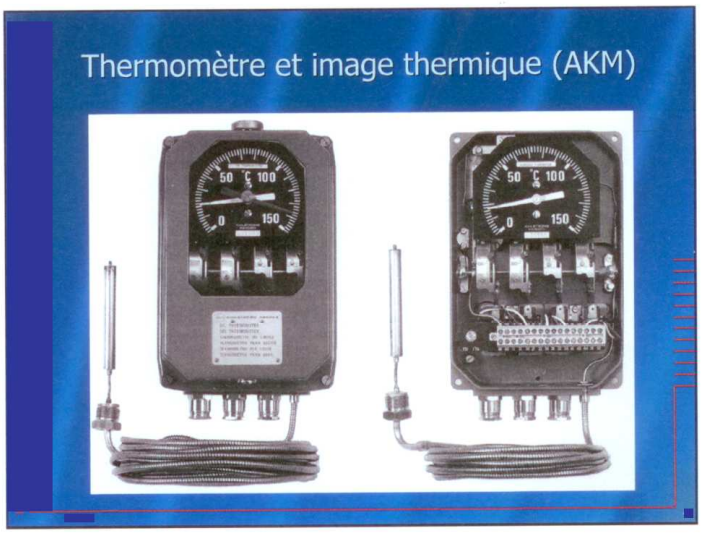
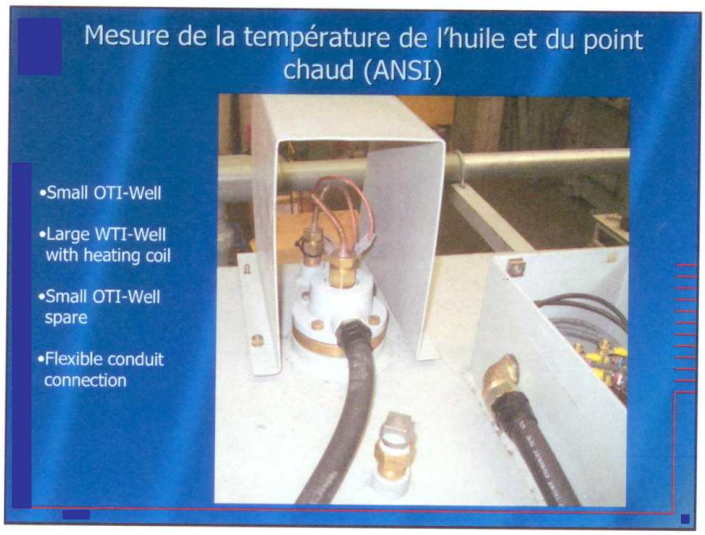


Image thermique pour indication de la température des enroulements
Simulation du point chaud des enroulements
Système Pauwels
Système AKM/Accurate
Système ANSI
0
220
WINDING TEMPERATURE °C

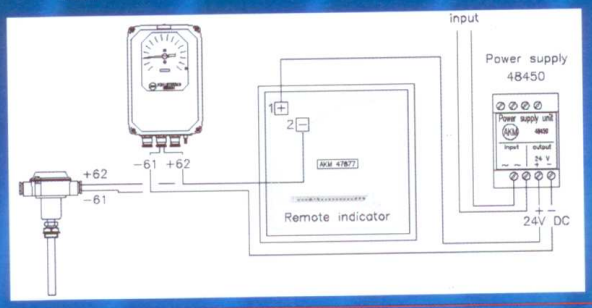

Thermomètre et image thermique (AKM)
50
100
0
150


Mesure de la température de l'huile et du point chaud (ANSI)
•Small OTI-Well
•Large WTI-Well with heating coil
•Small OTI-Well spare
•Flexible conduit connection

Réglage des contacts
Les températures
d' enclenchement et de déclenchement des ventilateurs et (ou) des pompes
d' alarme
de déclenchement des disjoncteurs
pour les différents appareils de mesure des températures sont renseignées sur les plans des schémas des auxiliaires pour les différents régimes de refroidissement

Indication de la température à distance (1)

- Thermomètre avec potentiomètre intégré
  - Accurate
- Thermomètre avec émetteur 4-20 mA intégré
  - AKM



Indication de la température à distance (2)

- Système Messko ZT-F2 ou Qualitrol 130
  - Dans une poche standard, on trouve une sonde comprenant une résistance PT 100 et un élément chauffant. Au centre de ce système, il est possible de localiser une sonde avec capillaire pour une indication locale de la température