

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البلدية
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الألية والإلكتروني
Département d'Automatique et d'Électrotechnique



Mémoire de Master

Filière Electrotechnique

Spécialité Machine électrique

Présenté par

LARBI Kaouther

&

BOUHAROUN Aï

Etude des protections des réseaux de transport de l'énergie électrique « cas de l'Algérie »

Proposé par : **Mr. CHANANE Abdellah**

Année Universitaire : 2021-2022

Remerciements

Au terme de ce modeste travail nous tenons à remercier allah qui nous a alloué courage et volonté à parachever notre projet.

Sans omettre notre encadreur monsieur CHANANE ABDELLAH

Docteur à l'université SAAD DEHLAB BLIDA, pour le thème, la confiance qui il nous a témoigné, son encadrement incessant, ses directives et sa disponibilité.

Nous remercions vivement les membres du jury d'avoir accepté et accordé une attention pour juger le contenu de ce mémoire.

Comme nous portons avec gratitude et reconnaissance à l'ensemble des professeurs de département d'automatique et Electrotechnique qui ont le mérite de nous motiver, soutenir et nous transmettre leur savoir tout au long de notre cursus universitaire.

Dédicaces

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment

BOUHAROUN Ali

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à

L'être le plus cher de ma vie, ma mère pour son amour ses encouragements et ses sacrifices.

A celui qui a fait de moi ce que je suis aujourd'hui, mon cher papa il était toujours pour moi encore merci.

Je tiens a remercier mon promoteur monsieur CHANANE qui nous a aidé tout au long de l'année et mon binôme BOUHAROUN avec qui J'ai fait ce travail. A tous mes amis de promotion master, et a toute les personne qui ont participé a ma réussite

Kaouther

ملخص

الطاقة الكهربائية هي محرك التنمية الاقتصادية والصناعية للدول ، تحدث عدة ظواهر أثناء تشغيل الشبكة الكهربائية ، للتعامل مع المشاكل العديدة التي تواجه هذه الشبكة من الضروري اعتماد أنظمة حماية مناسبة ، يجب تنظيم الحماية وفقاً للعديد من المعلمات و يجب أن تعمل بشكل انتقائي وفي ظرف زمني جد صغير، لذلك من الضروري إجراء دراسة للشبكة للاختيار الصحيح لمحولات القياس وأجهزة القطع ، تهدف هذه الرسالة إلى دراسة نظام الحماية المثبت في محطة نقل الكهرباء وكذلك الخطة وفلسفة التعديل التي اعتمدها شركة Sonalgaz لمحولات وخطوط ذات التوتر العالي ومكونات أنظمة الحماية.

الكلمات المفتاحية: الشبكة الكهربائية - خطة الحماية والتميز والحماية

Résumé

L'énergie électrique est le moteur du développement économique et industriel des pays, plusieurs phénomènes interviennent lors de l'exploitation d'un réseau électrique, pour faire face à ses anomalies il faut adopter des systèmes de protections adéquats, Les protections doivent être réglées en fonction de nombreux paramètres et elles doivent fonctionner d'une manière sélective et en espace de quelques centaines de millisecondes, une étude réseau est donc nécessaire ajouter à cela le bon dimensionnement des réducteurs de mesure et les organes de coupure,

Ce mémoire a pour objectif l'étude du système de protection installé dans un poste électrique ainsi que le plan et la philosophie de réglage adopté par sonalgaz pour les transformateurs HTB les lignes aériennes HTA et HTB, et les composants des systèmes de protection.

Mots clés : Réseau électrique, protection, sélectivité et plan de protection

Abstract

Electrical energy is the engine of the economic and industrial development of countries, several phenomena occur during the operation of an electrical network, to deal with its anomalies it is necessary to adopt adequate protection systems, The protections must be regulated in function of many parameters and they must operate selectively and in the space of a few hundred milliseconds, a network study is therefore necessary to add to this the correct sizing of the measurement reducers and the cut-off devices,

This thesis aims to study the protection system installed in a substation as well as the plan and the adjustment philosophy adopted by sonalgaz for HTB transformers, HTA and HTB overhead lines, and the components of protection systems.

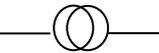
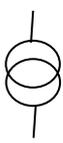
Keywords: Electrical network, protection, discrimination and protection plan

Acronymes

- **THT** ; Très Haut tension
- **HT** ; Haut Tension
- **BT** :basse tension
- **TR** :transformateur de réseau
- **TC** : Transformateur de Courant
- **TP**: Transformateur de Potentiel
- **T** : Temps
- **L** : Longueur
- **X** : Réactance
- **R** : Resistance
- **AC** : alternatif courant
- **TSA** : transformateur de service auxiliaires
- **HF** : Haute Fréquence
- **Z1** : zone 1 de protection
- **Z2** : zone 2 de protection
- **Z3** : zone 3 de protection
- **Z4** : zone 4 de protection
- **RT** : Résistance Monophasée (phase terre)
- **IL** : Courant de Ligne
- **XL** : réactance de la ligne
- **RL** : Resistance de la ligne
- **Z** : L'impédance de la ligne
- **L1 :phase 1**
- **L2 :phase 2**
- **L3 :phase 3**
- **Z_{sm}** : L'impédance de Service Minimale
- **S_{max}** : Puissance de Transit Maximale Amissible sur la Ligne
- **I_{max}** : Courant de Transit Maximum Amissible sur la Ligne
- **I_{n0}** :courant nominal du transformateur
- **ICC** : courant de court circuit
- **S_n**: puissance apparente du transformateur
- **K0** : Le Coefficient de Terre
- **Z_d** : Impédance directe de la ligne
- **I_a** : Courant de phase
- **V_a** : la tension de phase
- **I_n** : le courant nominal de la ligne
- **I_r** : courant de réglage
- **+T** :polarité positif
- **-T** : polarité négatif
- **U_{cc}** : tension du court circuit

- **f** : Fréquence de la source
- **UN** : Tension nominale de la ligne
- **SNmax** : Puissance maximale transitée par la ligne
- **INmax** : Courant nominal maximum vu par la ligne
- **Icc Max** : Courant de court-circuit triphasé
- **Scc Max** : Puissance apparente de court-circuit
- **Zcc Min** : impédance de court circuit
- **CT ratio** : Rapport des courants assignés
- **R arc** : Résistance d'arc
- **VTratio** : Rapport des tensions assignés
- **Td** : temps de déclenchement
- **Sb** : sectionneur de barre
- **GPS** : Global Positioning System (système de position par satellite)
- **RSE** : Régime spécial d'exploitation
- **PP** : Relais de Protection Principale
- **F21** : Protection de distance ;
- **F50** : Protection à maximum de courant de phase instantané
- **F51** : Protection à maximum de courant de phase temporisé
- **F50N** : Protection à maximum de courant de neutre instantané
- **F51N** : Protection à maximum de courant de neutre temporisé
- **SOTF** : (Switch On To Fault) Enclenchement sur défaut ;
- **F68** : Détection Pompage ;
- **67N** : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (Protection complémentaire) ;
- **F79** : Réenclencheur mono/tri ;
- **F59** : Protection MAXU à deux seuils (pour les lignes équipées des selfs) ;
- **F27** : Protection MINIU
- **F46** : Rupture conducteur pour les lignes en antenne.
- **F81** : Relais minimum de fréquence ;
- **F50DD** : Relais de protection de défaillance
- **F87L** : Protection différentielle ligne
- **F87T** : Protection différentielle transformateur:
- **F49** : protection surcharge thermique
- **F90** : Régulateur de tension

Symboles graphiques

Symbole	Mot clé
	La terre
	Arrivée HTA
	Départ HTA ou BT
	Court circuit
	Disjoncteur
	Sectionneur
	Transformateur de courant
	Transformateur de tension
	Transformateur de puissance
	Jeux de barre

Liste des figures

Liste des figures :

Chapitre I

Figure .I-1 : Acheminement de l'énergie électrique	03
Figure I-2 : Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie	04
Figure I-3 : L'interconnexion internationale	05
Figure I-4: Niveaux de tensions alternatives normalisées	06
Figure I-5 les Structures topologiques des réseaux électriques	07
Figure I-6 Schéma unifilaire d'un poste simple antenne	08
Figure I-7 Schéma unifilaire d'un poste double simple antenne	08
Figure I-8 Schéma d'un poste Double antenne avec double jeu de Barre	09
Figure I-9 Types de technologie pour les postes électriques	11
Figure I-10 Constituants des lignes de transport d'électricité	12

Chapitre II

Figure II-1: les différentes formes de cout circuit.	16
Figure II-2: Schéma de principe de la protection	19
Figure II-3: Schéma synoptique de la protection	20
Figure II-4 Types des relais de protection	21
Figure II-5: Sélectivité ampérométrique	24
Figure II-6: Sélectivité chronométrique	24
Figure II-7: Sélectivité logique	25
Figure II-8 : Sélectivité à base relais différentiel	26
Figure II-9 : Relais Bucholz	27
Figure II-10: Protection masse cuve	28
Figure II-11 : Protection différentielle transformateur	29
Figure II-12 : La caractéristique de la Protection différentielle transformateur	29
Figure II-13 : caractéristique protection à temps Independent	30
Figure II-14 : caractéristique protection à temps dépendent	31
Figure II-15 Principe de fonctionnement de la protection différentielle ligne	33
Figure II-16 : Principe de fonctionnement de la protection de distance	33
Figure II-17 : les zones de protection de distance	34
Figure II-18 : Relation Distance Temps	34

Liste des figures

Figure II-19 : le principe de fonctionnement La protection différentielle barre 39

Chapitre III

Figure III- 1 : Plan de protection antérieur à 1975 41

Figure III- 2 : Plan de protection durant la période allant de 1975 à 1980 42

Figure III- 3 : Plan de protection durant la période allant de à 1980 à 1990 44

Figure III- 4: Plan de protection durant la période allant de 1990 45

Figure III- 5: Plan de protection actuel numérique 46

Chapitre IV

Figure IV.1 : Simulation de la protection de l'arrivé 30 kV par IDMT 52

Figure IV.2 : Simulation de la protection de départ 30 kV par IDMT 53

Figure IV.3 : Schéma global de test protection pour un départ 30 Kv 53

Figure IV.4 : simulation du défaut triphasé par injection sur Arénée 30 kV 55

Figure IV.5 : simulation du défaut triphasé par injection sur départ 30 kV57

Figure IV.6 Paramétrage de relai 7SJ 802..... 58

Figure IV.7 Les courants dans les trois phases de la ligne (séparément..... 59

Figure IV.8 le diagramme vectorielle des courants de défaut
..... 55

Figure IV.9 Le chronogramme de déclenchement 60

Figure IV.10 Les tops logiques de la protection 7SJ802..... 60

Figure IV.11 Vérification de la stabilité de relais différentiel 60

Figure IV.12 : Caractéristique du relai 61

Figure IV.13 : Essais fonctionnels de relais différentiel 65

Figure IV.14 : Appareils de test sur TC 64

Figure IV.15 : paramétrage de CT- Analyseur.....67

Figure VI.16: Magnétisation du TC69

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Tableau des domaines de tension

Tableau III-1 : les réglages du relai minimum de fréquence

Tableau III-2 : les réglages du relai minimum de fréquence

Tableau IV-1 : les caractéristiques de la courbe inverse

Tableau IV-2 : Résultats des injections protection maximum de courant phase

Tableau IV-3 : Plaque signalétique de transformateur

Tableau IV-4 : Réglages affichés sur protection

Tableau IV-5 : Résultats du test différentiel

Tableau IV-6 : Test de saturation du TC

LISTE DES MATIERES

Liste des matières

Table des matières

Liste des matières	I
Liste des tableaux	V
Liste des figures.....	VI
Liste des acronymes.....	VIII
Symbole graphiques	X
Introduction générale.....	XI

Chapitre I

Description du réseau électrique

I-1 Introduction	03
I-2 L'énergie électrique	03
I-3 Définition d'un réseau électrique	04
I-4 Différents types de réseaux	05
I-4-1 Réseaux de transport et d'interconnexion	05
I-4-2 Réseaux de répartition	05
I-4-3 Réseaux de distribution	06
I-4-3-1 Réseaux de distribution à moyenne tension.....	06
I-4-3-2 Réseaux de distribution à basse tension	06
I.5 Les niveaux de tension	06
I.6 Structures topologiques des réseaux électriques	07
I.6.1 Réseaux maillés	07
I.6.2 Réseaux radiaux	07
I.6.3 Réseaux arborescents	07
I.7 Architectures des postes de livraison HTB	07
I.7.1 Simple antenne	08
I.7.2 Double antenne	08
I.7.3 Double antennes avec double jeu de barres	08
I.8 Constitution du réseau de transport	10
I.8.1 Postes électriques	10
I.8.1.1 Différents types des postes	10
I.8.1.2 Technologies des postes électriques	11
I.8.1.3 Constitution des postes électriques	11
I.8.2 Lignes électriques	12
I.8.2.1 Pylônes	12
I.8.2.2 Conducteurs	12
I.8.2.3 Isolateurs	13
I.8.2.4 Câble de garde	14
I.8.2.5 Signalisation	14
I.9 Conclusion	14

Chapitre II

Fonction des protections dans un réseau électrique

Liste des matières

II.1 Introduction	16
II.2 Différents types de défauts	16
II.2.1 Court-circuit	16
II.2.1.1 Définition	16
II.2.1.2 Causes	16
II.2.1.3 Formes	16
II.2.1.4 Natures	17
II.2.1.5 Conséquences	17
II.2.2 Surcharges	17
II.2.2.1 Causes	17
II.2.3 Surtensions	17
II.2.3.1 Surtension à fréquence industrielle	18
II.2.3.2 Surtension de manœuvre	18
II.2.3.3 Surtension atmosphériques	18
II.2.3.4 Conséquences	18
II.2.4 Oscillations	18
II.2.5 Déséquilibres	19
II.2.5.1 Conséquences	19
II.3 Elément du système de protection	19
II.3.1 Model structurale de principe	19
II.3.2 Le système de protection	19
II-3-3 Le rôle d'une protection	19
II.3.4 Schéma synoptique d'une protection électrique	19
II.3.5 Elément constitutif d'un système de protection	20
II.3.5.1 Réducteur de mesure	20
II.3.5.2 Disjoncteur haute tension	20
II.3.5.3 Relais de protection	21
II-4 Désignation d'un relais de protection	21
II-4-1 Déférents types des relais	21
II-4-1-1 Relais électromécaniques	22
II-4-1-2 Relais statique	22
II-4-1-3 -Relais numériques	23
II-5 Qualités principales d'un système de protection	23
II-5-1 Rapidité	23
II-5-2 Sélectivité	23
II.5.2.1 Sélectivité ampérométrique	24
II.5.2.2 Sélectivité chronométrique	24
II.5.2.3 Sélectivité logique	25
II.5.2.4 Sélectivité a base de relais différentiel	25
II-5-3 Sensibilité	26
II-5-4 Fiabilité	26
II-6 Protection des éléments du réseau de transport	26
II-6-1 Protection des transformateurs HTB / HTA	27
II-6-1-1 Protection contre les défauts internes	27
II-6-1-2 Protection contre les défauts externes	30
II-6-2 Protection des lignes HTB	32
II-6-2-1 La protection principale n°1 (PP1)	32
II-6-2-2 La protection principale n°2 (PP2)	38
II-6-2-3 Protection défaillance du disjoncteur	38
II-6-2-4 Unité de travée	38

Liste des matières

II-6-3 Protection barre	38
II-7 Conclusion	38
Chapitre III	
Plan de protection	
III-1 Introduction	40
III-2- Plan de protection	40
III-2-1 Plan N° 1 (antérieur à 1975)	40
III-2-1-1 Travée ligne	41
III-2-1-2 Travée Transformateur THT/HT	41
III-2-2 Plan N°2 (de 1975 à 1980)	43
III. 2.3 Plan N°3 (de 1980 et 1985)	44
III. 2.4 Plan N°4 (1985 et 1990)	45
III.-2-5 Plan N°5 (depuis 1990)	46
III-2-6 Plan N°6 (au de là de 2000)	46
III-3 Plan de sauvegarde du réseau	47
III-3-1- protection de délestage	47
III-3-2 Relais d'asservissement de puissance	48
III-3-3 Relais de rupture de synchronisme	48
III-4 Conclusion	48
Chapitre IV	
Résultats et discussions	
IV.1 Introduction	50
IV.2 Essais départs HTA	50
IV.2.1 Calcul analytique	50
IV.2.2 Calcul par IDMT	51
IV.2.3 Essais pratiques par injection secondaire	53
IV.2.3.1 Schéma de montage	53
IV.2.3.2 Equipements de test	53
IV.2.3.3 Résultats et commentaires	54
IV.3 Essais protection transformateur	57
IV.3.1 Maximum de courant à temps dépendant	58
IV.3.1.1 relais de protection Siemens 7SJ802	58
IV.3.1.3 Le paramétrage de relais de protection	59
IV.3.1.4 Simulation de défaut	60
IV.3.2 Protection différentielle61
IV.3.2.1 Calcul des paramètres	62
IV.3.2.2 Essai protection par injection	63
IV.3.3 Test sur les réducteurs de mesure	64
IV.3.3.1 TC Protection	65
IV.4 Conclusion	71
V Conclusion générale	73
VI Références bibliographique	74

Introduction générale

Introduction générale

L'électricité est une énergie non stockable, elle doit être produite, transportée et distribuée pour être consommée. « L'énergie électrique consommée correspond toujours à l'énergie produite ».

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients à meilleures conditions de coût de qualité de service. Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes.

Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles :

- **Stabilité.**
- **Économie.**
- **Continuité de service.**

Afin de répondre aux exigences citées et pour faire face aux perturbations qui peuvent affectées le réseau électrique, un plan de protection doit être adopté avec une philosophie de réglage adéquate pour assurer une protection sur, fiable, sélective et rapide de réseau électrique pour la sauvegarde du matériel d'une part et de fournir une meilleure qualité et continuité de service d'autre part.

La protection des réseaux de transport de l'électricité désigne l'ensemble des appareils de Surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue. Elle doit également garantir la stabilité des réseaux électriques, depuis l'entrée sur le marché des relais numériques programmables ces quinze dernières années, pour la protection électrique, plusieurs algorithmes ont été développés afin de rendre ces relais plus performants aussi bien sur leur rapidité de fonctionnement que sur leur précision.

Dans le cadre de ce qui précède, et pour répondre à cette problématique, nous avons organisé notre mémoire en quatre grand titres comme suit :

- Le premier chapitre traite de généralité sur les réseaux électrique
- Le deuxième chapitre étudie les équipements de systèmes de protection et leurs fonctions
- Dans le troisième chapitre, on présente le plan de protection adopté en Algérie pour les différentes travées lignes et câbles, transformateurs, barre et couplage.
- le quatrième chapitre présente les essais réels sur les protections par injection et interprétation des résultats. Ce travail se termine par une conclusion générale en résumant les principaux résultats obtenus et en énumérant les perspectives à ce travail.

Chapitre I

Description du réseau électrique

I-1 Introduction

Ce chapitre est consacré à la description générale du réseau électrique, le processus de l'énergie électrique, les différentes structures et les niveaux de tension, explicitement et cela va nous permettre, de connaître les parties essentielles à prendre en considération

I-2 L'énergie électrique

À la suite du progrès technologique actuel, il est indispensable de surpasser à l'électricité dans notre vie quotidienne, domestique ou professionnelle et pour répondre aux exigences du millénaire, des infrastructures importantes sont mise à l'ouvres, capables de répondre à la consommation qui ne cesse d'augmenter d'une manière considérable. Comme l'électricité est une énergie non stockable, elle doit être produite, transportée et distribuée pour être consommée. « L'énergie électrique consommée correspond toujours à l'énergie produite » en Algérie, cette activité est assurée par le Holding SONELGAZ par ses multiples filières sous trois phases :

Production : l'énergie électrique est produite par la société de production SPE dans des Centrale Electriques (centrale à gaz, centrale thermique, centrale à fioul ou centrale hybrides gaz solaire)

Transport : l'énergie produite par les centrales électrique sera transporté par des lignes de haute ou très haute tension pour transiter une grande puissance et minimiser les courants donc minimiser les pertes.

Distribution : cette énergie sera distribuée par la suite aux clients captifs (industriels) en Moyenne tension et clients passifs (domestique) en basse tension [1].

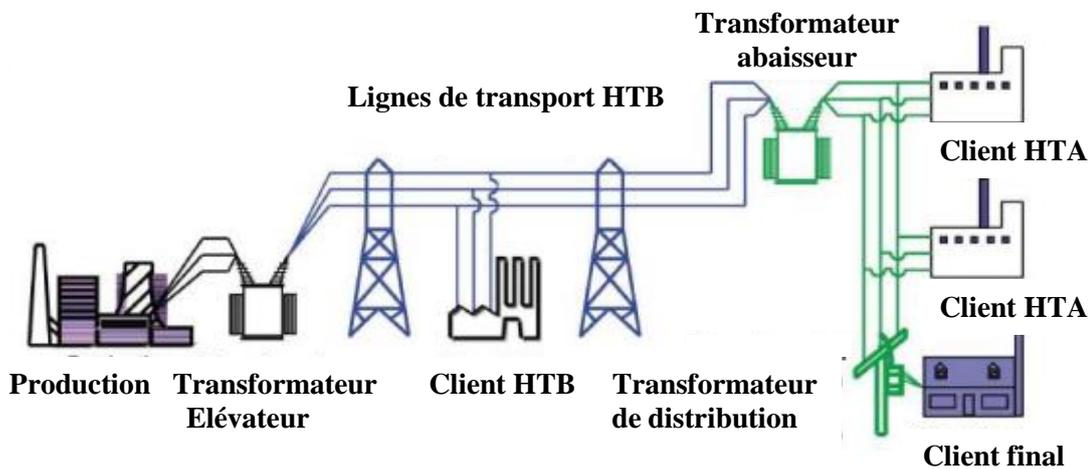


Figure I.1 Acheminement de l'énergie électrique [4].

I-3 Définition d'un réseau électrique

Le réseau électrique est l'ensemble des équipements utilisés pour le transport de l'électricité entre les centrales de production (centrales électriques), et les consommateurs d'électricité. Ils sont constitués d'ouvrages triphasés, à savoir: des lignes aériennes, des canalisations souterraines, des transformateurs de puissance, et des jeux de barre, agencés suivant le schéma ci- dessous [5]:

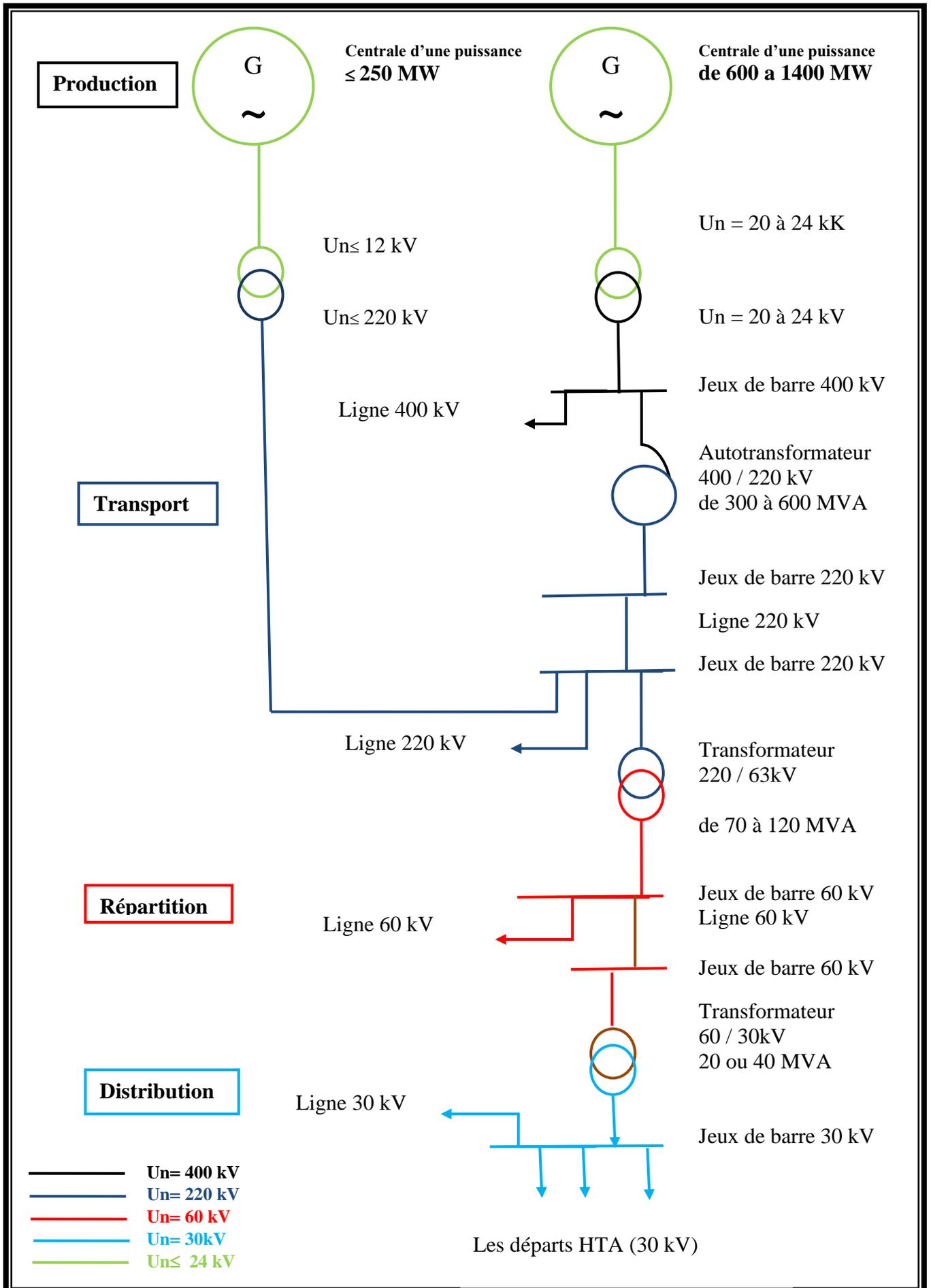


Figure I.2 Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie. [5].

I-4 Différents types de réseaux

I-4-1 Réseaux de transport et d'interconnexion [6]. [7].

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement les caractéristiques:

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport).
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion).
- La tension est de 60 kV, 90kV, 150 kV, 220 kV et dernièrement 400 kV.
- Le neutre est directement mis à la terre.
- Réseau maillé.

Solengaz possède un réseau d'interconnexion national séparent le nord et le sud et un autre internationale avec la Tunisie et le Maroc [3].

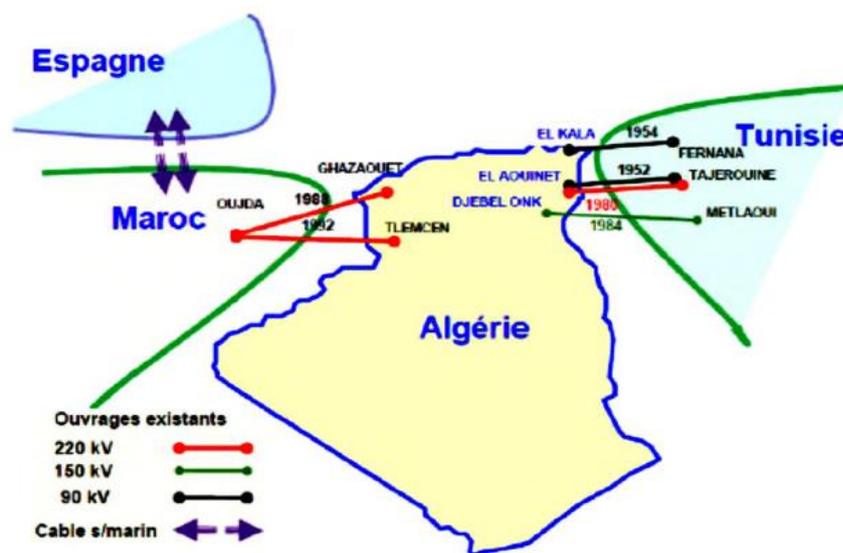


Figure I.3 : L'interconnexion internationale [3].

I-4-2 Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 60 kV selon les régions. Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation. En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres. Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels [5].

I-4-3 - Réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 60 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique [5].

I-4-3-1 - Réseaux de distribution à moyenne tension :

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte [8]

I-4-3-2 - Réseaux de distribution à basse tension :

- BTA (230 / 400 V),
- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés [9]

I-5-Niveau de tension :

Le tableau I.1 illustre les gammes des tensions normalisé utilisées par le groupe SONELGAZ

Tableau I-1 Tableau des domaines de tension [2]

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominale (Un en Volts)	
		Tension Alternatif	Tension Continu
Très Basse Tension (TBT)		$Un \leq 50$	$Un \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < Un \leq 500$	$120 < Un \leq 750$
	BTB	$500 < Un \leq 1000$	$750 < Un \leq 1500$
Haute Tension (HT)	HTA	$1000 < Un \leq 50\ 000$	$1500 < Un \leq 75\ 000$
	HTB	$Un > 50\ 000$	$Un > 75\ 000$

❖ Cas particuliers de la très basse tension (TBT) :

Dans le cadre des travaux et interventions sur des installations ou équipements du domaine TBT, il y a lieu de distinguer ces réalités [2].

- En très basse tension de sécurité (TBTS),
- En très basse tension de protection (TBTP),
- En très basse tension de fonctionnelle (TBTF)

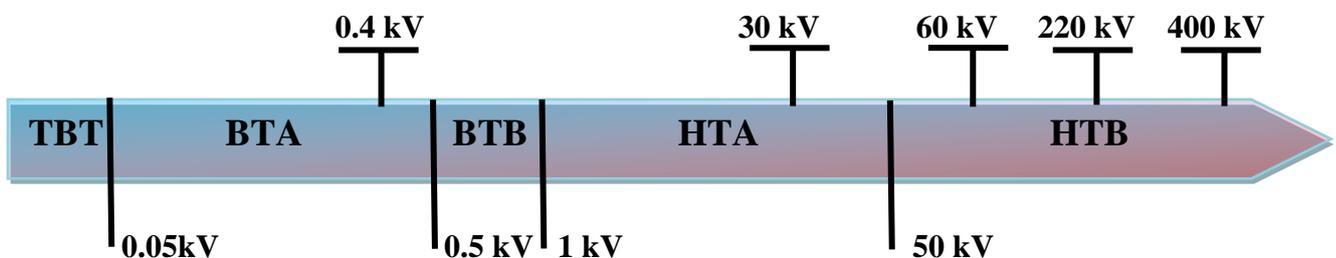


Figure I.4 : Niveaux de tensions alternatives normalisées [3]

I.6 Structures topologiques des réseaux électriques :

Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion sont liés entre eux sous forme des boucles, voici leurs différentes structures de liaisons [10].

I-6-1 Réseaux maillés :

Les postes électriques sont reliés entre eux par de nombreuses lignes électriques, apportant une grande sécurité d'alimentation. Cette structure nécessite que tous les tronçons de lignes soient capables de surcharges permanentes, et qu'il soit muni, a leurs deux extrémités, d'appareils de coupure. On obtient ainsi la meilleure sécurité, mais au prix le plus élevé [24].

I.6.2 Réseaux radiaux :

Sont, à partir d'un poste d'alimentation, constituées de plusieurs artères. En pratique si l'on regarde une carte de tel réseau, on aperçoit des points communs. Mais ces réseaux sont en fait bouclables mais non bouclés car en ces points est toujours placés un appareil de coupure (IACM), ouvert en exploitation normale. Cette disposition, permet en cas d'incident sur une artère de reprendre l'alimentation de certaines dérivations par les artères voisines. Les postes rouges représentent les apports d'énergie) : la sécurité d'alimentation, bien qu'inférieure à celle de la structure maillée, reste élevée [24].

I-6-3 Réseaux arborescents :

Les postes rouges représentent les apports d'énergie, la sécurité d'alimentation est faible puisqu'un défaut sur la ligne ou sur le poste rouge coupe l'ensemble des clients en aval [10].

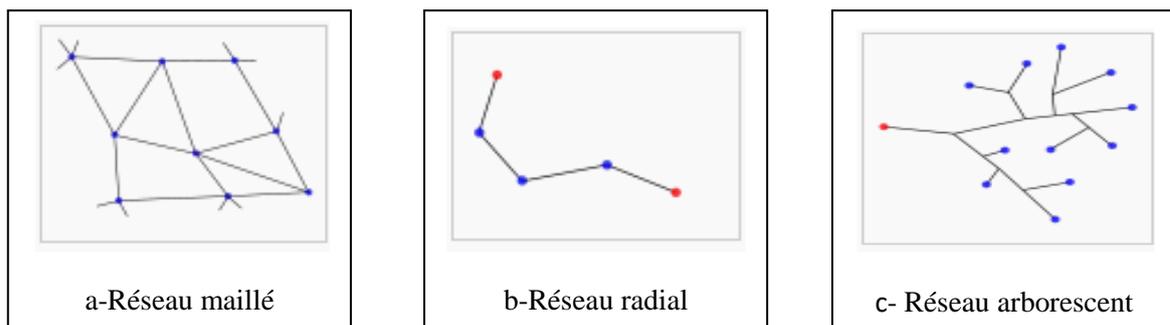


Figure I-5 : les Structures topologiques des réseaux électriques [24].

I-7 Architectures des postes de livraison HTB :

Ils concernent généralement les puissances supérieures à 10 MVA. L'installation du poste de livraison est comprise entre :

- D'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB,
- D'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HT,
- Indice O pour « position ouvert » et F pour « position fermé ».

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont [11] :

I-7-1 Simple antenne [11]

I-7-1-1 Architecture:

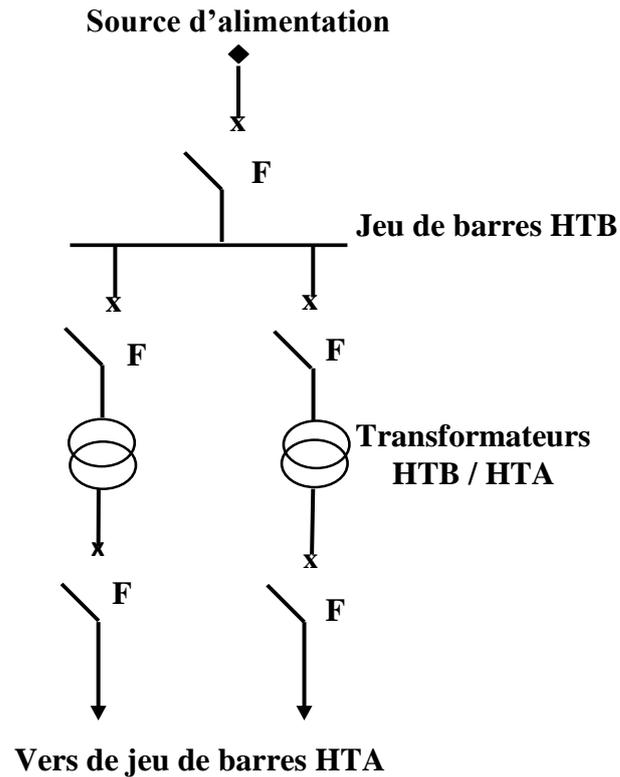


Figure I.6 Simple antenne [11]

I-7-1-2 Mode d'exploitation :

a-Normal

- Les transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un seul jeu de barre HTB.

b-Perturbé

- En cas de perte d'une source d'alimentation, les transformateurs HTB/HTA sont mis hors service. Le Coût minimal est son unique avantage face à la faible disponibilité [11].

I-7-2 Double antenne

I.7.2.1 Architecture:

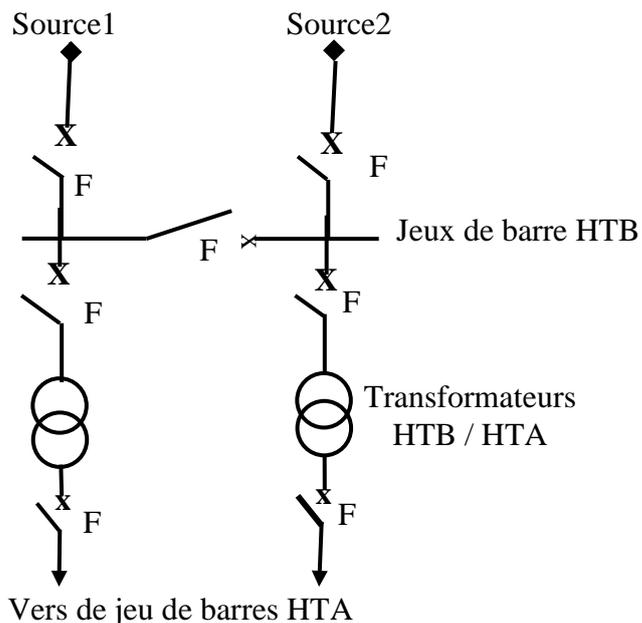


Figure I.7 : Double antenne avec un seul Jeu de barre [11]

I-7-2-2 Mode d'exploitation :**a-Normal :**

- Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage.
- Les transformateurs sont donc alimentés par les deux sources simultanément [11].

b-Perturbé :

- En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation. La bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau et la possibilité maintenance du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci sont ses précieux avantages au détriment de son coût onéreux par rapport à l'alimentation simple à une source.

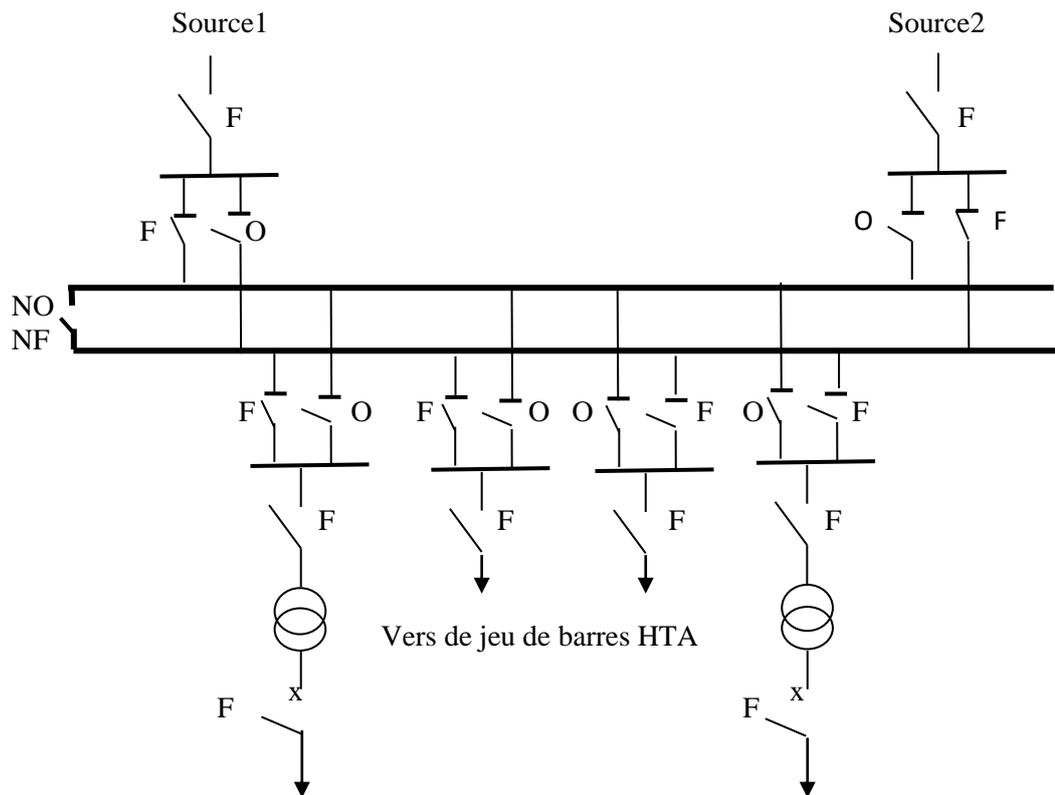
I 7-3 Double antennes avec double jeu de barres :**I-7-3-1 Architecture :**

Figure I.8 : Double antenne avec double jeu de barres [11]

I.7.3.2 Mode d'exploitation :**a-Normal :**

- La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JB1 et les départs 1 et 2.
- La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JB2 et les départs 3 et 4.
- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert [11].

b-Perturbé :

- En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

La bonne disponibilité d'alimentation, et une très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres, et la possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé, sont ses multiples avantages face au surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres [11].

I-8 Constitution du réseau de transport :

I-8-1 Postes électriques :

Selon la définition de la Commission Électrotechnique Internationale (CEI), un poste électrique est la partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments, et éventuellement des transformateurs. Un poste électrique est donc un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis de la redescendre en vue de sa consommation par les utilisateurs (particuliers ou industriels). Les postes électriques se trouvent donc aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution. On parle généralement de sous-station [12].

I.8.1.1 Différents types des postes :

Le poste électrique était un nœud du réseau électrique ; un réseau électrique est un système dont le poste constitue une pièce majeure dans la mesure où c'est le lieu (le nœud) d'où le réseau est :

- organisé (configuration de la topologie)
- surveillé (fonction de monitoring)
- protégé (action des protections).

On distingue, suivant les fonctions qu'ils assurent, plusieurs types de postes :

❖ Les postes à fonction d'interconnexion

Sont des postes qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs,.....etc.) de même tension peuvent être aiguillés.

❖ Les postes de transformation

Dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs.

❖ Les postes mixtes

Sont les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation. Les actions élémentaires inhérentes aux fonctions à rempliront réalisées par l'appareillage à haute et très haute tension installé dans le poste et qui permet :

- D'établir ou d'interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs.
- D'assurer la conduite ou l'isolement d'un circuit électrique, grâce aux sectionneurs.
- De modifier la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance.

Un ensemble de protections et d'automates contrôle les grandeurs électriques réduites, élaborées par des réducteurs de mesure (tension et courant principalement) et agit sur l'appareillage à haute tension afin d'assurer les conditions d'exploitation pour lesquelles le réseau a été conçu. Nous retiendrons donc que par définition, les appareils de coupure, ainsi que l'appareillage de mesure et de protection propre à un départ, sont regroupés dans une cellule. Un poste comporte donc autant de cellules que de départs qui sont raccordés à ses jeux de barres. En outre, les jeux de

Barres sont susceptibles de constituer plusieurs nœuds électriques par l'ouverture de disjoncteurs; on appelle alors sommet le jeu de barres ou le tronçon de jeu de barres ainsi constitué. Le nombre de sommets d'un poste caractérise ainsi son aptitude à former des nœuds électriques [12]

I.8.1.2 Technologies des postes électriques

On distingue deux types de technologie pour les postes électriques :

a)- Poste ouvert (AIS : Air Insulated switchgear) :

Mise en œuvre d'équipements HT séparés ; montés à l'air libre qui joue le rôle de diélectrique.

Cette technologie est principalement utilisée en extérieur. Le coût de réalisation est moins chers mais occupe plus d'espace [12].

b) - Poste blindé (GIS: Gaz Insulated Switchgear):

Cellules blindées : les équipements HT sont installés dans des caissons étanches, utilisant le gaz SF₆, comme diélectrique. L'installation peut aussi bien être réalisée en intérieur qu'en extérieur. Elle coûte plus qu'un poste ouvert mais moins d'espace [12].

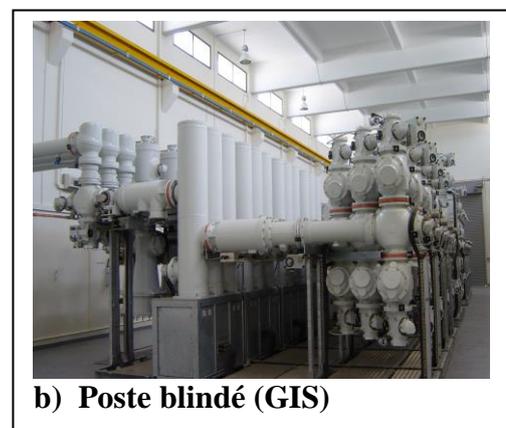
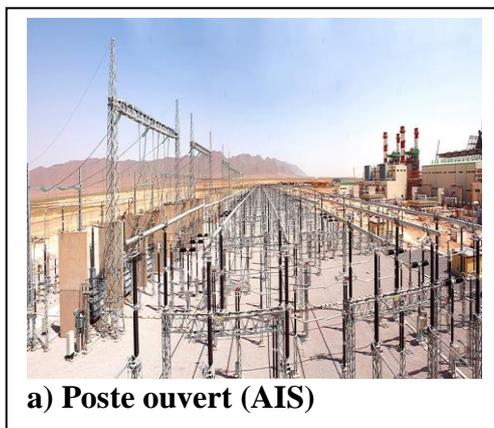


Figure I-9 types de technologie pour les postes électriques [12]

I.8.1.3 Constitution des postes électriques :

Le poste est constitué essentiellement :

❖ Appareillage de régulation :

- Les transformateurs avec régleurs en charge
- Batterie de condensateur
- Self de compensation pour les lignes longues

❖ Appareils haute tension

- Le sectionneur qui a une fonction d'isolement et d'aiguillage.
- Le disjoncteur qui a une fonction de coupure, mais toujours associé à 1 ou 2 sectionneurs car il ne tient pas lui-même, en position ouverte, avec certitude, certaines situations du réseau (surtension...).
- Les réducteurs de mesure de courant (TC) et tension (TT) qui donnent une image aussi fidèle que possible du courant et de la tension HT.
- Les parafoudres qui assurent la protection des équipements aux surtensions de foudre et de - Divers appareils tels que : circuits bouchons/diviseurs capacitifs ...

❖ Appareillage de liaison : jeu de barre ou aboutissent les raccordements

❖ Matériel d'installation

- Charpentes, supports métalliques des appareils HT, isolateurs posés.
- Câbles nus aériens et câbles isolés multiconducteurs
- Raccords HT/MT, armements (isolateurs de lignes)
- Circuit de réseau de terre

❖ **Génie civil associé**

Fondations, caniveaux, clôtures, bâtiments, drainage, piste, accès

❖ **Équipement basse tension**

- Système de conduite et surveillance (contrôle commande)
- Système de protection
- Auxiliaires et servitudes (éclairage...)

❖ **Interface avec le monde extérieur**

- Téléphone
- Synchro satellite (GPS)
- Télécommunications etc [12].

I.8.2 Lignes électriques

La ligne à haute tension est le composant principal des réseaux de transport d'électricité. Elle transporte l'électricité de la centrale électrique au consommateur. Ces lignes sont aériennes, souterraines ou sous-marines, bien que les professionnels réservent plutôt ce terme aux liaisons aériennes. Les lignes à haute tension aériennes sont composées de câbles conducteurs, le plus souvent en alliage d'aluminium, suspendus à des supports, pylônes ou poteaux. Ces supports peuvent être faits de bois, d'acier, de béton, d'aluminium ou quelquefois en matière plastique renforcée [21].

Le choix d'utiliser des lignes à haute tension s'impose dès qu'il s'agit de transporter de l'énergie électrique sur des distances supérieures à quelques kilomètres. L'objectif est de diminuer les chutes de tension en ligne, les pertes en ligne, et aussi de perfectionner la stabilité des réseaux.

Les pertes en ligne sont dues à l'effet Joule, qui ne dépend que de deux paramètres : la résistance et le courant. L'utilisation de la haute tension permet, à puissance transportée équivalente, de diminuer le courant et par conséquent les pertes. D'autre part, pour diminuer la résistance, aux fréquences industrielles, il n'y a que deux facteurs, la résistivité des matériaux utilisés pour fabriquer les conducteurs, et la section de ces derniers. À matériau de fabrication et section équivalents, les pertes sont par conséquent identiques, habituellement, pour les lignes aériennes et pour les lignes souterraines [22].

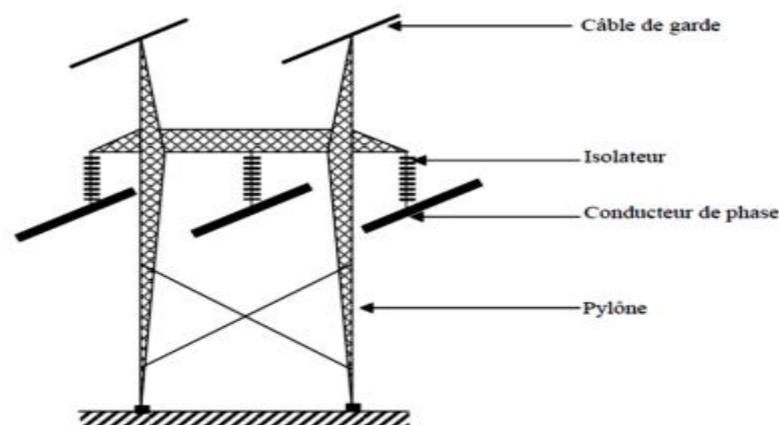


Figure I-10 : Constituants des lignes de transport d'électricité [24]

I.8.2.1 Pylônes :

Un pylône est un support vertical, généralement constitué par un assemblage de membrures formant un treillis métallique, et portant les conducteurs d'une ligne électrique à haute ou très haute tension. Ils sont de trois types [24] :

- **Pylône d'alignement :**

Pylône conçu pour une portion rectiligne du tracé de la ligne [24].

- **Pylône d'ancrage :**

Pylône sur lequel les conducteurs sont ancrés par des chaînes d'isolateurs horizontales et dans lequel les efforts exercés par chacune des deux portées adjacentes sont transmis indépendamment aux points d'attache du support. Pour une ligne de distribution comme pour une ligne de transport, le pylône d'ancrage peut être installé soit sur une portion rectiligne du tracé, soit dans un angle [24].

- **Pylône d'angle :**

Pylône situé à un point où le tracé de la ligne présente, dans le plan horizontal, un changement de direction. Les conducteurs sont reliés au pylône par les chaînes d'isolateurs horizontales ou verticales selon le degré de l'angle [24].

I.8.2.2 Conducteurs :

Ils ne sont pas isolés pour faciliter le dégagement de chaleur. Les brins donnent beaucoup de souplesse. Les conducteurs sont en aluminium. Le choix de l'Aluminium est préféré par rapport au cuivre en raison que ce dernier est doublement lourd et excessivement cher que le premier, bien que sa rigidité mécanique est faible et pour palier à cette lacune on utilise l'alliage d'aluminium, magnésium et silicium (Almalec) et on utilise des conducteurs multiples en faisceau plusieurs ternes. Renforcement acier à l'intérieure du câble pour assurer la résistance mécanique de conducteur, comme l'intérieure n'intervient pas à cause de l'effet pelliculaire ou effet de peau [24]

I.8.2.3 Isolateurs :

Un isolateur est un composant électrotechnique conçu pour fixer, maintenir ou soutenir les conducteurs électriques nus. Ils assurent l'isolation entre les conducteurs et les pylônes. Les isolateurs verre ou céramique des lignes à haute tension ont généralement la forme d'une assiette. On les associe entre eux pour former des chaînes d'isolateurs. On trouve aussi des isolateurs sous forme de colonne avec toujours un profil en ailettes pour allonger la ligne de fuite, c'est-à-dire la distance aux limites de l'isolateur, mesurée en suivant le profil de l'isolateur. Plus la tension de la ligne est élevée, plus le nombre d'isolateurs dans la chaîne est important. Sur une ligne 220 kV les chaînes d'isolateurs comportent 22 assiettes. On peut alors deviner la tension des lignes en multipliant le nombre d'isolateurs par 10kV environ. Aujourd'hui, les matériaux composites sont de plus en plus utilisés pour fabriquer des isolateurs, en réalisant un axe central en fibre de verre et en surmoulant par-dessus une matière silicone ou epdm. Les isolateurs composites sont plus légers, généralement moins chers et, présentent une

excellente hydrophobicité. Ils sont surtout prisés pour les zones fortement polluées et dans les zones urbaines où ils résistent mieux aux actes de vandalisme [22].

I.8.2.4 Câble de garde :

Les câbles de garde ne transportent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre, et en évitant le foudroiement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en almelec-acier. Au centre du câble de garde on place parfois un câble fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant [24].

I.8.2.5 Signalisation :

Afin d'éviter les impacts d'aéronefs, les lignes sont signalées par des balises diurnes (boules) ou nocturnes (dispositifs lumineux), aux abords des aérodromes la partie supérieure du fût du pylône est peinte en rouge et blanc. D'autres systèmes sont utilisés pour la protection avifaune dans les zones sensibles (couloir de migration surtout) [24].

I-9 Conclusion :

Dans ce chapitre, on a énuméré les différents architecteurs du réseau de transport d'électricité et postes HTB Ces architectures sont très importantes et très sensibles, ce qui nécessite un bon plan de protection contre les différents types d'anomalies qui peuvent touchés ses installations pour une bonne qualité et continuité de service.

Chapitre II

Fonction des protections dans un réseau électrique

II.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'étude des différents types de défauts, leurs causes et leurs conséquences. Par la suite, nous allons bien développer le système de protection haute et très haute tension en donnant assez d'informations sur les différents éléments qui le composent

II.2 Différents types de défauts [12]

Ils sont au nombre de cinq qu'il faudra éliminer du réseau à chaque fois qu'ils apparaissent sinon, ils seront en mesure de générer des conséquences graves sur le matériel et le personnel exploitant.

- les Courts-circuits
- les Surtensions
- les Surcharges
- les Oscillations
- les Déséquilibres

II.2.1 Court-circuit [12]

II.2.1.1 Définition

Un court-circuit c'est la disparition intempestive de l'isolement de deux corps conducteurs soumis à des potentiels différents et reliés à la même source [12].

II.2.1.2 Causes [12]

Un court-circuit peut apparaître de deux manières différentes :

❖ **Par contact direct:**

- Contact entre deux conducteurs lors des balancements (Vents violents)
- Chute d'un corps étranger sur la ligne aérienne

❖ **Par contact indirect :**

- Casse d'un isolateur
- Claquage de l'huile isolante d'un transformateur

II.2.1.3 Formes [13]

- a) Court-circuit Triphasé sans terre (isolé)
- b) Court-circuit Triphasé avec terre
- c) Court-circuit Biphase sans terre (isolé)
- d) Court-circuit Biphase avec terre
- e) Court-circuit Monophasé

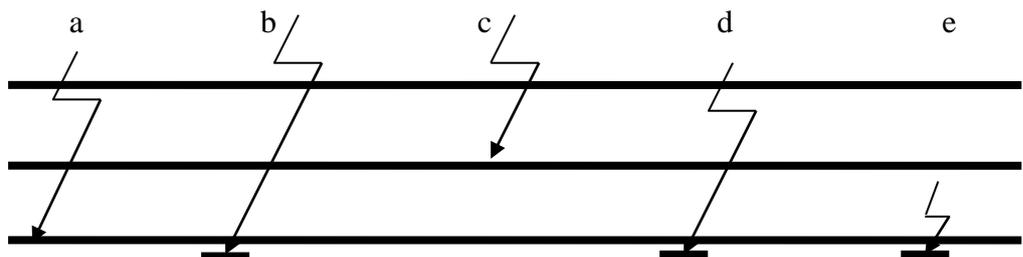


Figure II-1 les différentes formes de court circuit [13]

II.2.1.4 Natures

- **Fugitif** : On dit que c'est un **DR** (Déclenchement – Réenclenchement). Il n'y a pas avarie du matériel. Dès la coupure du courant, l'arc formé disparaît. A la fermeture du circuit, le défaut n'existe plus. Durée maximale est de 0,2 seconde
- **Semi-permanent** : C'est un défaut fugitif qui se répète plusieurs fois, particulièrement lors des balancements de conducteurs ou de branches d'arbres près d'une ligne pendant les tempêtes de vents. Durée maximale est de 15 Secondes [12]
- **Permanent** : Il y a avarie du matériel :
 - Isolateur cassé
 - Conducteur tombé à terre
 - Avarie Transformateur
 - Support tombé à terre
 - Claquage d'un câble souterrain

Nécessité de l'intervention de l'exploitant pour réparation et dépannage [12]

II.2.1.5 Conséquences

- Chute ou absence totale de la tension
- Surintensité considérable
- Des hautes chaleurs (risque de brûlure) sur les humains
- Arc électrique qui dégage des rayons Ultraviolet dangereux pour les yeux
- Fusion des conducteurs et risque d'incendie.
- Des efforts électrodynamiques important peuvent être à l'origine de la dislocation ou la déformation des enroulements de transformateur et des machines
- Instabilité dynamique et/ou perte de synchronisme des machines
- Perturbation dans le circuit contrôle commande [12], [13]

II.2.2 Surcharges

On dit qu'une ligne ou un appareil est en surcharge lorsqu'il est traversé par un courant supérieur à celui pour lequel il a été calculé et dimensionné. Les surcharges se traduisent toujours par des surintensités [12].

II.2.2.1 Causes : [12]

- Les courts-circuits de courte durée
- Les pointes de consommations de longue durée
- Les reports de charges

Les surcharges, quand elles se présentent, provoquent des échauffements dangereux qui sont souvent à l'origine des avaries transformateurs [12].

II.2.3 Surtensions

Les Surtensions sont très dangereuses dans un réseau électrique pour trois raisons principales :

- Elles soumettent les isolants à des contraintes qui risquent de les détruire. Elles sont un facteur de vieillissement, limitant ainsi la durée de vie du matériel,

- En cas de longue durée, elles entraînent des surcharges anormales sur les récepteurs (lampes surtout),
- En cas de claquage de l'isolant, elles entraînent des courts-circuits. Il existe trois types de surtensions
 - Surtension à fréquence industrielle
 - Surtension de manœuvres
 - Surtension atmosphérique [13]

II.2.3.1 Surtension à fréquence industrielle

Sous cette appellation de fréquence industrielle sont regroupées les surtensions ayant des fréquences inférieures à 500 Hz on trouve les surtensions

- Provoquées par un défaut d'isolement
- Sur une ligne longue à vide (effet Ferranti)
- Par ferro-résonance [12], [14]

II.2.3.2 Surtension de manœuvre

La modification brusque de la structure d'un réseau électrique provoque l'apparition d'un phénomène transitoire. Ceux-ci se traduisent souvent par la naissance d'une onde de surtension. Parmi les manœuvres on trouve :

- Mise sous tension des batteries de condensateur
- Mise sous tension d'une ligne ou câble à vide
- Coupure et déconnection des selfs [14]

II.2.3.3 Surtension atmosphériques

La foudre est un phénomène atmosphérique qui constitue une des contraintes majeures pour le réseau aérien de transport d'énergie électrique. Bien que le coup de foudre si il tombe sur la ligne est fugitif mais il cause des déclenchements de cette dernière, il est toujours possibles de réduire le nombre de défaut par aménagement convenable de la ligne avec l'installation des câbles de garde et les éclateurs [14].

II.2.3.4 Conséquences

- Augmentation du courant magnétisant (saturation du fer)
- Augmentation des pertes fer (Echauffements par Courants de FOUCAULT) [14]
- La surtension des transformateurs de tension est dévastatrice.
- Surcharge au niveau des récepteurs chez les abonnés [12]

II-2-4 Oscillations

Elles apparaissent lorsque les alternateurs subissent des variations de charge, perdant ainsi leur synchronisme avec le réseau, ou lors de faux couplages dans les postes de transformations [14].

II.2.4.1 Conséquences

Surintensités et baisses de tension périodiques, les lampes clignotent, les moteurs subissent des variations de vitesses [14].

II-2-5 Déséquilibres

Il s'agit souvent de coupure d'une phase à la suite d'une coupure d'un pont sur la ligne, ou fermeture d'un appareil de coupure sur deux phases ou cisaillement d'un jeu de barre dans un poste MT/BT, ou fusion d'un fusible MT. Dans les batteries de condensateur, le déséquilibre se traduit par l'avarie d'un ou de plusieurs condensateurs [14].

II-2-5 Conséquences

Les déséquilibres donnent naissance à la composante inverse du courant et elle provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires
- Des pertes de puissance
- Des échauffements [14]

II.3 Elément du système de protection

II-3-1 Model structurale de principe

Le schéma suivant représente le principe de base d'un système de protection [15] :

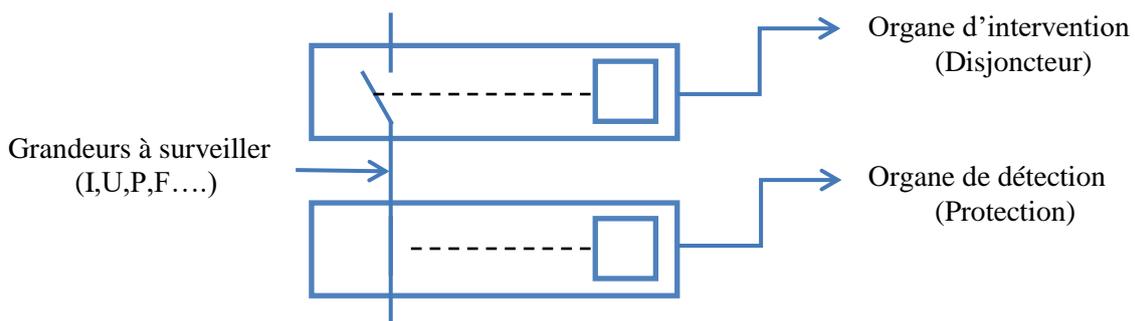


Figure II-2 Schéma de principe de la protection [15]

II-3-2 Le système de protection :

Un système de protection consiste d'un ensemble de dispositif destinée à la détection des défauts et des situations d'anomalie dans le réseau afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs organe de coupures pour éliminer ces défauts rapidement .La chaine fonctionnelle de la protection comporte deux parties

- **La détection du défaut :** est réalisée par des détecteurs à l'aide des lois de l'électricité [15].
- **L'élimination du défaut :** qui dans la plus part des cas, s'effectue par en coupant le circuit dans lequel siège le défaut [15].

II-3-3 Le rôle d'une protection

Lorsqu'un défaut ou une perturbation se produit sur un réseau électrique, il est indispensable de mettre hors tension la partie en défaut à l'aide d'un système de protection. Ce dernier aura pour rôle de limiter les dégâts qui peuvent être cause par le défaut [15].

II-3-4 Schéma synoptique d'une protection électrique

Le système de protection est composé de trois éléments fondamentaux

- Des capteurs ou réducteurs de mesures qui abaissent les valeurs des grandeurs à surveiller courant, tension a des niveaux utilisable par des protections.
- Des relais de protection
- Des organes et appareillage de coupures (disjoncteur, interrupteur). [15]

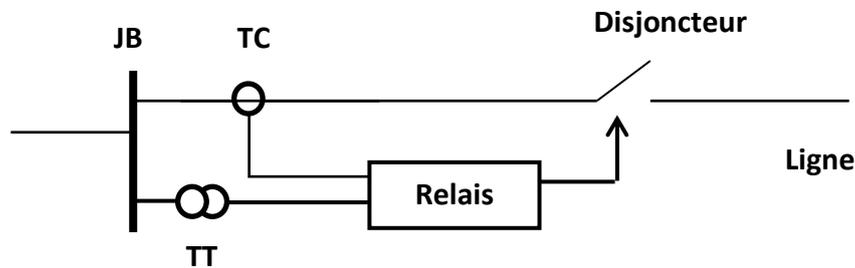


Figure II-3 Schéma synoptique de la protection [15]

II.3.5. Elément constitutif d'un système de protection

II.3.5.1 Réducteur de mesure

Les transformateurs de mesure sont des transformateurs permettant convertir des tensions et courants réels et élevés en donnant leurs images mesurables et normalisées. Ces réducteurs permettent d'alimenter des instruments de mesure, des compteurs, pour le calcul des puissances actives (P) et réactives (Q), pour alimenter les relais de protection, des régulateurs de tension [13].

- **Le transformateur de courant (TC)**

Le transformateur de courant ou d'intensité fourni un courant proportionnel a celui traversant la ligne ou le câble, ces courants sont utilisés pour la mesure (comptage) ou pour analyse par les dispositifs de protection, leurs rôles essentiels sont :

- ❖ Délivrer à leurs secondaires une image fidèle de l'intensité de courant qui circule dans la ligne ou câble.
- ❖ Assure une isolation galvanique entre la ligne et les circuits analogiques de mesure et de protection afin de protéger ces derniers, de toute détérioration lors d'un défaut survenu sur la ligne.

Il existe plusieurs technologies de construction des transformateurs de courant selon leurs utilisations intérieures ou extérieures [13]

Le rapport de transformation du TC s'exprime par :

$$m = I_1 / I_2 \quad (\text{II.1})$$

m : rapport de transformation du TC

I_1 : courant primaire.

I_2 : courant secondaire

- **Le transformateur de tension (TT)**

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection. Les transformateurs de tension (TT) sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique ; les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et neutre (neutre à la terre). Le rapport de transformation de TT est :

$$m = \frac{v_2}{v_1} \quad (\text{II.2})$$

m : rapport de transformation du TT

v1 : tension primaire.

v2 : tension secondaire.

II.3.5.2 Disjoncteur haute tension

Un disjoncteur à haute tension est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) à la fois :

- Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique.
- Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit, et les sur tension.

De par ses caractéristiques, un disjoncteur est l'appareil de protection essentiel des réseaux électrique HT, car il est seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et donc éviter que le matériel soit endommagé par ce court-circuit [25].

Les types de disjoncteurs tension les plus utilisés sont :

- Disjoncteur hydrauliques à huile.
- Disjoncteur pneumatique à air comprimé.
- Disjoncteur à gaz SF6.
- Disjoncteur à vide. [25]

II.3.5.3 Relais de protection

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux), à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température.), on les transformant à un ordre de fermeture ou ouverture d'un disjoncteur lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance, Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension, augmentation de température, variation de fréquence...etc. Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue [25].

II-4-1 Différents types des relais

Le relais est un dispositif à action mécanique ou électrique provoquant le fonctionnement des systèmes qui isolent une certaine zone du réseau en défaut.

Il existe principalement trois classes de relais selon l'organigramme suivant [25] :

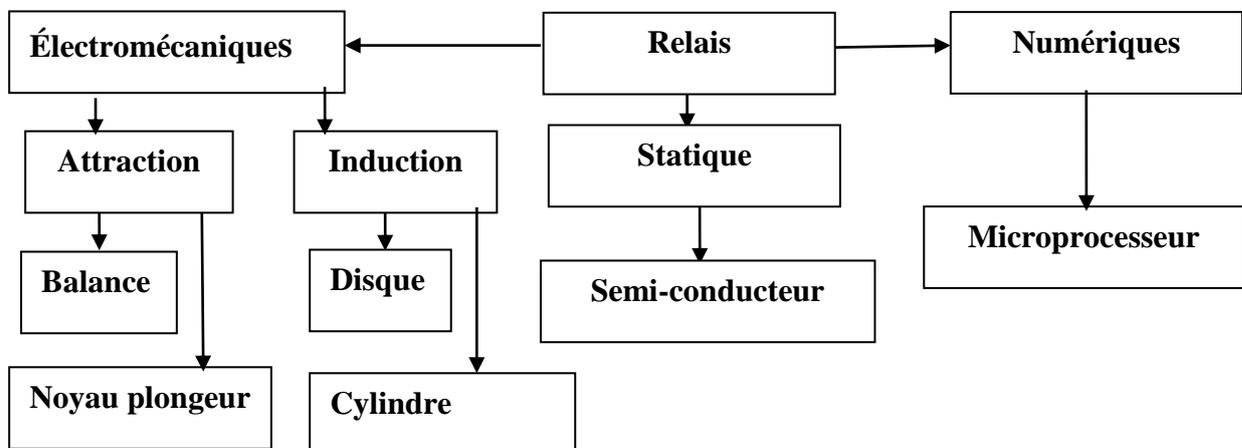


Figure II-4 : Types des relais de protection [25]

II-4-1-1 Relais électromécaniques

Sont basés sur le principe système d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. On utilise généralement un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage). Les équipements électromécaniques sont des assemblages de plusieurs fonctions telles que détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se caractérisent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats surtout dans les zones poussière telles que les concasseurs les carrières. Mais un contrôle régulier est nécessaire dont la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation. Les inconvénients de ces dispositifs, qui demeurent néanmoins largement rencontrés, sont :

- ❖ Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance.
- ❖ Le manque de précision, le dispositif étant sensible à son environnement et aux phénomènes d'usure.
- ❖ Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de court-circuit.
- ❖ Son coût de fabrication est élevé.
- ❖ Des performances insuffisantes et n'autorisent l'emploi que de fonctions élémentaires simples, en nombre limité et sans redondance [25].

II-4-1-2 Relais statique

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets et les relais statiques. Ces protections, apparues sur le marché dans les années 1970, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage). Des comparateurs fournissent

des signaux temporisations qui actionnent des relais de déclenchement. Ces dispositifs nécessitent en général une source d'alimentation auxiliaire continue. Ils ont les caractères suivant [

- ❖ Ils procurent une bonne précision et permettent la détection des faibles courants de défaut.
- ❖ Chaque unité opère comme une fonction unitaire et plusieurs fonctions sont nécessaires pour réaliser une fonction de protection complète. Les inconvénients de ces dispositifs est le risque d'état de fonctionnement entre deux périodes de tests de maintenance.
- ❖ grande puissance consommée.
- ❖ Faible sécurité de fonctionnement (pas de fonction d'autocontrôle) [25].

II-4-1-3 -Relais numériques

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980, avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par

des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local. Ces dispositifs nécessitant une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

- ❖ Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité.
- ❖ possibilité de traitement et le stockage de données, l'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe).
- ❖ Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs,etc.).

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmentent leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance. En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue [25].

II-5 Qualités principales d'un système de protection

II-5-1 Rapidité

Les courts-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement et des performances prioritaires.

Le temps d'élimination des courts-circuits comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF₆ ou à vide). ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes [25]

II-5-2 Sélectivité

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour les quelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner [16], Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les quatre types suivants :

- ❖ Sélectivité ampérométrique par les courants.
- ❖ Sélectivité chronométrique par le temps.
- ❖ Sélectivité logique par échange d'informations.
- ❖ Sélectivité par utilisation des protections directionnelles ou différentielles [25]

II-5-2-1 Sélectivité ampérométrique

Une protection ampérométrique (Figure II.5) est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de défaut minimal provoqué par un court-circuit sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un court-circuit situé en aval (au-delà de la zone surveillée) [16].

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les courts-circuits situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée, elle est insensible aux courts-circuits apparaissant au-delà [25].

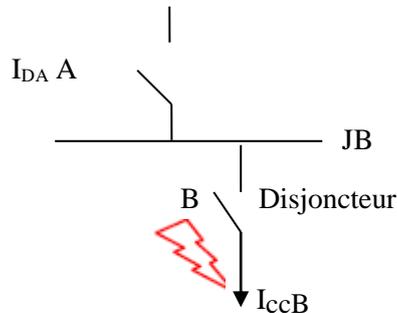


Figure II-5 : Sélectivité ampérométrique [25]

Le courant de court-circuit en aval de Disjoncteur B est I_{CCB} , la valeur de déclenchement de disjoncteur A est I_{DA} dans ce cas, si le courant :

$I_{DA} > I_{CCB}$, la sélectivité est dite totale

$I_{DA} < I_{CCB}$, la sélectivité est dite partielle

II-5-2-2 Sélectivité chronométrique

Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue. Ainsi, sur le schéma (Figure II.6), le court-circuit représenté est vu par les deux protections (A et B). La protection temporisée B ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en A. Après l'ouverture du disjoncteur B et la disparition du courant de court-circuit, la protection A, qui n'est plus sollicitée, revient à sa position de veille. La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité [25]

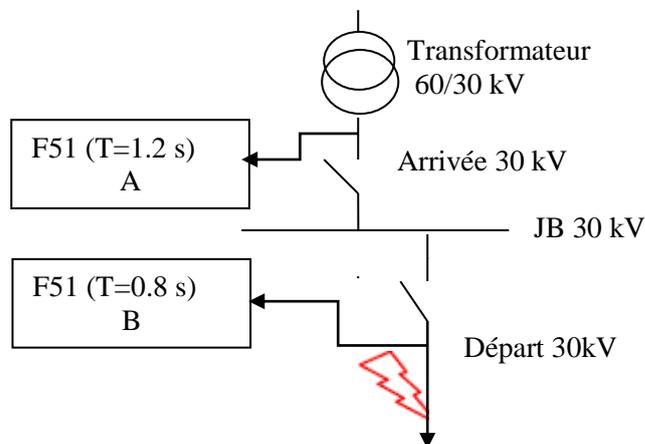


Figure II-6: Sélectivité chronométrique [16]

II-5-2-3 Sélectivité logique

Ce principe est utilisé lorsqu'un temps court d'élimination de défaut est exigé. L'échange de données logiques entre les protections consécutives élimine les intervalles de sélectivité. Quand le nombre de protection en cascade est grand, le temps d'élimination de défaut le plus en amont est incompatible à la tenue des matériels au courant de court-circuit. Lorsque le défaut apparaît dans le réseau radial, le courant de court-circuit circule de point de défaut jusqu'à la source [25]

Les protections situées en amont du point de défaut sont sollicitées, celles en aval ne le sont pas, à chaque disjoncteur est associée une protection apte à émettre et à recevoir un ordre d'attente logique lorsqu'une protection est sollicitée par un courant de défaut

- Elle émet un ordre d'attente logique à la protection située directement en amont.
- Elle provoque le déclenchement du disjoncteur associé elle n'a pas reçu un ordre d'attente logique par une autre protection [16],

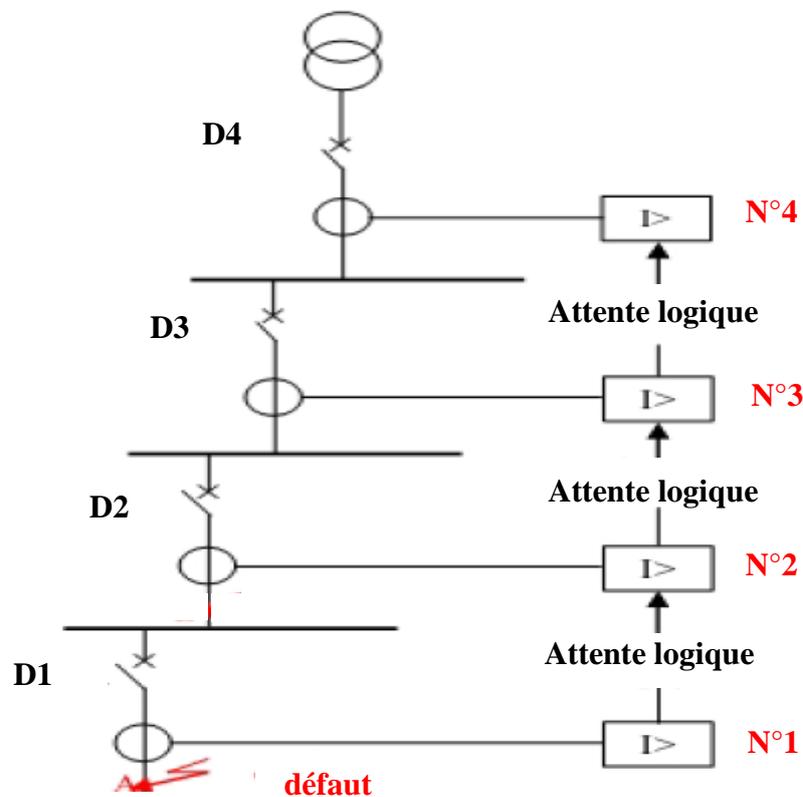


Figure II-7 : Sélectivité logique [25]

II-5-2-4 Sélectivité à base de relais différentiel

La protection différentielle bien paramétrée et bien câblée reste stable face au défaut externe de sa zone de fonctionnement ; malgré elle détecte un courant [20].

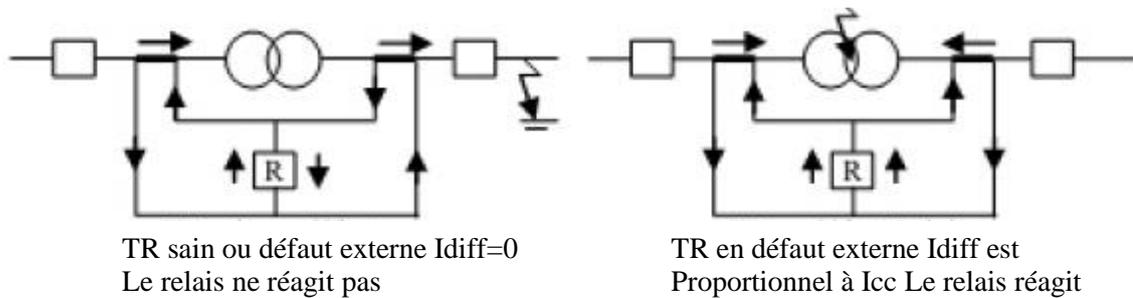


Figure II-08: Sélectivité à base relais différentiel [20]

II-5-3 Sensibilité

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de court-circuit entre :

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu.
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner [25].

II-5-4 Fiabilité

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international.

- Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects : - Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait dû fonctionner, n'a pas fonctionné. - Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas dû fonctionner [13].
- La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :
 - La sûreté : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
 - La sécurité : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif [13]

II-6 Protection des éléments du réseau de transport

II-6-1 Protection des transformateurs HTB / HTA :

II-6-1-1 Protection contre les défauts internes

❖ La protection Bucholz

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

disjoncteur. Le gaz qui s'est accumulé dans la cloche du relais peut être récupéré et analysé, ce qui permet d'obtenir des indications sur la nature et l'emplacement du défaut. L'analyse visuelle donne :

- **Incolore** : c'est de l'air. On purge le relais et on remet le transformateur sous tension,
- **Blanc** : c'est qu'il y a échauffement de l'isolant,
- **Jaune** : c'est qu'il s'est produit un arc contournant une cale en bois,
- **Noir** : c'est qu'il y a désagrégation de l'huile [17].

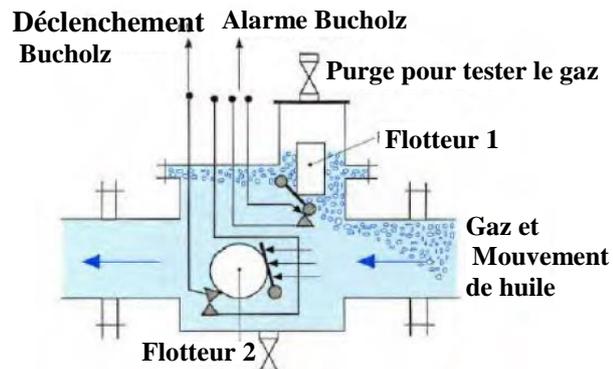


Figure II-09: Relais Bucholz [17]

❖ Soupape de surpression d'huile

Cet appareil détermine l'augmentation soudaine de la pression d'huile en plus de la valeur absolue. La sensibilité de cet appareil peut être atteinte jusqu'à 1 bar par pouce carré par seconde. Cet appareil a des contacts utilisés pour générer un signal indiquant son fonctionnement [17].

❖ Température des enroulements de transformateur

En augmentant la charge sur le convertisseur, la température des enroulements augmente, puis le niveau d'isolation est affecté négativement, il est donc conseillé d'utiliser des ventilateurs de refroidissement et ces ventilateurs fonctionnent manuellement ou automatiquement via un appareil qui mesure la température des enroulements, il se compose d'un capteur immergé dans le huile.

Cette appareil possède plusieurs contacts et utilise le premier contact pour faire fonctionner le premier groupe de ventilateurs de refroidissement (il y a généralement deux groupes) et son étalonnage sont de 75°C pour démarrer et 65°C pour arrêter, la deuxième touche pour faire fonctionner le deuxième ensemble des ventilateurs et ses normes sont de 85° C pour le démarrage et 75°C pour l'arrêt, le troisième contact de l'avertissement est à 115°C. Et le quatrième contact pour séparer le transformateur déclenchement des deux disjoncteurs encadrant le TR à 125°C [17].

❖ Indicateur de niveau d'huile transformateur et régleur en charge

Dans le cas où le niveau d'huile chute en dessous d'une certaine limite. À la suite d'une fuite ou d'un manque de remplissage d'huile, cela affectera négativement le degré d'isolation et le degré de refroidissement, ce qui nécessite une installation de deux indicateurs pour connaître le niveau d'huile sur le réservoir de compensation: le premier est installé sur la partie du transformateur principal qui est le niveau d'huile du réservoir principal et le second est installé sur la partie du changeur de tension du niveau d'huile du

changeur de prises et en cas de diminution ou augmentation le niveau d'huile au-dessus d'une certaine limite, cela nécessite d'envoyer un signal (alarme) au panneau de contrôle pour dépêcher une intervention [17],

❖ Masse cuve

Lorsqu'un défaut se produit entre les bornes de transformateur et la cuve on isole la cuve par rapport à la terre en utilisant des plaques isolante (Bakélite). On place un transformateur de courant généralement de type torique liant la cuve a la terre par un conducteur en cuivre, le secondaire de TC alimente un relais ampérométrique réglé auparavant, et déclenche l'encadrement de transformateur si le seuil est atteint. Les transformateurs dotés d'une protection différentielle ne sont pas équipés en protection masse cuve [25].

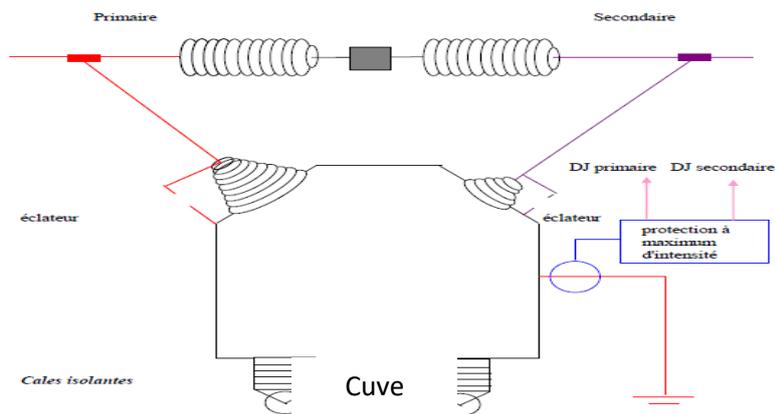


Figure II-10: Protection masse cuve [25]

❖ Protection différentielle transformateur (F87T)

La protection différentielle de transformateur est une protection principale aussi importante que les protections internes de celui-ci. Cette protection à une sélectivité absolue, il lui est demandé, en plus, d'être très stable vis-à-vis des défauts extérieurs.

Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants entrants et des courants sortants du transformateur. Cette protection s'utilise pour [17] :

- Détecter des courants de défaut inférieurs au courant nominal,
- Déclencher instantanément puisque la sélectivité est basée sur la détection et non sur la temporisation.

La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée même si un courant différentiel est détecté :

- Courant magnétisant de transformateur,
- Courant capacitif de ligne,
- Courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant

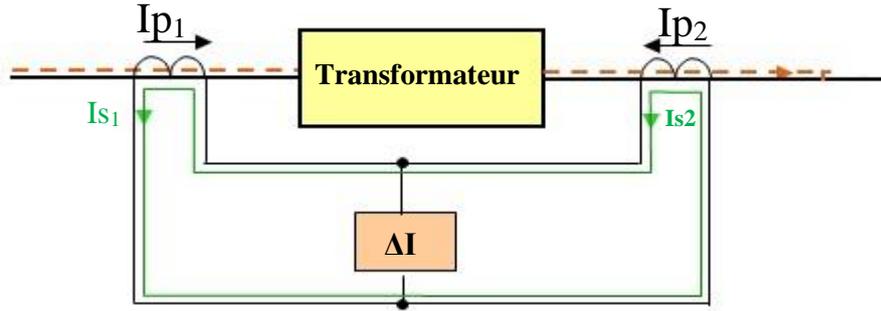


Figure II-11: Protection différentielle transformateur [17]

Réglage de relais de protection :

D'une façon générale, plusieurs paramètres sont à l'origine de l'existence d'un courant différentiel circulant dans le relais en régime de fonctionnement à vide ou en charge d'un transformateur :

- Les rapports de transformation,
- Le couplage des enroulements,
- Le courant à vide,
- Les erreurs des transformateurs de courant.

Avec tous ces paramètres, il est impossible d'obtenir un courant différentiel nul, c'est la raison pour laquelle on adopte des protections différentielles à pourcentage sur les transformateurs. Le courant différentiel limite de fonctionnement peut être réglé entre 20 % et 50 % du courant nominal de la protection.

Avec les relais numérique il est possible d'élargir la zone de blocage on activant des filtres pour les courants magnétisant. Nous avons aussi la possibilité de définir deux pentes

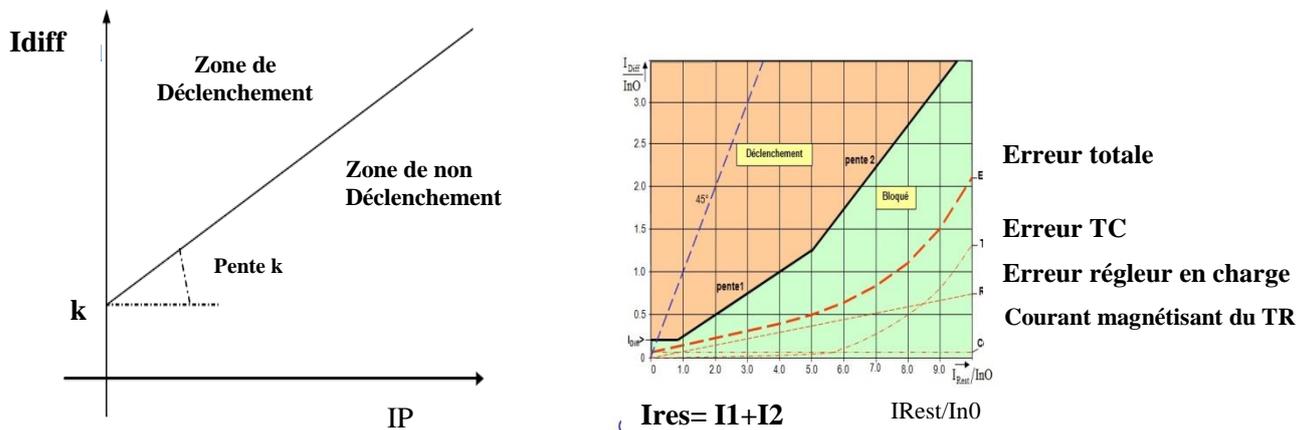


Figure II-12 : La caractéristique de la Protection différentielle transformateur [17]

Toutes les protections contre les défauts interne du transformateur agissent sur les deux disjoncteurs encadrant le transformateur et au même temps attaquent un relais de blocage qui bloque l'enclenchement.

II-6-1-2 Protection contre les défauts externes

❖ Protection de surcharge (F49)

Par image thermique qui utilise une sonde à résistance chauffées par un courant proportionnelle à celui à celui de transformateur est placée dans le huile de ce dernier.

Un dispositif de contrôle de surcharge utilisant à la fois les informations sur la température d'huile et sur l'amplitude des courants de surcharge. Ce dispositif possède deux stades de fonctionnement :

Premier stade avec une temporisation d'environ 20 minutes donnant une alarme et permet l'exploitant d'intervenir

Le deuxième stade ; possède une temporisation de déclenchement en instantané et il faut un temps de plusieurs minutes avant la restitution après refroidissement.

❖ Protection contre la surtension

Deux moyens de protection contre les surtensions sont utilisés d'une manière large, les éclateurs et les parafoudres

- **Les éclateurs** sont les dispositifs les moins coûteux et les plus rustiques ils sont utilisé exclusivement sur les réseaux aériens.
- **Les parafoudres** offrent une protection plus performante mais pour un coût notablement plus élevé

❖ Protection à maximum de courant phase (F51)

Elle à pour fonction de détecter les surintensités monophasées, biphasées ou triphasées. La protection est activée si un, deux ou trois des courants concernés dépassent la consigne correspondant au seuil de réglage. Cette protection peut être temporisée, dans ce cas elle ne sera activée que si le courant contrôlé dépasse le seuil de réglage pendant un temps au moins égal à la temporisation sélectionnée. Cette temporisation peut être à temps indépendant au à temps dépendant [23]

• Protection à temps indépendant

La temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré (Figure II.21). Le seuil de courant et la temporisation sont généralement réglables par l'utilisateur [23].

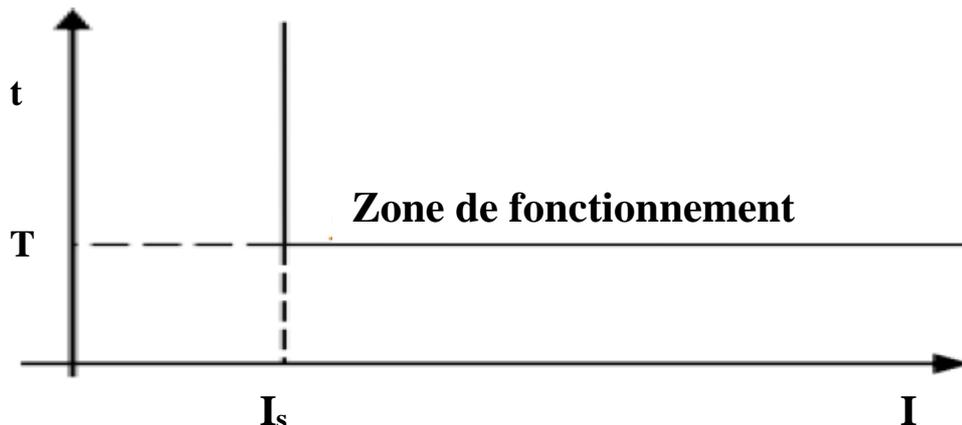


Figure II-13 caractéristique protection à temps Independent [11]

I_s : seuil de fonctionnement en courant (seuil de courant)

T : retard de fonctionnement de la protection (temporisation)

- **Protection à temps dépendant**

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. Plus le courant est élevé et plus la temporisation est faible (Figure II.14) [23]

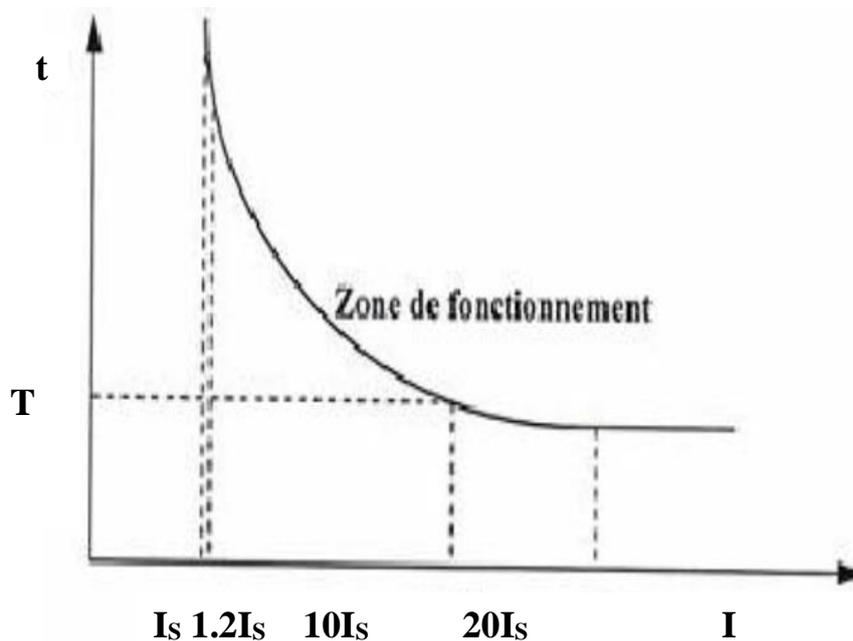


Figure II-14 : Caractéristique protection à temps dépendant [11]

I_s : seuil de fonctionnement en courant correspondant à l'asymptote verticale de la courbe.

T : temporisation pour $10 I_s$

Le transformateur HTB/HTA sera en général protégé par deux protections à maximum de Courant, Protection coté haute tension (HTB) et Protection coté moyenne tension (HTA) [23].

A) - Protection à maximum de courant coté HTB

C'est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections maximum de courant coté HTA, un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée comme suit [23]:

$$\mathbf{I_{Reglage}=1.3 I_{n1}} \qquad \mathbf{Temps=2.5 \text{ s}} \qquad \mathbf{II-3}$$

Où, I_{n1} est le courant nominal du transformateur côté HTB

B) - Protection à maximum de courant coté HTA :

C'est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections de ligne MT.

Elle sera à un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée comme suit [23]:

$$\mathbf{I_{Reglage}=1.3 I_{n2}} \qquad \mathbf{Temps=2.0 \text{ s}} \qquad \mathbf{II-4}$$

Où, I_{n2} est le courant nominal du transformateur côté HTA.

❖ **Protection de neutre HTA :**

La protection cotée haute tension sera à deux seuils d'intervention à temps constant. Le premier seuil devra être réglé à [23]:

$$I_{\text{Reglage}}=2 I_n \quad T_1=1.5 \text{ s} \quad T_2=1.8 \text{ s} \quad \text{II-5}$$

I_n : est le courant nominal du transformateur coté HTB.

Le premier seuil attaque le disjoncteur HTA, et le deuxième agit sur le disjoncteur HTB. La mise en place d'un TC tore dans le circuit de neutre de transformateur peut détecter ce courant de défaut par un relais ampérométrique. Le neutre de transformateur HTB/HTA n'est pas lié directement à la terre mais à travers de la résistance point neutre RPN, elle a pour rôle de limiter le courant de défaut à la terre qui passe par le neutre [23].

❖ **Protection de terre résistante :**

Cette protection est assurée par un relais de courant monophasé à temps constant inséré dans le circuit de neutre du transformateur. Elle protège les départs aériens de moyenne tension contre les défauts à la terre très résistants. Sa gamme de réglage est choisie de telle façon à pouvoir régler l'image d'un courant de 5 A.

Le fonctionnement de la protection (après 5 Sec) émet une alarme, informe l'exploitant pour procéder à la recherche du départ en défaut en déclenchement manuel, un à un, les départs MT.

$$I_{Rht}= 5 \text{ A} \quad T = 5 \text{ s} \quad \text{II-6}$$

❖ **Régulateur de tension (F90)**

Cet automate est chargé d'émettre des ordres «augmente le nombre de spires au secondaire» et «diminue» au régulateur en charge du transformateur, afin qu'ils fournissent au réseau une tension correcte. Il lui faut la tension de la barre secondaire.

U = tension de consigne

$$\Delta U = \pm 2,5\%$$

II-6-2 Protection des lignes HTB**II-6-2-1 La protection principale n°1 (PP1)**

C'est une protection de ligne qui comporte les principales fonctions suivantes :

❖ **Protection différentielle ligne (F87L)**

Cette protection est destinée pour les lignes aériennes courtes et câbles souterrains. Le principe de fonctionnement de la protection différentielle ligne consiste à comparer le courant entrant du poste A avec le courant sortant de l'autre extrémité poste B, d'où la nécessité d'avoir un support de transmission entre les deux postes. La protection déclenche les deux extrémités de la ligne lors de la détection d'une différence de courant [27].

Elle est réglée comme suit :

Deux paramètres sont à l'origine de l'existence d'un courant différentiel mesuré par le relais en régime de fonctionnement en charge d'une liaison ligne ou câble :

- Précision de la protection
- Les erreurs des transformateurs de courant.

Avec ces paramètres, il est impossible d'obtenir un courant différentiel nul ; et c'est la raison pour laquelle on adopte le réglage d'un seuil de courant différentiel réglé à 20% du courant nominal de la ligne. En cas de perte de communication, rupture de la liaison de transmission elle se bloque et la fonction de distance s'active automatiquement, avec une signalisation (led lumineuse sur face avant de la protection) [17]

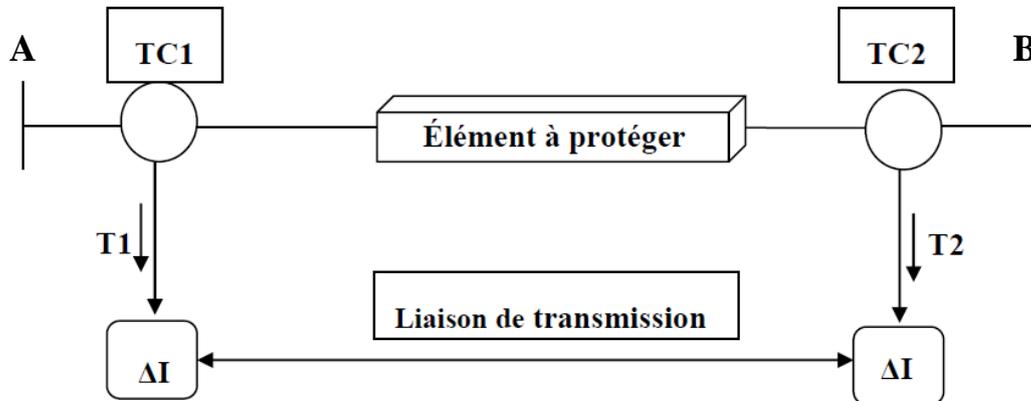


Figure II-15 : Principe de fonctionnement de la protection différentielle ligne. [27]

❖ **Protection de distance (F21)**

La protection de distance sont destinées à protéger les lignes électriques haute et très haute tension contre les court-circuit. La courbe de variation des courants de court-circuit en fonction de l'éloignement du défaut montre parfaitement les avantages offerts par la caractéristique temps-distance de la protection tels que [17] :

- La rapidité d'élimination des défauts dans la première zone qui se traduit par une réduction appréciable des investissements,
- La fonction de protection de secours assurée en deuxième et troisième zone pour les barres et les liaisons du poste opposé. Elle est utilisée comme protection principale pour les lignes aériennes HTB longues [17].

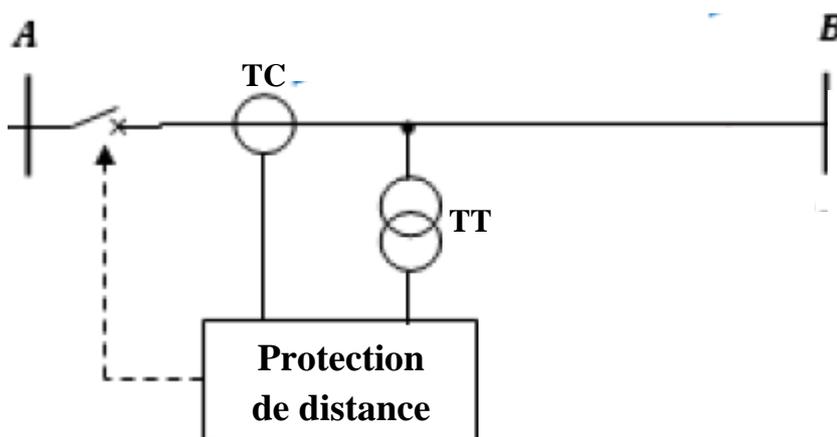


Figure II-16 Principe de fonctionnement de la protection de distance. [27]

✚ **Réglage des zones de mesures**

- a) **Réglage des zones de mesures en réactance**

La plupart des relais de protection de distance à l'échelle mondiale surtout ceux du groupe Sonelgaz sont réglés pour trois zones de protection en aval ($Z1$, $Z2$ et $Z3$) et une seule zone protection en amont ($Z4$) comme indiqué par la figure suivante [27].

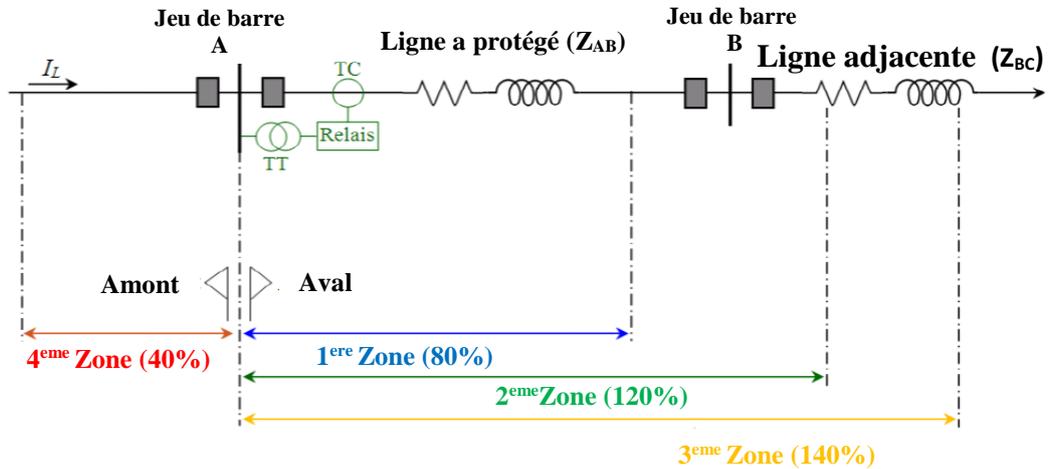


Figure II-17 : les zones de protection de distance [27]

Une sélectivité chronométrique bien respectée pour chaque zone illustrée par la figure

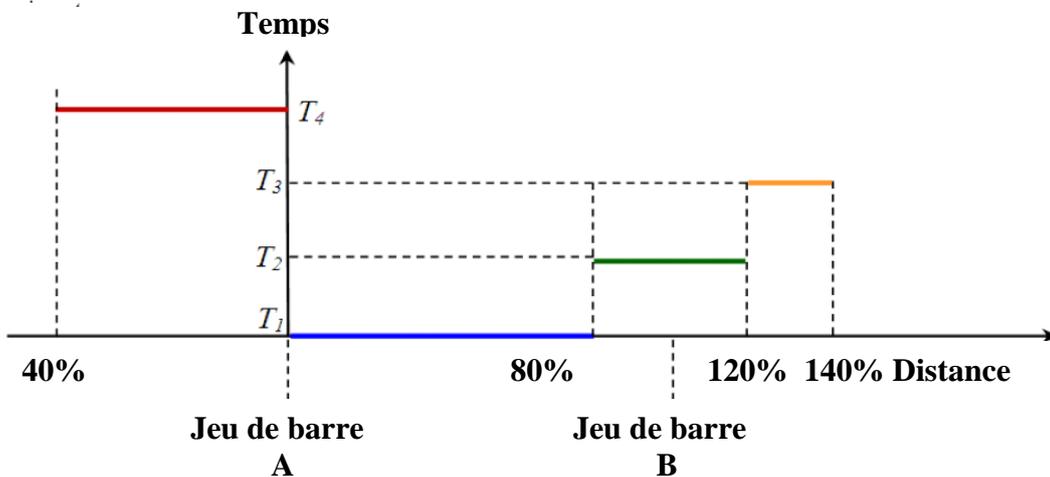


Figure II-18 : Relation Distance Temps [27]

- **Zone 1 (Aval)** [17], [27]

Pour être sûr de ne pas voir les défauts en dehors de l'ouvrage, compte tenu des erreurs cumulées, on règle cette zone comme suit :

$$X1 = 80 \% XL$$

II.7

XL : Réactance de la ligne

$$T1 = 0 \text{ s}$$

- **Zone 2 (Aval)** [17], [27]

Pour les mêmes raisons et afin d'assurer la protection des 20% de la ligne restant, on règle la zone 2 à

$$\mathbf{X2= 120 \% XL} \quad \text{II-8}$$

$$T2= 0.3 \text{ s}$$

- **Zone 3 (Aval)** [17], [27]

C'est un stade de secours, réglé à :

$$\mathbf{X3= 140 \% XL} \quad \text{II.9}$$

$$T3= 1.5 \text{ s}$$

- **Zone 4 (Amont)** [17], [27]

C'est un stade de secours pour des défauts amont, réglé à :

$$\mathbf{X4= 40 \% XL} \quad \text{II-10}$$

$$T4= 2.5 \text{ s}$$

b) Réglage des zones de mesures en résistance [17], [27]

Dans le cas d'un défaut, la protection de distance mesure, en plus de la réactance, la résistance de défaut et la résistance de la ligne, qui est proportionnelle à la distance de défaut

- **Réglage de la résistance monophasé** [17], [27]

Le réglage choisi de la résistance de défaut est de 100Ω , Cette valeur est estimée largement suffisante pour la détection des défauts résistants des régions.

Le réglage des zones de mesures en résistance monophasé est comme suit :

$$\mathbf{R1T=R2T=R3T=R4T=R_{\text{ligne}}+ R_{\text{défaut}}} \quad \text{II. 11}$$

Avec $R_{\text{défaut}} = 100\Omega$

- **Réglage de la résistance entre phases** [17], [27]

Le réglage en résistance doit être comparé à l'impédance de service minimale, qui correspond au régime de surcharge maximal de la ligne, pour éviter les déclenchements intempestifs en régime de surcharge.

$$\mathbf{2*R_{\text{défaut}} \leq Z_{\text{min}}} \quad \text{II. 12}$$

Avec

$$\mathbf{Z_{\text{min}} = \frac{(0.8*U)^2}{S_{\text{max}}} = \frac{(0.8*U)}{I_{\text{max}}}} \quad \text{II. 13}$$

S_{max} : Puissance de transit maximale admissible sur la ligne.

Le réglage des zones de mesures en résistance phase - phase est comme suit :

$$\mathbf{R1=R2=R3=R4=R_{\text{ligne}}+R_{\text{défaut}}} \quad \text{II. 14}$$

- **Le coefficient de terre $K0$**

Le coefficient de terre est un paramètre de la ligne, qui intervient lors des défauts à la terre, pour tenir compte du retour du courant de défaut à travers la terre dont l'impédance n'est pas identique à l'impédance de la ligne (Ω / km).

Pour un défaut monophasé :

$$\mathbf{Z_{\text{défaut}} = \frac{V_a}{(I_a+K0*IN)}} \quad \text{II. 15}$$

- I_a : Courant de phase ;

- IN : Courant homopolaire ;

- V_a : la tension de phase.

A défaut d'indisponibilité des caractéristiques de la ligne, ce paramètre est réglé comme suit :

- Ligne avec câble de garde $K0= 0.4$;
- Ligne sans câble de garde $K0= 0.7$.

❖ Protection à maximum de courant à temps constant (F51)

La protection de distance se verrouille en cas de fusion fusible, en raison de déclenchement de disjoncteur basse tension des transformateur de tension, ce disjoncteur est muni d'un contact auxiliaire qui informe le relais de son état, pour cela une protection à maximum de courant est activée pour la secourir [27].

Réglages :

$$I_r = 2 * I_n$$

II. 16

$$T = 0.5 \text{ s}$$

❖ Protection de surcharge (F51)

Utilisé pour surveiller les surcharges des lignes 400kV et 220kV, réglée comme suit [27] :

$$I = 1.2 * I_n$$

II. 17

$$T = 3 \text{ s}$$

❖ Protection à maximum de courant de terre directionnelle (67N)

La protection complémentaire est activée uniquement pour les lignes aériennes, a pour rôle l'élimination des défauts très résistants pour lesquels les protections de distance sont insensibles. Elle fonctionne sous l'allure d'une courbe de courant résiduel directionnel, à temps inverse, choisie parmi un faisceau de courbes plus ou moins rapides (Normalement inverse). Pour éviter de devancer les protections principales en raison de son action triphasée sur le disjoncteur, cette protection est temporisée et agit dans tous les cas après la temporisation du deuxième stade des protections de distance. Elles sont réglées à un temps minimum de 1sréglée [28] :

- Type : Protection maximum de courant homopolaire.
- Caractéristique : IEC Normalement inverse Le temps de déclenchement de la protection est donnée par l'équation suivant :

$$T(I) = TMS \left(\frac{k}{\left(\frac{I_{\text{defaut}}}{I_{\text{excitation}}} \right)^{\alpha} - 1} \right) \quad \text{II-18}$$

Avec

I_{defaut} : courant homopolaire vu par la protection

$I_{\text{excitation}}$: courant homopolaire de démarrage de la protection

K et α des constant de la courbe ont pour valeur 0.14 et 0.02 respectivement pour IEC Normalement inverse

TMS : temps multiplicateur réglé à 0.5 s

❖ Enclenchement sur défaut (SOTF)

La protection reçoit l'information d'enclenchement manuel ou automatique du disjoncteur. Si une mise en route apparaît après l'enclenchement du disjoncteur, la protection déclenche instantanément [29].

❖ Rupture conducteur pour les lignes en antenne. (F46)

Utilisée pour les lignes aériennes alimentant un poste en antenne, elle consiste à détecter un courant inverse dans le cas d'une rupture conducteur. Le manque d'une phase nuit au transformateur de puissance et cause leurs avariés [29].

❖ Fonction anti-pompage (F68)

Lorsque deux générateurs couplés, tournent à des fréquences différentes, il se produit un phénomène appelé pompage. Un échange de puissance s'effectue entre les deux générateurs, ce qui provoque une variation lente de l'impédance vue par les protections. Cette variation d'impédance peut faire fonctionner la protection de distance par la pénétration de l'impédance mesurée dans la caractéristique de mise en route [29] :

- Lors d'un défaut, l'impédance apparente passe très rapidement du point de transit au point de défaut ;
- Lors d'un pompage, l'impédance apparente varie lentement. Afin d'éviter les déclenchements intempestifs, les protections sont dotées d'un dispositif «anti-pompage », qui verrouille la protection de distance lors de détection d'un pompage.

❖ Réenclencheur automatique (F79) :

Les défauts sur les lignes aériennes sont généralement fugitifs et s'éliminent après déclenchement (ouverture) du pôle du disjoncteur de la phase en défaut aux deux extrémités de la ligne, cela veut dire que la ligne peut être réenclenchée et remise en service. Le réenclenchement est effectué par un automate appelé réenclencheur automatique. Utilisé pour les lignes aériennes, Réaliser un cycle de réenclenchement monophasé de la phase en défaut situé en Zone 1 et Zone 2 [29].

Réglé comme suit :

- Un (01) cycle de réenclenchement.
- Temps de pause 1,2s pour un disjoncteur de type SF6 et 1,5s pour un disjoncteur faible volume d'huile.
- Pour les lignes en antenne le temps de pause est de 5s.
 - Le réenclencheur automatique est verrouillé dans les cas suivants :
- L'utilisation du régime RSE ;
- Disjoncteur non prêt, défaut commande et baisse SF6 ;
- Après enclenchement manuel ou enclenchement automatique, le réenclencheur se verrouille pendant 60s ;
- Lors du transfert des protections de la travée vers le disjoncteur de couplage.

❖ Localisateur de défaut

Les lignes longues sont généralement équipées à une extrémité par un dispositif de localisation de défaut. Cet automate permet de situer le lieu de défaut pour faciliter la tâche des agents de la maintenance chargés de la réparation de la ligne [28]. Le fonctionnement de cet appareil est provoqué par les déclenchements monophasés de la protection principale et consiste à mesurer l'impédance de court-circuit qui est directement proportionnelle à la longueur de la ligne. Dans les protections de distance, numériques, cette fonction est

$$D = \frac{X_{CC}}{X_{OL}}(\text{Km})$$

Avec: X_{CC} La réactance de court-circuit.

X_{OL} La réactance linéique de la ligne.

❖ **Téléaction :**

Afin d'assurer le déclenchement en instantané pour les défauts localisés sur la ligne, un système de téléaction est utilisé, Si la protection P1 de poste A voit un défaut en première zone, elle émet par téléaction un ordre de déclenchement au disjoncteur du poste opposé B, et vice versa. La téléaction utilise des CPL (courant porteur de la ligne) ou bien des Multiplieurs a travers la fibre optique (le câble de garde) [28],

❖ **Protection maximum de tension (F59)**

Pour les lignes équipées des selfs à cause de l'effet capacitif de la ligne langue [28],

II-6-2-2 La protection principale n°2 (PP2)

Une protection principale 2 avec les mêmes fonctions et les mêmes réglages que PP1, mais avec des technologies différentes, pas le mêmes constructeur pour échapper un éventuel défaut de conception, et pour éviter un chevauchement de fonctionnement on inhibé le réenclencheur sur l'une des protections avec inter dialogue entre les deux [28].

II-6-2-3 Protection défaillance du disjoncteur (F50DD)

Cette protection fonctionne en cas de refus disjoncteur, Utilisé contre les refus d'ouverture du disjoncteur des travées. Cette protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée ligne. Son initialisation est effectuée par l'ordre de déclenchement des protections de la travée [29], A l'échéance d'une temporisation T1 de 0.15s, un ordre de déclenchement est envoyé au disjoncteur de la travée ligne en défaut (confirmation), si la position fermée du disjoncteur est confirmée par un critère de courant et l'interlock fermé du disjoncteur. A l'échéance d'une temporisation T2 de 0.3 sec, la protection déclenche le disjoncteur de couplage et les disjoncteurs de tous les départs aiguillés sur la même barre que le départ en défaut et envoie un télé-déclenchement vers le disjoncteur du poste vis-à-vis, si le défaut est toujours maintenu [28],

II-6-3 Protection barre :

❖ **La protection différentielle barres**

La protection différentielle barres est destinée à protéger les barres THT contre les courts circuits. Sa zone de protection est délimitée par les transformateurs de courant des différentes travées qui constituent le poste. Son action est rapide et sélective pour les défauts intérieurs à la zone protégée. L'une des qualités de la protection différentielle barres est de rester stable vis-à-vis des défauts de réseaux [28],

Le principe de fonctionnement de cette protection est basé sur la loi de KIRCHHOFF. Elle compare en permanence la somme des courants entrants à la somme des courants sortants des barres vectoriellement. Sachant que les rapports de transformation des transformateurs de courant sont différents d'une travée à l'autre, le réglage de la protection consiste à déterminer les transformateurs auxiliaires adéquats qui permettent d'équilibrer la protection en régime sain. Il est par ailleurs défini un courant de démarrage de la protection dont le réglage est déterminé compte tenu du départ le plus chargé pour permettre un aiguillage du départ sans risque de déclenchement en cas de besoin [29],.

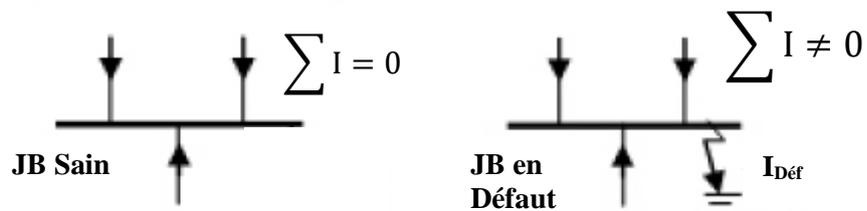


Figure II-19 : le principe de fonctionnement La protection différentielle barre [27]

II-7 Conclusion

Ce chapitre explicite les multiples défauts et anomalies qui peuvent touchées un réseau de transport haute tension, les systèmes de protection pour y remédier ainsi les déférents une protection fiable par les différents relais lors principe de fonctionnement pour avoir une bonne qualité et continuité de service. Le chapitre prochain sera consacré au plan de protection adopte par Sonelgaz, son évolution au fil du temps et le plan de sauvegarde de réseau.

Chapitre III

Plan de protection

III-1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons développer des plans de protection chronologique en mettant l'accent sur les différences et les améliorations apogées au fil du temps.

III-2- Plan de protection [30], [31], [32]

III-2-1 Plan N° 1 (antérieur à 1975)

A cette époque, le réseau de transport était exploité en 150kV, pour les utilités des protections on utilise :

- Une batterie avec deux redresseurs (l'un en service et l'autre en réserve).
- Un enroulement protection sur le TC.
- Une bobine de déclenchement disjoncteur [31],.

III-2-1-1 Travée ligne :

Les protections des travées lignes THT et HT sont identiques :

- Une protection principale (habituellement c'est une protection de distance).
- Un réenclencheur série uniquement pour les liaisons aériennes.
- Une protection complémentaire (c'est une protection de puissance résiduelle de terre).
- Une protection de secours (Maximum de courant).
- Un relais de discordance pôles (cas des disjoncteurs à commande monopolaire).
- Un localisateur de défaut (cas des lignes longues).
- Et un perturbographe. (Pour enregistrer les défauts)

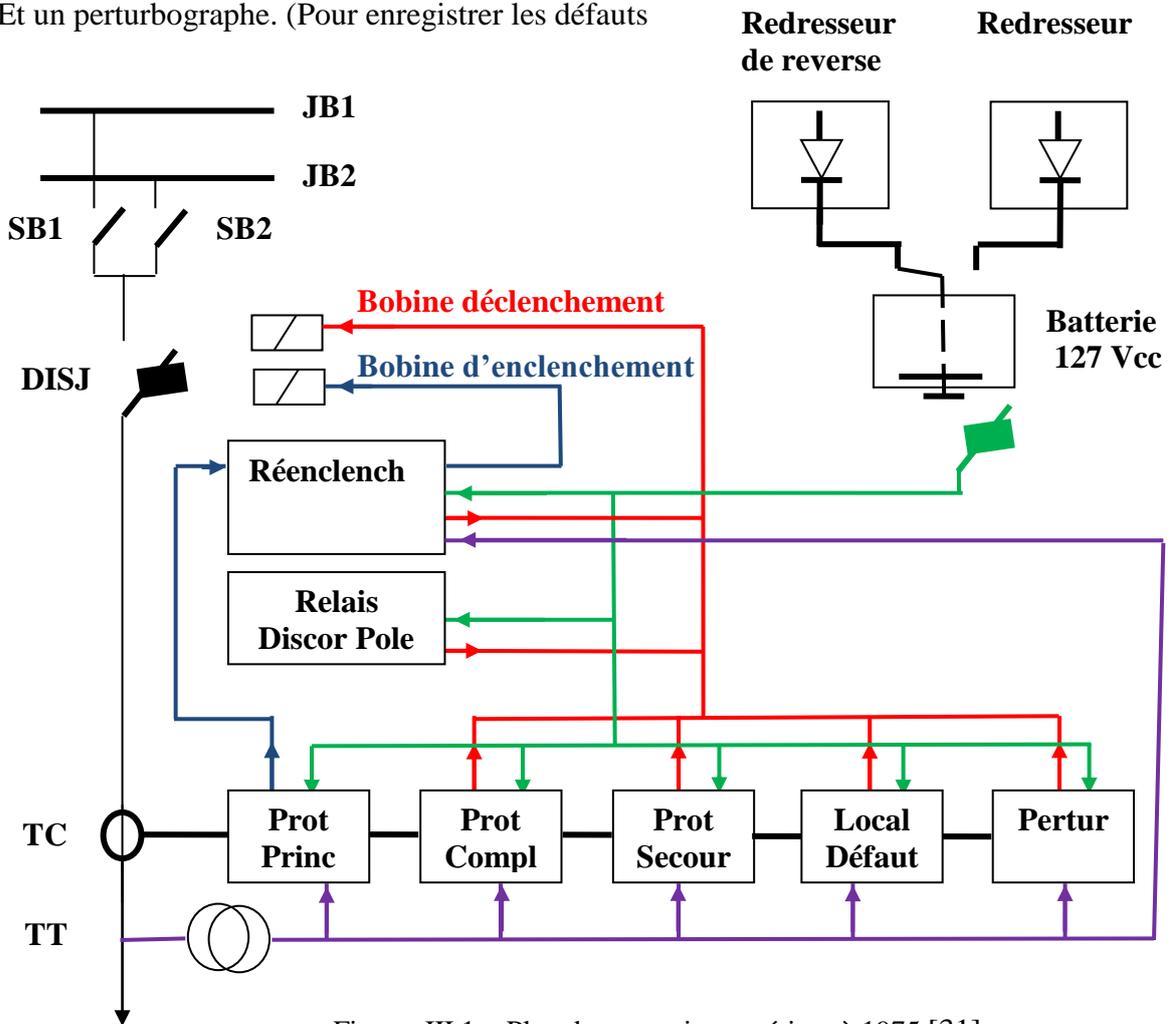


Figure. III.1 : Plan de protection antérieur à 1975 [31]

III-2-1-2 Travée Transformateur THT/HT :

✚ Protections internes :

- Buchholz transformateur.
- Bochholz régleur.
- Température enroulement.
- Température huile.
- Défaut réfrigérant [31],.

✚ Protection externes :

- Une protection à maximum de courant à un seuil à temps constant sur chaque enroulement.
- Une protection de surcharge thermique.
- Une protection masse cuve [31],.

III-2-2 Plan N°2 (durant la période allant de 1975 à 1980)

Durant cette période, le réseau de transport passe à la tension 220Kv à cause de l'importance des puissances mises en jeu [30], .

Du point de vue constitution de base des installations BT, ce plan est identique au plan N°1.

Néanmoins un changement important du plan de protection est enregistré :

- ◆ Introduction de premières protections statiques sur les lignes (PDS2000).
- ◆ Introduction des protections de réserve (de distance) semi-statique temporisées en monophasé (RAZOG).
- ◆ Introduction des protections défaillance disjoncteur (RAICA).

Pour les lignes HT et les transformateurs HT/MT aucune modification par rapport au plan précédent [31],.

✚ Pour les transformateurs THT/HT :

- Introduction des protections de défaillance disjoncteur comme pour les lignes THT.

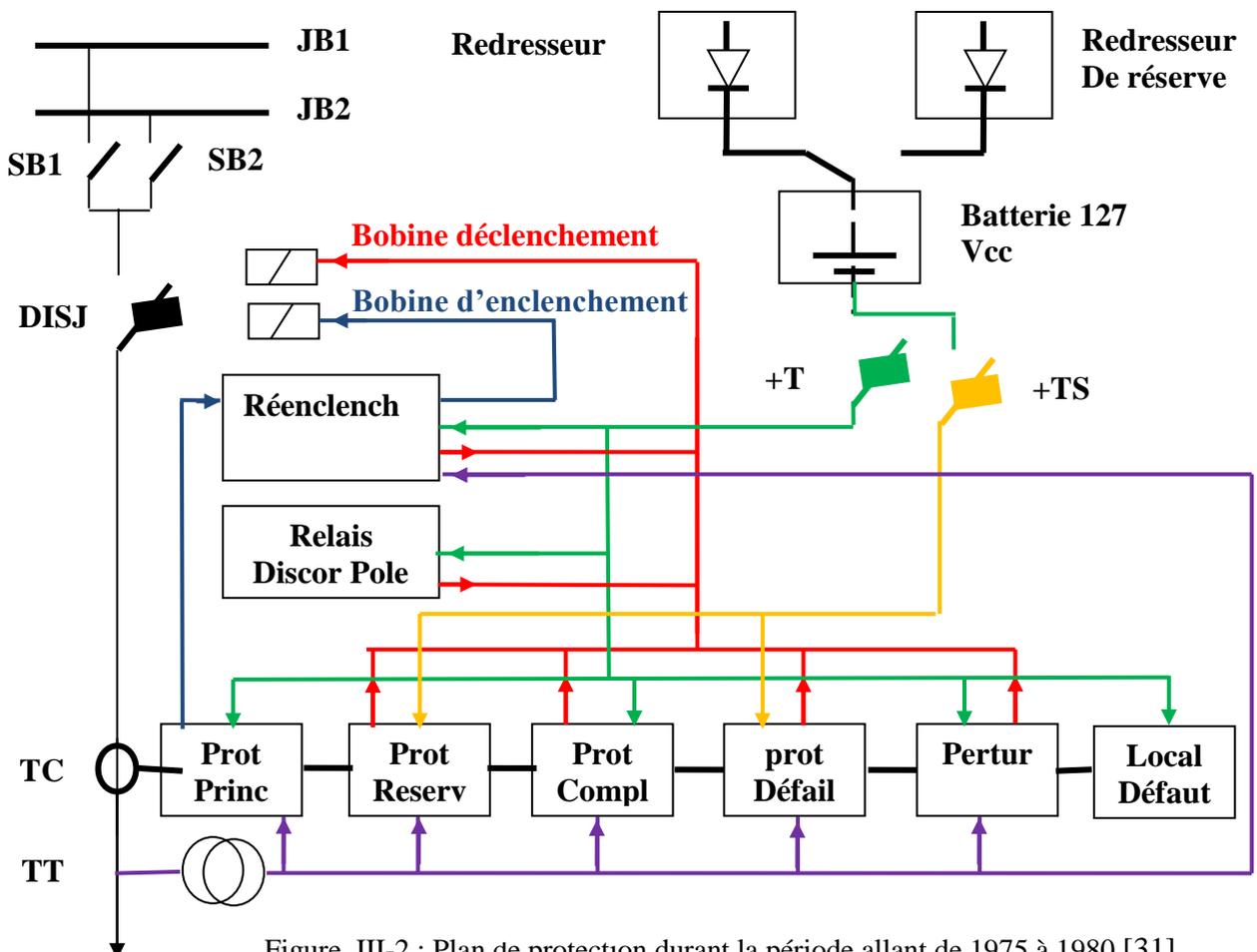


Figure. III-2 : Plan de protection durant la période allant de 1975 à 1980 [31]

III. 2.3 Plan N°3 (plan adopté entre 1980 et 1985) [31],

Dans ce plan il est enregistré des changements importants dans constitution de base afin d'améliorer la fiabilité de fonctionnement lors des défauts :

- Deux batteries (127Vcc), une pour le circuit principale et l'autre pour le circuit secondaire.
- Trois redresseurs (127Vcc), deux en service et le troisième assure un secours pour deux premiers.
- Deux enroulements protection sur le TC (une pour le circuit principale et le deuxième

pour le circuit secondaire).

- Deux bobines de déclenchement disjoncteur.
- Une protection des barres THT.

✚ Les transformateurs THT :

En plus des protections internes on trouve :

- Une protection différentielle longitudinale à deux branches, qui remplace la protection masse cuve et leur zone de protection intègre le TSA.
- Une protection à maximum de courant à temps constant sur chaque enroulement.
- Une protection de surcharge thermique.
- Une protection défaillance disjoncteur.

Le reste est identique au plan précédent.

III. 2.4 Plan N°4 (plan adopté entre 1985 et 1990) :

Dan ce plan il est enregistré des changements dans la fonctionnalité des équipements.

✚ Ligne THT :

- Une protection principale statique (de distance) multichaîne associée à un réenclencheur parallèle.
- Une protection de réserve (de distance) temporisée dont le constructeur et le principe sont différents que pour la PP.
- Une protection complémentaire.
- Une protection défaillance disjoncteur.
- Un relais de discordance pôles.
- Un localisateur de défaut pour les lignes longues.
- Un perturbographe.

✚ Transformateurs des services auxiliaires (TSA) :

- Une protection masse cuve.
- Une protection de neutre MT.

Noter que la protection des bornes primaires du TSA sont protégées par la différentielle du transformateur de puissance (deux branches).

✚ Lignes HT :

- Introduction des protections de distance statiques et des réenclencheurs parallèles.

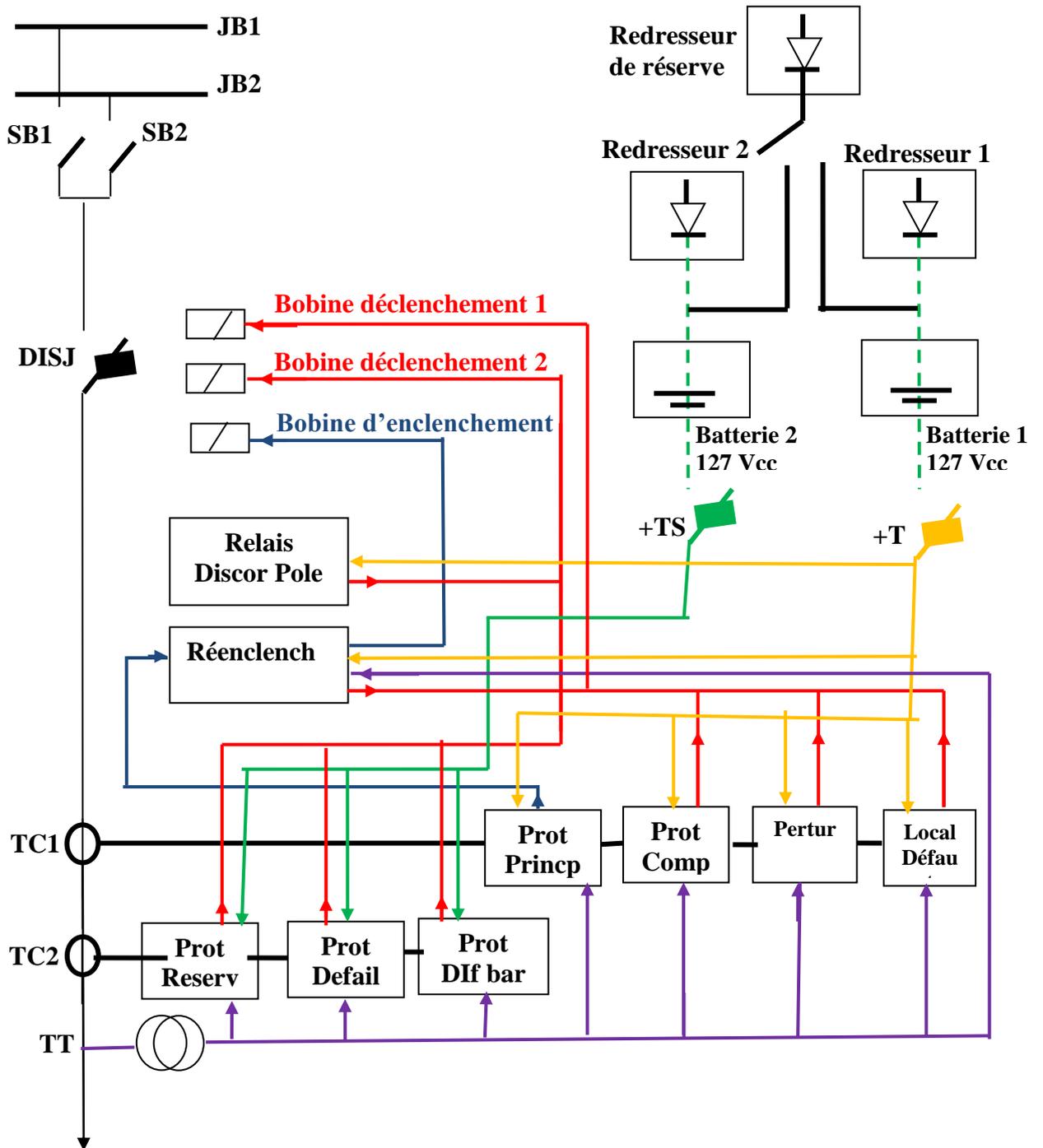


Figure. III-3 Plan de protection durant la période allant de à 1980 à 1990 [31],

III.-2-5 Plan N°5 (plan adopté depuis 1990) [30], [31], [32]

La différence par rapport au plan N°4 est :

- Les protections de défaillance disjoncteur sont indépendantes.
- Une protection de réserve (de distance) qui devient protection principale 2. Cette protection dispose des mêmes chances de fonctionnement que la protection principale 1 (de distance) à s'avoir [31],:

- Adoption du réenclenchement.
- Suppression temporisation.
- Mêmes valeurs de réglage.

⚡ Transformateurs THT/HT :

- Introduction d'une protection à max de I à deux seuils cote THT [31],

➤ Adoption des protections de défaillance disjoncteur sur toutes les travées HT des postes THT/HT.

✚ Protections de sauvegarde du réseau :

Les lignes d'interconnexion internationales et régionales sont dotés de :

- ❖ Protection de rupture de synchronisme.
- ❖ Relais d'asservissement de puissance.
- ❖ Relais de fréquence.

Pour les départs MT, il est adopté un relais à maximum de courant de type $2I_n + I_h$, à un seuil de courant à temps constant. Ce relais est associé à un dispositif de réenclenchement automatique qui réalise : $1RR + 2RL$ (pour les liaisons aériennes) [31].

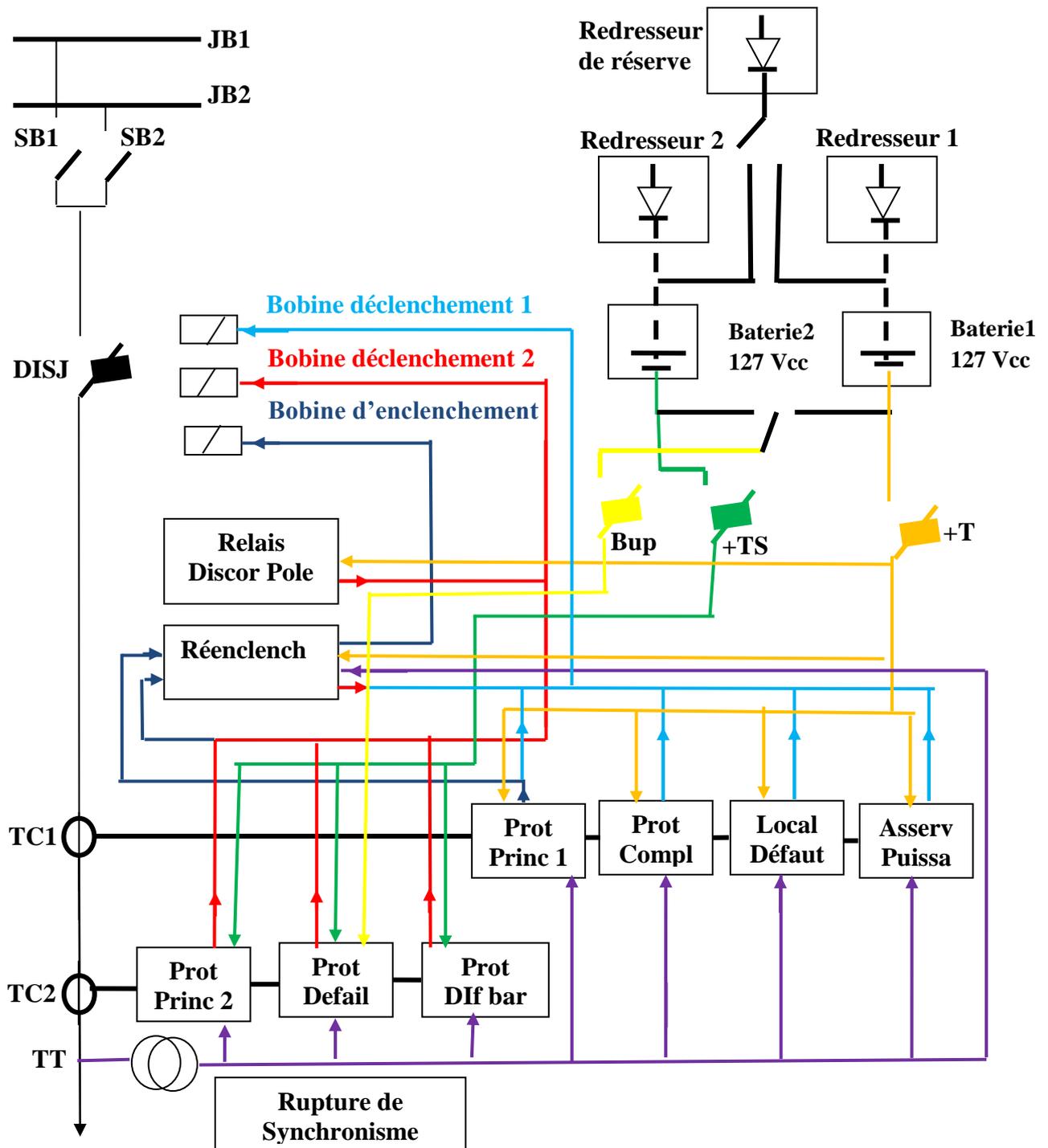


Figure. III.4 : Plan de protection durant la période allant de 1990 [31]

III-2-6 Plan N°6 (au de là de 2000)

Il y a lieu de signaler qu'un nombre important de protections numériques a été introduit entre 1995 et 2000 notamment avec les postes de BMR, HMO et la mise à niveau du plan de protection dans le cadre de l'interconnexion du réseau Maghrébin au réseau Européen (Interconnexion réalisée le 25/05/1998 [31]).

En technologie numérique l'intégration vise trois objectifs principaux :

- Coût réduit.
- Fonctionnalités (Surcharge, Max U, ...).
- Espace réduit.

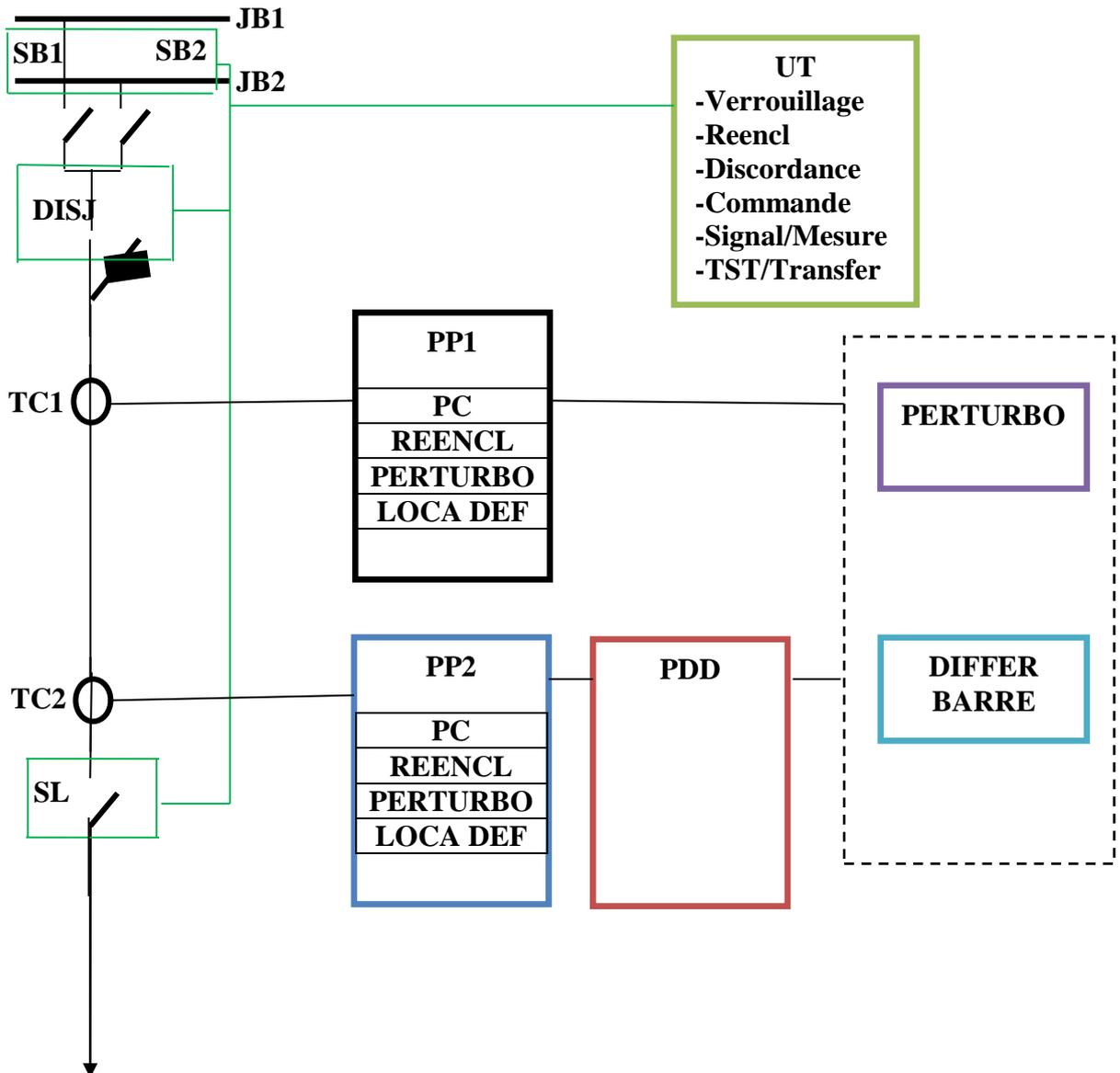


Figure. III-5 : Plan de protection actuel numérique [31]

III-3 Plan de sauvegarde du réseau

C'est l'ensemble des mesures préventives prises lorsque l'on constate que le réseau présente un risque d'effondrement, dû à un déséquilibre entre production et consommation, ou à une mauvaise répartition du transit. Il comporte beaucoup d'actions préventives :

- le blocage des régulateurs en charge des transformateurs HTB
- la baisse de 5% de la tension de consigne des régulateurs en charge des transformateurs HTA

Ces actions sont lancées lorsque la tension du réseau est trop basse, et surtout lorsque une ou plusieurs lignes sont en surcharge. D'autres équipements de contrôle électrique du transport sont installés [32].

III-3-1- protection de délestage:

❖ Relais à minimum de fréquence des postes HTB/HTA (F81) :

Cette protection comporte 5 stades dont les actions sont effectuées suivant les réglages du tableau suivant :

Tableau III-1 les réglages du relai minimum de fréquence [32],

Seuils de fréquence	F (Hz)	T (Sec)
1 ^{ER} stade	49,3	0.2
2 ^e stade	49	0.2
2 ^e Stade Temporisé	49	10
3 ^e stade	48,5	0.2
4 ^e stade	48	0.2

❖ Relais à minimum de fréquence des interconnexions

Les fréquences et les temps d'action sont donnés par le tableau suivant

Tableau III-2 les réglages du relai minimum de fréquence [32],

fréquence(Hz)	T(Sec)	ouvrages concernés
48,7	0.2	Interconnexion internationale
48,2	0.2	Interconnexion régionale SUD lorsque le transit se fait dans le sens SUD-NORD.
47.8	0.2	Ilottage régional
46	0.2	Ilottage des groupes de production.

❖ Relais de délestage par minimum de tension :**III-3-2 Relais d'asservissement de puissance:**

Les lignes d'interconnexion régionales ou internationales et certaines lignes de transport importantes sont équipées par des relais d'asservissement de puissance dont le rôle est de:

- Signaler après 5 Sec le dépassement du courant de transit de consigne. Cette valeur de consigne est réglée différemment d'une ligne à l'autre. Elle n'est limitée parfois que par la capacité de transit de la ligne.
- Elaborer un déclenchement rapide au dépassement d'une certaine puissance active dans un sens de transit préalablement défini. Cet ordre de déclenchement provoque:
 - Dans certains cas l'ouverture de la ligne.
 - Dans d'autres cas la décharge de la ligne par l'ouverture de quelques départs H T [32],

III-3-3 Relais de rupture de synchronisme :

Lorsque le réseau fonctionne correctement, tous les alternateurs tournent à la même vitesse électrique (vitesse mécanique multipliée par le nombre de paires de pôles), mais leurs forces électromotrices sont décalées entre elles d'un angle qui dépend de leurs consignes de réglage et de la structure du réseau sur lequel ils débitent. Le système est stable. S'il y a incohérence entre ces consignes et le réseau, le système peut devenir instable et une ou plusieurs machines peut tourner à une vitesse différente de l'ensemble des autres. C'est la perte de stabilité statique.

Lorsqu'un court-circuit apparaît, les alternateurs proches de ce court-circuit débitent alors sur une impédance faible, mais constituée essentiellement d'éléments inductifs, lignes, transformateurs... La puissance active se trouve alors paradoxalement diminuée, et les alternateurs, qui, avant action de leurs systèmes de régulation, reçoivent toujours la même puissance mécanique, accélèrent et peuvent tourner à une vitesse supérieure à celle des alternateurs plus éloignés du défaut. C'est la perte de stabilité dynamique. Cette protection équipe les liaisons d'interconnexion importantes et agit lors des pertes de stabilité du réseau [32],.

III-4 Conclusion :

Dans ce chapitre un exposé détaillé des différents plans de protection dans le réseau national depuis 1975 jusqu'à ce jour-là, un aperçu générale sur les multiples dispositifs et actions pour maintenir le réseau de transport stable avec un plan de sauvegarde approprié ; qui nous sera utile dans notre étude.

Le chapitre prochain sera consacré à l'étude pratique de chaque maillon du système de protection.

Chapitre IV
Résultats et discussions

IV.1 Introduction :

Dans ce chapitre, on va étudier les réglages des relais protection maximum de courant phase (Court-circuit phase-phase) à temps dépendant, le fonctionnement de la protection différentielle transformateur avec des essais réels au poste HTB/HTA (220/60/30 kV) OUARGLA et module MT MITUCHUNITCHI. Comme la rapidité d'élimination des défauts ne dépend pas de protection seulement mais aussi de la précision des réducteurs de mesure c'est pour cette raison nous allons faire des tests sur le transformateur de courant.

IV.2 Essais départs HTA

IV.2.1 Calcul analytique :

La formule de calcul de temps de déclenchement est à temps dépendant est :

$$t(I) = TMS \left(\frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha-1}} \right) \quad \text{IV.1 [19]}$$

Avec

- I_s c'est le courant de réglage.
- I c'est le courant actuel ou courant de défaut.
- k et α sont des constants dépend de la caractéristique de la courbe.
- TMS temps multiplication en s

Tableau IV.1 les caractéristiques de la courbe inverse

Type de la courbe	k	α
Normal inverse	0.140	0.020
Très inverse	13.5	1
Extrêmement inverse	80	2
Normale inverse de langue durée	120	1

On calcule le temps de déclenchement pour les trois valeurs de courant de :

❖ Premier essai (Arrivée 30 kV)

- $I_s = 1,32A$.
- $I_1 = 2A, I_2 = 3A, I_3 = 5A$
- k et α d'après le tableau, égales à 0.140 et 0.020 respectivement, TMS = 0,3 s

$$\circ t_1(I) = TMS \left(\frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha-1}} \right) = 0,3 * \left(\frac{0.140}{\left(\frac{2}{1.32}\right)^{0.020-1}} \right) = 5,0329 \text{ s}$$

$$\circ t_2(I) = TMS \left(\frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha-1}} \right) = 0,3 * \left(\frac{0.140}{\left(\frac{3}{1.32}\right)^{0.020-1}} \right) = 2,536 \text{ s}$$

$$\circ \quad t_3(I) = \text{TMS} \left(\frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha-1}} \right) = 0,3 * \left(\frac{0,140}{\left(\frac{5}{1,32}\right)^{0,020-1}} \right) = 1,556 \text{ s}$$

❖ **Deuxième essai (Départ 30 kV)**

- $I_s = 1,4\text{A}$.
- $I_1 = 2\text{A}$, $I_2 = 3\text{A}$, $I_3 = 5\text{A}$
- **k** et **α** d'après le tableau, égales à 0.140 et 0.020 respectivement, $\text{TMS} = 0,4 \text{ s}$

$$\circ \quad t_1(I) = \text{TMS} \left(\frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha-1}} \right) = 0,4 * \left(\frac{0,140}{\left(\frac{2}{1,4}\right)^{0,020-1}} \right) = 7,822 \text{ s}$$

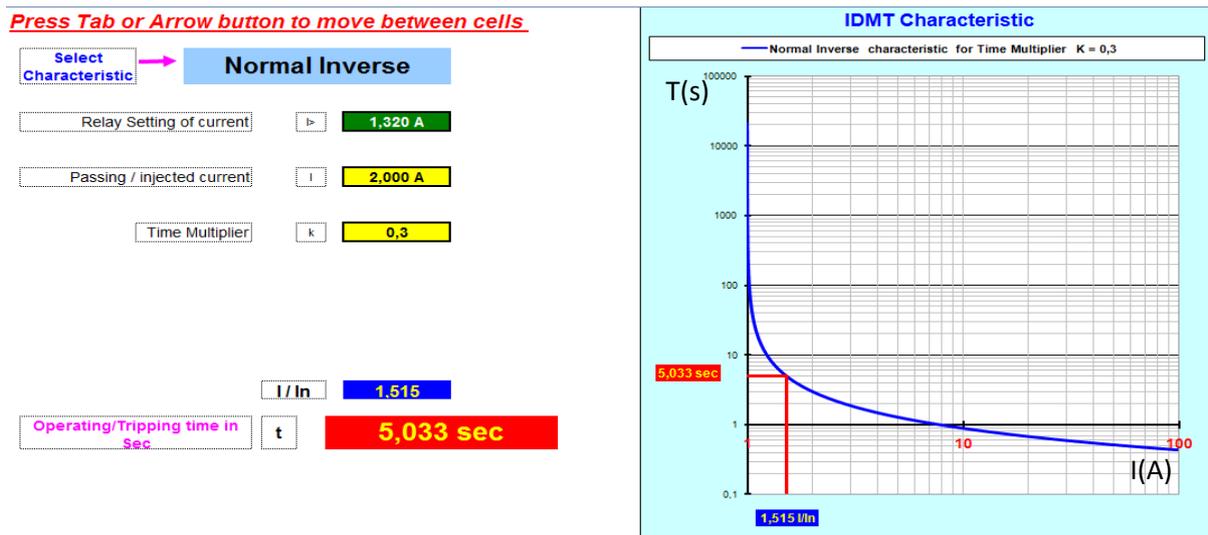
$$\circ \quad t_2(I) = \text{TMS} \left(\frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha-1}} \right) = 0,4 * \left(\frac{0,140}{\left(\frac{3}{1,4}\right)^{0,020-1}} \right) = 3,646 \text{ s}$$

$$\circ \quad t_3(I) = \text{TMS} \left(\frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha-1}} \right) = 0,4 * \left(\frac{0,140}{\left(\frac{5}{1,4}\right)^{0,020-1}} \right) = 2,172 \text{ s}$$

IV.2.2 Calcul par IDMT :

A l'aide du calculateur IDMT (Inverse Définitive Minimum Time) développé par le groupe Schneider et qui permet de calculer le temps de déclenchement d'une protection ampérométrique à temps inverse selon la norme CEI 60255 et IEEE C37.112-1996. On fait une simulation des deux travées.

❖ **Premier essai (Arrivée 30 kV)**



Press Tab or Arrow button to move between cells

Select Characteristic → **Normal Inverse**

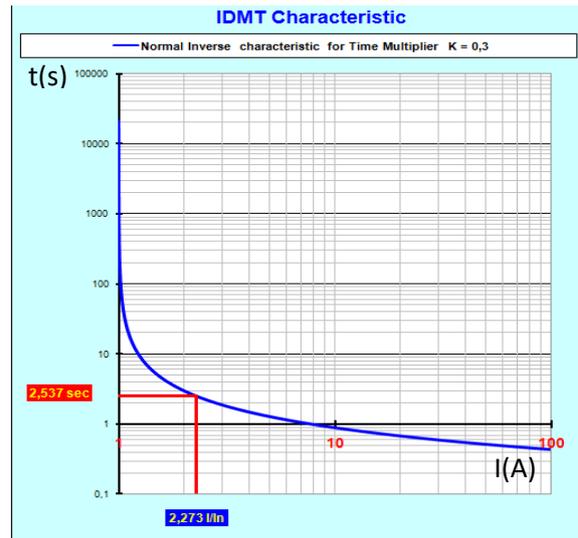
Relay Setting of current: **1,320 A**

Passing / injected current: **3,000 A**

Time Multiplier: **0,3**

I/In: **2,273**

Operating/Tripping time in Sec: **t 2,537 sec**



Press Tab or Arrow button to move between cells

Select Characteristic → **Normal Inverse**

Relay Setting of current: **1,320 A**

Passing / injected current: **5,000 A**

Time Multiplier: **0,3**

I/In: **3,788**

Operating/Tripping time in Sec: **t 1,556 sec**

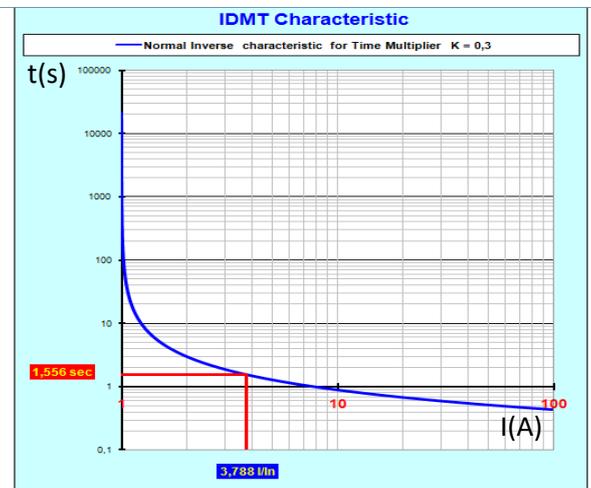


Figure IV.1 : Simulation de la protection de l'arrivé 30 kV par IDMT

❖ Deuxième essai (Départ 30 kV)

Press Tab or Arrow button to move between cells

Select Characteristic → **Normal Inverse**

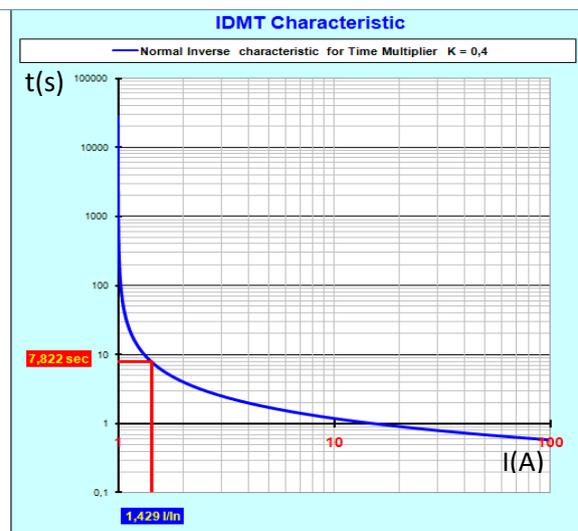
Relay Setting of current: **1,400 A**

Passing / injected current: **2,000 A**

Time Multiplier: **0,4**

I/In: **1,429**

Operating/Tripping time in Sec: **t 7,822 sec**



Press Tab or Arrow button to move between cells

Select Characteristic → **Normal Inverse**

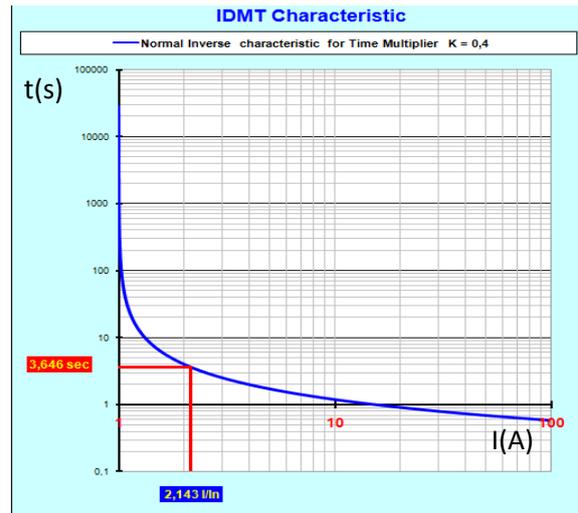
Relay Setting of current: **1,400 A**

Passing / injected current: **3,000 A**

Time Multiplier: **0,4**

I/I_n : **2,143**

Operating/Tripping time in Sec: **t** **3,646 sec**



Press Tab or Arrow button to move between cells

Select Characteristic → **Normal Inverse**

Relay Setting of current: **1,400 A**

Passing / injected current: **5,000 A**

Time Multiplier: **0,4**

I/I_n : **3,571**

Operating/Tripping time in Sec: **t** **2,172 sec**

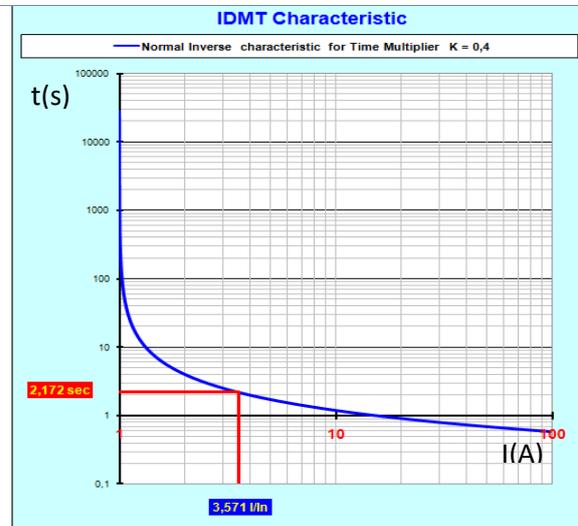


Figure IV.2 : Simulation de la protection de départ 30 kV par IDMT

IV.2.3 Essais pratiques par injection secondaire

IV.2.3.1 Schéma de montage

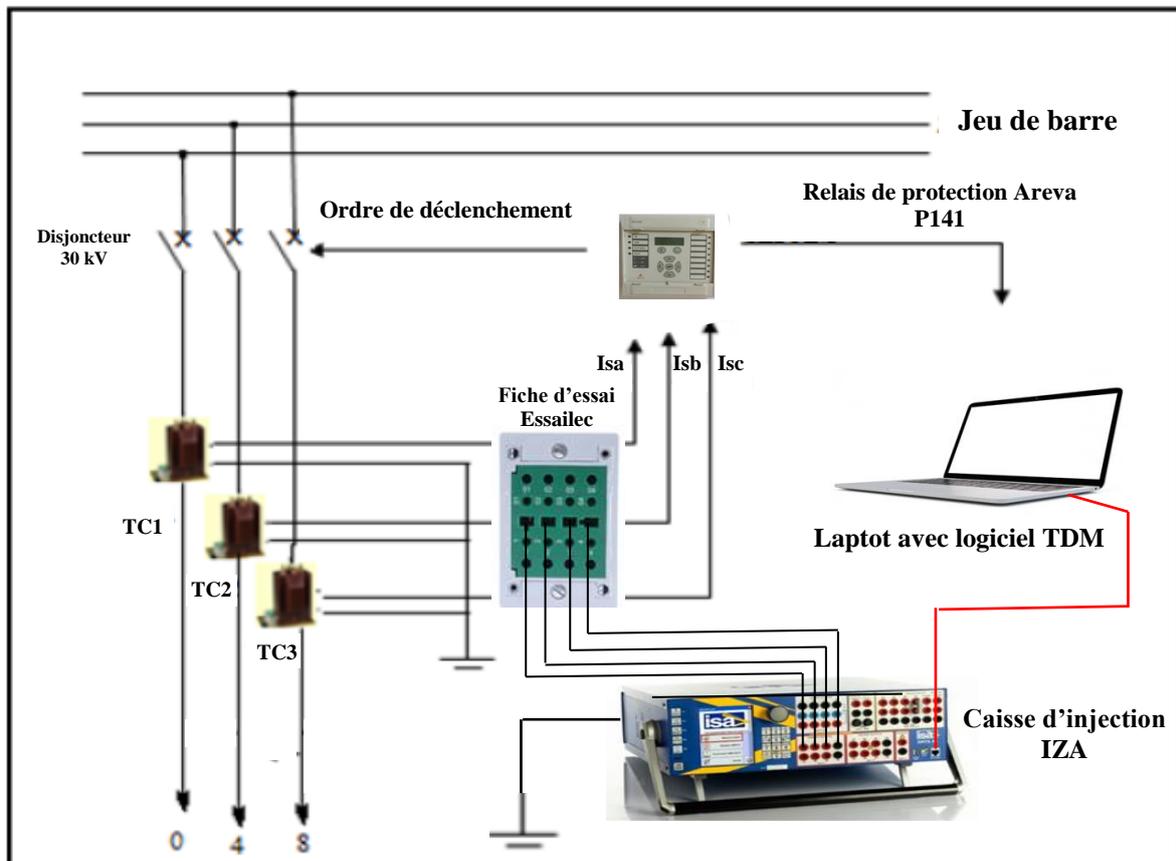


Figure IV.3 : Schéma global de test protection pour un départ 30 kV

IV.2.3.2 Equipements de teste

A. Caisse d'injection IZA DRTS

C'est un appareil de test des relais de protection des réseaux électriques moyenne ou haute tension par injection secondaire. Elle permet de mesurer les seuils de déclenchement et la temporisation associée au relais ou au disjoncteur.

B. Un Laptot

Un laptot avec des logiciels TDM de Iza et le Sigras de Siemens, c'est un utilitaire d'analyse et visualisation de la perturbographie des courants de défauts et leurs temporisations

C. Disjoncteur HTA 30KV

D. Un relais de protection Areva P141

P141 de Areva est une protection numérique ampérométrique programmable, elle est conçue pour mesurer les courants de phase, homopolaire

E. Câble :

Elle comporte le câble de communication, le câble de mise à la terre de la caisse et les câbles basses tensions pour les injections et le circuit logique de déclenchement.

IV.2.3.3 Résultats et commentaires

➤ **1^{er}Essai :**

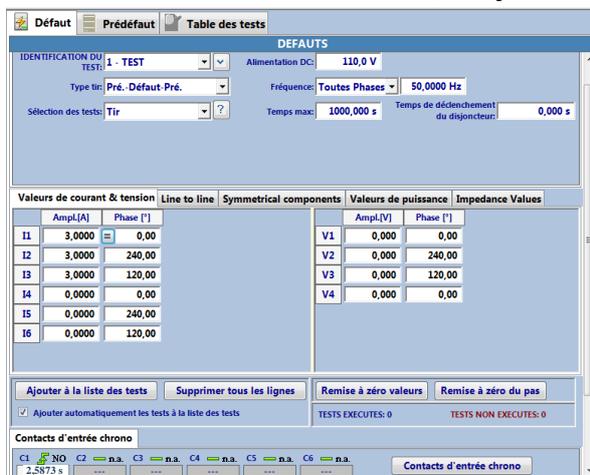
On va faire la simulation pour un défaut de surcharge entre trois phases, a courbe dépendante (Normal inverse) on a choisit L'exemplaire 1 (figure IV.4), de l'arrivée 30kV du module MT de marque MITSUBISHI, les paramètres de réglage comme suit :

$I_{\text{phase}} = 1320\text{A (HT)} = 1.32\text{A (BT)}$

$t = \text{courbe inverse } k=0.3, TC \text{ phase} = 1000/1$



a) Injection d'un courant de 2A



b) Injection d'un courant de 3A



c) Injection d'un courant de 5A

Figure IV.4 simulation du défaut triphasé par injection sur arrivée 30 Kv

2^{ème} Essai :

On va faire la simulation pour un défaut de surcharge entre trois phases, a courbe dépendante (Normal inverse) on a choisit L'exemplaire 1 (figure III.5), de l'arrivée 30kV du module MT de marque MITSUBISHI, les paramètres de réglage comme suit :

I phase =420A

t= Courbe inverse k=0.4, TC phase =300/1A



a) Injection d'un courant de 2A



b) Injection d'un courant de 3A



c) Injection d'un courant de 5A

Figure IV.5 Simulation du défaut triphasé par injection sur départ 30 kV

On fait trois injections pour chaque cas et on note Les résultats dans ce tableau ci-dessous :

Tableau IV.2 : Résultats des injections protection maximum de courant phase

Cellule	Réglage affiche	Valeurs de fonctionnement		
		1 ^{er} essai	2 ^{eme} essai	3 ^{eme} essai
ARRIVEE 30kV Relai : Areva P141 TC : 1000/1 A	I> 1,32 A t> C ^b inverse k=0,3	2 A 5,082 s	3 A 2,587s	5 A 1,856 s
DEPART 1 Relai : Areva P141 TC : 300/1 A	I> 1,4 A t> C ^b inverse k=0,4	2 A 8,033s	3 A 3,871 s	5 A 2,392 s

- Commentaire :

Nous remarquons bien que les valeurs de fonctionnement par injection sont très proches des valeurs théoriques calculés par IDMT. Le temps de repose est inversement proportionnelle au courant du défaut ce qui permet une élimination très rapides des défauts fronts ou violents.

IV.3 Essais protection transformateur :

IV.3.1 Maximum de courant à temps dépendant :

IV.3.1.1 relais de protection Siemens 7SJ802

Le **7SJ802** est un relais de protection ampérométrique de constructeur siemens, programmable, il est conçu pour mesurer, analyser et afficher courants de manière a piloté un disjoncteur. Ce relais est installé pour protéger le secondaire d'un transformateur de puissance 220/60 kV

IV.3.1.1 Calcul les courant de court-circuit d'un transformateur :

- Données

Tableau IV.3 plaque signalétique de transformateur

Up (primaire)	220 kV
Us (secondaire)	60 kV
Ucc (%)	12 %
Sn (puissance Nominale transfo)	120 MVA
Scc (puissance de court-circuit du jeu de barre)	857 MVA

- Calcul

Inom-p(Primaire)

$$\mathbf{Inom - p} = \frac{S_n}{(\sqrt{3} * U_p)} = \frac{120 * 10^6}{(\sqrt{3} * 220) * 10^3} = \mathbf{314,93 \text{ A}} \quad \text{IV.2}$$

Inom-s (Secondaire)

$$\mathbf{Inom - S} = \frac{S_n}{(\sqrt{3} * U_s)} = \frac{120 * 10^6}{(\sqrt{3} * 60) * 10^3} = \mathbf{1154,73 \text{ A}} \quad \text{IV.3}$$

Zr (Impédance du réseau amont vu du primaire)

$$\mathbf{Zr} = \frac{U_p^2}{S_{cc}} = \frac{(220 * 10^3)^2}{857 * 10^6} = \mathbf{56,48 \Omega} \quad \text{IV.4}$$

ZTr (Impédance du transfo vu du primaire)

$$\mathbf{ZTr} = \frac{U_{cc} (\%) * U_p^2}{S_n} = \frac{12 * (220 * 10^3)^2}{100 * (120 * 10^6)} = \mathbf{48,4 \Omega} \quad \text{IV.5}$$

Ztot-p (Impédance totale vu du primaire)

$$\mathbf{Ztot-p} = \mathbf{Zr + ZTr} = \mathbf{56,48 + 48,4 = 104,88 \Omega} \quad \text{IV.6}$$

Ztot-s (Impédance totale vue du secondaire)

$$\mathbf{Ztot-s} = \mathbf{Ztot - p} * \left(\frac{U_s}{U_p}\right)^2 = \mathbf{104,88} * \left(\frac{60}{220}\right)^2 = \mathbf{7,8 \Omega} \quad \text{IV.7}$$

Scc-s (Puissance de c-c vue du sec)

$$\mathbf{Scc - s} = \frac{U_s^2}{Z_{tot-p}} = \frac{(60 * 10^3)^2}{7,8} = \mathbf{461,50 * 10^6 \text{ VA} = 461,50 \text{ MVA}} \quad \text{IV.8}$$

Icc-s (Courant de c-c MAX côté secondaire)

$$\mathbf{Icc - s} = \frac{S_{cc-s}}{(\sqrt{3} * U_s)} = \frac{461,50 * 10^3}{(\sqrt{3} * 60)} = \mathbf{4\ 440,89 \text{ A}} \quad \text{IV.9}$$

Icc-p (Courant de c-c MAX côté Primaire)

$$\mathbf{Icc - P} = \mathbf{Icc - s} * \left(\frac{U_s}{U_p}\right) = \mathbf{4440,89} * \left(\frac{60}{220}\right) = \mathbf{1211,15 \text{ A}} \quad \text{IV.10}$$

- Réglages

Primaire (avec un coeff de 1,3 pour le haut)

Seuil bas

$$I_p = \frac{1,3 \cdot S_n}{(\sqrt{3} \cdot U_p)} = \frac{1,3 \cdot 120 \cdot 10^3}{(\sqrt{3} \cdot 220)} = \mathbf{409,41 \text{ A}} \quad \text{IV.11}$$

Seuil Haut

$$I_p = 1,3 \cdot I_{cc-p} = 1,3 \cdot 1211,15 = \mathbf{1\ 574,50 \text{ A}} \quad \text{IV.12}$$

Primaire (1,5 fois Inom Primaire)

Seuil bas

$$I_p = 1,5 \cdot I_{nom-p} = 1,5 \cdot 314,93 = \mathbf{472,39 \text{ A}} \quad \text{IV.13}$$

Secondaire

Seuil bas

$$I_s = \frac{1,3 \cdot S_n}{(\sqrt{3} \cdot U_s)} = \frac{1,3 \cdot 120 \cdot 10^3}{(\sqrt{3} \cdot 60)} = \mathbf{1\ 574,50 \text{ A}} \quad \text{IV.14}$$

Seuil Haut

$$I_s = I_{cc-s} = \mathbf{4440,89 \text{ A}}$$

IV.3.1.3 Le paramétrage de relais de protection

A l'aide de logiciel DIGSI 4.9 de siemens on fait le paramétrage de relais maximum de courant coté 60 kV de type 7SJ802.

Tableau IV.4 Réglages affichés sur protection

TC secondaire	1400/1 A
Inom-s	1154,73 A
Temps = courbe extrême inverse	k= 0,05

$$I_{max} (\text{haute tension}) = 1,3 \cdot I_{nom-s} = 1,3 \cdot 1154,73 = \mathbf{1501,15 \text{ A}}$$

$$I_{max} (\text{basse tension}) = \frac{1501,15}{1400} = \mathbf{1,07 \text{ A}}$$

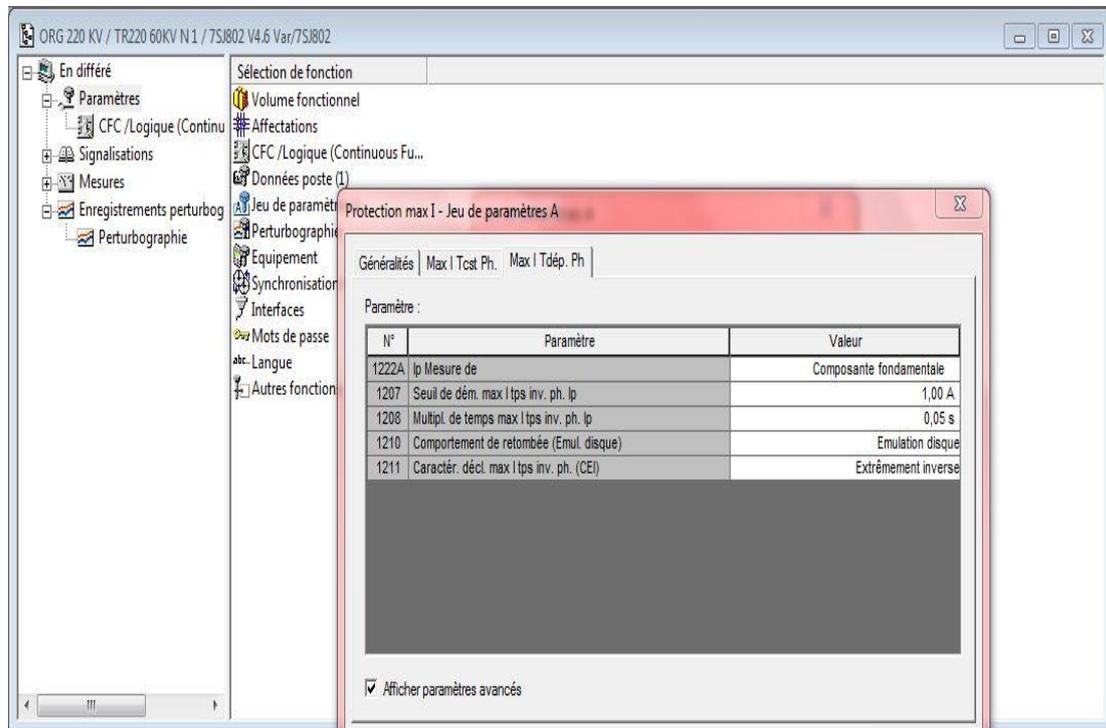


Figure IV.6 Paramétrage de relai 7SJ 802

IV.3.1.4 Simulation de défaut :

L'essai est effectué par la réalisation d'un dialogue inter protection 7SJ 802 SIEMENS et la caisse d'injection IZA pour le but de voir le dialogue entre protection, la rapidité, la sélectivité et le de déclanchement vers disjoncteur. On a injecté un défaut biphasé entre phase « 1 »(L1) et « 2 »(L2).

IV.3.1.5 Résultats et commentaires :

En utilisant le logiciel SEGRA pour visualiser la perturbographie de défaut et analyser.

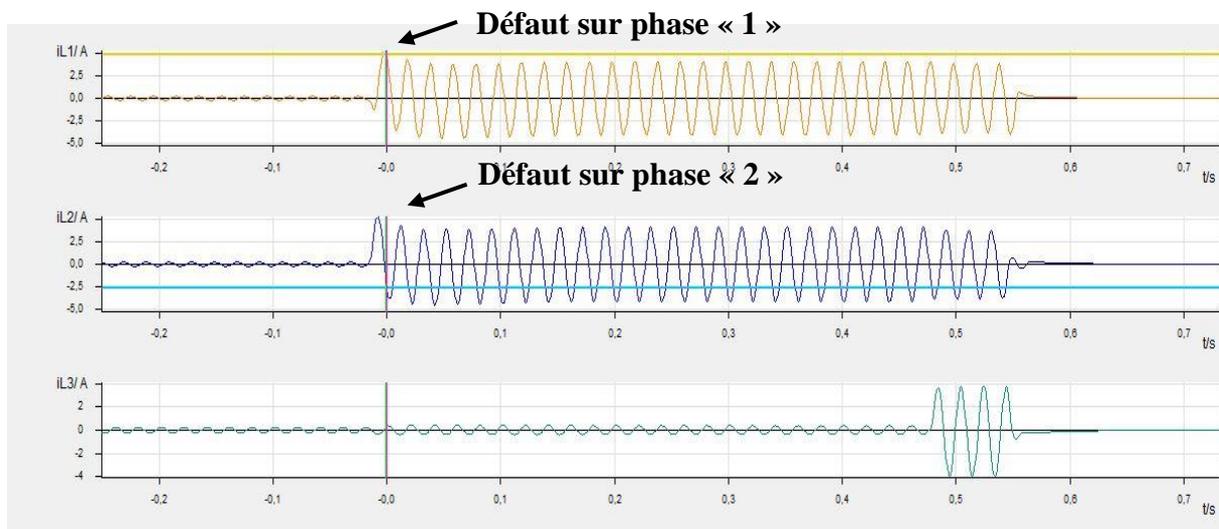


Figure IV.7 Les courants dans les trois phases de la ligne (séparément).

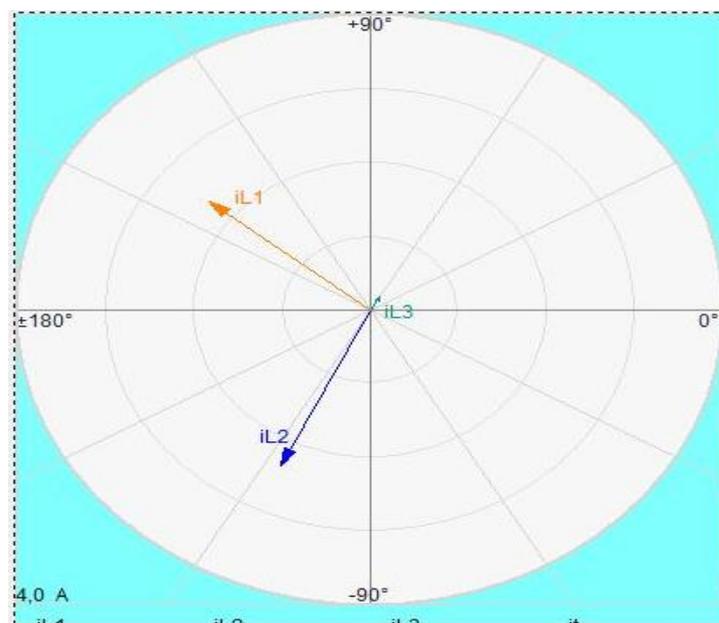


Figure IV.8 le diagramme vectorielle des courants de défaut

	Temps en ms	Signal de mesure	Instantané
Curseur 1:	-0,0	iL2	-2,6425 A
Curseur 2:	494,0	iL2	2,1175 A
C2 - C1	494,0	iL2 - iL2	4,7600 A
C2 + C1	494,0	iL2 + iL2	-0,5250 A

Figure IV.9 Le chronogramme de déclenchement

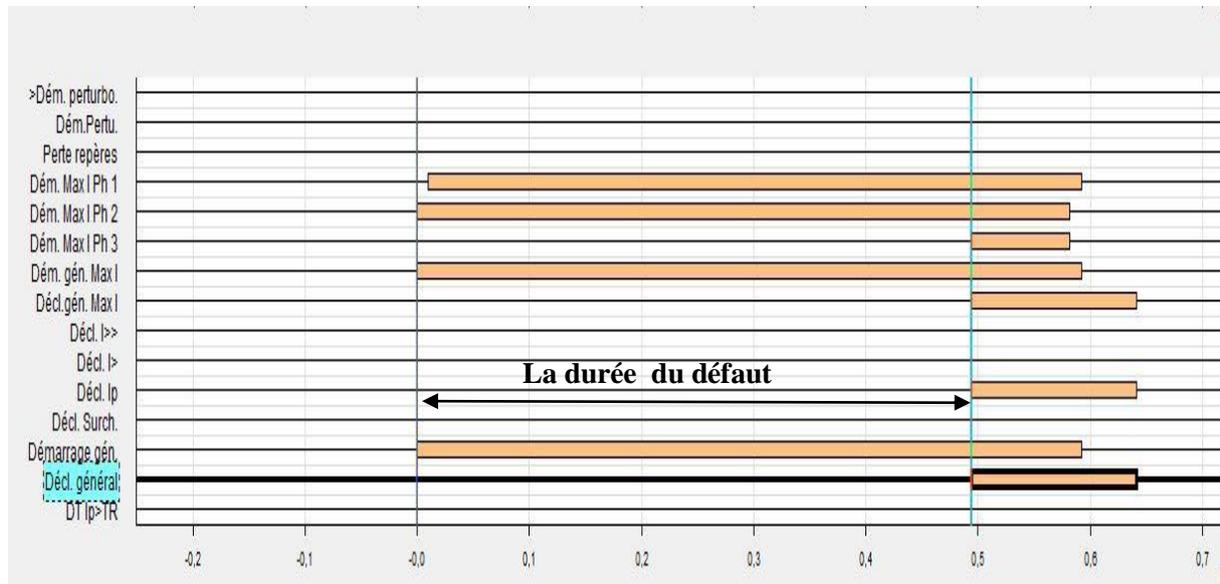


Figure IV.10 Les tops logiques de la protection 7SJ802

- **Commentaires**

a) Perturbographie :

1. On constate l'apparition de défaut sur les phases « 1 » (L1) et « 2 » (L2), qui se traduit par l'augmentation du courant sur les deux phases en défaut qui prend la valeur de 2,123A et 2,344 respectivement /

b) Les tops logiques

- Protection maximum de courant démarrage instantané de (L2).
- Protection maximum de courant démarrage instantané de (L1).
- Protection maximum de courant démarrage instantané de (L3).
- Protection de maximum de courant démarrage général.
- Protection de maximum de courant déclanchement général.

Temps globale de l'élimination du défaut «temps de réponse de la protection et temps D'ouverture du disjoncteur ($t=0,494$ s), ce qui nous confirme que le déclanchement est temporisé.

IV.3.2 Protection différentielle :

On va étudier la stabilité de la protection différentielle pour le schéma de montage suivant :

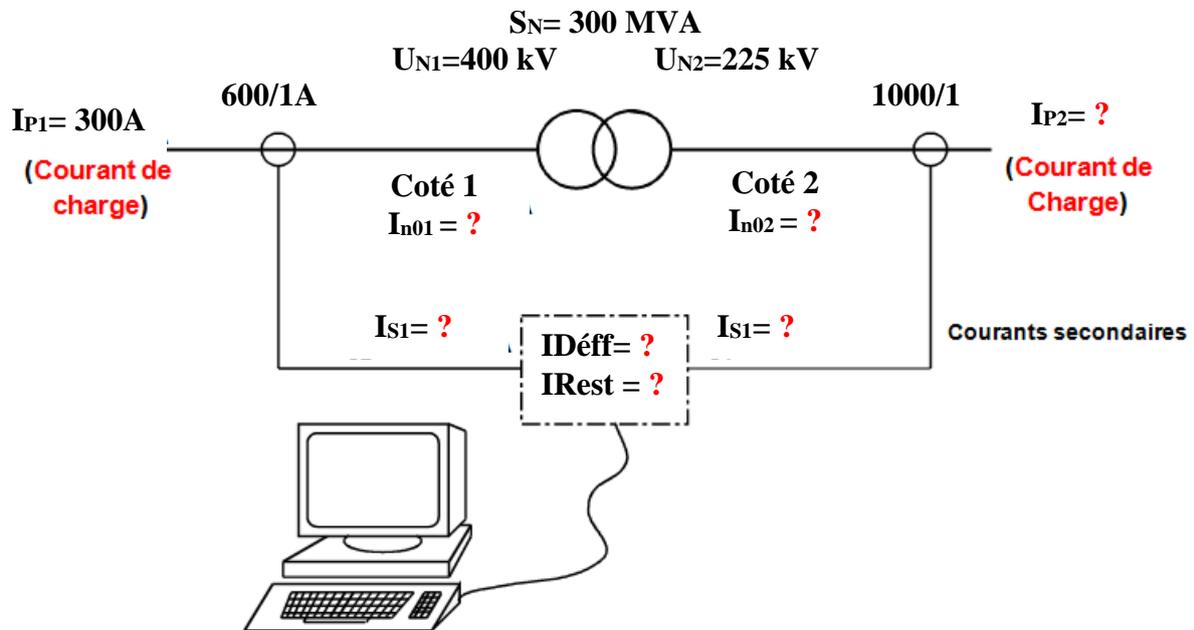


Figure IV.11 Vérification de la stabilité de relais différentiel

IV.3.2.1 Calcul des paramètres

❖ **Côté 400 kV**

1 Calcul de courant I_{S1}

$$I_{S1} = \frac{300}{600} = 0,5 \text{ A} \tag{IV.15}$$

2 Calcul du courant nominal du transformateur

$$I_{n01} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{300 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 10^3} = 433,01 \text{ A} \tag{IV.16}$$

3 Facteur de correction d'amplitude

$$k_w = \frac{I_{NCT}}{I_{n0}} = \frac{600}{433,01} = 1,3856 \tag{IV.17}$$

4 Courant nominal recalé en amplitude

$$\mathbf{I_1^* = k_W * I_S = 0,6928 A} \quad \text{IV.18}$$

❖ **Coté 225 kV**

1 Calcul de courant secondaire ht I_{P2}

$$I_{P2} = I_{P1} * \frac{U_{N1}}{U_{N2}} = 300 * \frac{400}{225} = \mathbf{533,33 A} \quad \text{IV.19}$$

2 Calcul de courant I_{S1}

$$I_{S2} = \frac{571,42}{900} = \mathbf{-0,5333 A}$$

3 Calcul du courant nominal du transformateur

$$I_{nO2} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{300 * 10^6}{\sqrt{3} * 225 * 10^3} = \mathbf{769,8 A}$$

4 Facteur de correction d'amplitude

$$k_W = \frac{I_{NCT}}{I_{nO}} = \frac{1000}{769,8} = \mathbf{1,2990}$$

5 Courant nominal recalé en amplitude

$$\mathbf{I_2^* = k_W * I_S = -0,6928 A}$$

4 Calcul des courants différentiels

$$I_{Diff} = |\underline{I_1^*} + \underline{I_2^*}| = |0,6928 - 0,6928| = \mathbf{0 A} \quad \text{IV.20}$$

5 Calcul des courants restreins

$$I_{Rest} = |\underline{I_1^*}| + |\underline{I_2^*}| = |0,6928| + |-0,6928| = \mathbf{1,3856 A} \quad \text{IV.21}$$

- **Commentaire :**

Il n'y a pas de différence du courant entrant et sortant ce qui signifie que le courant différentiel est nul donc la stabilité de la protection (pas de déclenchement).

Le câblage du secondaire de transformateur de courant (s1 et s2) est très important pour la détermination de la zone de fonctionnement

IV.3.2.2 Essai protection par injection

• Caractéristique du relais

Un relais différentiel siemens de type 7 UT613 double pente, deux enroulements

$$I_{\text{Diff}} = |I_1^* + I_2^*|$$

$$I_{\text{Rest}} = |I_1^*| + |I_2^*|$$

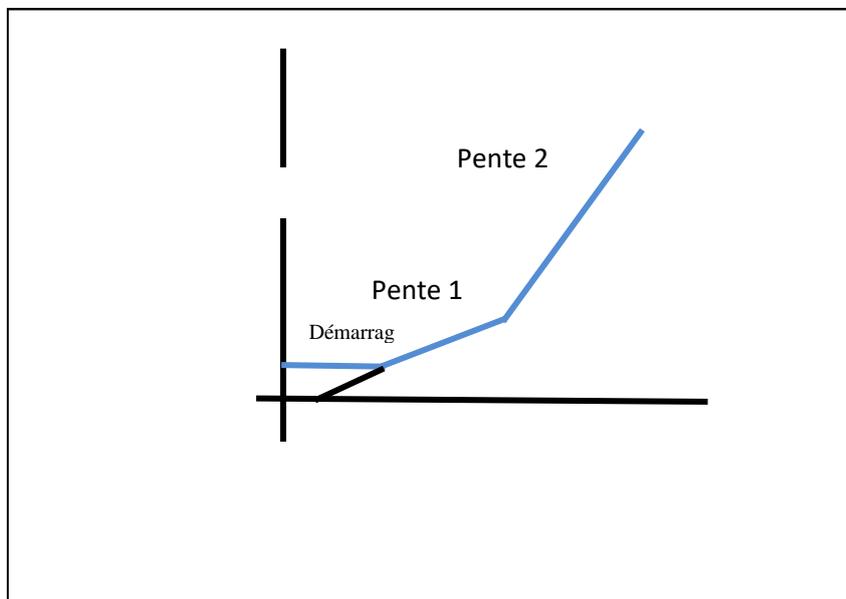


Figure IV.12 : Caractéristique du relais

Excitation 0, 30 I/In

Pente 1: 25, 00 %

Point de base 3, 80 I/In

Pente 2: 75, 00 %

Offset 0, 00 I/In

Sn = 300 MVA

TC 400KV: 600/1A

TC 220KV : 1000/1A

IV.3.2.2 Simulation de défaut

A l'aide de la casse IZA double étage de courant, On va simuler une batterie de défaut triphasé de la phase L1

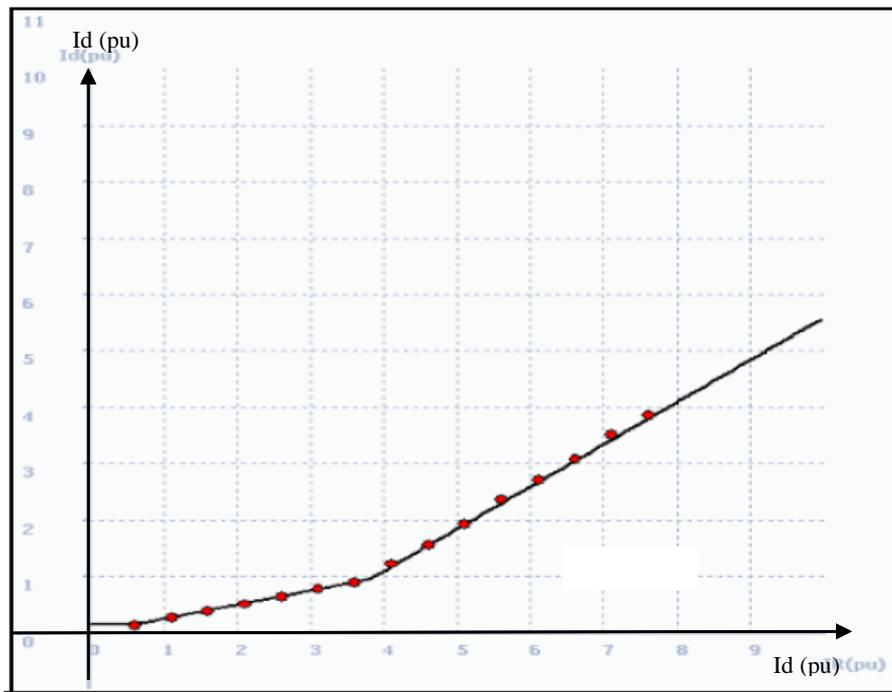


Figure IV.13 : essais fonctionnels de relais différentiel

Tableau IV.5 : résultats du test différentiel

N°	Ir	Id	T (s)	OK/Echoué
1	0.6	0.15	0.1183	réussit
2	1.1	0.28	0.0419	réussit
3	1.6	0.396	0.0428	réussit
4	2.1	0.52	0.0551	réussit
5	2.6	0.656	0.042	réussit
6	3.1	0.783	0.0461	réussit
7	3.6	0.909	0.0446	réussit
8	4.1	1.234	0.0336	réussit
9	4.6	1.562	0.1162	réussit
10	5.1	1.944	0.1063	réussit
11	5.6	2.369	0.1034	réussit
12	6.1	2.728	0.1033	réussit
13	6.6	3.08	0.1023	réussit
14	7.1	3.528	0.0958	réussit
15	7.6	3.875	0.1118	réussit

Commentaire :

- Le temps de fonctionnement est en ms ce qui signifie que le temps est instantané
- Le fonctionnement de la protection toute au long de la zone limitrophe de la zone de blocage ce qui traduit par la sensibilité de relais aux défauts différentiels

IV.3.3 Test sur les réducteurs de mesure :

IV.3.3.1 TC Protection :

Avec le CT-Analyseur d'omicron on va faire une série de test sur le transformateur de courant (protection), la résistance des enroulements secondaire, le rapport de transformation et la magnétisation du TC,

Avec un mégohmmètre de marque on fait les mesures d'isolement



Figure IV.14 Appareils de test sur TC

❖ Plaque signalétique du TC

Rapport : 600 /1	Type de base	protection TC
Fréquence : 50 Hz	Classe :	5P-20 (IEC 60044-1)
Charge nominale : 30.0 VA	Charge en fonctionnement :	30..0 VA
Equipement de test : CT-Analyseur	Vers. Du logiciel :	4.30

❖ Paramétrage du test :

On doit introduire soigneusement les donnés de la plaque signalétique dans l'interface de l'appareil CT-Analyseur



Figure IV.15 paramétrage de CT- Analyseur

❖ Mesure de résistance de l'enroulement secondaire

R-mes : 7.472 Ω à T-mes : 15 C°

R-réf : 9.269 Ω à T-réf : 75 C°

Il est bien clair que la température influe sur la valeur de résistance

❖ Rapport de transformation

Résultat avec charge nominale

Charge utilisée : 30.0 VA ; $\cos \varphi$: 0.8

I-p utilisé: 600.00A

Rapport: 600.0 : 0.9988

Ecart = I_s mesuré- I_s nominale

IV.22 [34]

Ecart = $0.9988 - 1 = -0.00112 = -0.112 \%$

- **Commentaire :**

La précision des transformateurs a charge nominale est de -0.112 % le signe (-) explique que lorsque au primaire de transformateur circule un courant de 600 A il donne une image de 0.9988 A au secondaire, (moins de 1A)

- ❖ **Magnétisation du TC**

Le point de courbure

$$V = 1380 \text{ V}$$

$$I = 19.48 \text{ mA}$$

Tableau IV-6 : Test de saturation du TC

V(V)	I(mA)		V(V)	I(mA)		V(V)	I(mA)
1771	2095		1174	15.00		243.5	4.554
1761	1300		1115	14.15		192.3	3.925
1753	874.1		1054	13.34		154.9	3.425
1743	597.4		991.6	12.58		129.9	3.066
1727	399.9		930.6	11.87		105.8	2.673
1706	258.2		875.0	11.25		87.67	2.351
1683	165.5		842.1	10.88		73.31	2.077
1658	107.7		809.5	10.53		61.6	1.840
1630	71.85		776.6	10.18		51.4	1.627
1596	49.56		741.7	9.813		37.83	1.227
1553	35.61		705.9	9.439		22.08	0.8586
1517	29.20		668.6	9.053		12.88	0.6154
1477	24.69		630.7	8.662		7.517	0.4435
1433	21.76		592.1	8.264		4.386	0.3235
1387	19.72		553.3	7.869		2.559	0.2427
1338	18.21		514.1	7.465		1.492	0.1885
1286	16.98		402.7	6.307		1.000	0.1597
1231	15.93		313.9	5.356			

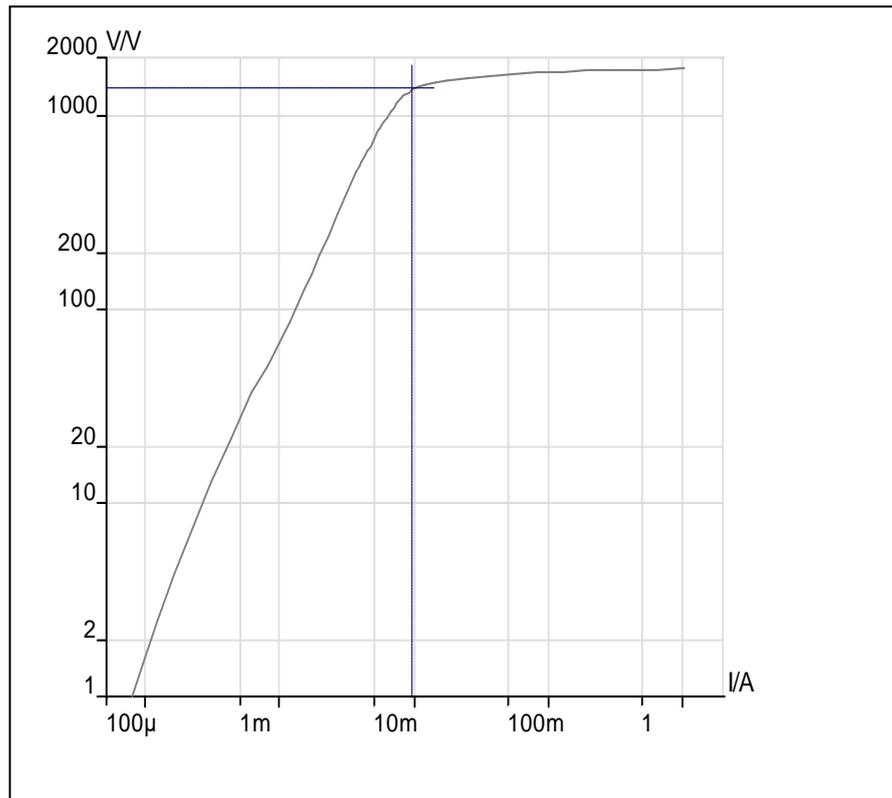


Figure IV.16 la courbe de magnétisation du TC

- **Commentaire :**

La courbe de magnétisation du TC comporte deux parties : la première est linéaire pour atteindre le point de la courbe (1380 V, 19.48 mA) puis la seconde définit la saturation du TC.

Le courant de magnétisation impacte l'erreur et, par conséquent, les performances des Transformateurs de mesure. La tension du point de coude est primordiale pour le bon fonctionnement de l'équipement de protection connecté.

IV.4 Conclusion :

Ce chapitre est consacré à l'étude pratique des différents composants d'un système de protection. Nous avons réalisé des essais réels sur la protection numérique. Nous avons analysé et comparé ses résultats à ces résultats par rapport aux valeurs théoriquement calculés.

Comme le bon fonctionnement ne dépend pas seulement de relais de protection mais aussi de la précision de transformateur de courant, le test de rapport et de magnétisation pour avoir une idée sur la précision et l'erreur probable.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les défauts électriques et en particulier le court-circuit font courir un danger aux personnes, aux équipements et installations présents sur le réseau électrique et à la fourniture d'électricité en termes de stabilité et de continuité et qualité de service. Pour éviter la destruction accidentelle d'équipements onéreux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue, un système de protection fiable doit être installé sur chaque composant du réseau électrique.

L'objet de ce présent mémoire est d'illustrer le système de protection met en vigueur sur le réseau électrique et spécifiquement le réseau SONELGAZ, ainsi que les plans et réglages adopté par ce dernier afin de préserver les différents ouvrages implantés sur son territoires nationales en particulier les lignes de transport de l'énergie électrique et les transformateurs de puissance.

Dans ce travail on a présenté des généralités sur les réseaux électriques de production, de transport et de distribution, ainsi que les différentes architectures du réseau de distribution moyenne tension et postes HTA, il est nécessaire de surveiller en permanence l'état électrique des éléments.

Il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents types qui composent un système de protection moyenne tension, ainsi que leurs éléments constitutifs. Ses éléments sont très critiques pour le fonctionnement normal d'une chaîne de protection, doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types des défauts

On a fait la simulation des différents défauts activés aux relais pour voir la validité des valeurs affichées et on a présenté les résultats obtenus par les essais des réglages sur un départ 30 kV et départ 60 kV ainsi transformateur 400/220 kV et confirmer le bon fonctionnement du système contre tous types des défauts.

Comme la fiabilité et la rapidité d'élimination des défaut apparus sur le réseau ne dépend pas seulement de la protection mais aussi des autres composants de la chaîne à savoir les réducteurs de mesure, et le disjoncteur, on a fait une batterie de test sur le transformateur de courant, son rapport de transformation, la résistance des enroulements secondaires la magnétisation et l'isolement, un test de temps de réponse de disjoncteur HTA et sa résistance de contact statique est nécessaire pour fiabiliser le système de protection.

Pour préserver la sécurité des personnes contre les électrisations et des biens contre les effets destructifs des courants forts sur les câbles, lignes, jeux de barres, ... etc., et éviter la destruction partielle ou totale des matériels et assurer la meilleure continuité de fourniture possible. On doit choisir un plan de réglage efficace et fiable pour assurer une bonne continuité et qualité de service.

Bibliographie

- [1] ABASSI Karima, « Protection des réseaux électriques HTA au niveau de poste source PS 30/10kv For Turk & cabine mobile CM 220/30kv » Mémoire de Master en Génie Electrique, Université Mohamed Khider de Biskra, 2018
- [2] SONELGAZ Prévention et Sécurité, « Prévention du Risque Electrique », Carnet de Prescriptions au Personnel du Groupe SONELGAZ, Edition 2019.
- [3] Groupe Sonelgaz, XD « Guide Technique de Distribution », Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984
- [4] J.M. DELBARRE, « Postes à HT et THT - Rôle et Structure », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.
- [5] Boughezala mohammed salah, «Etude et simulation d'un coupleur de signaux HF pour réseaux d'énergie électrique », thèse de doctorat, Université de Biskra, 2013
- [6] SIEMENS, « Power Engineering Guide - Transmission and Distribution » 4th Edition, 2005.
- [7]"Rapport d'activité Hebdomadaire Des Ouvrages Postes « Direction de L'Engineering Réseau Haute Tension Postes SONELGAZ, RH N° 09 KDLP , Alger /2009.
- [8] " Etudes, Fournitures ,Travaux de realisation et mise en serice du Etage 400 kv de Salah Bay " CONTRAT N° 294 – KDL / 029 Direction Postes SONELGAZ ,Alger 2007.
- [9] M. ZELLAGUI, « Etudes des protections des réseaux électriques MT (30 & 10kV) », Mémoire de Magistère en Electrotechnique, Université Mentouri Constantine, 2010.
- [10] Merlin Gerin,« Protection des réseaux électriques », PozzoGrosMonti ,Italie 2003.
- [11] Schneider Electric, « Les architectures de réseaux » ,2007
- [12] J.M. DELBARRE, « Postes à HT et THT - Rôle et Structure », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.
- [13] Zellagui Mohamed, «Etude de protections des réseaux électriques MT (30-10kv)», thèse de magister, Université de Constantine 2010
- [14] C. PRÉVÉ, « Protection des Réseaux Electriques », Edition HERMES, Paris 1998.
- [15] Merlin Gerin, « Guide de la protection des réseaux électrique ».
- [16] Mancer Nabil « contribution à l'amélioration de l'efficacité de la sélectivité du système de protection des réseaux électrique par les méthodes metaheuristiques », thèse de doctorat, université de Biskra 2017.

- [17] M. MEHDDEB, « Philosophie de Réglage des Protections », Document technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité GRTE de Sétif, Département Essais et Contrôle, Groupe SONELGAZ, mais 2006.
- [18] H. BEN CHIKH, « Protection des réseaux HTA », Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG), Centre Ain M'lila, Groupe SONELGAZ, janvier 2011.
- [19] Andrea Bonetti « Testing self-powered relays with SVERKER 900 - V01 **September 2020**
- [20] Christophe. PRÉVÉ, « Protection des Réseaux Electriques », Edition HERMES, Paris 1998.
- [21] T.Debu « Lignes aérienne paramètre électriques », Technique d'inferieure D4 435
- [22] MEHDI Hichem « étude des problèmes de la compatibilité électromagnétique lies en passe en 400kV des lignes de transport d'énergie électrique », mémoire de Magister, université des sciences de Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, Oran
- [23] Dr T .Rouibah technique de protection des réseaux électrique, université Kasdi Merabah Ouargla
- [24] Dr MERAHI Amir Analyse des réseau de transport et de distribution 1, Ecole supérieure en génie électrique et énergétique d'Oran
- [25] Mr ZELLAGUI Mohamed, « Étude protection des réseaux électriques mt 30& 10 kV », Mémoire de magister université de Constantine. Juillet 2010
- [26] Groupe SONELGAZ, « Réglage des Protection Moyenne Tension », Société de Distribution en Electricité et du Gaz de l'Est (SDE), Groupe SONELGAZ, décembre 2009.
- [27] HAMDY Saada , «] Etudes et essais pratique des protections numériques installées au niveau de poste d'interconnexion », Mémoire de Master, Réseaux électriques université AKLI MOAND OULHADJE Bouira, 2019
- [28] Schneider Electric, « Protections des Réseaux Electriques », Guide de la Protection, 2008.
- [29] SIEMENS AG, « Protection de Distance 7SA6 V. 4.6 », 7SA6 Manuel, 2004.
- [30] S. THEOLEYRE, « Les Techniques de Coupure en MT », Cahier technique N°193, Schneider Electric.
- [31] BOUCHAHDANE Mohamed, « étude des équipements de protection de la nouvelle ligne 400 kV en Algérie, thèse de magister université mentouri Constantine, 2009
- [32]"Rapport d'activité Hebdomadaire Des Ouvrages Postes « Direction de L'Engineering Réseau Haute Tension Postes SONELGAZ, RH N° 09 KDLP, Alger /2009.
- [33] " Etudes, Fournitures, Travaux de réalisation et mise en service du Etage 400 kV de Salah Bay " CONTRAT N° 294 – KDL / 029 Direction Postes SONELGAZ, Alger 2007.
- [34] Omicron « Manuel de CT Analyseur » , Autriche 2012