



**République Algérienne Démocratique et Populaire**

**Ministère de l'Enseignement Supérieur**

**et de la Recherche Scientifique**

**Université de Tissemsilt**

**Faculté des Sciences et de la Technologie**

**Département des Sciences et de la Technologie**

Mémoire de fin d'études pour l'obtention du diplôme

De Master académique en

Filière : **Électronique**

Spécialité : **Instrumentation**

Présenté par : **BOUHA ABDELKADER**

**GOUTAR LAKHDAR**

*Thème*

---

**Protection et contrôle des réseaux électriques à bases des  
techniques d'intelligence artificielle**

---

Soutenu le, .....

**Devant le Jury :**

MARICH MOHAMED	Président	M.C.B.	Univ-Tissemsilt
NAIL BACHIR	Encadreur	M.C.B.	Univ-Tissemsilt
TAIBI AHMED	Examineur	M.A.B.	Univ-Tissemsilt

**Année universitaire : 2021-2022**

# Dédicace

**Je dédie ce modeste travail:**

- ❖ **A la mère, que Dieu prolonge sa vie.**
- ❖ **A mes frères et sœurs.**
- ❖ **A ma femme et mon cœur mes filles.**
- ❖ **À tous mes collègues de la Société de distribution d'électricité et de gaz.**
- ❖ **Et aux camarades de classe, hommes et femmes.**
- ❖ **Et au Professeur M. : Nail Bachir**
- ❖ **Et je n'oublierai pas mon ami et associé: Bouha Abdelkader**

Goutar Lakhdar

# Dédicace

**Je dédie ce modeste travail:**

- ❖ **A la mère, que Dieu prolonge sa vie.**
- ❖ **A mes frères et sœurs.**
- ❖ **A ma femme et mon cœur mes filles et mon garçon.**
- ❖ **À tous mes collègues de la Société de distribution d'électricité et de gaz.**
- ❖ **Et aux camarades de classe, hommes et femmes.**
- ❖ **Et au Professeur M. : Nail Bachir**
- ❖ **Et je n'oublierai pas mon ami et associé: Goutar Lakhdar**

Bouha Abdelkader

# *Remerciement*

Au nom de Dieu le Miséricordieux.

Le travail présenté dans ce mémoire a été réalisé au Département des sciences et de la technologie de l'Université Ahmed Bin Yahia Al-Wancharissi - Tissemsilt

Nous remercions Dieu Tout-Puissant de nous avoir donné cette opportunité, cette volonté, cette santé et cette patience tout au long de ces années, après une absence de vingt ans d'études, pour accomplir ce travail dont nous sommes venus aujourd'hui présenter.

Nous adressons nos sincères remerciements au Dr : Dr Nail Bachir pour son aide, sa gentillesse, ses encouragements et ses précieux conseils durant la période de réalisation de ce travail.

Nous remercions également tous les membres du jury qui nous ont fait l'honneur d'accepter d'examiner ce travail.

Nous remercions tous les professeurs du Département des sciences et de la technologie.

A cette occasion, nous tenons également à remercier tous ceux qui nous ont soutenus de près ou de loin ces dernières années.

# Sommaire

Introduction général .....	A
CHAPITRE I Généralités sur les réseaux électriques.....	1
Introduction.....	2
I. Historique .....	2
II. Généralités sur les réseaux électriques.....	2
1. Les niveaux de tensions des réseaux.....	3
2. Topologie des réseaux.....	3
a- structure maillée.....	3
b- structure radiale.....	4
3. Description des réseaux électriques .....	4
3.1. Le réseau de transport HTB .....	4
3.2. Le réseau de répartition HTB .....	5
3.3. Le réseau de distribution HTA .....	5
3.4. Le réseau de livraison BTB.....	5
4. Alimentations des auxiliaires en courant continu.....	9
Conclusion.....	9
CHAPITRE II systèmes de protection et de contrôle des réseaux électriques .....	10
Introduction.....	11
1. Qualité et performances .....	11
2. Organisation.....	11
3. La Position du système de protection :.....	12
4. Élément du système de protection .....	12
5. Différents types des disjoncteurs.....	13
6. Relais.....	13
7. Relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur .....	13
8. Cas de défaillance du disjoncteur .....	14
9. Conditions imposées aux systèmes de protection .....	15
II. Les anomalies dans un réseau électrique.....	15
2. Les surtensions .....	15
3. Les surcharges.....	15
4. Les oscillations.....	16
5. Les déséquilibres.....	16
III. Différents Types Des Défauts.....	16
1. Situations des défauts par rapport aux conducteurs .....	16
2. Classement des défauts en fonction de leur persistance .....	16
2.1. Auto-extincteurs.....	16

2.2.	Défauts fugitifs .....	16
2.3.	Défauts semi - permanents .....	16
2.4.	Défauts permanent.....	17
3.	Statistiques des répartitions des défauts .....	17
4.	Notion sur le calcul des courants de court-circuit .....	17
4.1.	Courants de court-circuit .....	17
4.2.	Courant de court-circuit minimal .....	17
4.3.	Court-circuit triphasé.....	18
4.4.	Court-circuit biphasé isolé .....	19
4.5.	Court-circuit phase terre.....	19
4.6.	Détermination des impédances de court-circuit.....	20
4.6.1.	Impédance du réseau amont.....	20
4.6.2.	Impédance interne du transformateur .....	20
4.6.3.	Expression des impédances en pour cent .....	21
4.6.4.	Impédance des liaisons .....	21
5.	Position du neutre MT par rapport a la terre.....	22
5.1.	par résistance .....	22
5.2.	par réactance ou bobine de point neutre .....	23
6.	Mise à la terre du neutre à travers une résistance .....	23
	Valeur du courant de défaut à la terre.....	23
	Exemple d'application .....	23
8.	Protection des organes de mise à la terre du neutre HTA.....	24
8.1.	Resistances.....	24
8.2.	Bobines de point neutre .....	25
9.	Protection des départs HTA des postes HTB/ HTA.....	26
9.1.	Protection contre les défauts entre phases .....	26
9.1.1.	Réglage du premier seuil ( $IR_1$ ).....	27
9.1.2.	Réglage du second seuil ( $IR_2$ ).....	27
9.2.	Protection contre les défauts entre phases et terre .....	31
10.	Terre résistante .....	35
10.1.	Détecteur terre résistantes .....	35
10.2.	Dispositif de recherche des terres résistantes .....	35
10.3.	Interprétation .....	35
10.4.	Réglage d'une protection ampère métrique de terres résistantes .....	35
10.5.	Valeur de résistance de défaut détectable par relai homopolaire de la ligne HTA .....	36
	Conclusion.....	36

CHAPITRE III applications et simulation .....	37
Introduction.....	38
I. Réglage et essais sur les départs HTA (30KV).....	38
1. Présentation de la Caisse d'essais.....	38
1.1. Connexions de l'équipement DRTS.6 .....	39
1.2. Face avant de l'équipement DRTS.6.....	39
1.3. Raccordement de la caisse .....	39
2. Sepam série 80 .....	40
2.1. Caractéristiques principales .....	40
2.2. Facilité d'installation .....	41
2.3. Fonctions de mesure Entrées capteurs .....	42
3. Fonctions de diagnostic appareillage.....	43
3.1. Surveillance Transformateur de Potentiel TP .....	43
3.2. Surveillance Transformateur de Courant TC .....	44
3.3. Logiciel Easergy Sepam SFT2841 V17.3.....	45
4. Caractéristiques des départs HTA.....	46
4.1. Réglage des départs 30 KV.....	47
4.2. Logiciel d'analyse et d'évaluation des défauts (SIGRA 4).....	48
5. Simulation Sur Matlab.....	52
5.1. Schéma interne de relai.....	53
5.4. Relais de surintensité à temps inverse .....	55
5.5. Relais à temps minimum défini inverse (IDMT) :.....	55
6. Résultat.....	57
6.1. Bus A Scope.....	57
6.2. Bus B Scope .....	58
7. Système d'interférence neuro-floue adaptative (ANFIS) .....	59
7.1. Le réseau Adaptative (Adaptive Network) .....	59
7.2. Système d'inférence Flou (FIS) .....	60
8. Système d'intelligence artificiel (IA).....	61
8.1 Application de système équivalent d'intelligence artificiel ANFIS sur d'IDMT OC Relay 50P/51P ....	61
Conclusion.....	67
Conclusion général.....	68
ملخص .....	69
Résumé.....	70
Abstract .....	71
Annexe .....	72
Référence .....	75

## Liste des tableaux

Tableau I-1	Gamme de tension utilisée par Sonelgaz	3
Tableau II.1	les valeurs de courant de court-circuit	19
Tableau II.2	différent matière et section du conducteur	22
Tableau II.3	Types des Réseaux	27
Tableau.III.1	Caractéristiques des départs HTA issus du poste source 60-30KV Tissemsilt	46
Tableau.III.2	Essais protection à maximum de courant sur départ 30 KV Tissemsilt	47
Tableau.III.3	Paramètres système	56

## Liste des figures

Figure I.1	Le réseau électrique	3
Figure I.2	structure maillée	3
Figure I.3	structure radiale ou bouclée	4
Figure I.4	structure arborescente	4
Figure I.5	Exemple d'une partie d'un réseau de transport	5
Figure I.6	Schéma de description des réseaux électriques	6
Figure I.7	Schéma représentatif du réseau de distribution d'électricité de Tissemsilt	7
Figure I.8	Schéma unifilaire poste 60/30kv Tissemsilt	8
Figure I-9	Schéma d'alimentation des services auxiliaires en courant continu	9
Figure II.1	les éléments de protection des postes blindés	12
Figure II.2	Schéma de principe de la protection	12
Figure II.3	Schéma de principaux relais de protection	13
Figure II.4	relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur	14
Figure II.5	principe de disjoncteur de défaillance	14
Figure II.6	Type des défauts	16
Figure II.7	Courant de court-circuit minimal	17
Figure II.8	Courant de court-circuit maximal	18
Figure II.9	court-circuit triphasé	18
Figure II.10	Court-circuit biphasé isolé	19
Figure .II.11	Court-circuit phase terre	20
Figure .II.12	Position du neutre MT par rapport a la terre	22
Figure .II.13	Mise à la terre du neutre au moyen d'une bobine	24
Figure. II.14	schéma de principe de la protection contre les défauts à la terre résistants et terre barres	26
Figure II.15	Protection contre les défauts entre phases	26
Figure II.16	système de protection les défauts polyphasé à deux seuils à maximum de courant	29
Figure .II.17	Protection contre les défauts entre phases et terre	31
Figure .II.18	raccordement entre le disjoncteur du départ aérien MT	31
Figure II.19	système de protection contre les défauts entre phases et terre par relais homopolaire terre barres	33

Figure II.20	système de protection contre les défauts entre phases et terre par relais homopolaire sans terre barres	34
Figure .II.21	défaut détectable par le relais homopolaire de la ligne HTA	36
Figure.III.1	la caisse d'essais	38
Figure.III.2	Visualisation de la caisse a cours des essais	39
Figure.III.3	Sepam S80	40
Figure.III.4	Installation Sepam S80	42
Figure.III.5	Fonction De Mesure	43
Figure.III.6	Schéma de principe : détection défaut tension phase	44
Figure.III.7	Schéma de principe : détection défaut tension résiduelle	44
Figure.III.8	Schéma de principe	45
Figure.III.9	configuration Sepam S80	46
Figure.III.10	Cellules des départs 30 KV du poste Tissemsilt	47
Figure.III.11	Paramètre de réglage maximum de courant de phase : 50/51	48
Figure.III.12	Trois courants pendant le défaut de surcharge	49
Figure.III.13	Temporisation de déclenchement de disjoncteur après un défaut de surcharge	49
Figure.III.14	Configuration paramètre de protection max de phase : 50/51	50
Figure.III.15	Trois courants de défaut de court circuit.	50
Figure.III.16	Temporisation de déclenchement de disjoncteur suite un défaut de court circuit	51
Figure.III.17	Paramètre de réglage maximum de courant terre ( $I_0$ Résiduel) 50/51N	51
Figure.III.18	courants de ligne pendant le défaut homopolaire ( $I_0$ Résiduel)	52
Figure.III.19	IDMT Overcurrent Relay 50P/51P Block	53
Figure III.20	IDMT OC Relay 50P/51P	53
Figure III.21	IRMS	53
Figure.III.22	circuit Disjoncteur	54
Figure.III.23	défaut de trois phases	54
Figure.III.24	source de trois phases	55
Figure.III.25	temps inverse	55
Figure.III.26	IEC normale inverse curve	55
Figure III.27	Bus A Scope matlab	57
Figure III.28	Bus B Scope matlab	58
Figure III.29	Un réseau adaptative	59
Figure III.30	système d'interférence flou (FIS)	60
Figure III.31	Les fonctions d'appartenances type triangle entrée 1 vers sortie (1,2,3 et 4)	61
Figure III.32	Les fonctions d'appartenances type triangle entrée 2 vers sortie (1,2,3 et 4)	61
Figure III.33	Les fonctions d'appartenances type triangle entrée 3 vers sortie (1,2,3 et 4)	62
Figure III.34	Schéma structurel de fis de type ANFIS de chaque quatre sorties	62

	(1,2,3 et 4)	
Figure III.35	Surface de fis sortie 1	62
Figure III.36	Surface de fis sortie 2	63
Figure III.37	Surface de fis sortie 3	63
Figure III.38	Surface de fis sortie 4	63
Figure III.39	Schéma équivalent d' <b>IDMT OC Relay 50P/51P</b> par système intelligence artificiel <b>ANFIS</b>	64
Figure III.40	Sortie 1 de <b>Relay 50P/51P</b> avec celle de système ANFIS	64
Figure III.41	Sortie 2 de <b>Relay 50P/51P</b> avec celle de système ANFIS	65
Figure III.42	Sortie 3 de <b>Relay 50P/51P</b> avec celle de système ANFIS	65
Figure III.43	Sortie 4 de <b>Relay 50P/51P</b> avec celle de système ANFIS	66

## **Introduction général**

L'investissement humain et matériel dans les réseaux électriques est énorme. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences fondamentales : stabilité, économie et surtout continuité de service.

Les générateurs, les transformateurs, les lignes de transport d'énergie électrique ainsi que les lignes et câbles de distribution d'énergie électrique moyenne tension HTA constituent le réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation électrique des consommateurs HTB, MT et BT.

Ce n'est pas toujours le cas, car de telles structures connaissent souvent des accidents ou des dysfonctionnements qui peuvent perturber ce service et entraîner des pertes financières importantes pour les fabricants et des désagréments pour les consommateurs ordinaires.

Pour faire face aux accidents, Sonelgaz adopte des mesures correctives et met en place des mécanismes spécifiques, qui constituent un plan de défense (plan de protection électrique) visant à:

- Assurer la sécurité du fonctionnement du système électrique
- Assurer le fonctionnement normal du système électrique.
- Réduire le nombre d'accidents.
- Réduire les conséquences des accidents.

Conformément au décret exécutif n° 95-28Q du 17 septembre 1995 (article 6), Sonelgaz doit assurer les missions suivantes :

- Production, transport et distribution d'énergie électrique.
- Distribution générale de gaz.
- Respect des exigences de qualité, de sécurité et de rentabilité.

Depuis l'arrivée des relais numériques programmables sur le marché ces dernières années, pour la protection électrique, de nombreux algorithmes basés sur le système d'intelligence artificielle ont été développés pour rendre ces relais plus performants en termes de vitesse de fonctionnement, de précision et réduire le pourcentage d'erreurs.

Ce travail sera consacré à expliquer les éléments essentiels de l'élaboration du système global de protection. Nous présenterons des concepts de base sur la philosophie des systèmes de protection basés sur l'intelligence artificielle pour les réseaux de distribution d'énergie électrique et comment les programmer, les exploiter et les contrôler automatiquement dans le réseau électrique, divers dispositifs de protection (relais de protection), disjoncteurs et transformateurs de courant et de tension (TC et PT).

Ce travail est organisé comme suit :

- Le premier chapitre traite d'un aperçu du réseau électrique et d'exemples de Sonelgaz Tissemsilt.

- Le deuxième chapitre traitait des systèmes de protection et de contrôle du réseau électrique.

- Le troisième chapitre est l'application du programme de protection et de surveillance du réseau basé sur le système d'intelligence artificielle, ainsi que la simulation par le programme Matlab.

# **CHAPITRE I**

## **Généralités sur les réseaux électriques**

## **Introduction**

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

## **I. Historique**

Un réseau électrique étant composé de machines de production et de consommation, ainsi que de structures (lignes, transformateurs) pour les relier, les réseaux électriques ne sont apparus que vers la fin XIXe siècle, lorsque chaque élément avait atteint une maturité technologique suffisante.

## **II. Généralités sur les réseaux électriques**

La production de l'énergie électrique à proximité des lieux d'utilisation n'est pas toujours possible. Généralement, cette énergie est produite par des groupes de production « G » sous une moyenne tension (15,5 kV ; 12,5 kV ; 11 kV ; 5,5 kV) dans des lieux de plus au moins distants des centres de consommation. Elle sera ensuite transformée sous une haute tension (90 kV ; 150 kV ; 225 kV.....) par des transformateurs élévateurs (TE) installés à la sortie des générateurs. La totalité de l'énergie produite ou le surplus disponible sera transporté par un ensemble de lignes électriques (L) sous une haute tension, plusieurs dizaines ou centaines de kilomètres, jusqu'aux centres de consommation. Cette énergie sera de nouveau transformée par des transformateurs abaisseurs (TA), puis elle distribuée sous une moyenne tension (30kV, 10 kV....) pour la mettre à la disposition des usagers [01].

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs [02].

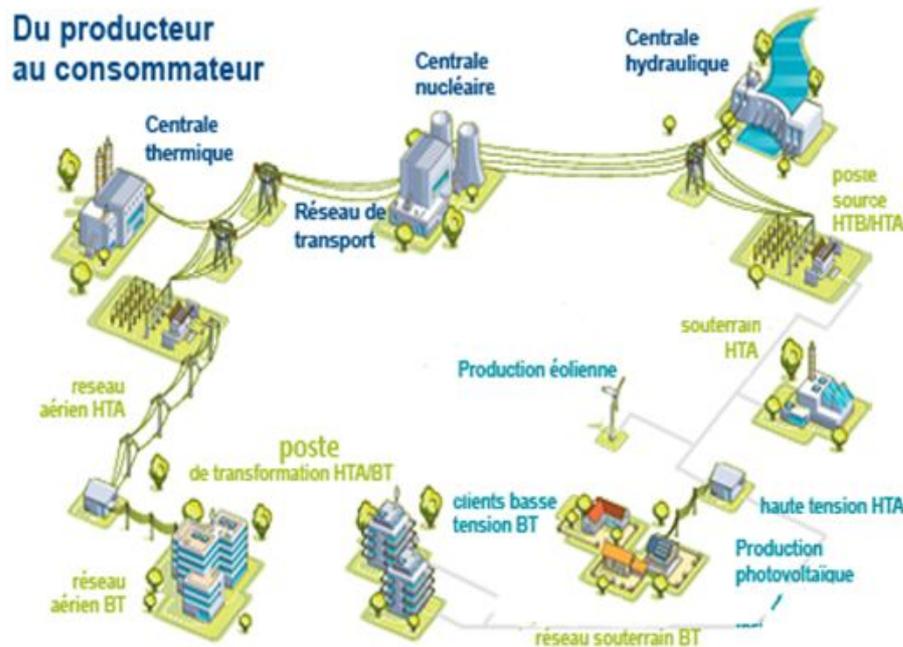


Figure I.1 Le réseau électrique

**1. Les niveaux de tensions des réseaux**

Les tensions normalisées selon la CEI (Commission électrotechnique internationale) La nouvelle norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) définissent les niveaux de tension alternative comme suite : [03]

**Tableau I-1 : Gamme de tension utilisée par Sonelgaz.**

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

**2. Topologie des réseaux [04].**

**a- structure maillée :** les postes électriques sont reliés entre eux par de nombreuses lignes électriques, apportant une grande sécurité d'alimentation.

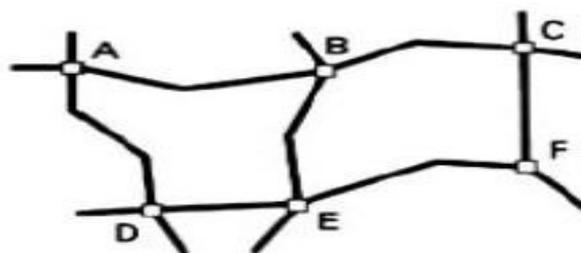


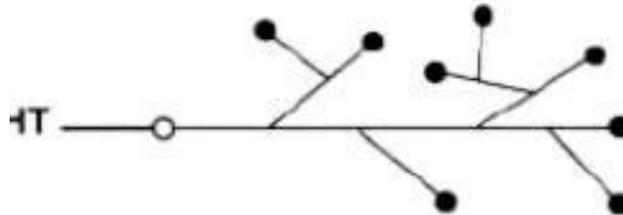
Figure I.2 structure maillée

**b- structure radiale ou bouclée** (les postes rouges représentent les apports d'énergie) : la sécurité d'alimentation, bien qu'inférieure à celle de la structure maillée, reste élevée.



**Figure I.3** structure radiale ou bouclée

**c- structure arborescente** (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.



**Figure I.4** structure arborescente

### 3. Description des réseaux électriques

#### 3.1. Le réseau de transport HTB

Généralement le réseau qui permet le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation.

C'est sur le réseau HTB que sont en principe branchées les centrales de grandes puissances (>300 MW).

Les réseaux de transport constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs).

Chaque nœud A, B et C (Figure I.5) constitue un « poste d'interconnexion ». Ce poste est en général constitué par un collecteur principal appelé « jeu de barres » sur lequel se raccordent les lignes, au moyen d'appareils.

Les protections de ces réseaux doivent être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence [05].

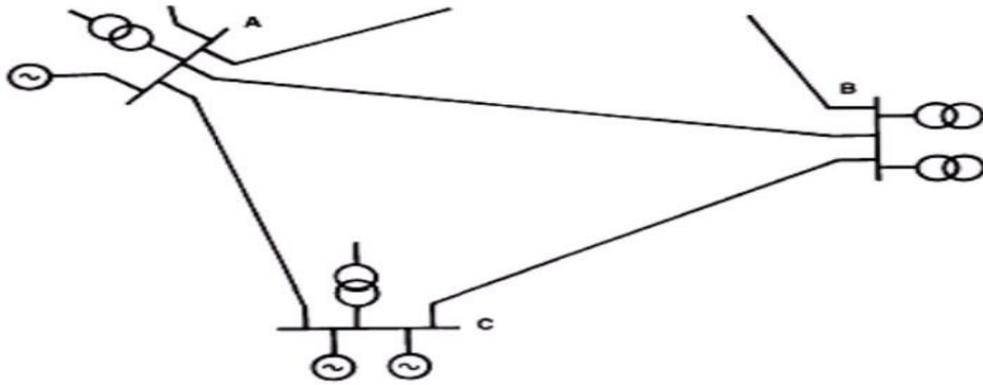


Figure I.5 Exemple d'une partie d'un réseau de transport

### 3.2. Le réseau de répartition HTB

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation qui sont :

Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution HTA,

Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MVA) livrés directement en HTB. Il s'agit essentiellement d'industriels tels la sidérurgie, la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire [05].

La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains). Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux [03].

### 3.3. Le réseau de distribution HTA

Les lignes de distribution à moyenne tension (HTA) partent des postes de répartition et alimentent des postes de transformation répartis en différents endroits de la zone à desservir; Ces postes de transformation abaissent la tension à une valeur convenable pour alimenter le réseau de distribution publique auquel les abonnés sont raccordés par des branchements [03].

### 3.4. Le réseau de livraison BTB

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 400/230 V (380/220 en Algérie). Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne: compteur, disjoncteur, fusibles (micro disjoncteurs).

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HTA aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BTB. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique [03].

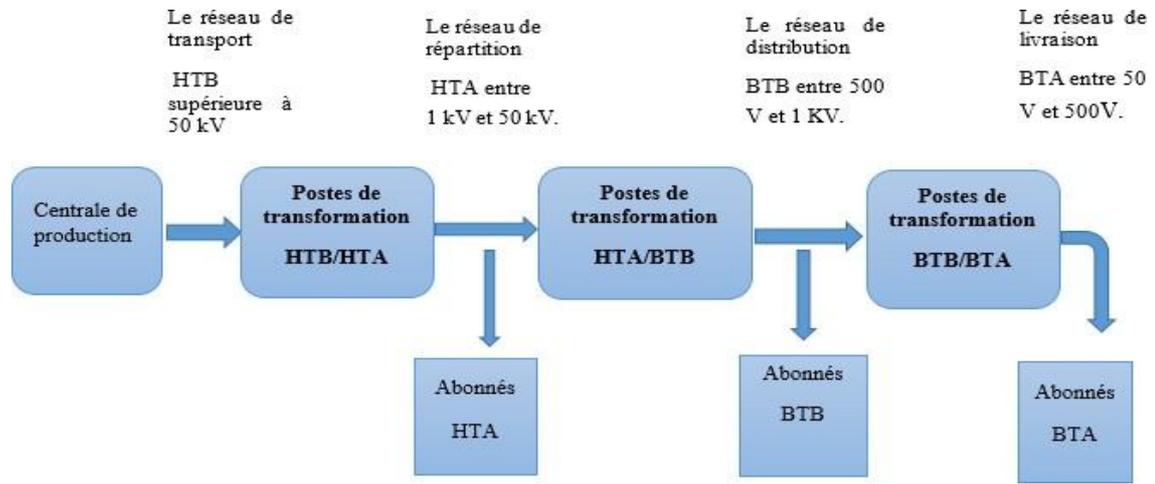


Figure I.6 Schéma de description des réseaux électriques

Réseau de distribution relevant du Service Technique d'Electricité de Tissemsilt

Le schéma sur la figure I-8 représente le réseau de distribution de la société de Tissemsilt qui schématise les lignes et les postes en précisant les différentes lignes aériennes et souterraines de tension existants [06].

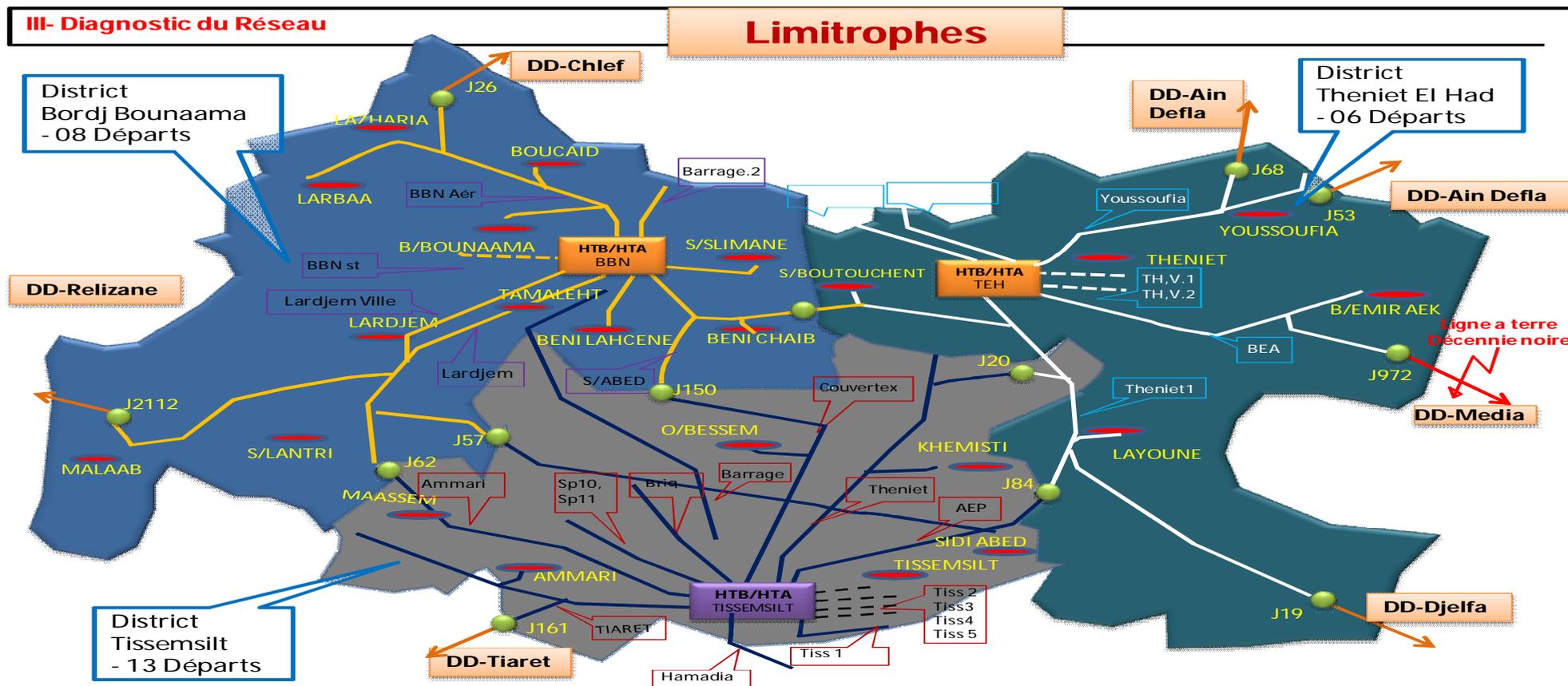


Figure I-7 : Schéma représentatif du réseau de distribution d'électricité de Tissemsilt

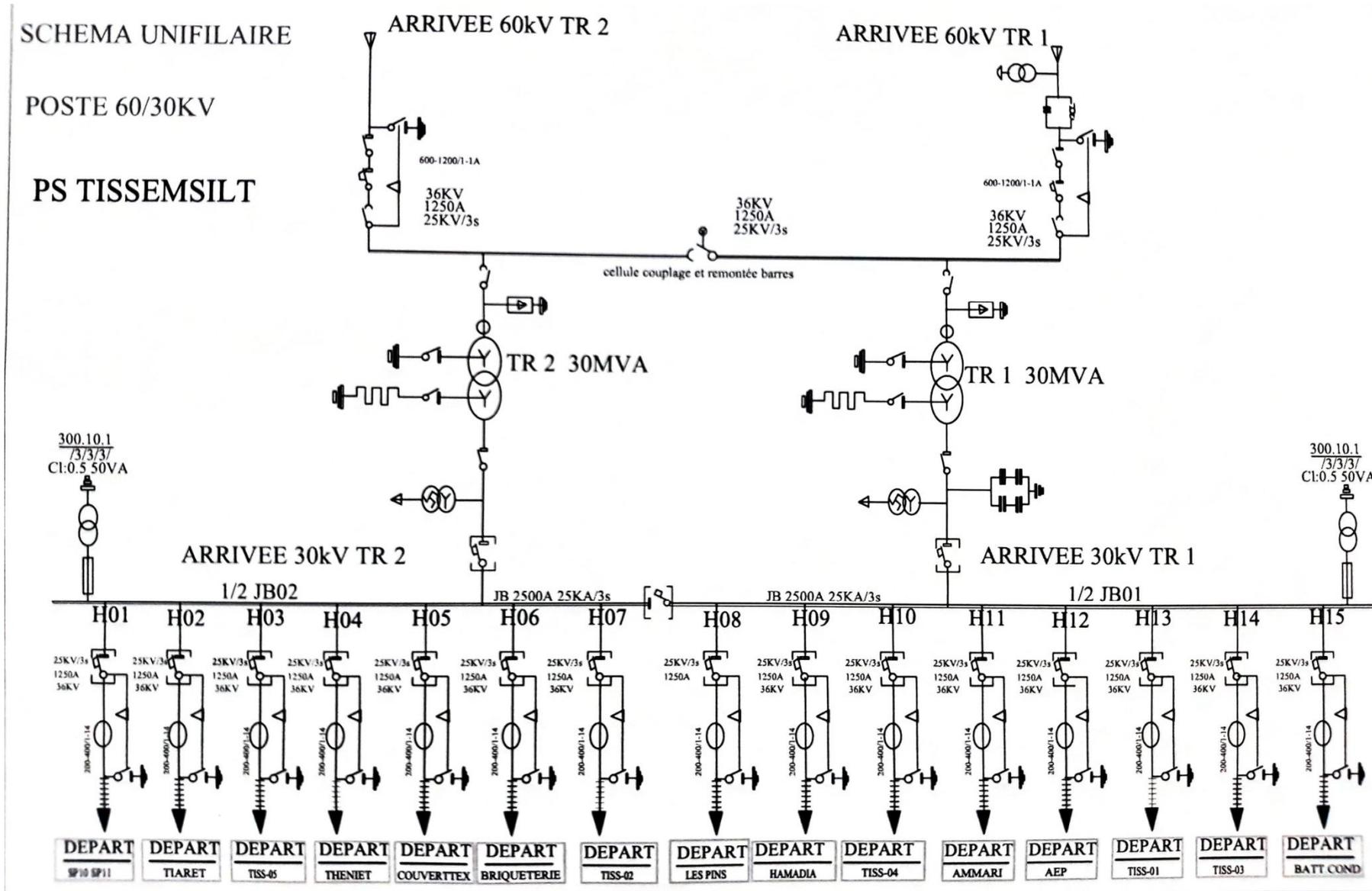


Figure 1-8 : Schéma unifilaire poste 60/30kv Tissemsilt

#### 4. Alimentations des auxiliaires en courant continu

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

Dans le but de préserver le matériel et augmenter sa durée de vie, Le basculement entre les redresseurs et entre les batteries 127Vcc se fait manuellement chaque mois [05].

#### DISTRIBUTION ALTERNATIF SECOURU

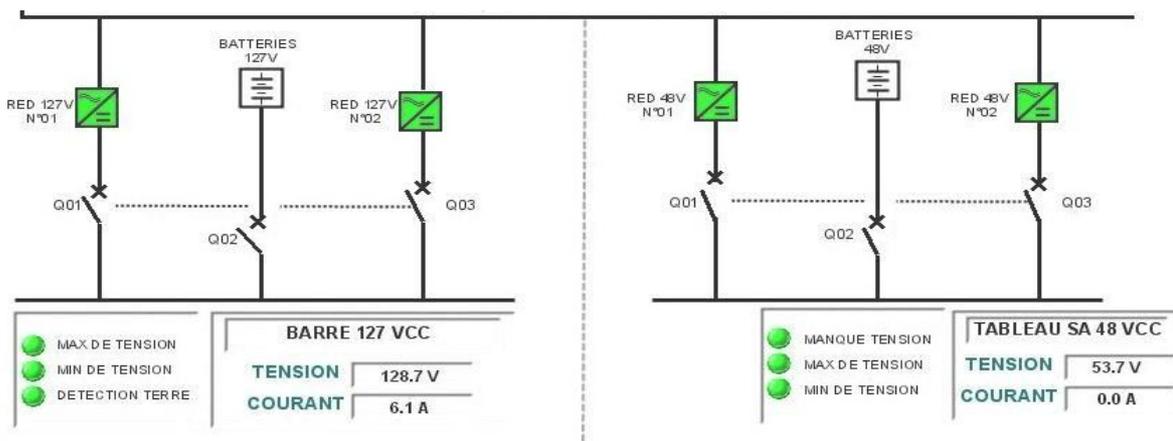


Figure 1-9 : Schéma d'alimentation des services auxiliaires en courant continu Références

#### Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons appris les généralités du réseau électrique, de la haute à la moyenne à la basse tension, qui sont à leur tour connectés les uns aux autres dans des sous-stations.

Les sous-stations distribuent l'électricité et la transfèrent d'une tension à une autre à l'aide de transformateurs.

Nous avons pris comme exemple le schéma de la société de distribution d'électricité et de gaz Tissemsilt et comment elle distribue l'électricité pour assurer la continuité et la qualité de chacun.

## **CHAPITRE II**

# **Systemes de protection et de contrôle des réseaux électriques**

## Introduction

Les réseaux électriques ne sont pas à l'abri des défauts électriques qui diffèrent dans leur nature et leurs résultats en raison de plusieurs facteurs, notamment naturels et techniques. Par conséquent, un système de protection a été conçu pour protéger les appareils électriques de toutes sortes de défauts, et le système de protection électrique est un système complexe et intelligent qui analyse tous les cas dans une circonstance standard, nous ne pouvons donc pas concevoir un seul appareil pour protéger l'ensemble du système [07]. D'autre part, le réseau à protéger peut être divisé en zones appelées zones de protection.

### I. Les concepts fondamentaux dans les systèmes de protection des réseaux électriques

Plan de protection des départs HTA: le choix est de relier [06] à :

- La structure des réseaux.
- Le mode d'exploitation.
- Le régime de neutre.

L'objectif d'élaborer des plans de protection [06] :

- Un système de protection
- Préserver la sécurité des personnes et des biens.
- Éviter la destruction partielle ou totale des matériels.
- Assurer la meilleure continuité de fourniture des énergies possible.

#### 1. Qualité et performances

Pour atteindre ces objectifs, il est nécessaire d'obtenir le meilleur compromis entre [06] :

- La sensibilité.
- La sélectivité.
- La rapidité.
- La fiabilité
- La simplicité.
- Le coût de système.

#### 2. Organisation

L'implantation des protections doit être conçue pour [06] :

Éliminer les défauts en séparant l'élément défectueux par un organe de coupure (disjoncteur, intercepteur, contacteur ...etc.) .

Éliminer un défaut par une protection amont quand une protection ou un organe de coupure aval est défaillant.

Assurer éventuellement des protections secours (redondance des protections).

Permettre la modification temporaire des fonctionnements (sensibilité, rapidité) pour effectuer

certaine opération d'exploitation, travaux sous tension, mise en parallèle des départs.

L'ensemble des ces dispositions est appelé : plan de protection

**3. La Position du système de protection :**

Le système de protection se trouve dans tous les systèmes électriques (réseaux électriques), car il existe un système de protection séparé pour chaque élément protégé, par exemple, on le trouve au départ et l'extrémité de chaque ligne de transport (Transmission Line), et il se trouve aussi avec chaque générateur et transformateur.

Les appareils de protection sont placés dans les salles de commande des stations, et les disjoncteurs, les TC et les TT se placent soit dans la cour (postes extérieures), ou inclus dans le groupe de GIS (Gas Insulated Substation) dans les postes isolés par le gaz (poste blindé) [08].

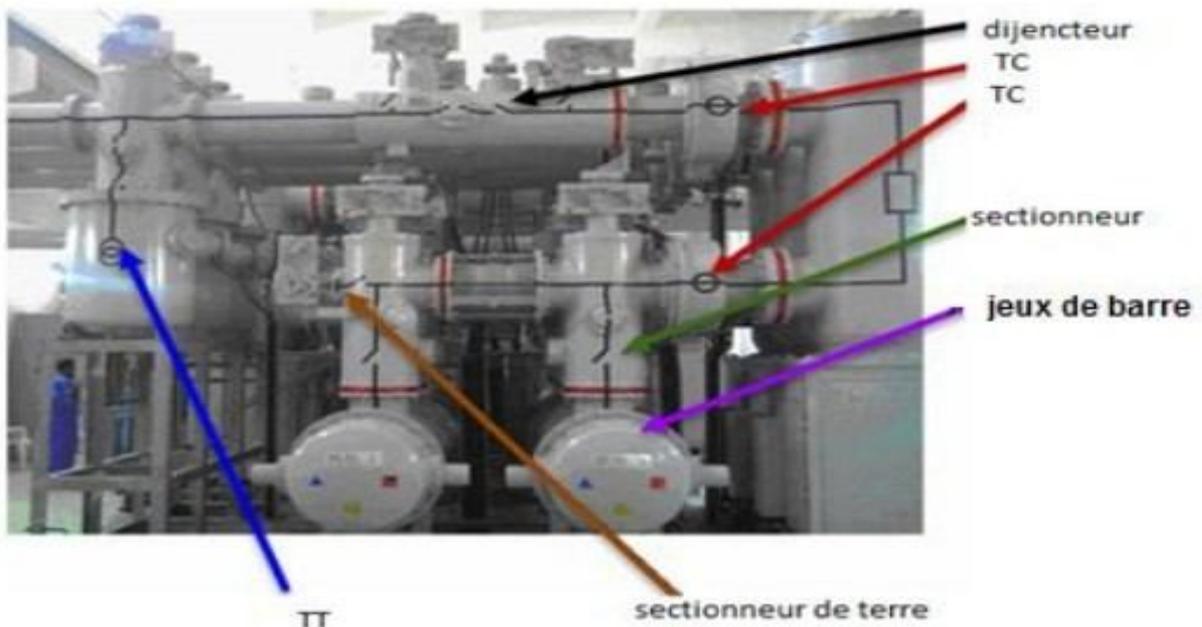


Figure II.1.les éléments de protection des postes blindés

**4. Elément du système de protection**

Le schéma suivant représente le principe de base d'un système de protection : [9]

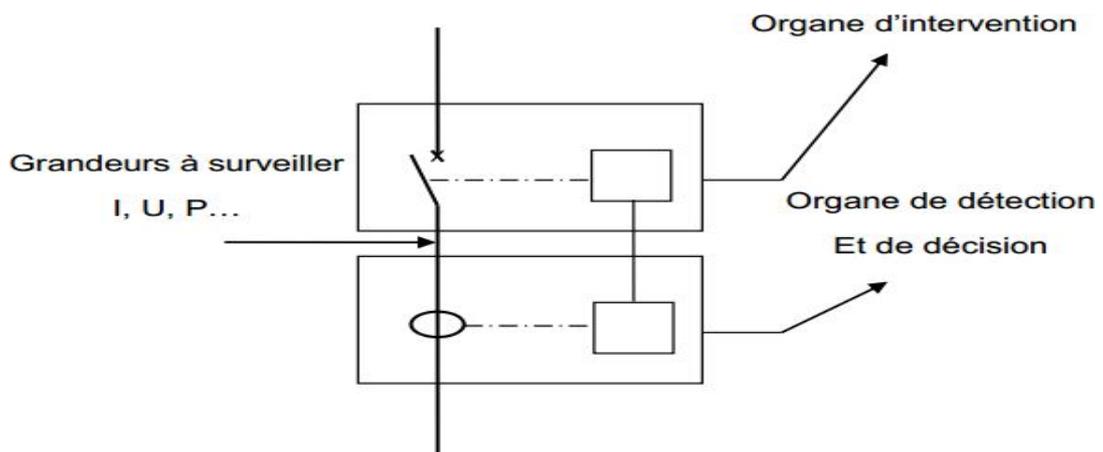


Figure II.2 Schéma de principe de la protection

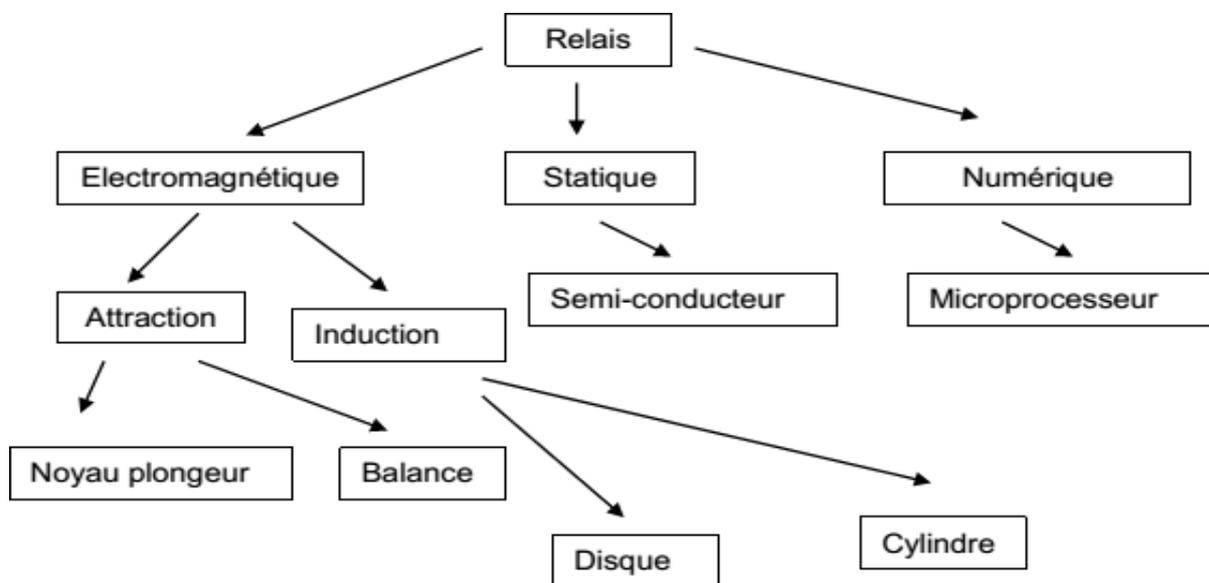
### 5. Différents types des disjoncteurs

- Le disjoncteur de haute tension
- Disjoncteur en utilisant l'huile
- Disjoncteur en utilisant L'air
- Disjoncteurs avec ampoules à vide
- Disjoncteur gaz sf6

### 6. 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 ou actionnant un signal en cas de défaut ou de conditions anormales de marche (alarme, signalisation,.....) [8].

Il existe essentiellement trois classes de relais selon l'organigramme suivant :



**Figure II.3** Schéma de principaux relais de protection

### 7. Relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur

L'objectif principal dans le système de protection est la vitesse de séparation des défauts par le relais, le processus commence par l'entrée du signal de défaut (signal de Relais) dans le Relais de protection par le transformateur du courant(TC) et transformateur de tension(TT), le relai étudie ce signal et envoie un signal de déclenchement vers la bobine de déclenchement du disjoncteur.

Cette relation est montrée sur la (Figure II.4) suivante [7]

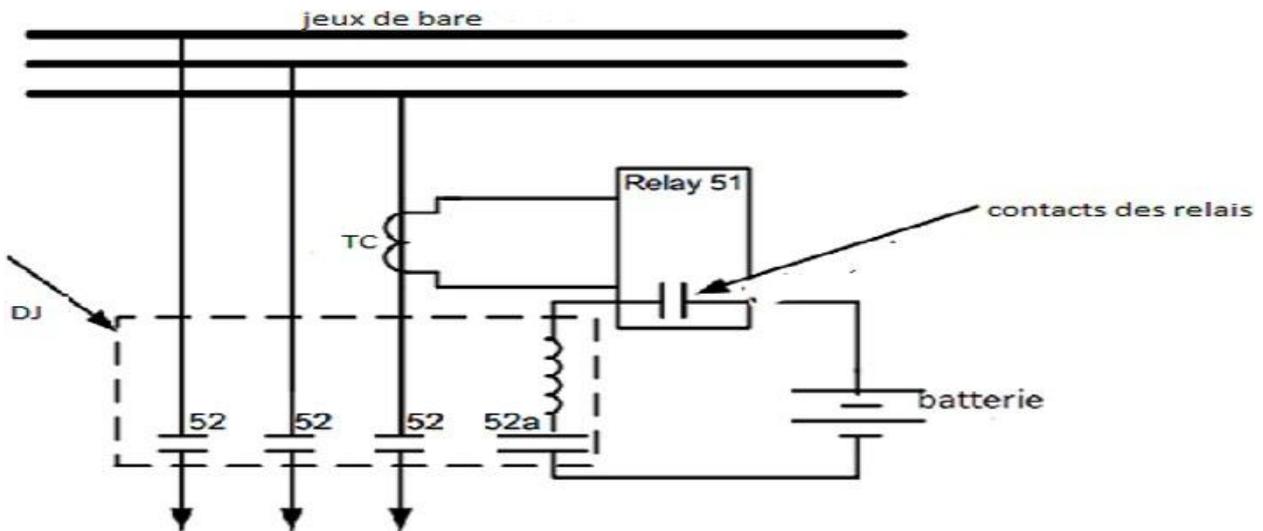


Figure II.4 relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur

À partir de la figure, quand un défaut se produit :

Le relais ferme son contact, le courant de batterie passe vers la bobine de déclenchement du disjoncteur qui ouvre ses pôles.

**Note:**

- Le relai qui apparaît dans la (Figure II.4) est Relais Max de Courant.
- Le temps nécessaire d'envoyer le signal de déclenchement est au moins 20 ms, bien que le temps nécessaire pour l'ouverture du circuit soit entre 50 à 100 ms, la somme des deux temps est un temps réel pour éliminer le défaut.

### 8. Cas de défaillance du disjoncteur

Il y a parfois une panne mécanique dans le disjoncteur et ne répond pas au signal de déclenchement (trip signal), pour résoudre ce problème on utilise un appareil de protection spécial que l'on appelle disjoncteur de défaillance (breaker failure) [10].

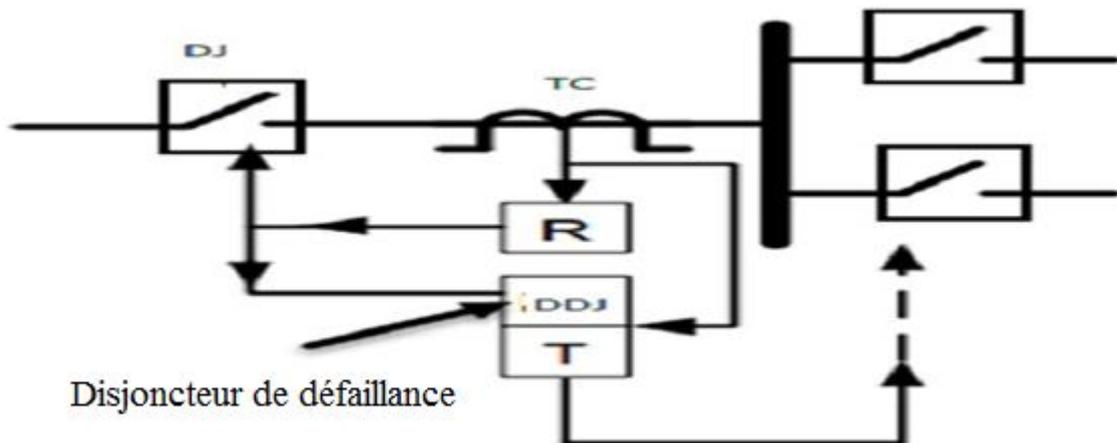


Figure II.5 principe de disjoncteur de défaillance

L'état de fonctionnement d'un aimant se situe dans le deuxième quadrant de son cycle d'hystérésis.

### 9. Conditions imposées aux systèmes de protection

Une protection doit être :

- **Sélective** : pour assurer la discrimination de l'élément en défaut.
- **Sûre** : elle doit fonctionner dans tous les cas requis.
- **Autonomes** : alimentation sûre car elle doit fonctionner dans des conditions d'alimentation défavorable.
- **Rapide** : elle doit fonctionner dans un temps aussi court que possible.
- Indépendante de la configuration du réseau.
- Insensible aux variations de la topologie du réseau.
- **Sensible** : elle doit fonctionner quel que soit la valeur de l'intensité, la nature et l'endroit du défaut.
- Insensibles aux surcharges admissibles et aux oscillations de U et I lors d'une marche hors synchronisme pour éviter une reprise longue et pénible du service [11].

## II. Les anomalies dans un réseau électrique

### 1. Les courts-circuits

Les courts-circuits sont des phénomènes transitoires, ils apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tension différente ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu.

Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau, Le courant de court-circuit (triphase) est une donnée essentielle pour le dimensionnement des équipements électrique [12].

### 2. Les surtensions

On distingue différents types de surtension telle que :

- Les surtensions de manœuvres.
- Les surtensions de foudre.
- Les surtensions lentes.
- Conséquences : Claquage et Vieillissement de l'isolation.

### 3. Les surcharges

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

- Le court-circuit.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.
- Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau [13].

#### 4. Les oscillations

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques [13].

#### 5. Les déséquilibres

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

1. Des chutes de tension supplémentaires.
2. Des pertes de puissance.
3. Des échauffements.

Contre toutes les anomalies précédemment citées, il a lieu d'élaborer une philosophie de protection de tout le système électrique [13].

### III. Différents Types Des Défauts

#### 1. Situations des défauts par rapport aux conducteurs

Les diverses situations possibles des défauts par rapport aux conducteurs sont [6] :

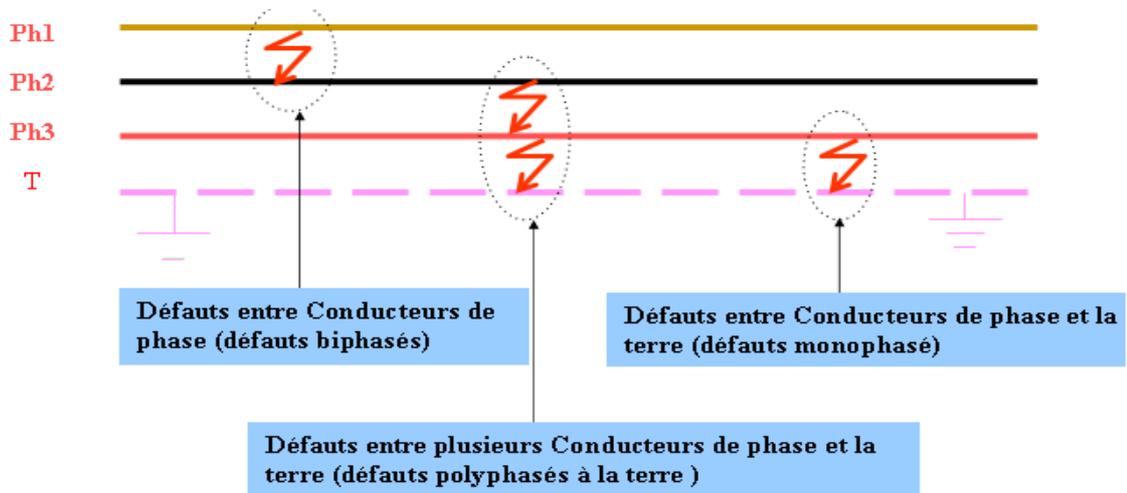


Figure II.6 : Type des défauts

#### 2. Classement des défauts en fonction de leur persistance

##### 2.1. Auto-extincteurs

De très faible durée, ils disparaissent d'eux mêmes sans qu'il soit nécessaire de couper le départ.

##### 2.2. Défauts fugitifs

Disparaissent après une coupure très brève de l'ordre de 0,3 seconde (amorçage avec arc).

##### 2.3. Défauts semi - permanents

Ne disparaissent que si le départ est coupé pendant plusieurs secondes (branchette entre conducteurs par exemple).

### 2.4. Défauts permanent

Nécessitent l'intervention humaine. Leur durée ne dépend que de la rapidité de cette intervention.

### 3. Statistiques des répartitions des défauts

Ces défauts ne se produisent pas à la même fréquence, car les statistiques donnent la répartition suivante :

- Auto-extincteurs : 5 %
- Fugitifs : 70 % à 80 %
- Semi- permanents : 05 % à 15 %
- Permanents : 05 % à 15 %

Ces chiffres justifient l'utilisation d'appareils automatiques qui coupent les départs affectés le temps nécessaire à l'élimination des défauts non permanents.

### 4. Notion sur le calcul des courants de court-circuit

#### 4.1. Courants de court-circuit

Pour choisir convenablement les appareils de coupure (disjoncteurs ou fusibles) et régler les fonctions de protection, trois valeurs du courant de court-circuit doivent être connues :

#### 4.2. Courant de court-circuit minimal

$I_{cc} = (\text{kA eff})$  (exemple : 25 kA eff)

Il correspond à un court-circuit à l'extrémité de la liaison protégée (défaut à l'extrémité d'un feeder).

Sa valeur permet de choisir le réglage des seuils des protections à maximum de courant et les fusibles.

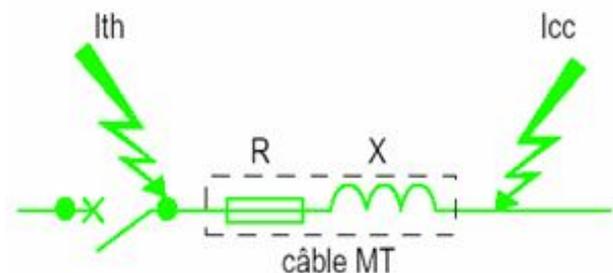


Figure II.7 : Courant de court-circuit minimal

#### • valeur efficace du courant de court-circuit maximal

$I_{th} = (\text{kA eff. 1 s ou 3 s})$

(Exemple : 25 kA eff. 1 s)

Il correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes aval de l'appareil de coupure (voir fig. II.7).

Il est défini en kA pour 1 ou 3 seconde(s) et sert à définir la tenue thermique que doivent supporter les matériels.

Valeur crête du courant de court-circuit maximal :

(Valeur de la première crête de la période transitoire)

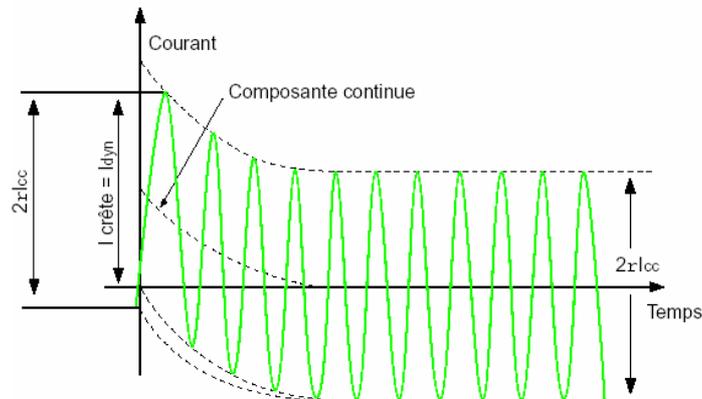
$I_{dyn} = (\text{kA crête})$

**Exemple :**

$$2,5 \cdot 25 \text{ kA} = 62,5 \text{ kA crête}$$

CEI 60 056 ou

$$2,7 \cdot 25 \text{ kA} = 67,5 \text{ kA crête ANSI}$$



**Figure II.8 :** Courant de court-circuit maximal

Elle détermine le pouvoir de coupure et de fermeture des disjoncteurs et interrupteurs, et la tenue électrodynamique des jeux de barres et de l'appareillage.

La CEI retient les valeurs suivantes :

8 - 12,5 - 16 - 20 - 25 - 31,5 - 40 kA efficaces

### 4.3.Court-circuit triphasé

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases.( fig. II.9.). L'intensité de court-circuit

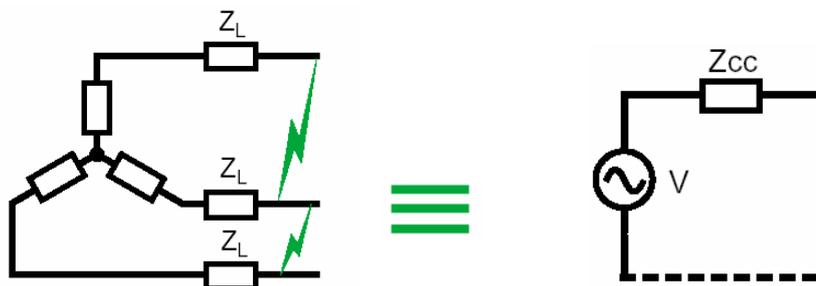
$I_{CC3}$  est :

$$I_{CC3} = (U/\sqrt{3}) / Z_{CC}$$

Avec :

$U$  : tension composée entre phases

$Z_{CC}$  : impédance équivalente à toutes les impédances parcourues par l'Icc



**Figure II.9 :** court-circuit triphasé

L'impédance «directe» par phase :

$$\text{Avec: } Z_{CC} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}$$

$\sum R$  = somme des résistances en série

$\sum X$  = somme des réactances en série.

Le courant de court-circuit triphasé aux bornes HTA du transformateur peut être calculé par l'expression suivante :

$$I_{cc} = (1,1 U_{Mn} / \sqrt{3} Z_{cc}) N^2 \text{ eff}$$

$U_{Mn}$  : tension nominale HTA

$Z$ : impédance rapportée côté HTB

$N \text{ eff}$  : rapport effectif de transformation

Quelque soit la position du régleur,  $I_{cc}$  ne dépasse :

- 8 KA pour réseaux 30 KV.
- 16 KA pour réseaux 10 KV.

Tableau II.1 les valeurs de courant de court-circuit [6].

Tension de réseaux HTB/HTA (KV)	Puissance (MVA)	Impédance équi. étoile rapportée en HTB ( $\Omega$ /phase)	Courant de court-circuit triphasé coté HTA (KA)
60/10	10	45,8	4,61
	30	15,3	13,84
60/30	20	22,9	3,07
	30	15,3	4,61

4.4. Court-circuit biphasé isolé

Il correspond à un défaut entre deux phases, alimenté sous une tension composée  $U$ . (fig. II.9). L'intensité  $I_{cc2}$  débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé:

$$I_{cc2} = U / 2 Z_{cc} = I_{cc2} = (\sqrt{3} / 2) I_{cc3} \approx 0,86 I_{cc3}$$



Figure II.10 : Court-circuit biphasé isolé

4.5. Court-circuit phase terre

La valeur de ce courant dépend de l'impédance  $Z_n$  située entre le neutre et la terre. Fig. II.11 Ce courant de court-circuit déséquilibré nécessite de faire appel pour son calcul à la méthode des composantes symétriques [13].

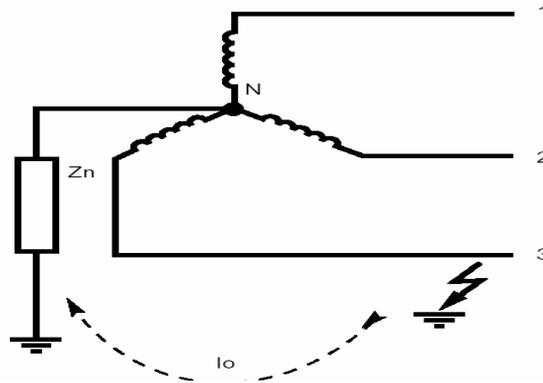


Figure .II.11 Court-circuit phase terre

Cette méthode remplace le réseau réel par la superposition de 3 réseaux : direct, inverse, homopolaire.

Chaque élément du réseau est ainsi caractérisé par 3 impédances :

$Z_d$  directe,  $Z_i$  inverse,  $Z_o$  homopolaire.

La valeur du courant  $I_o$  de défaut phase terre est :

$$I_o = U \sqrt{3} / (Z_d + Z_i + Z_o + 3 Z_n)$$

$$Z_d + Z_i + Z_o \ll 3 Z_n$$

En pratique :  $I_o = U / \sqrt{3} Z_n$

#### 4.6. Détermination des impédances de court-circuit [6]

##### 4.6.1. Impédance du réseau amont

La connaissance du réseau amont se limite généralement aux indications fournies par le distributeur, à savoir uniquement la puissance de court-circuit  $S_{cc}$  (en MVA). L'impédance équivalente du réseau amont est :

$$Z_a = U^2 / S_{cc}$$

$U$  : est la tension composée du réseau non chargé.

$S_{cc}$  : la puissance de court-circuit (en MVA)

##### 4.6.2. Impédance interne du transformateur

L'impédance se calcule à partir de la tension de court-circuit  $U_{cc}$  exprimée en %

$$Z_T = u_{cc} * (U_2 / S_n)$$

Avec :

$U$  : tension composée à vide du transformateur.

$S_n$  : puissance apparente du transformateur.

$U_{cc}$  : tension de court-circuit du transformateur.

En général  $R_T \ll X_T$ , de l'ordre de 0,2  $X_T$ , et l'impédance interne des transformateurs peut être

assimilée à la réactance  $X_T$ .

Avec la prise en compte de l'impédance amont au transformateur et de l'impédance interne du transformateur, le courant de court-circuit s'exprime par :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_a + Z_T)}$$

#### 4.6.3. Expression des impédances en pour cent

Une impédance  $z$  a une valeur de  $p$  % si la chute de tension due au passage du courant nominal dans cette impédance, rapportée à la tension nominale, a une valeur de  $p/100$

$$P/100 = (Z \cdot I_N) / V_N$$

$I_N$  : est le courant nominal

$V_N$  : est la tension étoilée nominale

On peut transformer la formule précédente en introduisant la puissance apparente nominale triphasée  $S_N$  de l'appareil considéré ainsi que sa tension composée nominale :

$$P/100 = (z \cdot I_N) / V_N = (\sqrt{3} z \cdot I_N \cdot V_N \sqrt{3}) / 3 V_N^2$$

$$P/100 = (z \cdot \sqrt{3} I_N \cdot U_N) / U_N^2 = z \cdot S_n / U_N^2$$

$$P/100 = z \cdot S_n / U_N^2$$

Cette relation se rencontre souvent sous la forme :

$$Z = (P/100) \times (U_N^2 / S_n)$$

La tension de court-circuit et l'impédance s'exprime en pour cent par le même nombre  $P/100$ .

#### 4.6.4. Impédance des liaisons

L'impédance des liaisons  $Z_L$  dépend de leur résistance et réactance linéiques, et de leur longueur.

la résistance linéique  $R_L$  des lignes aériennes, des câbles et des jeux de barres se calcule avec l'équation :

$$R_L = \rho / S$$

Avec:

$S$  : section du conducteur ( $\text{mm}^2$ ).

$\rho$  : sa résistivité ( $\Omega \cdot \text{m}$ ).

Les résistances kilométriques par phase d'un conducteur de section  $S$  est donnée par les expressions approximatives suivantes :

Tableau II.2 différent matière et section du conducteur

Cuivre	$R (\Omega) = 18 / s (\text{mm}^2)$
Aluminium	$R (\Omega) = 30 / s (\text{mm}^2)$
Almélec	$R (\Omega) = 33 / s (\text{mm}^2)$
Aluminium Acier	$R (\Omega) = 36 / s (\text{mm}^2)$

La réactance linéique des lignes aériennes, des câbles et des jeux de barres se calcule par :

$$X_L = L \cdot \omega = \left[ 15,7 + 144,44 \text{ Log} \left( \frac{d}{r} \right) \right]$$

Exprimée en  $\text{m}\Omega / \text{km}$  pour un système de câbles monophasé ou triphasé, avec en mm :

**r** : rayon des âmes conductrices.

**d** : distance moyenne entre les conducteurs.

La valeur de la réactance kilométrique par phase est approximativement:

$X (\Omega / \text{km}) = 0,4$  pour les lignes aériennes

$X (\Omega / \text{km}) = 0,1$  environ pour les câbles souterrains.

### 5. Position du neutre MT par rapport a la terre

La mise à la terre du neutre MT peut être:

#### 5.1.par résistance

Dans le cas des transformateurs  $Y_N / y_n0$  et par conséquent il est obligatoire de mettre à la terre directement le neutre coté HT.

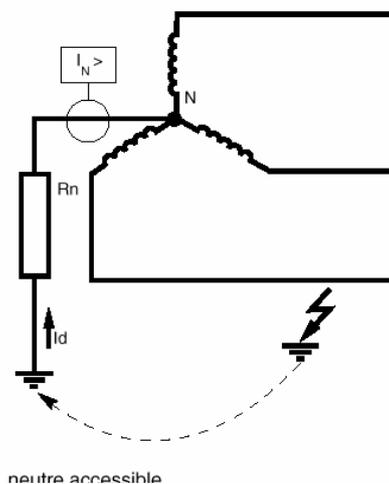


Figure .II.12 Position du neutre MT par rapport a la terre

### 5.2. par réactance ou bobine de point neutre

Dans le cas des enroulements  $Y_N/d11$  et par conséquence le neutre coté HT peut être tant isolé que mis à la terre.

### 6. Mise à la terre du neutre à travers une résistance

la valeur de la résistance  $R_N$  de mise à la terre du neutre MT, en Ohm, peut être calculée comme suit:

$$R_N = \frac{1.1v_n}{\sqrt{2}I_g}$$

Où:

$V_n$  : tension nominale entre phase coté MT, en V

$I_g$  : courant maximum admis pour défaut à la terre, en Ampères

Valeur du courant de défaut à la terre

Dans le cas de transformateur de type  $Y_N/Y_{NO}$  avec le neutre mis à la terre tant côté HTB que côté HTA on a :

$$I_g = 1.1V_n / \sqrt{3}z$$

$V_n$  : Tension nominale simple du réseau MT en V

$$z = (P/100) * (U_N^2 / S_n) \quad P/100 = X_{cc} \%$$

$$I_g = \frac{(1.1U_n S_{nT})}{\sqrt{3}X_{cc}U_{nT}^2} 100$$

Avec :

$I_g$  : Courant de défaut monophasé à la terre, en Ampères.

$U_n$  : Tension nominale entre phase du réseau MT en V.

$S_{nT}$  : Puissance nominale du transformateur, en VA.

$X_{cc}$  : Réactance de court-circuit, en %.

$U_{nT}$  : Tension nominale du transformateur coté MT, en V

### Exemple d'application

Soit un transformateur triphasé 60/30 KV de 20 MVA et de réactance directe 12.5%. Son couplage est  $Y_N/Y_{n0}$  neutre à la terre de part et d'autre. Les réseaux 60 KV qui l'alimente a son neutre relié à la terre en un second point.

-Déterminer la valeur du défaut à la terre sur. le jeu de barre HTA

-Calculer la valeur de la RPN lors d'une limitation de courant à 300A.

**Solution :**

$$I_g = ( 1,1 U_n * S_{nT} * 100 ) / (\sqrt{3} X_{cc} * U_n^2)$$

$$I_g = ( 1,1 * 30 * 10^3 * 20 * 10^6 * 100 ) / \sqrt{3} * 12,5 * (30 * 10^3)^2$$

$$I_g = 3387,2 \text{ A}$$

- La valeur de la RPN est :  $R_N = 1,1 V_n / \sqrt{3} I_g$

$$R_N = 1,1 * 30 * 10^3 / \sqrt{3} * 300$$

$$R_N = 33 * 10^3 / 519$$

$$R_N = 63,58 \Omega$$

**7. Mise à la terre du neutre au moyen d'une bobine de point neutre (BPN)**

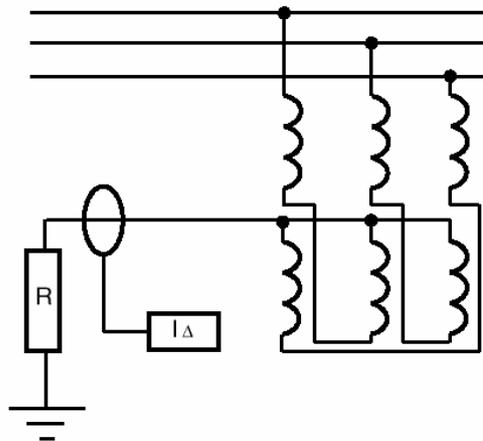
La réactance homopolaire  $X_{ob}$ , en Ohm, de la bobine de point neutre est alors déterminé par la formule suivante:

$$X_{ob} = \frac{1,1 \sqrt{3} V_n}{I_g}$$

Où:

**V** : tension nominale entre phase coté MT, en V

**I<sub>g</sub>** : courant maximum admis pour défaut à la terre, en Ampères



**Figure .II.13** Mise à la terre du neutre au moyen d'une bobine

**8. Protection des organes de mise à la terre du neutre HTA. [6]**

**8.1. Résistances**

**Fonctionnement**

En marche normale, le point neutre des transformateurs est pratiquement au potentiel du sol, la résistance de mise à la terre peut être parcourue par un courant correspondant aux composantes harmoniques 3 et multiple de 3 et aux légers déséquilibres possibles entre phases.

En outre, en cas de défaut très résistant entre phase et terre, des courants un peu plus importants peuvent se maintenir pendant des durées relativement longues.

Lors d'un défaut franc et rapproché entre une phase et la terre, la résistance se trouve parcourue,

jusqu'à l'intervention des protections automatiques par un courant beaucoup plus important.

### En conséquence

Les résistances doivent pouvoir supporter avec une température ambiante de 40°C, la répétition indéfinie de cycles de fonctionnement comportant les trois stades consécutifs suivants :

La résistance est traversée par un courant de 5 A pendant un temps suffisant pour que le régime d'échauffement permanent soit atteint.

le courant est porté à 20A pendant 10 minutes.

la résistance est alimentée à sa tension nominale pendant 5s.

### Protection

Entre la traversée côté neutre et la partie active est inséré un transformateur de courant de même tension nominale d'isolement que cette traversée et dont les autres caractéristiques sont :

- Rapport de transformation 100/5
- Puissance de précision 30 VA
- Classe de précision 1
- Classe de surintensité 80

Ce T.C assure aussi l'alimentation du relais de courant homopolaire destiné à déceler les défauts jeu de barre M.T. et câbles de liaison M.T. transfo-jeu de barre.

## 8.2. Bobines de point neutre

### Fonctionnement

La bobine est en service en l'absence de tout défaut sous la tension  $1,05 U_N$  ;

Circulation pendant 10 min. d'un courant homopolaire à 50 HZ tel que l'intensité soit de 6% du courant nominal  $3I_0$  ( 60A si  $3I_0 = 1000A$  ).

La bobine étant alimentée sous  $1,05 U_N$ , circulation pendant 5s du courant correspondant au défaut monophasé franc.

### Caractéristiques

Les bobines de point neutre sont des réactances triphasées constituées par des enroulements couplés de façon appropriée (~~z~~ zig zag le plus souvent, avec neutre sorti) et immergés dans l'huile

Pour définir le dimensionnement de la bobine, on utilise une troisième grandeur: l'impédance homopolaire par phase  $Z_0$  ; sa valeur en ohms est donnée en fonction de  $U_N$  et de  $I_0$  par la relation :

$$U_N / \sqrt{3} = Z_0 \cdot I_0$$

### Protection

La protection du bobine du point neutre est assurée par :

Son relais buchholz (défauts interne),

▪ le relais de courant homopolaire associé au TC. intercalé dans la connexion de neutre (défauts résistants).

▪ les relais de courant homopolaire associés aux TC. Installés sur les départs MT. (défauts à la terre francs et moyennement résistants).

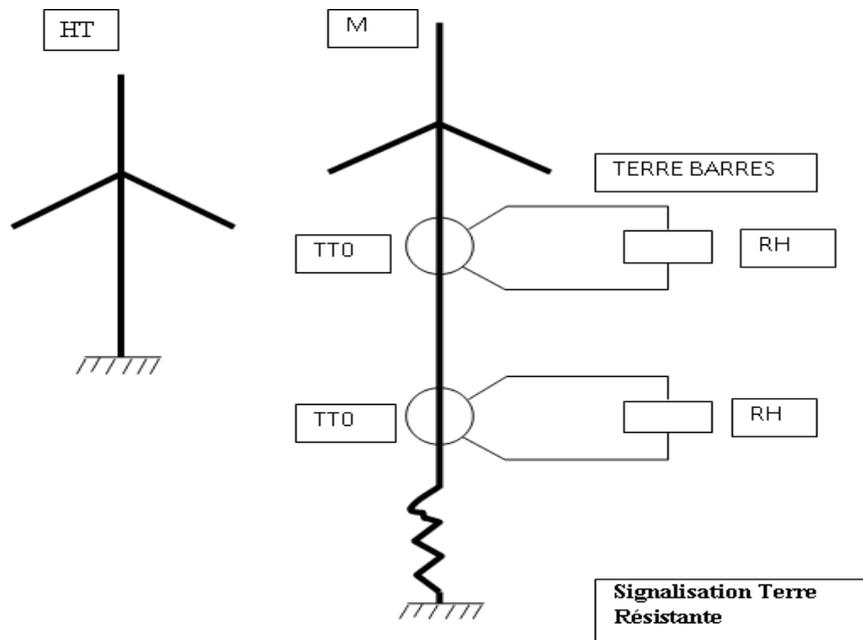


Figure. II.14 schéma de principe de la protection contre les défauts à la terre résistants et terre barres

## 9. Protection des départs HTA des postes HTB/ HTA

### 9.1. Protection contre les défauts entre phases

La protection contre les défauts entre phases est assurée par deux relais à maximum d'intensité, sensibles aux courants de deux phases (fig. II.15)[6]

La protection contre les défauts polyphasés sera :

- à deux seuils de réglage
- de temporisation à temps constant.

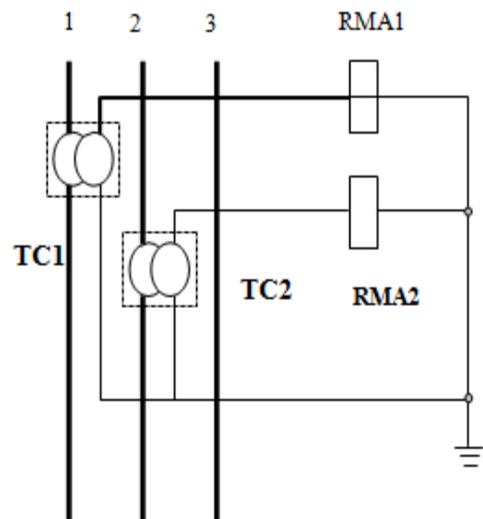


Figure .II.15 : Protection contre les défauts entre phases

**9.1.1. Réglage du premier seuil ( IR<sub>1</sub> )**

Le réglage du premier seuil ( IR<sub>1</sub> ) devra satisfaire aux conditions suivantes:

- Si  $0,85 I_B > K I_{lt}$  le seuil sera réglé à :  $I_S < I_R < K I_{lt}$
- Si  $0,85 I_B < K I_{lt}$  le seuil sera réglé à :  $I_S < I_R < 0,85 I_B$

Le temps minimum d'intervention est de 0,5 s

Les termes utilisés ont les significations suivantes:

I<sub>lt</sub> : courant limite thermique de la ligne ( voir tableau T-2.3- ) IB : courant de court-circuit biphasé à l'extrémité de la ligne

K :coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs (valeur typique k = 1,2)

I<sub>s</sub> : courant de service (valeur de pointe)

**Tableau II.3 différent Types des Réseaux**

Type de réseau		Section ( mm <sup>2</sup> )	LT ( A )	Tenue thermique ( KA pendant 1 S )	
Aérien 30 KV	Alm	34,4	140	3,2	
		93,3	270	8,8	
Câble 10KV	Cu	120	300	15,3 (A)	17,2 <sup>(B)</sup>
	All	180	300	15,3 (A)	17,2 (B)
Câble 30 KV	Cu	70	230	9,2 (A)	10,0 (B)

(A) en papier-huile

(B) En isolation sèche

**9.1.2. Réglage du second seuil (IR<sub>2</sub>)**

Le second seuil (IR<sub>2</sub>) devra :

- Éliminer rapidement les courts-circuits d'un courant élevé,
- Être insensible aux défauts sur le réseau BT.

Dans les conditions les plus défavorables :

- puissance des transformateurs HTA/BT élevée,
- impédance de la ligne HTA négligeable.

Le courant de court-circuit en aval du transformateur HTA/BT, reporté au primaire, sera:

$$I_{cc} = \frac{P_2 100}{\sqrt{3} U_{N2} U_{cc}}$$

P<sub>2</sub> : puissance maximum du transformateur HTA/BT installé sur la ligne

$U_{N2}$  : tension nominale du système BT

$U_{cc}$  : tension de court-circuit du transformateur HTA/BT(en pourcent)

Avec une marge de sécurité, la valeur de réglage sera:

$$I = 1,3 I_{cc}$$

Dans tous les cas la valeur de réglage devra être :

$$I = \geq 2I_{R1}$$

Le temps d'intervention sera instantané

Le temps d'échelonnement entre deux relais en série sera 0,3 s pour ce qui concerne les deuxièmes seuils, et 0,5 s pour les premiers.

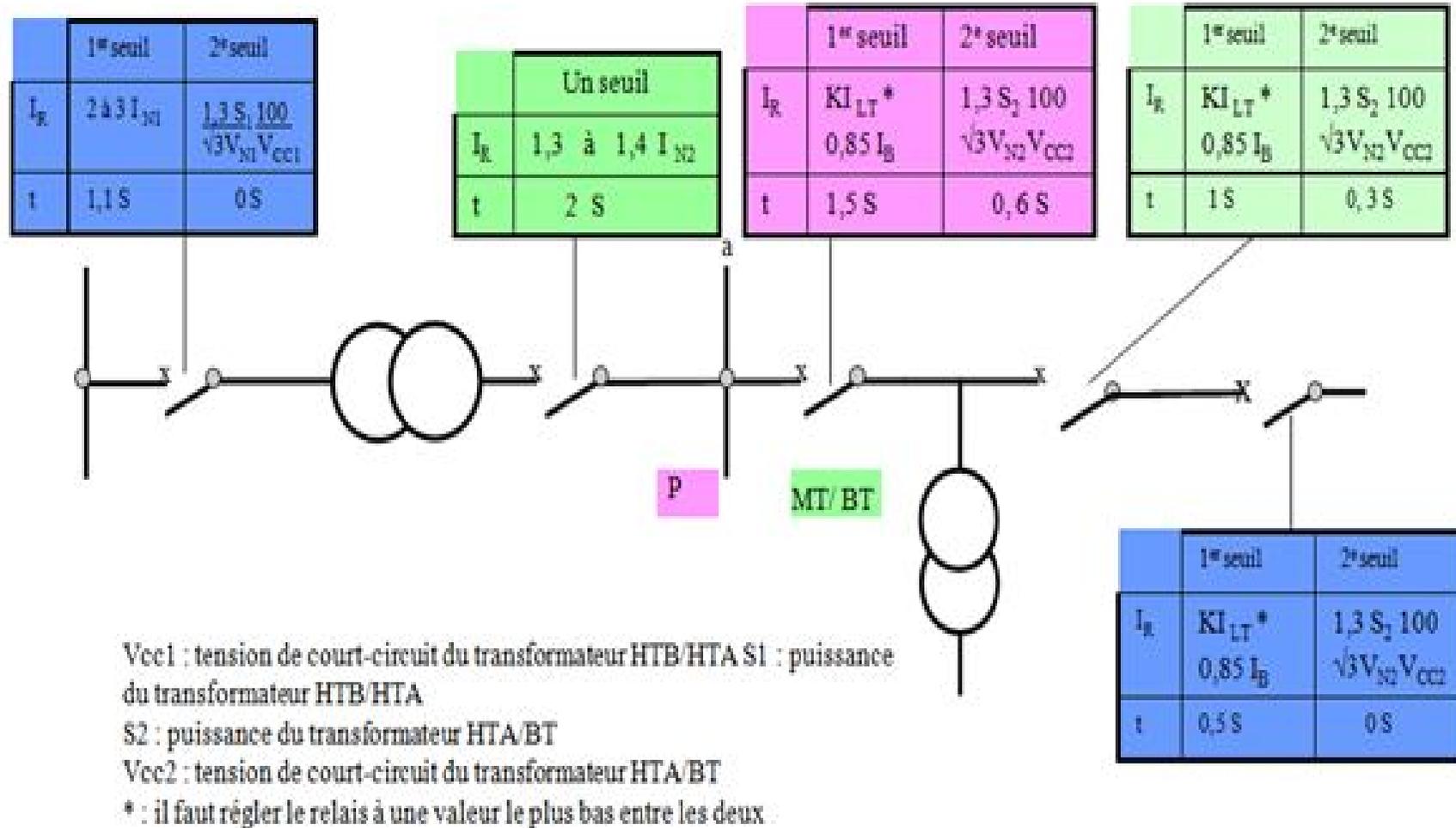


Figure .II.16 : système de protection les défauts polyphasé à deux seuils à maximum de courant

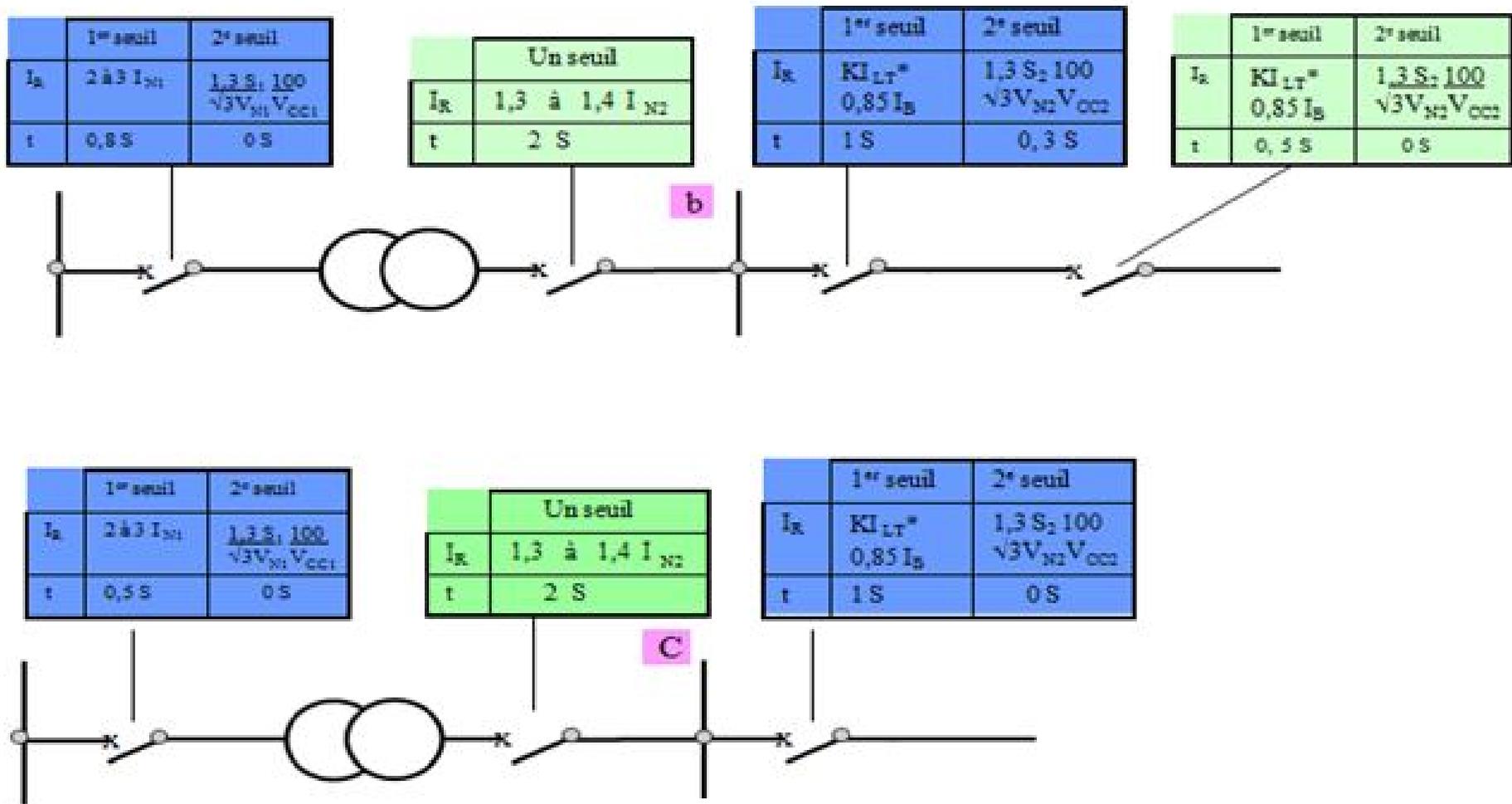


Figure .II.16 : système de protection les défauts polyphasé à deux seuils à maximum de courant (suite)

9.2. Protection contre les défauts entre phases et terre [6]

La détection des défauts à la terre doit s'effectuer au niveau de chaque départ MT à l'aide d'un relais à maximum de courant résiduel.

Ce relais est sensible en cas de défaut à la terre au triple de la composante homopolaire du courant de défaut.

Le relais est, en général, monté sur le neutre de l'étoile formée par les secondaires des trois transformateurs de courant du départ (fig. II.17).

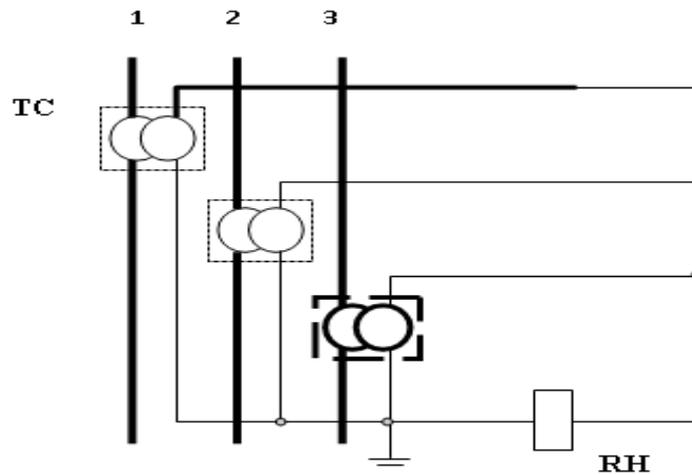


Figure .II.17 Protection contre les défauts entre phases et terre

Dans le cas où le raccordement entre le disjoncteur du départ aérien MT et le premier poteau est fait par une liaison encâblée les transformateurs de courant pour la protection sont (fig II.18)

Deux T.C de phase pour la protection à maximum de courant ;

Un transformateur de type tore pour la protection homopolaire.

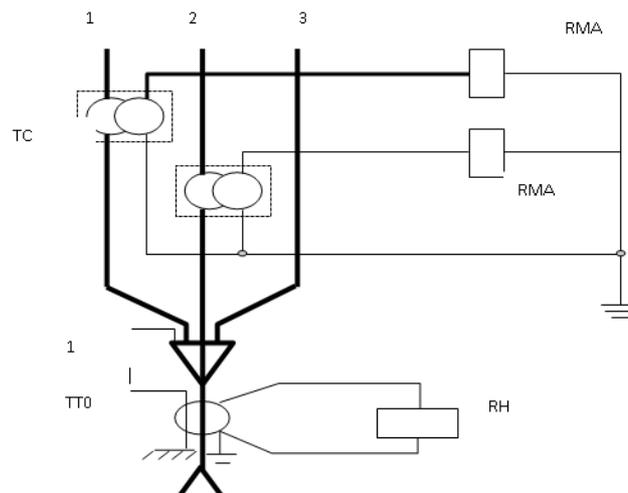


Figure .II.18 : raccordement entre le disjoncteur du départ aérien MT

La mise à la terre de la gaine du câble MT doit passer dans le TC toroïdal .

Le relais de courant homopolaire doit être réglé à une valeur qui dépend:

- du courant résiduel ( $I_{0C}$ ) sur les départs sains,
- du courant résiduel ( $I_{\eta}$ ) au secondaire des T.C.

Il sera nécessaire de mesurer le courant résiduel ( $I_0$ ) sur les départs sains ou de le calculer sur la base de la capacité homopolaire.

Pour ce qui concerne le courant résiduel ( $I_\eta$ ) au secondaire des transformateurs de courant il faut souligner que cette valeur est négligeable dans le cas d'emploi d'un transformateur du type tore.

Le réglage du seuil du relais sera:

$$I_{RO} = K ( I_\eta ) + I_o \quad \text{pour le schéma de fig. II.19}$$

$$I_{RO} = K I_o \quad \text{pour le schéma de fig. II.20}$$

$$K = 1,5$$

Avec:

$I_\eta$  : courant dû au faux rendement homopolaire des réducteurs de courant

$I_o$  : contribution homopolaire maximum de la ligne dorsale et des dérivationes en aval des protections, le coefficient K tient compte :

- De l'erreur de rapport des T.C.
- De l'erreur de phase des T.C.
- Du faux rendement homopolaire
- D'un coefficient de sécurité

Le courant capacitif est de l'ordre de :

9,8 A /100 Km pour les lignes aériennes en 30 KV

16 A /10 Km pour les câbles souterrains en 10 KV

On a indiqué les schéma du poste HTB/HTA équipés respectivement de 2,1 et aucun disjoncteurs en aval du disjoncteur du départ HTA et aussi les valeurs de réglage des protection homopolaire pour la ligne et le jeu des barres HTA.

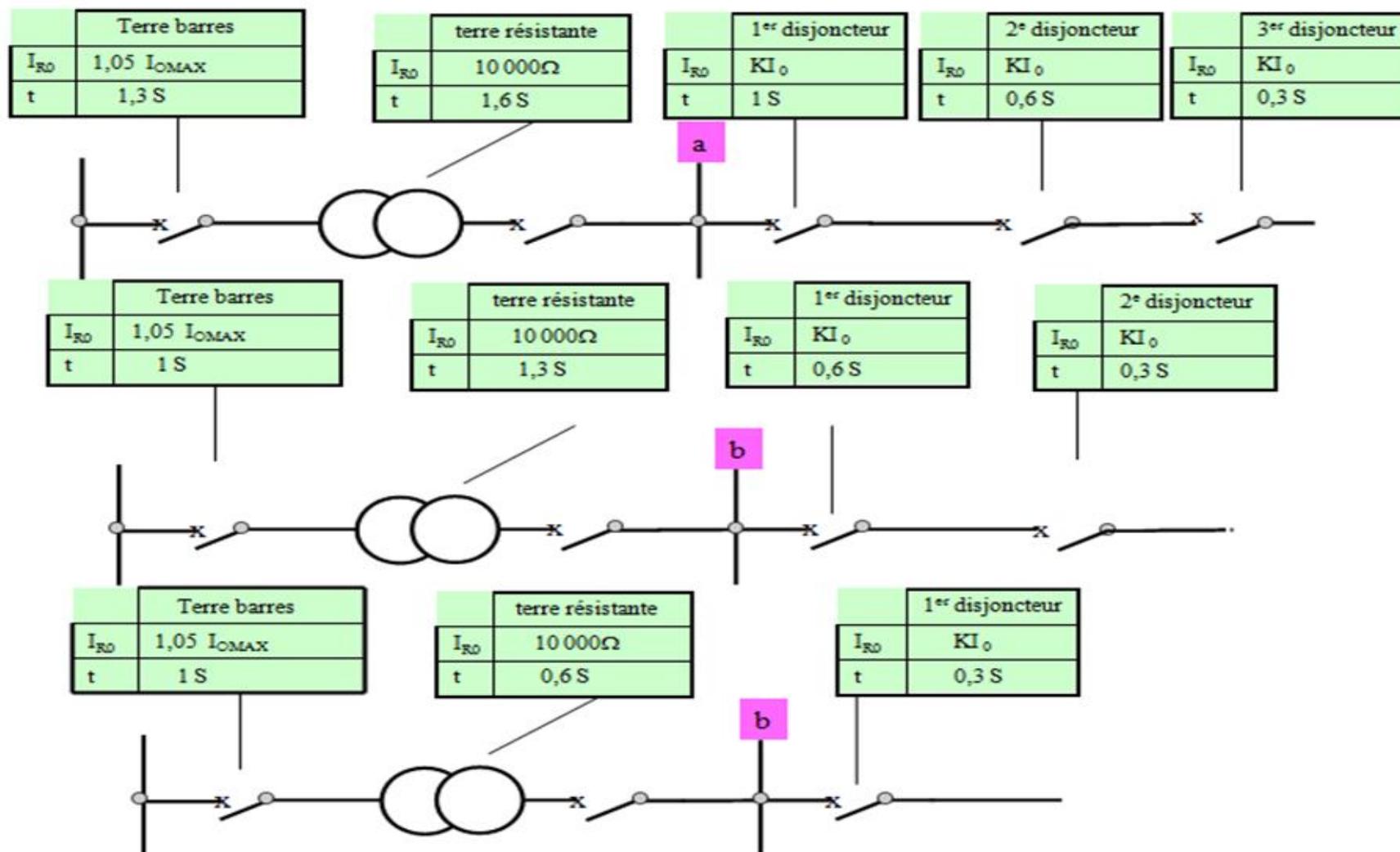


Figure II.19. Système de protection contre les défauts entre phases et terre par relais homopolaire terre barre

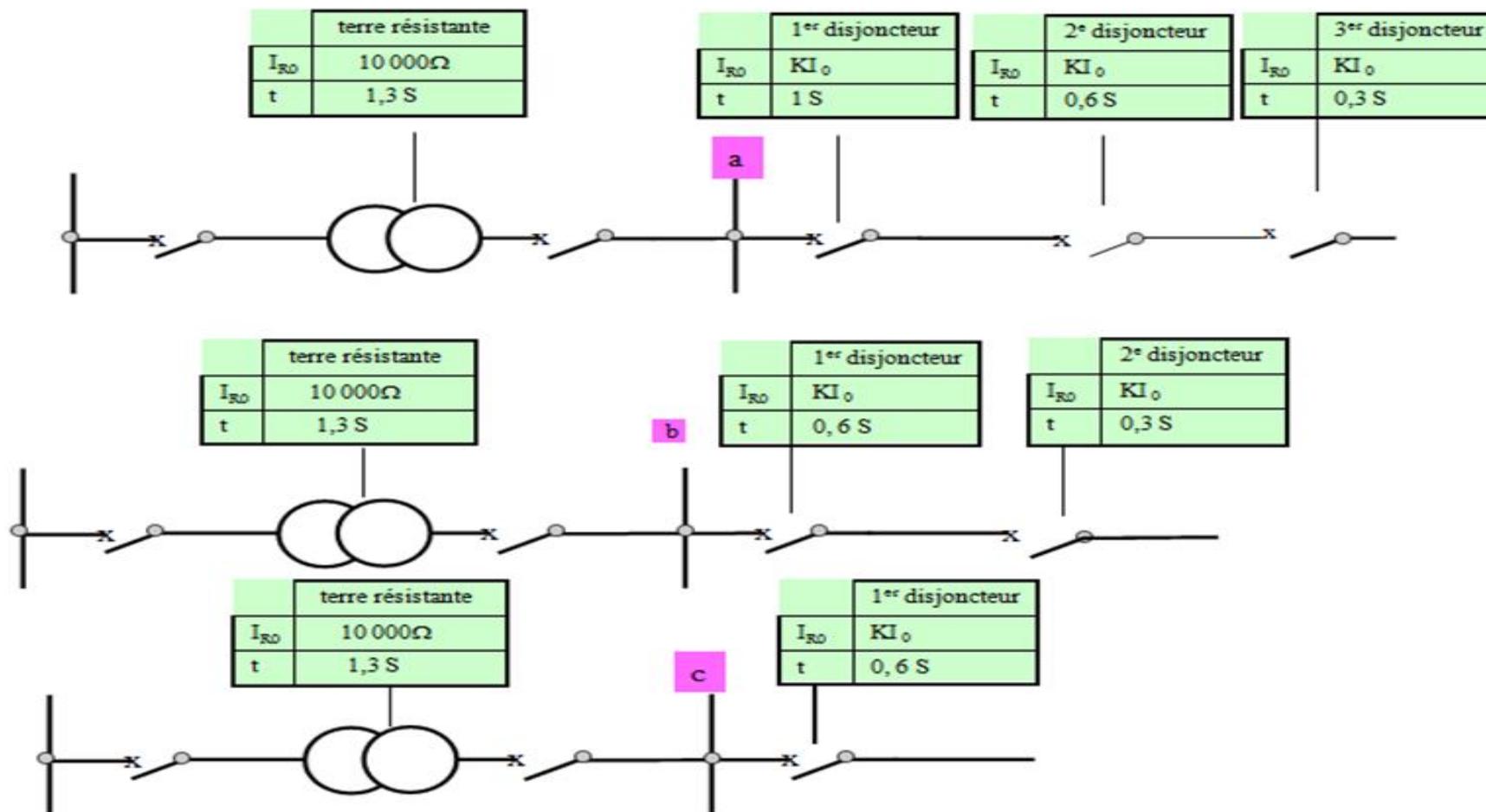


Figure II.20. Système de protection contre les défauts entre phases et terre par relais homopolaire sans terre barres

## 10. Terre résistante

Pour éviter certains déclenchements intempestifs, le seuil de réglage du relais homopolaire est relativement élevé, sa limite est fixée, soit par le calibre des TC, soit par le courant résiduel de capacité des départs HTA. Cette limite, comprise entre 5 et 15A, ne permet pas de détecter les défauts résistants. [6]

Dans ces conditions, un défaut résistant risque de ne pas provoquer le fonctionnement de cette protection. Ce pendant un tel défaut est dangereux et doit être éliminé.

### 10.1. Détecteur terre résistantes

Le relais de courant sensible est associé à un relais de temps réglé à une vingtaine de secondes afin de ne pas agir sur des défauts disparaissant d'eux-mêmes.

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

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

### 10.2. Dispositif de recherche des terres résistantes

Ce dispositif associé au détecteur de terre, se substitue au personnel d'exploitation, dont le rôle consistait à mettre hors tension les départs, jusqu'à l'élimination du défaut.

### 10.3. Interprétation

Chaque départ est ausculté pendant un temps d'environ 2 secondes, au cours duquel la mise en route du réenclencheur est provoquée.

Le départ subit alors un cycle d'ouverture-fermeture rapide (O-F).

Si le défaut existe encore, le réenclencheur lent est interdit et la recherche continue et passe à l'autre départ.

Si le défaut disparaît l'auscultation des départs est arrêtée sur le départ en cause ; un réenclenchement lent est alors provoqué conduisant à l'ouverture définitive du départ si le défaut est permanent.

### 10.4. Réglage d'une protection ampère métrique de terres résistantes

Il doit être réglé sur son plus faible seuil, soit 0,5A.

Toutefois il ne doit pas être sensible au courant permanent existant en l'absence de défaut, qui résulte: [13]

des courants homopolaires produits par les harmoniques de rang 3 et multiple de 3.

des courants à 50Hz dont les causes peuvent être.

déséquilibre des capacités entre chacune des trois phases du réseau et la terre ( une ligne en nappe-voûte, non transposée conduit à un courant permanent dû au déséquilibre capacitif de l'ordre de 0,25A/ 100km ).

Déséquilibre des tensions sur les trois phases.

**10.5. Valeur de résistance de défaut détectable par relai homopolaire de la ligne HTA**

Pour obtenir les valeurs maxima des résistances de défaut à la terre détectable par les relais homopolaire des départs HTA , on utilise la méthode décrite par les diagrammes .

Dans le premier cas on considère un réseau aérien à 30 KV

Réseau aérien 30 kV avec un TR . HTB/HTA de 30MVA

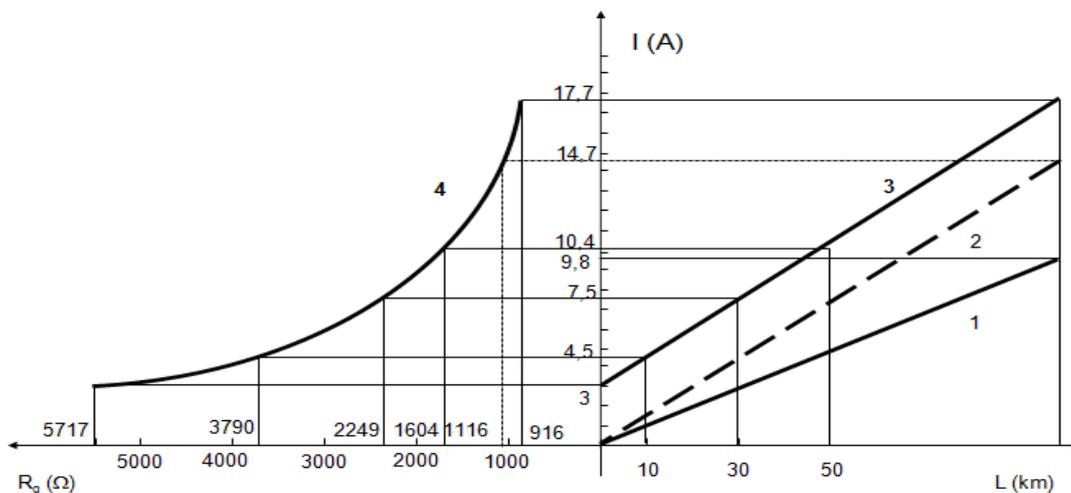
$C_{oa} = 0,006 \mu F/km$  - T.C.: 200/5  $\eta = +1\%$  RPN:  $63\Omega$  V HTA /31,5 kV

I défaut max. à la terre :300 A

- 1- contribution homopolaire de la ligne sain
- 2- réglage du relais  $I_h$  avec un T.C tore (  $I_c * 1,5$  )
- 3- réglage du relais  $I_h$  avec 3T.C (  $I_c + \eta$  ) \* 1,5

$R_g$  : résistance de défaut à la terre

L : longueur du départ aérien



**Figure .II.21:** défaut détectable par le relai homopolaire de la ligne HTA

**Conclusion**

Dans ce chapitre, Le réseau électrique est très important et très sensible, ce qui nécessite une protection contre les différents types d'anomalies telles que le court-circuit, les surtensions, les surintensités, ...etc.

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

# **CHAPITRE III**

## **Applications et simulation**

## Introduction

Ce chapitre sera consacré à la présentation du dispositif le Relai de protection le Sepam S80 utilisé dans les réseaux électriques de distribution Sonelgaz et du logiciel qui ajuste les paramètres installés sur l'ordinateur pour l'application de la protection et affiche les résultats réels du poste source de Tissemsilt 60- 30KV.

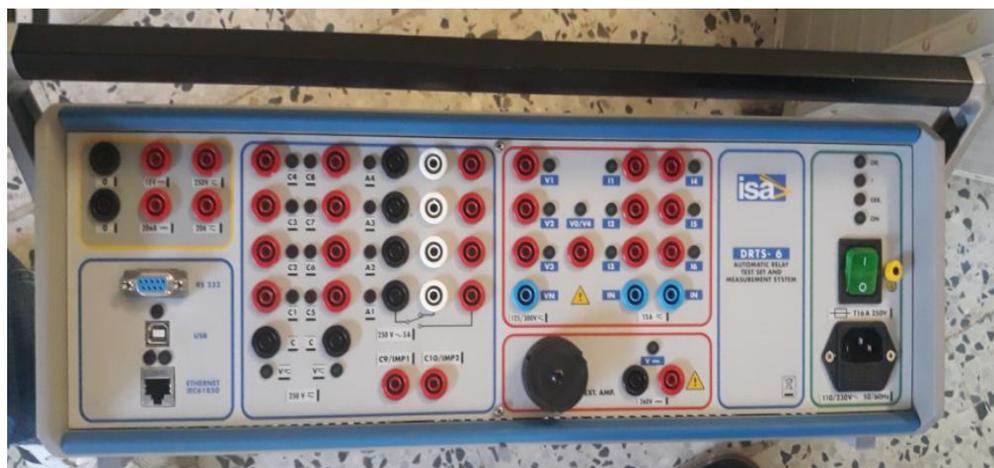
Une présentation d'une simulation MATLAB des principales protections et du boîtier de test utilisé pour mettre en place l'application suivi de

Différents résultats ont été obtenus. Le test a été réalisé par injection de courts-circuits.

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

#### 1. Présentation de la Caisse d'essais [14]

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



**Figure.III.1** : la caisse d'essais

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

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

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

### 1.1. Connexions de l'équipement DRTS.6

- Alimentation du réseau (phase, neutre et terre).
- Quatre sorties de tension, avec neutre en commun.
- Six sorties de courant, avec neutre en commun.
- Une sortie de tension auxiliaire continue, isolée des autres sorties.
- Dix contacts d'entrée de déclenchement, en deux groupes : C1-C4-IMP1 et C5-C8-IMP2, avec deux points de zéro isolés.
- Quatre contacts temporisés, sans point commun.
- Interface série RS232 et porte USB.
- Quatre entrées de mesure (prévus pour l'option): deux pour les courants (bas et haut) et deux pour les tensions (basse et haute) .
- Un connecteur EXT AMP à 23 pôles, avec les signaux pour les modules auxiliaires.

### 1.2. Face avant de l'équipement DRTS.6

On trouve aussi sur la face avant :

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

### 1.3. Raccordement de la caisse

Le raccordement de la caisse avec la protection ne fait à travers une boîte d'essai, cette dernière regroupe les contacts d'entrée et sortie de la protection pour faciliter le câblage de la caisse et d'éviter chaque fois le serrage et desserrage des boulons de fixation de la filerie à chaque opération d'essai protection. La figure (III.2) visualise le système au moment d'injection sur les protections d'une cellule de départ 30kv



**Figure.III.2 :** Visualisation de la caisse a cours des essais

## 2. Sepam série 80

Les fonctions de protection de Sepam sont utilisables en basse tension (BT) sous réserve de respecter les conditions suivantes :

Le circuit de distribution doit être d'un calibre supérieur à 32 A.

L'installation doit respecter la norme CEI 60364.

Pour toutes informations complémentaires sur la compatibilité en basse tension des fonctions de protection de Sepam, veuillez contacter le support technique de Schneider Electric [15].



**Figure.III.3** : Sepam S80

### 2.1. Caractéristiques principales

- protection des réseaux en boucle fermée ou avec arrivées en parallèle par protection et sélectivité logique directionnelles.
- Protection contre les défauts terre par protection directionnelle adaptée à tous les systèmes de mise à la terre du neutre impédant, isolé ou compensé par protection directionnelle terre.
- Protection complète des transformateurs et groupes-blocs.
- Protection différentielle sensible et stable grâce à un système de retenue à réseau de neurones.
- Associée à toutes les fonctions de protection de secours nécessaires.
- Protection complète des moteurs et des générateurs.

Contre les défauts internes :

- Protection différentielle machine, sensible et stable, avec retenue au démarrage et sur perte capteurs.
- Perte d'excitation, défaut masse stator, etc.
- Contre les défauts liés au réseau ou au process : perte de synchronisme, contrôle de la vitesse, mise sous tension accidentelle, etc.
- Contrôle du synchronisme entre 2 réseaux à coupler.
- Mesure du taux de distorsion harmonique sur le courant et la tension, pour évaluer la qualité de l'énergie du réseau.
- 42 entrées / 23 sorties pour assurer la commande intégrale de l'équipement.

- Interface homme-machine synoptique pour la commande locale de l'appareillage.
- Logiciel SFT2841 de paramétrage et d'exploitation, outil simple et complet indispensable à chaque utilisateur de Sepam :
  - Préparation assistée des paramètres et des réglages.
  - Information complète lors de la mise en service.
  - Gestion et diagnostic à distance de l'équipement en exploitation.
  - Éditeur d'équations logiques intégré au logiciel SFT2841, pour adapter les fonctions de commande prédéfinies.
  - Logiciel SFT2885 de programmation (Logipam) en option, pour programmer des fonctions de commande et de surveillance spécifiques.
  - ports de communication, pour intégration de Sepam dans 2 réseaux distincts, ou dans des architectures redondantes.
  - Cartouche mémoire amovible pour remise en service rapide après remplacement d'une unité de base défectueuse.
  - Pile de sauvegarde pour conservation des données historiques et des enregistrements d'oscilloscope turbo graphique.

## **2.2. Facilité d'installation [15]**

- Unité de base compacte et légère.
- Intégration de Sepam facilitée par ses capacités d'adaptation :
  - Tension d'alimentation universelle de Sepam et de ses entrées logiques: 24 à 250 V CC.
  - Courants phase mesurés indifféremment par transformateurs de courant 1 A ou 5 A, ou par capteurs de type LPCT (Low Power Current Transducers).
  - Courant résiduel calculé ou mesuré par différents montages, à choisir en fonction du besoin.
- Modules déportés communs à tous les Sepam et simples à mettre en œuvre :
  - Montage sur rail DIN.
  - Raccordement à l'unité de base Sepam grâce à des câbles préfabriqués.



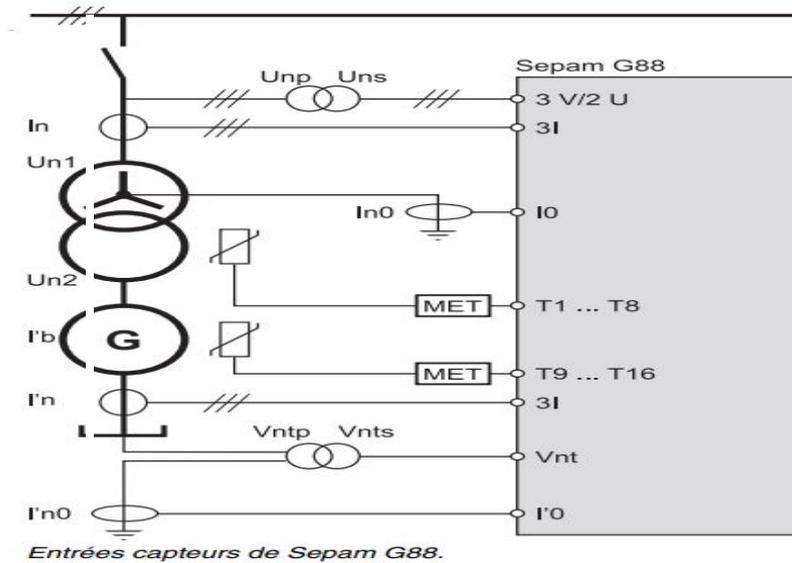
Figure.III.4 : Installation Sepam S80

### 2.3. Fonctions de mesure Entrées capteurs [15]

Sepam série 80 dispose d'entrées analogiques à raccorder aux capteurs de mesure nécessaires à son application :

Les entrées analogiques principales, disponibles sur tous les types de Sepam série 80:

- 3 entrées courant phase I1, I2, I3.
- 1 entrée courant résiduel I0.
- 3 entrées tension phase V1, V2, V3.
- 1 entrée tension résiduelle V0
- les entrées analogiques supplémentaires, qui dépendent du type de Sepam :
  - 3 entrées courant phase supplémentaires I'1, I'2, I'3.
  - 1 entrée courant résiduel supplémentaire I'0.
  - 3 entrées tension phase supplémentaires V'1, V'2, V'3.
  - entrée tension résiduelle supplémentaire V'0.



**Figure.III.5 : Fonction De Mesure**

### 3. Fonctions de diagnostic appareillage [15]

#### 3.1. Surveillance Transformateur de Potentiel TP

##### Fonctionnement

La fonction surveillance TP (Transformateur de Potentiel) permet de surveiller la chaîne complète de mesure des tensions phase et résiduelle :

- les transformateurs de potentiel.
- le raccordement des TP au Sepam.
- les entrées analogiques tension de Sepam.

Elle existe en deux exemplaires ; le premier surveille les TP des voies tensions principales ; le second surveille les TP des voies tensions supplémentaires.

Cette fonction traite les défaillances suivantes :

Perte partielle des tensions phase, détectée par :

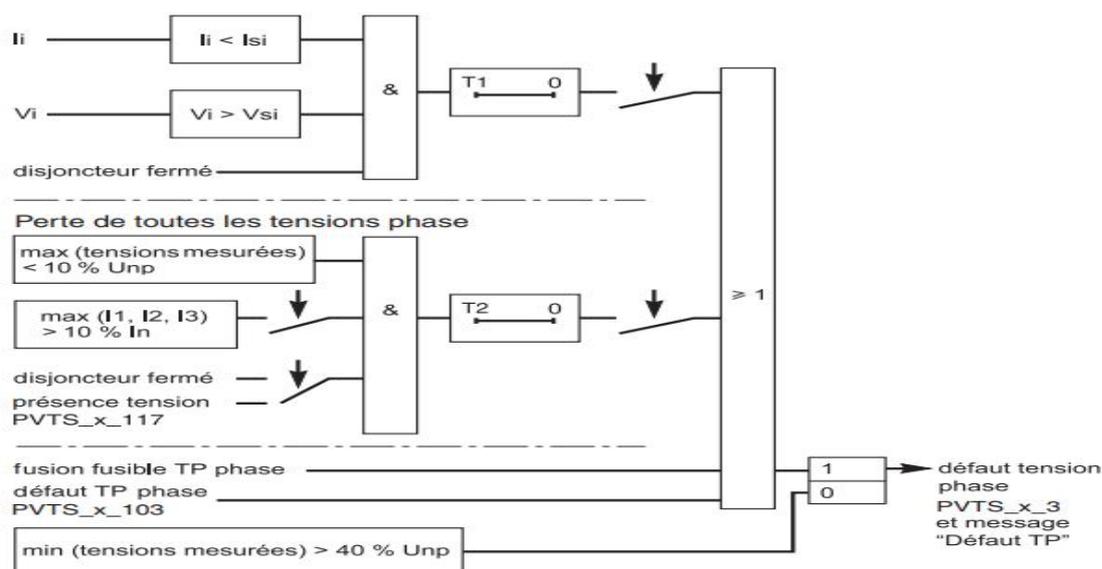
- présence de tension inversée absence de courant inverse.

- Perte de toutes les tensions phase, détectée par :
  - Présence de courant sur une des trois phases.
  - Et absence de toutes les tensions mesurées.
- Déclenchement de la protection des TP phase (et/ou TP résiduel), détectée par acquisition sur une entrée logique du contact de fusion fusible ou du contact auxiliaire du disjoncteur assurant la protection des TP.

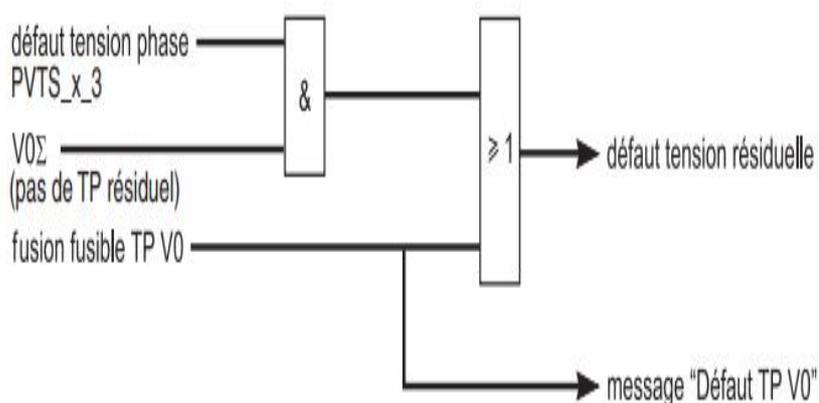
- D'autres cas de défaillance peuvent être traités grâce à l'éditeur d'équations logiques.

Les informations "Défaut tension phase" et "Défaut tension résiduelle" disparaissent automatiquement lors du retour à la normale, c'est-à-dire dès que :

- la cause du défaut a disparu.
- et toutes les tensions mesurées sont présentes



**Figure.III.6 :** Schéma de principe détection défaut tension phase



**Figure.III.7 :** Schéma de principe : détection défaut tension résiduelle.

### 3.2. Surveillance Transformateur de Courant TC [15]

#### Fonctionnement

La fonction surveillance TC (Transformateur de Courant) permet de surveiller la chaîne complète de mesure des courants phases :

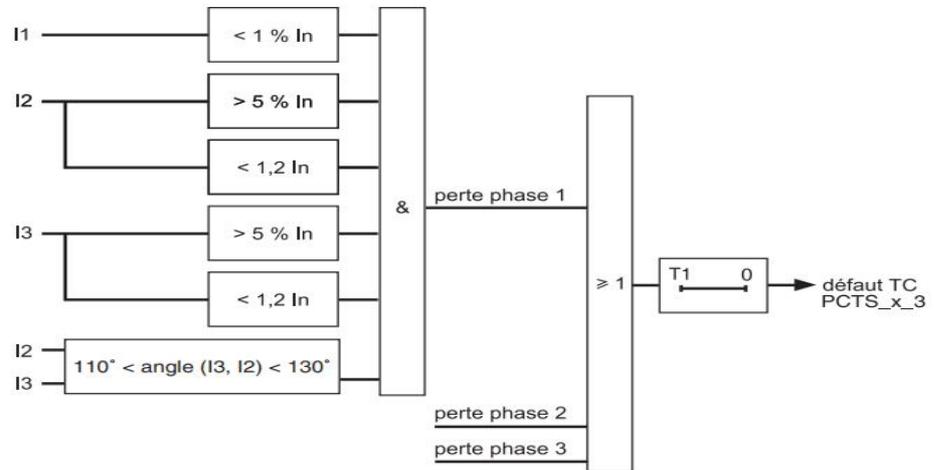
- les capteurs de courant phase (TC 1 A/5 A ou LPCT).
- le raccordement des capteurs de courant phase au Sepam.
- les entrées analogiques courant phase de Sepam.

Elle existe en deux exemplaires, le premier exemplaire surveille les TC des voies courant principales (I), le second exemplaire surveille les TC des voies courant supplémentaires (I').

Cette fonction est inactive si seulement 2 capteurs de courant phase sont raccordés. L'information "Défaut TC (principaux)" ou "Défaut TC' (supplémentaires)" disparaît automatiquement lors du retour à la normale, c'est-à-dire dès que trois courants phase sont mesurés et sont de valeur supérieure à 10 % de  $I_n$ .

En cas de perte d'un courant phase, les fonctions de protection suivantes peuvent être inhibées afin d'éviter tout déclenchement intempestif :

- 21B, 46, 40, 32P, 37P, 32Q, 78PS, 64REF.
- 51N et 67N, si I0 est calculé par somme des courants phases.



**Figure.III.8** : Schéma de principe

### 3.3. Logiciel Easergy Sepam SFT2841 V17.3 [15]

Le logiciel SFT2841 est l'outil d'exploitation et de configuration du Sepam série 20, Sepam série 40, Sepam série 60 et Sepam série 80. Il peut être utilisé: Avant la mise en service et sans connexion au Sepam, pour préparer de la configuration du Sepam, lors de la mise en service sur un PC connecté en mode point-à-point sur la face avant du Sepam ou pour charger, décharger et modifier les protection Sepam et les réglages des paramètres et d'obtenir toutes les mesures et informations utiles lors de la mise en service ou pendant le fonctionnement, sur un PC connecté à un ensemble de Sepam via un réseau E-LAN multipoint de communication afin de gérer le système de protection, de surveiller l'état du réseau électrique et d'exécuter des diagnostics sur tout incident survenu sur le réseau électrique. Compatibilité avec Microsoft® VISTA , Windows 7 (32/64), Windows 10 (32/64) | , Compatibilité avec tous les Sepam série.

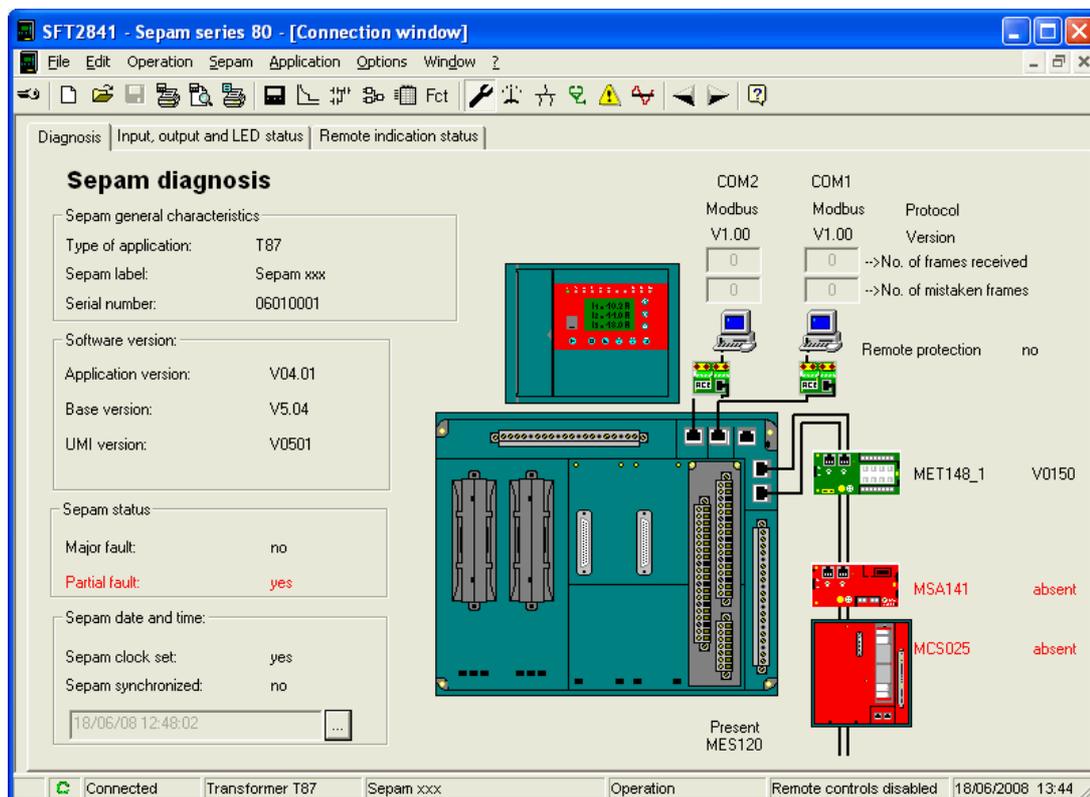


Figure.III.9 : configuration Sepam S80

#### 4. Caractéristiques des départs HTA

Le tableau en dessous affiche les caractéristiques des départs 30 KV issus du poste source Tissemsilt.

Tableau.III.1 : Caractéristiques des départs HTA issus du poste source 60-30KV Tissemsilt

Départ	DP	AB	MX	Total	PI KVA	PMDKW	Aérien (m)	Sou- terrain (m)	S( mm <sup>2</sup> )	Aérien Almélec	S(mm <sup>2</sup> ) Sou- terrain Alu	Totale(m)
Tiss 01	90	57	4	151	16480	5715	108531	10446	93.3	120	118977	
Tiss 02	43	40	11	94	19000	8490	9810	29795	93.3	120	39605	
Tiss 03	74	55	3	132	19240	8275	42773	19474	93.3	120	62247	
Tiss 04	71	46	4	121	14905	9060	70941	10653	93.3	120	81594	
Tiss 05	59	28	1	88	10210	7240	82342	4072	93.3	120	86414	
ammari	1	28	0	29	160	10250	13167	4996	93.3	120	18163	
Tiaret	90	37	2	129	16720	7490	97802	5878	93.3	120	103680	
les pins	61	50	7	118	21600	10350	7756	35104	93.3	120	42860	
Couvertex	84	24	2	110	12830	4495	121392	2877	93.3	120	124269	
AEP	123	57	5	185	25515	9955	93211	13823	93.3	120	107034	

Avec :

**DP** : Nombre de postes publics.

**AB** : Nombre de postes abonnés.

**MX** : Nombre de poste mixtes.

**PI** : La puissance installée.

**PMD** : La puissance maximale demandée.

**S** : La section des câbles.



**Figure.III.10** : Cellules des départs 30 KV du poste Tissemsilt

#### 4.1. Réglage des départs 30 KV

Prenant comme exemple d'essai le départ 30KV Tiss 05.

**Tableau.III.2** : Essais protection à maximum de courant sur départ 30 KV Tissemsilt

N° de la cellule : départ 03	TC Phase : 400-200/1A-1A.
Départ : Tiss 5	TC tore : 80/1A.
La marque du disjoncteur : Schneider	Relais de protection : Sepam S82.
N° de série disjoncteur : /	La valise d'injection BT: ISA de type DRTS.6
Courant nominal du disjoncteur : 1250A	La valise d'injection HT: COTEL

Type de protection	RSE.	Rapport TC et TP	Réglage	Injection A et Temps	Décl.	R.E.E.	Obs.
MAX I >>	N	400/1A	1.2KA, 0s	1202A, 91ms	Oui	Non	RAS
		400/1A	1.2KA, 0s	1205, 97ms	Oui	Non	RAS
		400/1A	1.2KA, 0s	1200, 92ms	Oui	Non	RAS
MAX I >	N	400/1A	320A, 600ms	322A, 688ms	Oui	Non	RAS
		400/1A	320A, 600ms	321A, 691ms	Oui	Non	RAS
		400/1A	320A, 600ms	323A, 693ms	Oui	Non	RAS
MAX I Homopolaire	N	400/1A	55A, 800ms	56A, 890ms	Oui	Non	RAS
		400/1A	55A, 800ms	57A, 893ms	Oui	Non	RAS
		400/1A	55A, 800ms	58A, 895ms	Oui	Non	RAS
MAX I Terre résistante	N	80/1A	4A, 4.5s	8.52mA, 4.6s	Oui	Non	RAS
		80/1A	4A, 4.5s	8.52mA, 4.6s	Oui	Non	RAS
		80/1A	4A, 4.5s	8.52mA, 4.6s	Oui	Non	RAS

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

#### 4.2. Logiciel d'analyse et d'évaluation des défauts (SIGRA 4)

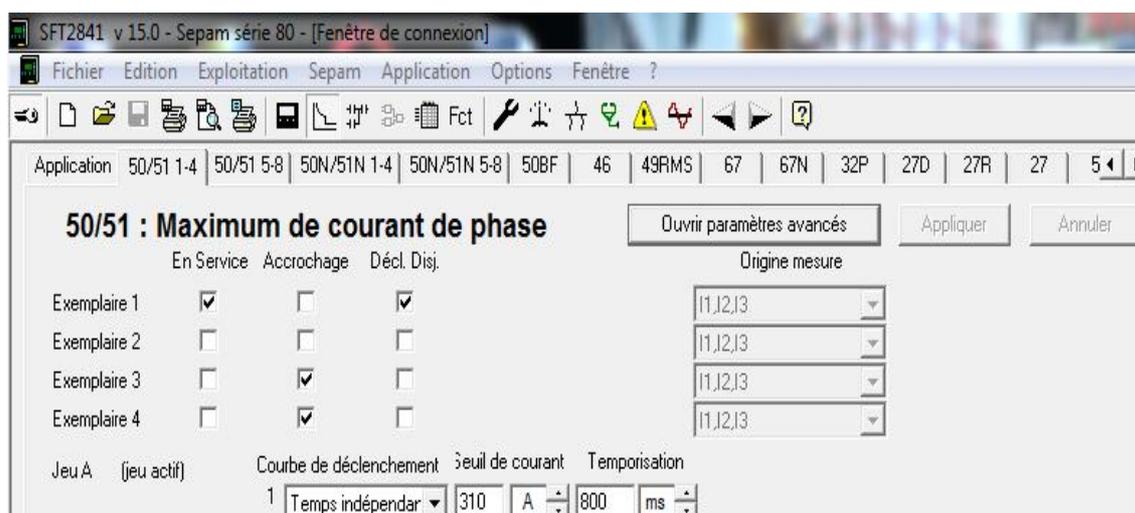
Le programme d'application SIGRA 4 est assisté pour analyser les défauts dans les réseaux électriques.

Il exploite les données sous forme graphique enregistrées pendant le défaut sur la base des valeurs de mesure et calcule d'autres valeurs complémentaires par exemple les impédances, les puissances et les valeurs effectives qui facilitent l'exploitation de l'enregistrement de défauts.

#### Résultats et commentaires

##### 1<sup>er</sup> Essai

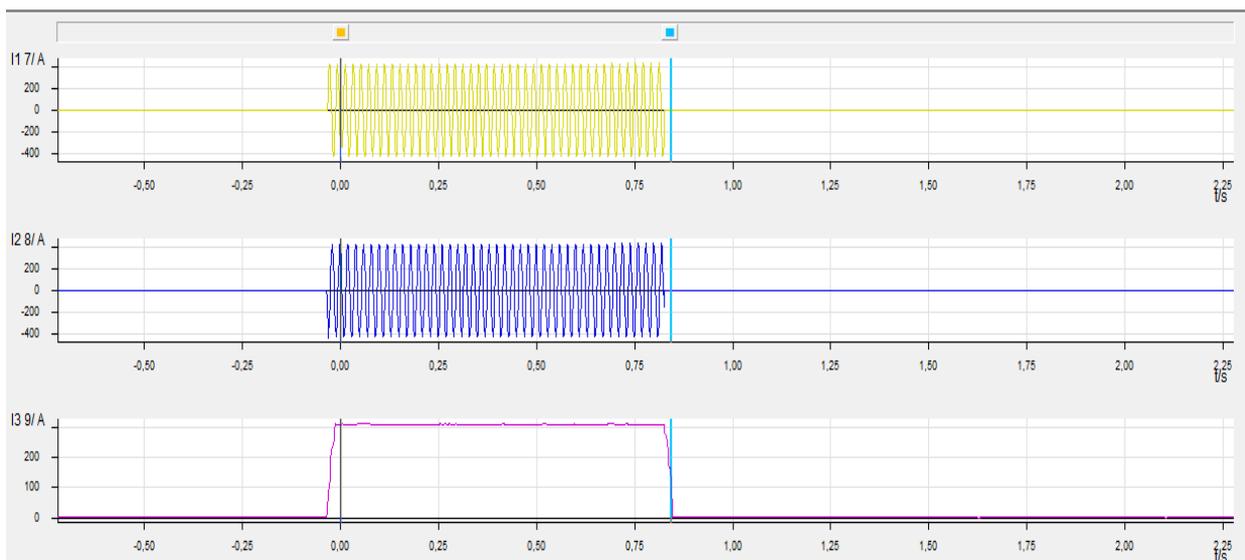
On va faire la simulation pour un défaut de surcharge entre trois phases, on a choisi l'exemplaire (figure III.11), Les paramètres de réglage comme suit : I phase = 310A avec  $t=0.8s$ .



**Figure III.11** : Paramètre de réglage maximum de courant de phase : 50/51

Les valeurs affichées pendant le défaut :

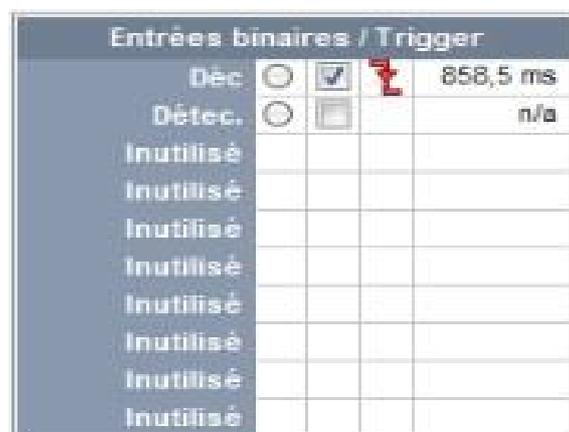
La (figure III .12) montre les trois courants pendant le défaut



**Figure III.12:** Trois courants pendant le défaut de surcharge.

Ces courbes montre l'évolution des courant de charge de ligne avec une valeur qui dépasse le courant de réglage ce qui provoque une coupure temporisé.

La (figure III.13) montre la temporisation de déclenchement de disjoncteur

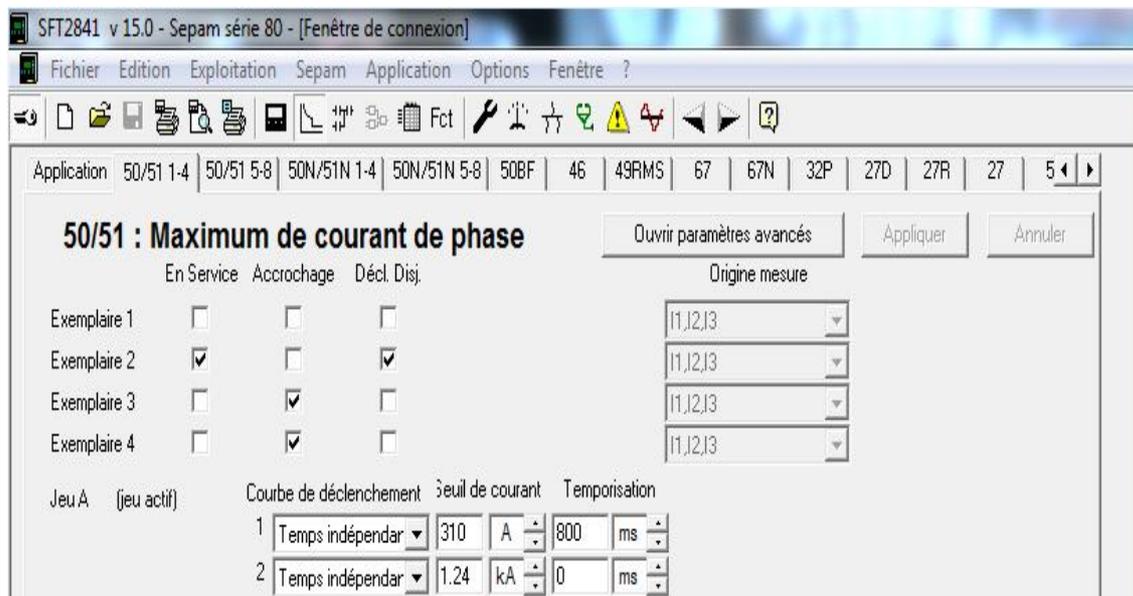


**Figure III.13 :** Temporisation de déclenchement de disjoncteur après un défaut de surcharge.

On remarque que la temporisation réglé( $t= 0.8s$ ) et la temporisation après le défaut ( $t= 0.85s$ ) ce qui valide que la coupure de défaut rapide et efficace suite à la protection numérique et l'entretien d'appareillage.

## 2<sup>eme</sup> Essai

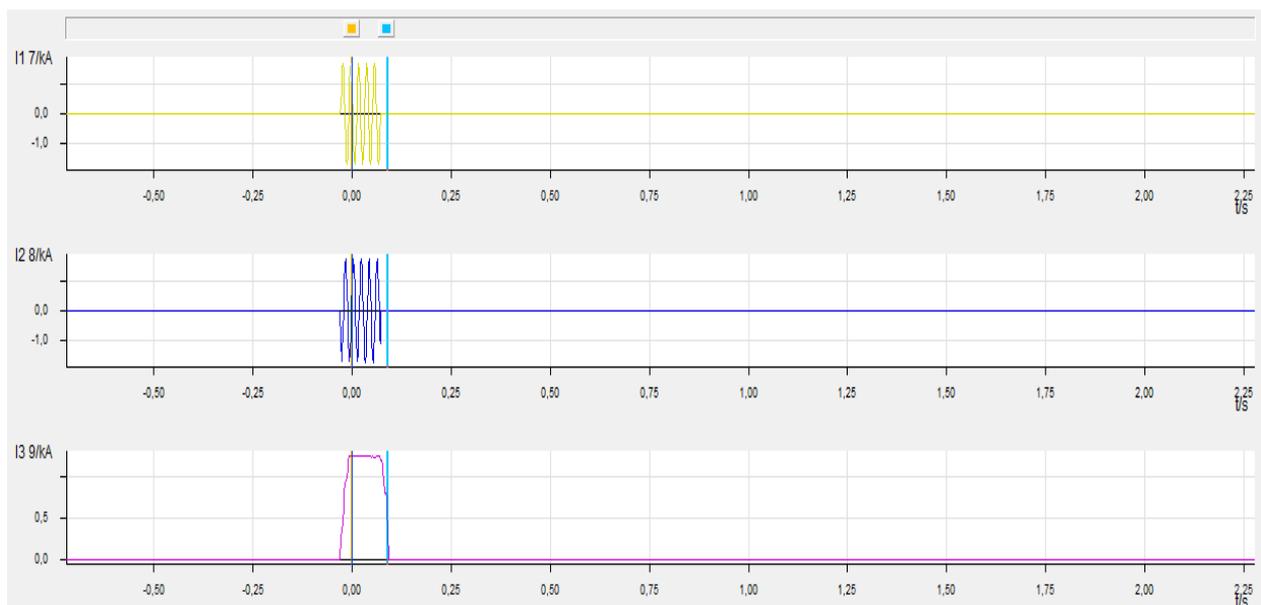
La simulation pour un défaut de court circuit instantané entre trois phases, on a choisir l'exemplaire 2(figure III.14)



**Figure III.14:** Configuration paramètre de protection max de phase : 50/51

Les valeurs affichées pendant le défaut :

Les trois courants pendant le défaut (figure III.15)



**Figure III.15:** Trois courants de défaut de court circuit.

D'après la figure on remarque un courant du court circuit important entre les phases qui signifie un défaut violent qui provoque un déclenchement instantané.

La temporisation de déclenchement de disjoncteur (figure III.16)

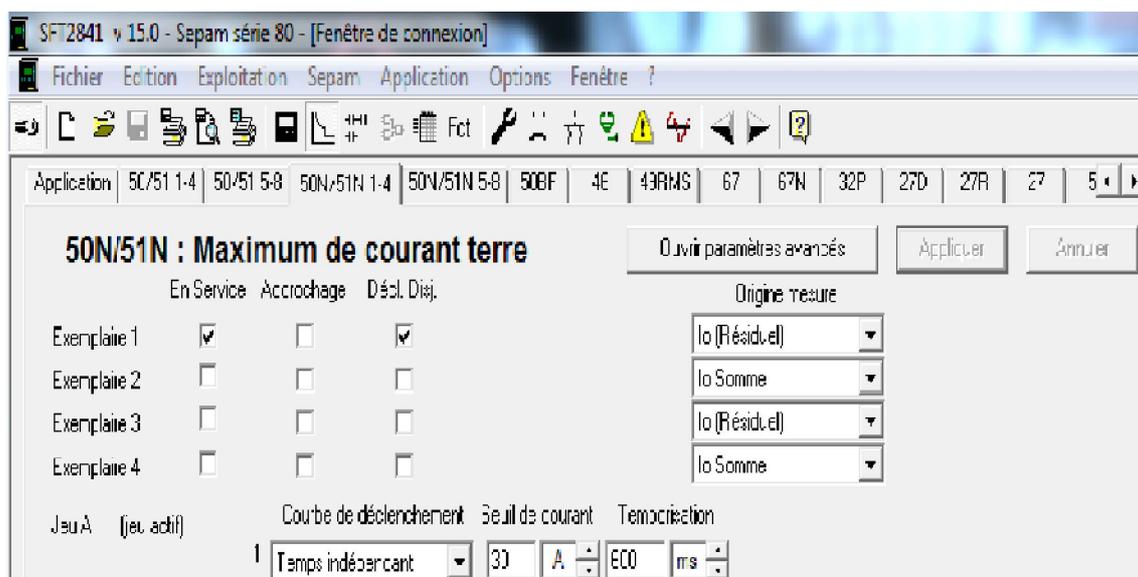
Entrées binaires / Trigger			
Déc	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	100,5 ms
Détec.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	n/a
Inutilisé			

**Figure III.16:** Temporisation de déclenchement de disjoncteur suite un défaut de court circuit.

On remarque que la temporisation est instantané soit(  $t=0s$ ) la valeur réglé ,donc la valeur affichée ( $t=0.1s$ )

### 3<sup>ème</sup> Essai

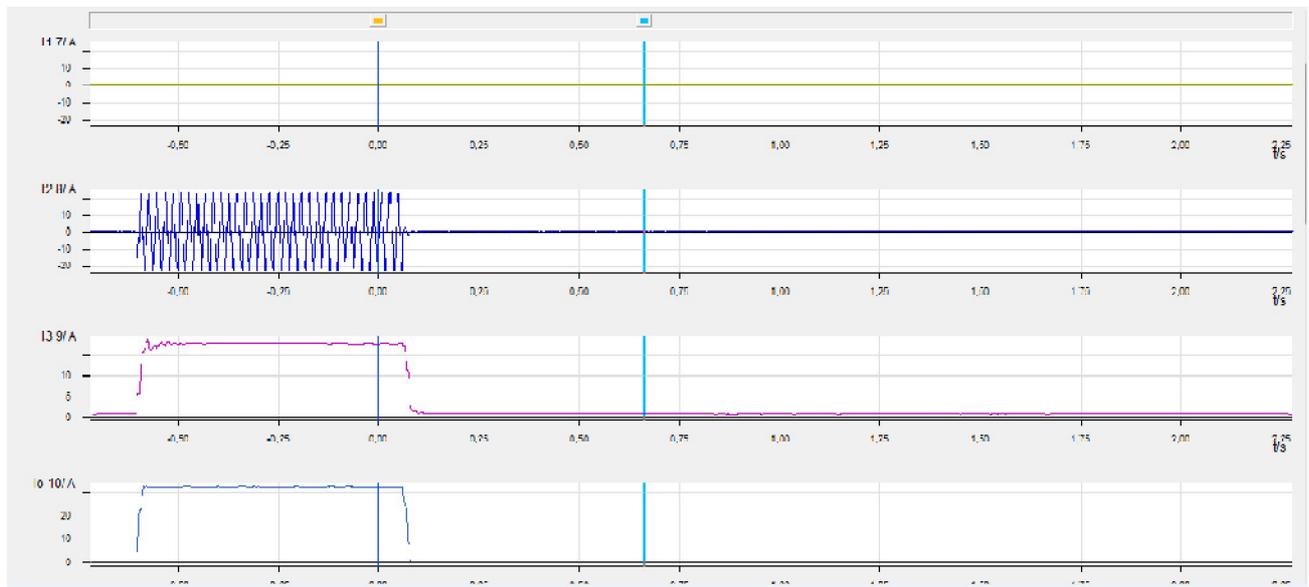
La simulation pour un défaut homopolaire ( $I_0$  Résiduel) monophasé, les paramètre de réglage comme suit :  $I_h=30A$  , $t=0.6s$  (figure III.17)



**Figure III.17:** Paramètre de réglage maximum de courant terre ( $I_0$  Résiduel) :50/51N

Les valeurs affichées pendant le défaut :

Les courants de ligne (figure III.18) pendant le défaut homopolaire ( $I_0$  Résiduel)

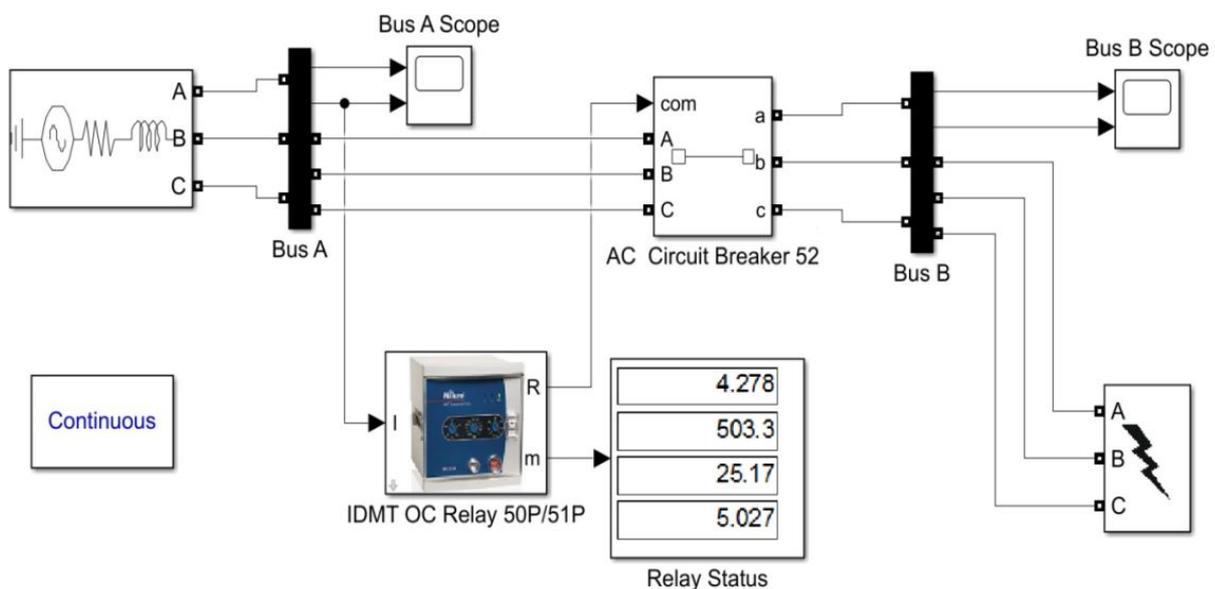


**Figure III.18:** courants de ligne pendant le défaut homopolaire ( $I_0$  Résiduel).

On remarque l'évolution des courants au niveau de la phase 2 ce qui engendre l'apparition du courant homopolaire  $I_0$  (monophasé) calculé avec une temporisation 0.66s.

### 5. Simulation Sur Matlab

De ce point de vue, nous appliquons une simulation dans le programme Matlab, afin d'étudier dans quelle mesure ces résultats se rapprochent de la réalité sur le terrain.



**Figure.III.19 :**IDMT Overcurrent Relay 50P/51P Block

5.1. Schéma interne de relai

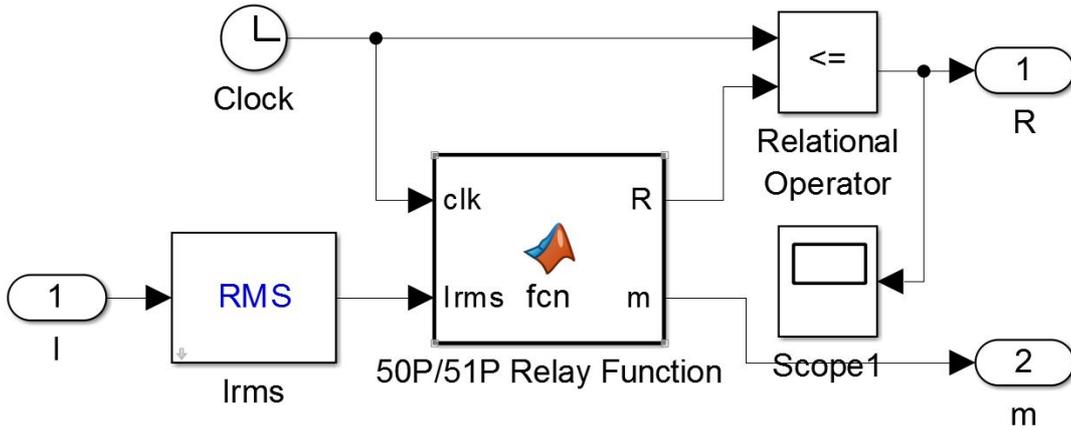


Figure.III.20 : IDMT OC Relay 50P/51P

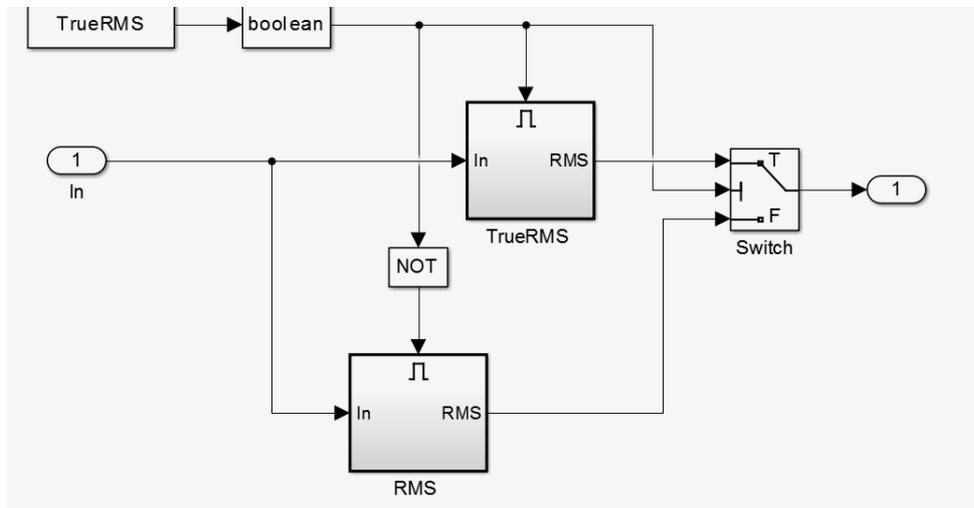


Figure.III.21 : IRMS

**RMS : Root Mean Square :** Soit  $x = (x_i)_{1 \leq i \leq n}$  une famille finie de  $n$  nombres. La moyenne quadratique de  $x$  vaut alors :

$$\bar{x} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i \in E} x_i^2}$$

On peut également calculer une moyenne quadratique pondérée par la formule :

$$\bar{x} = \sqrt{\frac{1}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \sum_i \lambda_i x_i^2}$$

En analyse fonctionnelle et en théorie de la mesure, la convergence en moyenne quadratique et définie comme la convergence d'une suite au sens de la norme  $L^2$

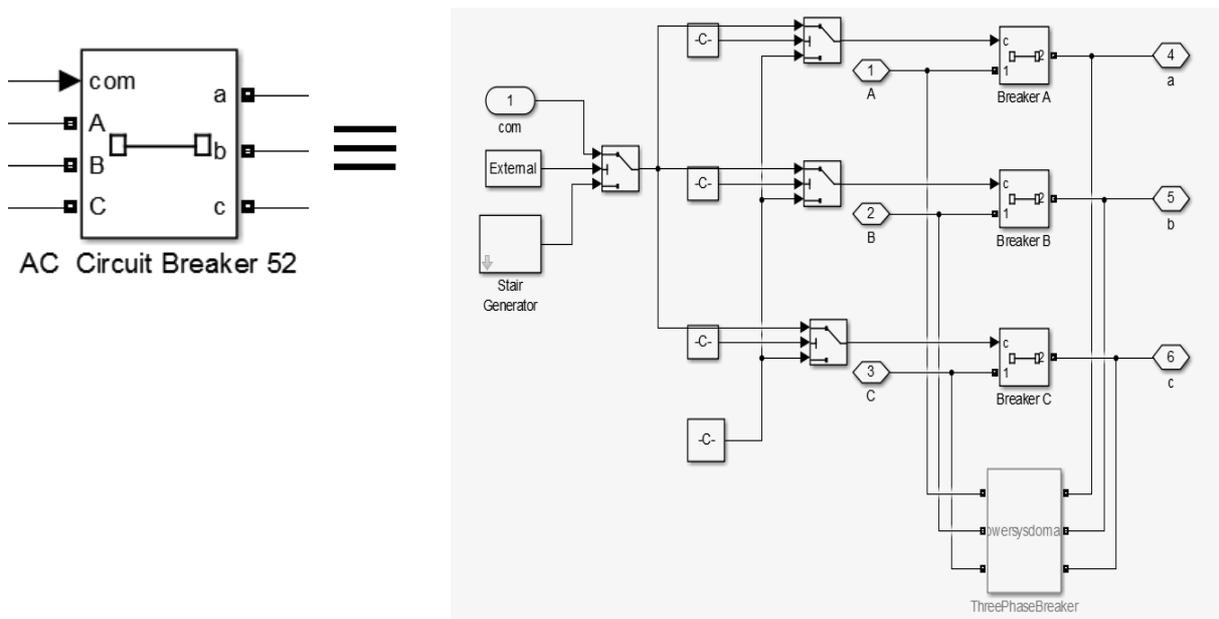


Figure.III.22 : circuit Disjoncteur

### 5.2. Défaut de trois phases

Il est constitué par la mise en court-circuit des 3 phases. C'est un défaut symétrique qui ne fait intervenir que le système direct.

Défaut biphasé à la terre : c'est un défaut constitué par un court-circuit entre deux phases et la terre. Dans ce cas 3 systèmes sont mis à contribution

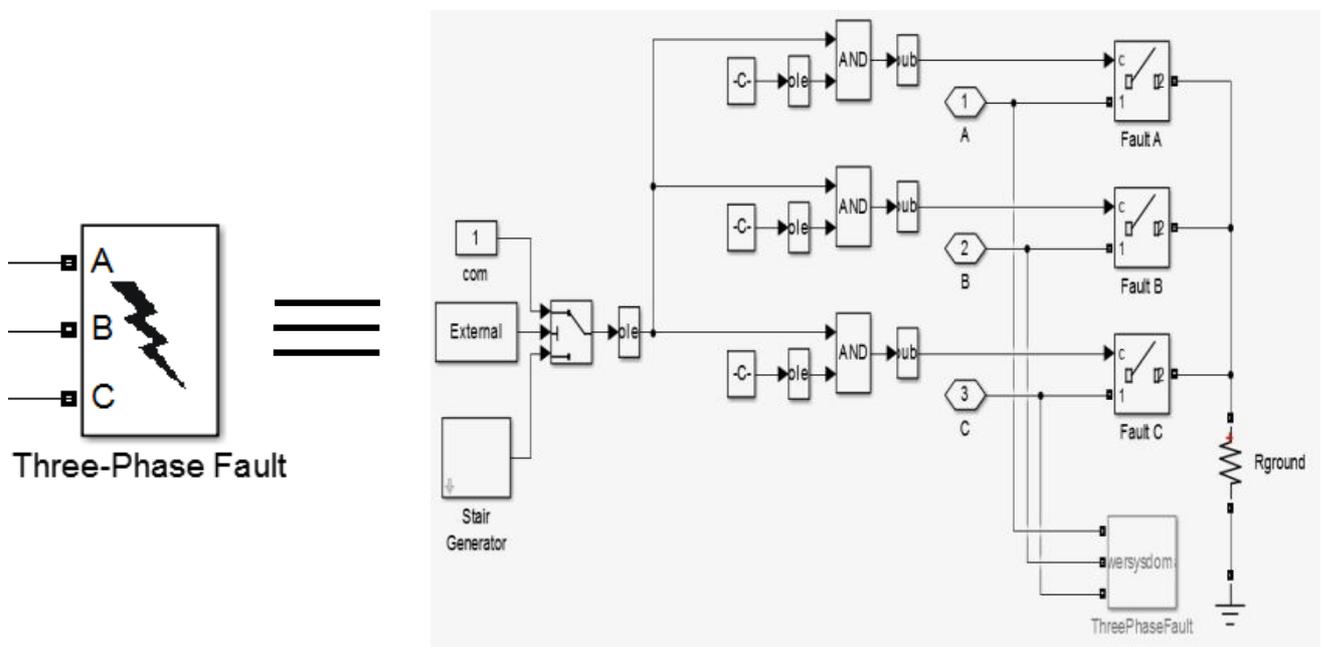


Figure.III.23 : défaut de trois phases

### 5.3. Source de trois phases

Une source équilibrée trois phases fournit trois cosinus de même amplitude et de même fréquence. Ces trois tensions sont déphasées de  $120^\circ$  les unes par rapport aux autres. Notez qu'au point de rencontre d'une tension montante et d'une tension descendante la valeur est  $1/2$  du maximum.

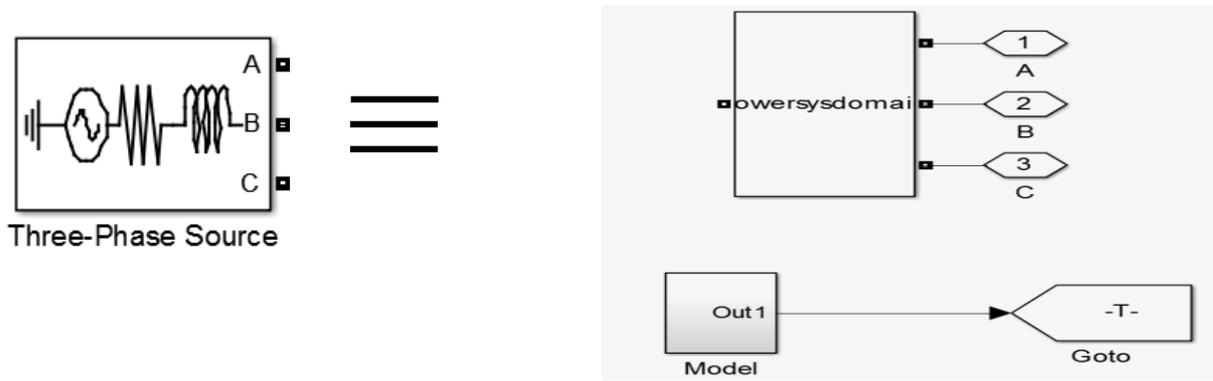


Figure.III.24 : source de trois phases

**5.4. Relais de surintensité à temps inverse**

Définition : "Un relais à temps inverse est un relais dont le temps de fonctionnement est inversement proportionnel à l'amplitude de la grandeur de commande (courant) ».

À des valeurs de courant inférieures à la reprise, le relais ne fonctionne jamais. Aux plus hautes valeurs, le temps de fonctionnement du relais diminue régulièrement avec l'augmentation du courant.

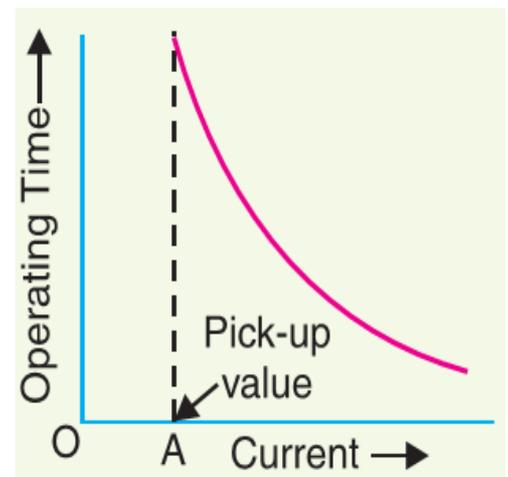


Figure.III.25 : temps inverse

**5.5. Relais à temps minimum défini inverse (IDMT) :**

Définition : "C'est un relais ayant une caractéristique inverse du courant en fonction du temps à une certaine valeur accrue de courant après laquelle le temps est défini.

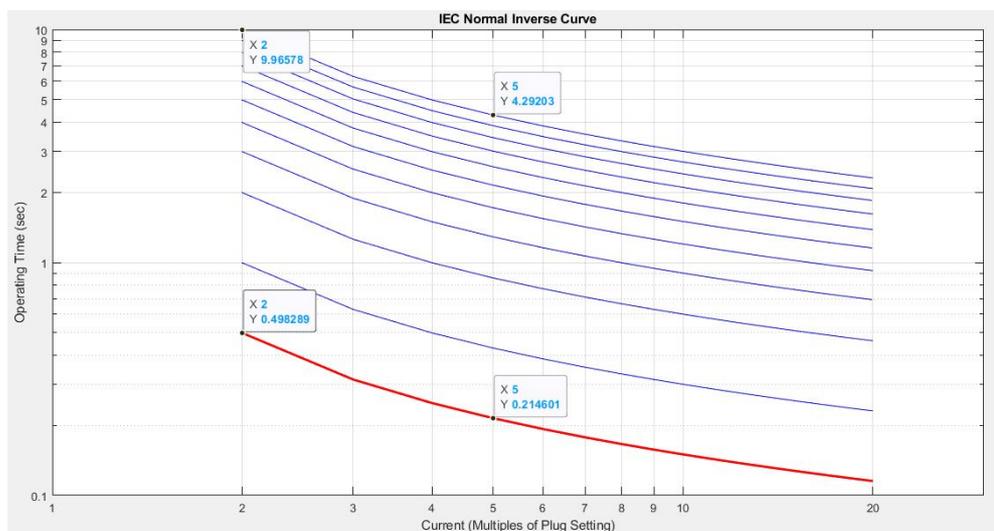


Figure III.26: IEC Courbe inverse normale

**Tableau III.3 Paramètres système**

Paramètres	Valeur nominale
Tension monophasée	220 V-230 V
Fréquence du système	50 Hz

**Tension de ligne :**

Tension Phase à phase :  $V_L = \sqrt{3} \times V_{PH} = \sqrt{3} \times (220 \text{ ou } 230) = 400\text{v}$

Courant de défaut maximal de 502 A :

$$I_P = \sqrt{2} \times I_{RMS} = \sqrt{2} \times (502) = 710\text{A}$$

**Temps de fonctionnement du relais :**

Courant d'appel = Courant secondaire nominal du TC  $\times$  Réglage du courant

Courant secondaire nominal de C.T. = 5A

Courant de démarrage =  $5 \times 1 = 5 \text{ A}$

Réglage actuel =  $5\text{A}/5\text{A} = 1$

Courant de démarrage =  $5 \times 1 = 5 \text{ A}$

Courant de défaut dans la bobine de relais =

$$I_S = I_P \left( \frac{N_P}{N_S} \right)$$

Courant de défaut dans la bobine de relais =  $502 \times 5 / 100 = 25,1 \text{ A}$

$$P. S. M = \frac{\text{Fault current in realy coil}}{\text{pick - up current}}$$

Multiplicateur de prise (P.S.M.) =  $25,1 / 5 = 5,02$

Correspondant au multiplicateur de prise de courant de 5,02

le temps de fonctionnement est de 4,29 secondes.

Temps de fonctionnement réel du relais = PSM  $\times$  Réglage de l'heure

Temps de fonctionnement réel du relais =  $4,29 \times 1$

Temps de fonctionnement réel du relais = 4,29 secondes

Temps de fonctionnement du relais au réglage de l'heure = 0,05

Temps de fonctionnement réel du relais =  $4,29 \times 0,05 = 0,2145 \text{ seconde}$

**Temps de déclenchement pour le relais instantané de surintensité**

Heure à laquelle le défaut s'est appliqué :

Temps = 0,2 seconde

Temps pris par le relais IDMT :

Temps = 4,29 secondes

Temporisation supplémentaire pour le mouvement mécanique du contact de relais :

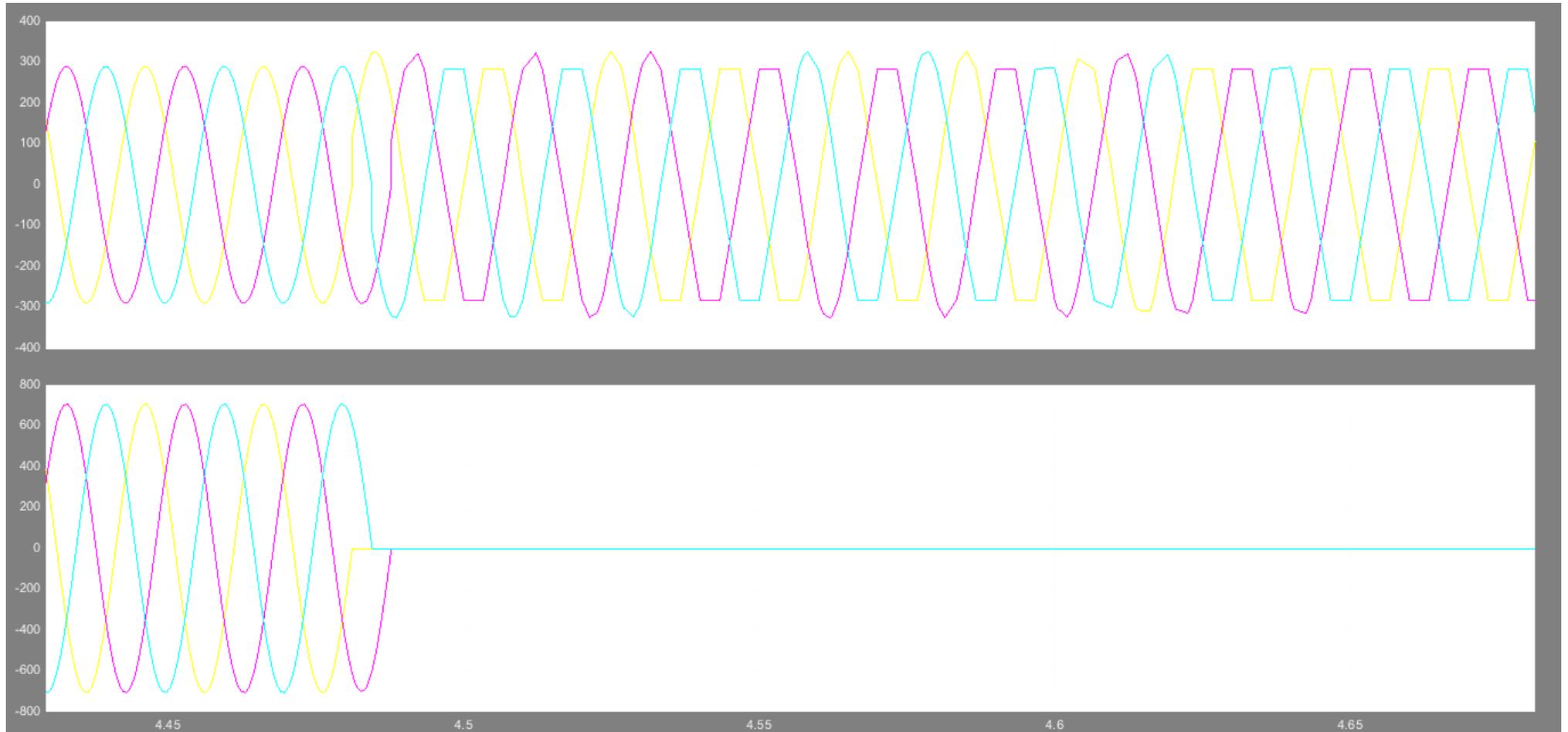
Temps = 0,02 seconde = 20 millisecondes

Durée totale du signal de déclenchement :

TS =  $4,29 + 0,2 + 0,02 = 4,51 \text{ secondes}$ .

**6. Résultat**

**6.1. Bus A Scope**



**Figure III.27** Bus A Scope matlab

6.2. Bus B Scope

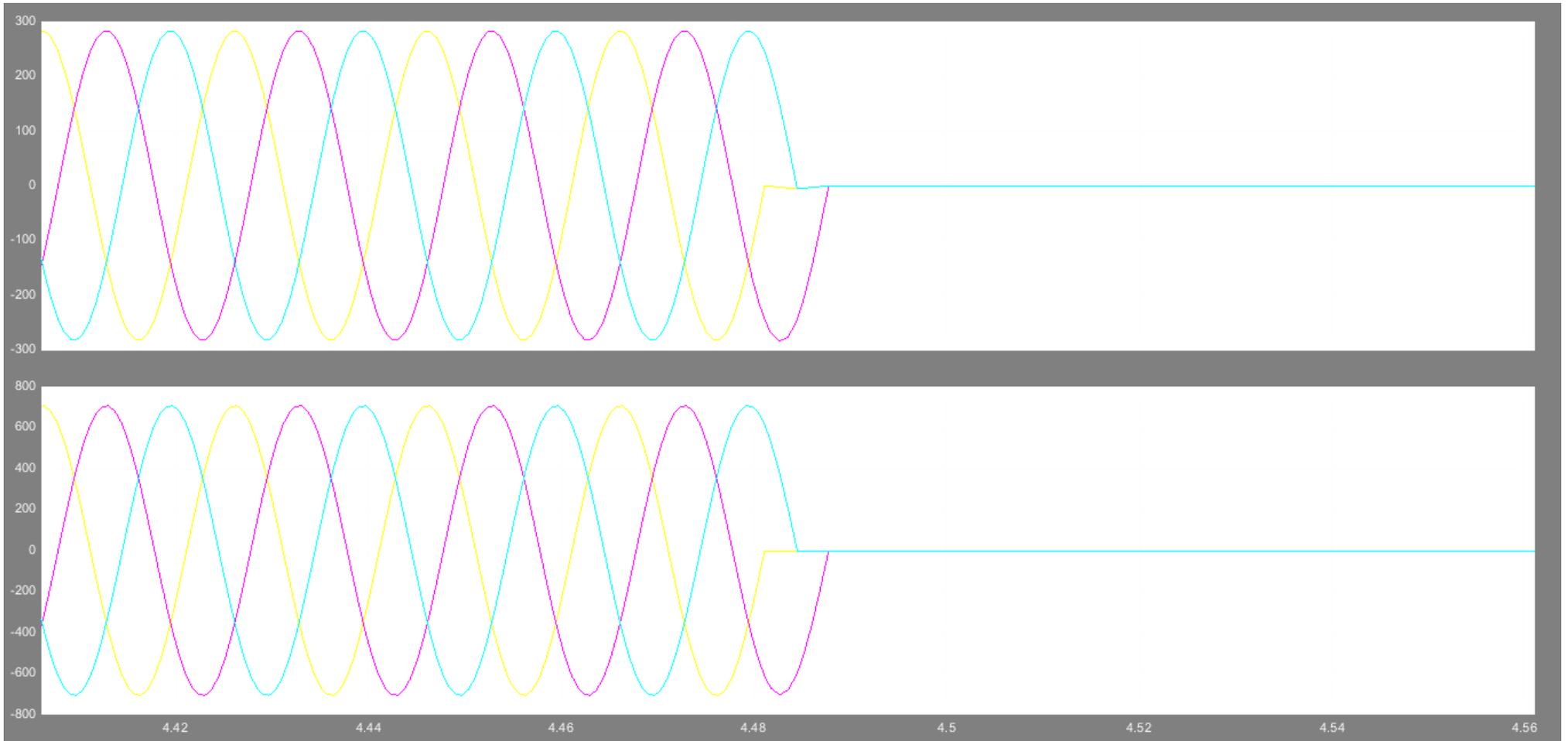


Figure III.28 Bus B Scope matlab

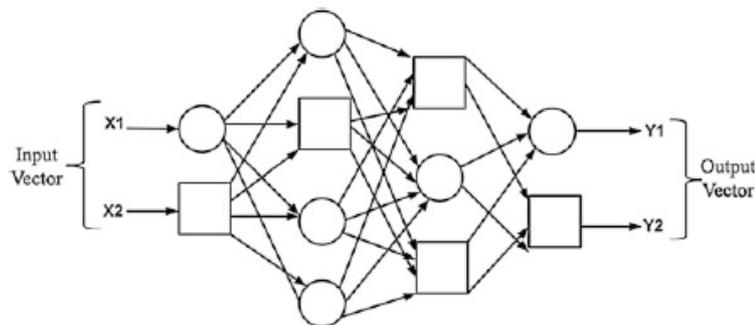
## 7. Système d'interférence neuro-floue adaptative (ANFIS)

ANFIS (Adaptive Neural Fuzzy Interference System) est une combinaison de deux méthodes de soft computing : RNA et de la logique floue. La logique floue a la possibilité de changer les aspects qualitatifs de la connaissance humaine et des processus d'analyse quantitative précise. Cependant, elle n'a pas de méthode définie qui peut être utilisée comme guide dans le processus de transformation et de pensée humaine en système d'inférence floue de base de règles FIS (Fuzzy Interference System), et il faut également beaucoup de temps pour ajuster les fonctions d'appartenance. Contrairement à un RNA, il a une capacité plus élevée dans le processus d'apprentissage pour s'adapter à son environnement. Par conséquent, un RNA peut être utilisé pour ajuster automatiquement les fonctions d'appartenance et réduire le taux d'erreurs dans la détermination des règles en logique floue.[16][17]

### 7.1. Le réseau Adaptative (Adaptive Network)

Le réseau adaptatif est un exemple de réseau neuronal à chaîne directe multicouches (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Dans le processus d'apprentissage, ces réseaux utilisent souvent un algorithme d'apprentissage supervisé. De plus, le réseau adaptatif a les caractéristiques d'architecture qui se composent d'un certain nombre de nœuds adaptatifs interconnectés directement sans aucune valeur de poids entre eux. Chaque nœud de ce réseau a des fonctions et des tâches différentes, et la sortie dépend des signaux entrants et des paramètres disponibles dans le nœud. Une règle d'apprentissage qui a été utilisée peut affecter les paramètres dans le nœud, et elle peut réduire l'occurrence d'erreurs à la sortie du réseau adaptatif. [18]

Dans l'apprentissage du réseau adaptatif, il utilise normalement back-propagation et la règle de chaînage. Tous ces algorithmes d'apprentissage avaient été proposés par Werbos en 1970. Jusqu'à la date, la descente de gradient et back-propagation est toujours utilisé comme algorithme d'apprentissage dans un réseau adaptatif combiné avec la méthode de moindre carré.



**Figure III.29:** Un réseau adaptative

## 7.2. Système d'inférence Flou (FIS)

Un système d'inférence flou ou plus simplement système flou est un modèle flou par exemple du type Mamdani ou Takagi Sugeno. Les systèmes flous sont utilisés pour la modélisation et la commande des systèmes qui ne peuvent pas être modélisés ou commandé par les méthodes « mathématiques classiques ». La (Erreur ! Source du renvoi introuvable.0) montre la structure détaillée d'un FIS.

Un FIS fonctionnera lorsque l'entrée qui contient la valeur réelle est convertie en valeurs floues (valeurs linguistique) à l'aide du processus de **Fuzzification** via sa fonction d'appartenance, ou la valeur floue est entre 0 et 1. [19]

**La base des règles et la base de données** sont deux éléments clés dans la prise de décision. **La base de données** contient des informations sur les paramètres des ensembles flous avec une fonction qui a été définie pour chaque variable linguistique existante. Le développement d'une base de données comprend généralement la définition d'un univers, la détermination du nombre de valeurs linguistiques à utiliser pour chaque variable linguistique, ainsi que l'établissement d'une fonction d'appartenance. [20]

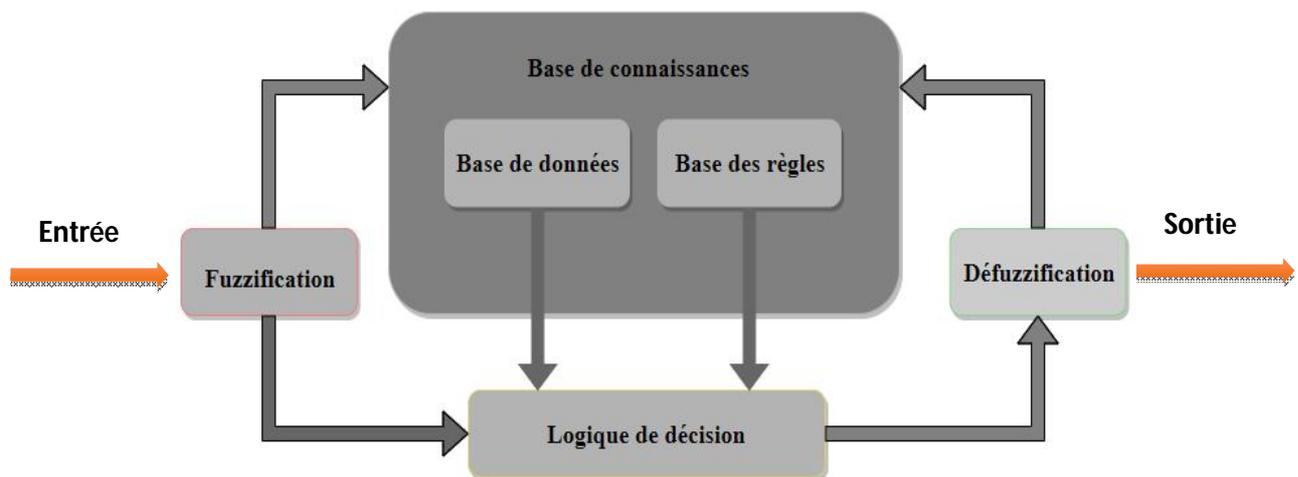


Figure III.30: système d'interférence flou (FIS)

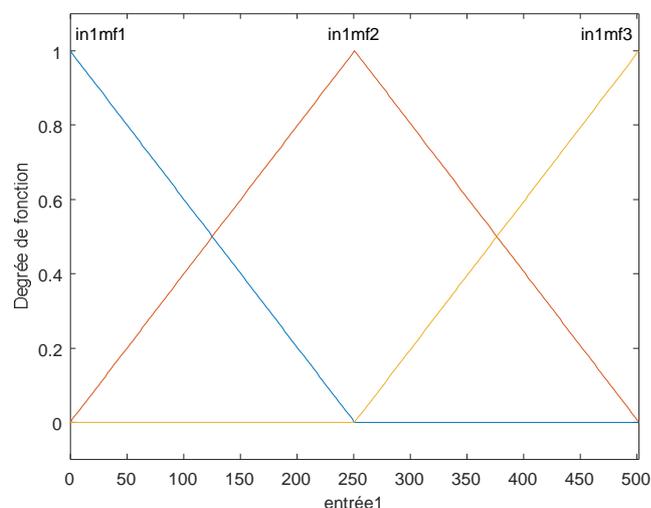
**La bases des règles** contient des opérateurs de logique floue et une instruction conditionnelle «If-Then». La base des règles peut être construite à partir d'une génération humaine ou automatique, où les règles de recherche utilisent des données d'entrée-sortie numériquement. Il existe plusieurs types de FIS, comme Takagi – Sugeno, Mamdani et Tsukamoto Un modèle FIS de Takagi – Sugeno est largement utilisé dans l'application de la méthode ANFIS.

**La Défuzzification** permet de déterminer la valeur numérique de la sortie à partir des données floues. [16]

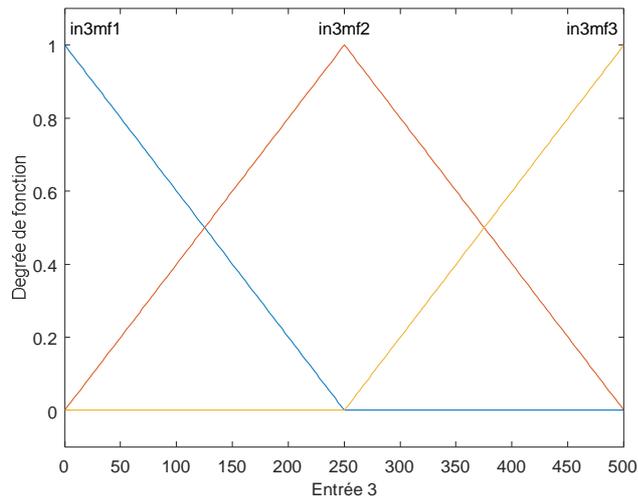
## 8. Système d'intelligence artificiel (IA)

IA un terme fourre-tout pour les applications qui effectuent des tâches complexes nécessitant auparavant une intervention humaine, comme communiquer avec les clients en ligne ou jouer aux échecs. Le terme est souvent utilisé de manière interchangeable avec les domaines qui composent l'IA tels que l'apprentissage automatique et l'apprentissage en profondeur. Il y a cependant des différences. Par exemple, l'apprentissage automatique est axé sur la création de systèmes qui apprennent ou améliorent leurs performances en fonction des données qu'ils traitent. Il est important de noter que, même si l'intégralité du apprentissage automatique repose sur l'IA, cette dernière ne se limite pas au apprentissage automatique. Pour tirer le meilleur parti de l'intelligence artificielle, de nombreuses entreprises investissent massivement dans des équipes de data science. La data science, un domaine interdisciplinaire qui utilise des méthodes scientifiques et autres pour valoriser les données, associe des compétences issues de domaines tels que les statistiques et l'informatique à des connaissances commerciales afin d'analyser les données collectées provenant de sources multiples [21].

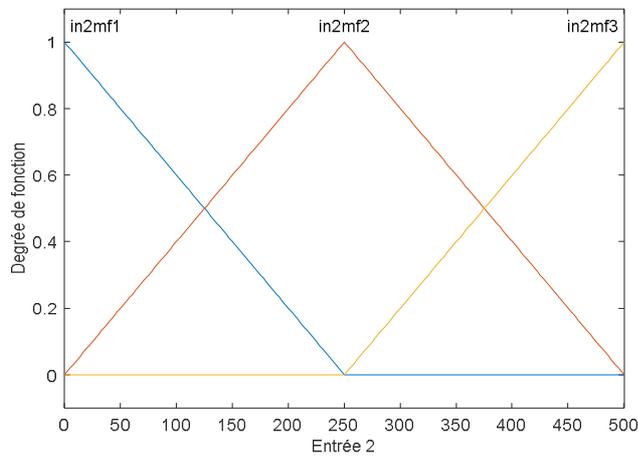
### 8.1. Application de système équivalent d'intelligence artificiel ANFIS sur d'IDMT OC Relay 50P/51P



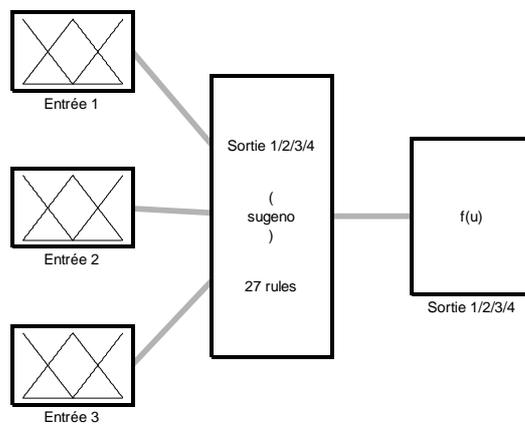
**Figure III.31** Les fonctions d'appartenances type triangle entrée 1 vers sortie (1,2,3 et 4)



**Figure III.32** Les fonctions d'appartenances type triangle entrée 2 vers sortie (1,2,3 et 4)

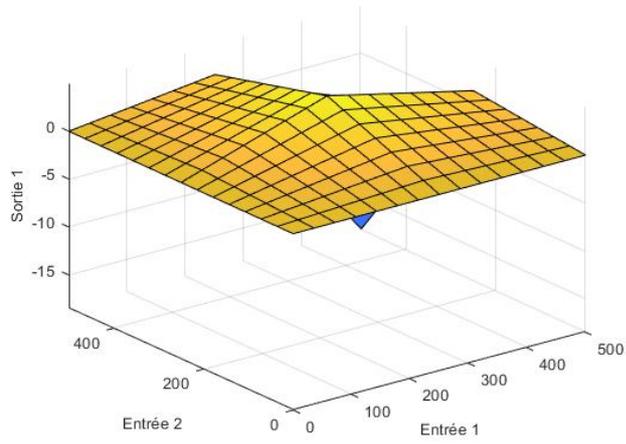


**Figure III.33** Les fonctions d'appartenances type triangle entrée 3 vers sortie (1,2,3 et 4)

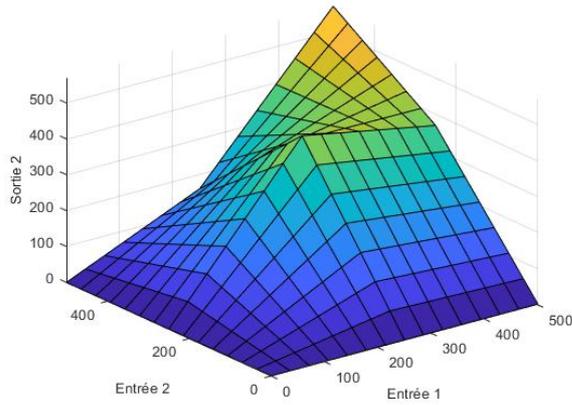


System y11: 3 inputs, 1 outputs, 27 rules

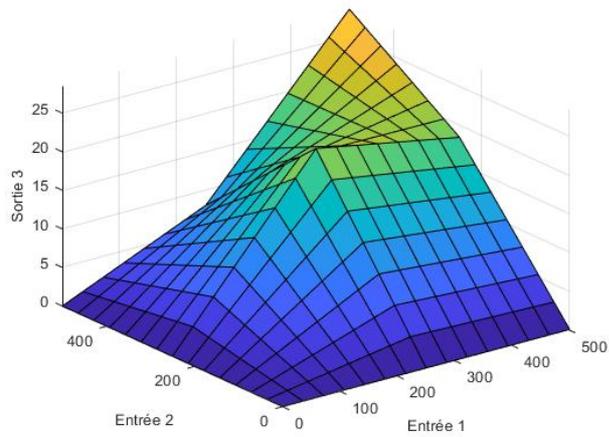
**Figure III.34** Schéma structurel de fis de type ANFIS de chaque quatre sorties (1,2,3 et 4)



**Figure III.35** Surface de fis sortie 1



**Figure III.36** Surface de fis sortie 2



**Figure III.37** Surface de fis sortie 3

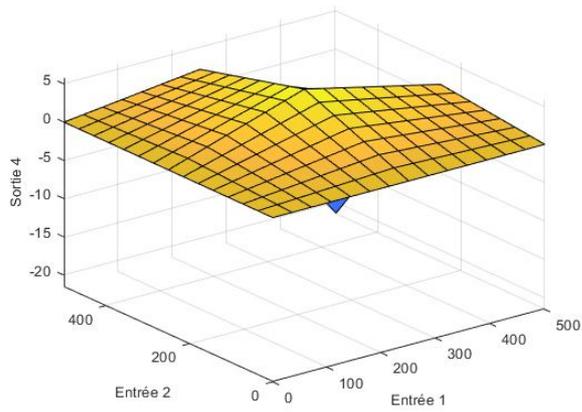


Figure III.38 Surface de fis sortie 4

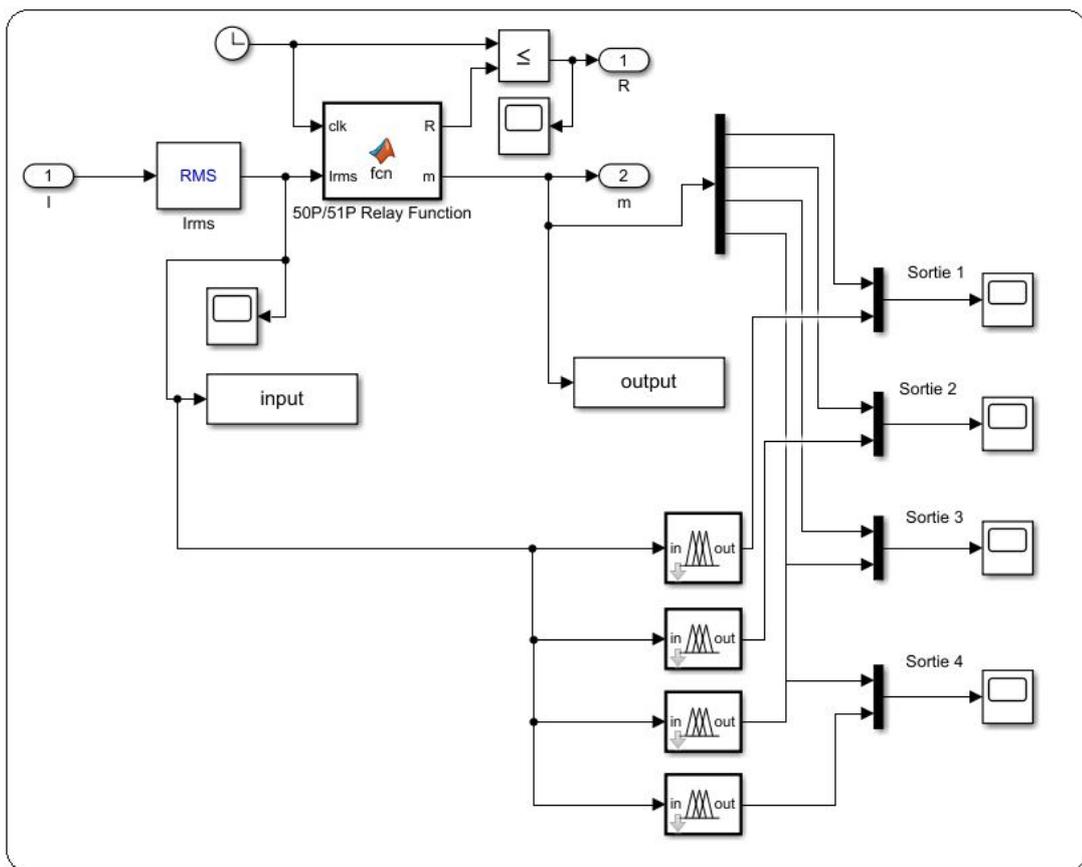
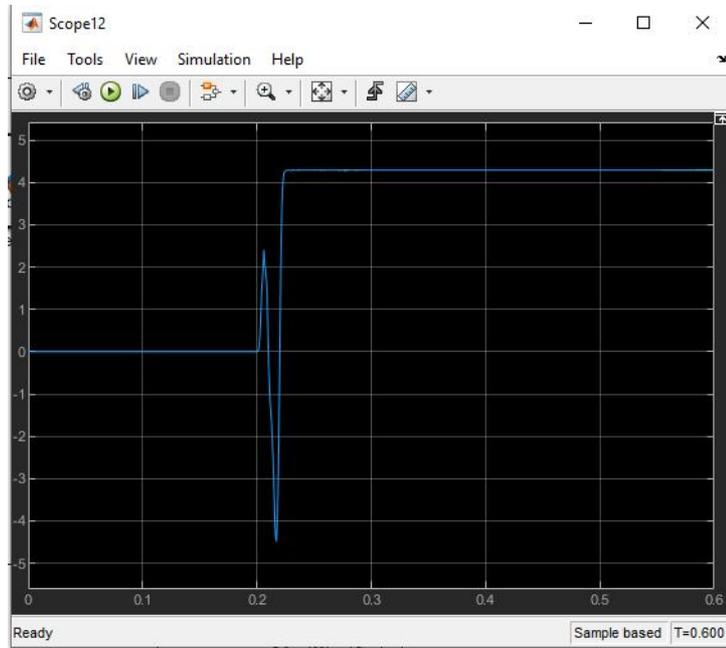
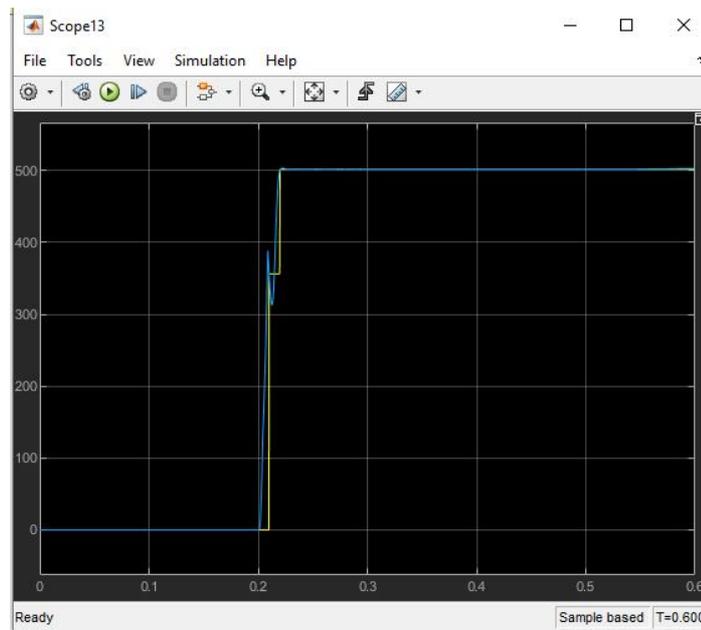


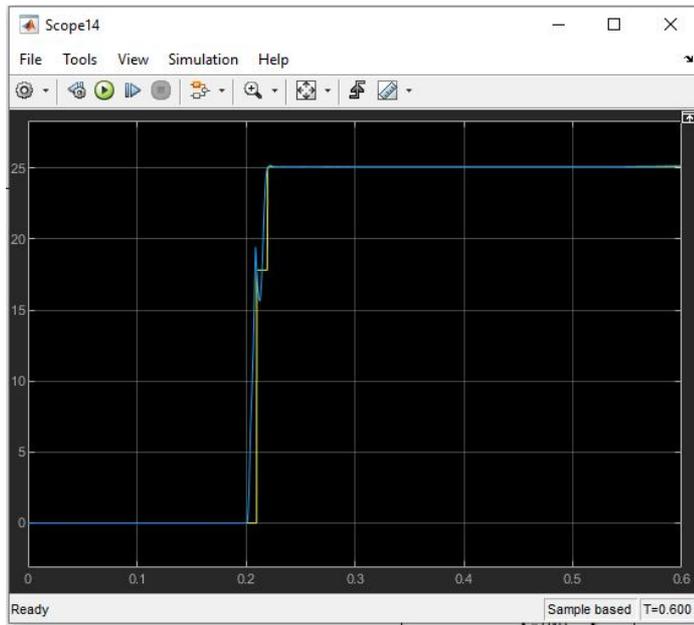
Figure III.39 Schéma équivalent d'IDMT OC Relay 50P/51P par système intelligence artificiel ANFIS



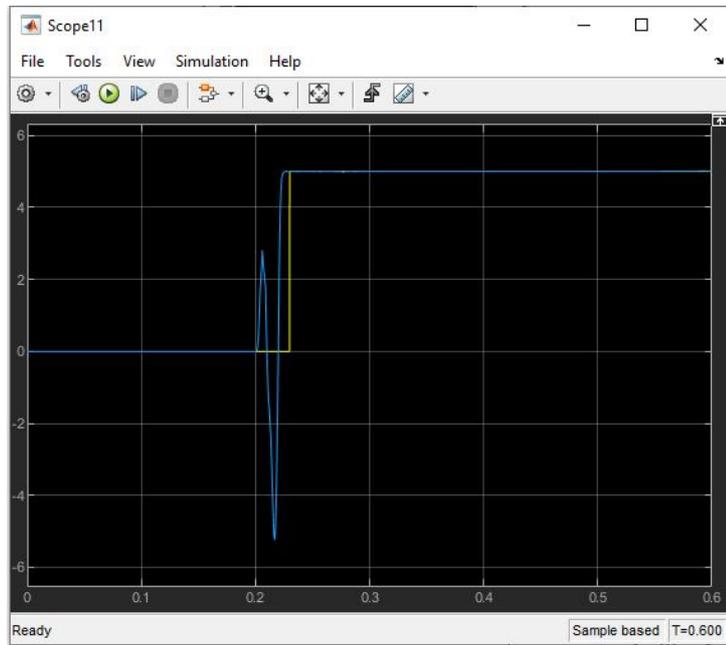
**Figure III.40** Sortie 1 de **Relay 50P/51P** avec celle de système ANFIS



**Figure III.41** Sortie 2 de **Relay 50P/51P** avec celle de système ANFIS



**Figure III.42** Sortie 3 de **Relay 50P/51P** avec celle de système ANFIS



**Figure III.43** Sortie 4 de **Relay 50P/51P** avec celle de système ANFIS

**Conclusion**

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

Nous avons appliqué de système équivalent d'intelligence artificiel ANFIS sur d'IDMT OC Relay 50P/51P.

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

## Conclusion général

Afin de réduire les conséquences des défauts survenant sur le réseau électrique et d'éviter les répercussions pouvant résulter de la poursuite des défauts sur le fonctionnement général du réseau (notamment la stabilité), il est nécessaire de couper l'alimentation dès que possible. Élément de réseau défectueux. La fonction de protection qui dépend du système d'intelligence artificielle est la base de cette thèse

Le premier chapitre est réservé à la présentation de la topologie du réseau électrique, notamment la distribution, suivi d'une brève explication du poste de distribution 60-30, ainsi que la sortie MT de ce dernier pour les clients de fourniture d'électricité dans le Tissemsilt Région. .

Le deuxième chapitre décrit les différents défauts pouvant perturber le réseau et les systèmes de protection installés sur le réseau de transport et de distribution de tous les tarifs, notamment au poste source de distribution de Tissemsilt.

Dans le troisième chapitre nous avons présenté la méthode de programmation du système de protection ainsi que notre implémentation du système d'intelligence artificielle équivalent ANFIS sur le Relais IDMT OC 50P/51P et les résultats qui apparaissent lors de panne du réseau avec la mise à disposition des méthodes utilisées aussi chez Sonelgaz comme simulants et complétant un modèle de réseau dans Matlab Selon ce test, nous avons constaté que ces protections offrent de nombreux avantages dans les domaines de la protection, de l'exploitation et de la maintenance des réseaux de distribution et de transmission d'électricité tels que le traitement des données, la détection, la vitesse, la fiabilité, la précision et localisation des points de défaut, ainsi que nous avons présenté les réglages de nombreuses protections et les résultats de leurs tests sur un transformateur démarreur avec une tension de 30 kV avec leurs explications.

D'après les travaux réalisés, on constate que la fonction de protection est le cœur du système de production, de transport et de distribution d'énergie électrique pour répondre aux besoins des clients dans les meilleures conditions, 24h/24, avec le meilleur rendement possible.

من أجل الحد من عواقب الأعطال التي تحدث على الشبكة الكهربائية (خاصة الاستقرار)، من الضروري قطع الكهرباء في أسرع وقت ممكن الذي يركز على نظام الذكاء الاصطناعي للحد من الأعطال المرتقبة.

الفصل الأول عرضنا طوبولوجيا شبكة الكهرباء، ولا سيما التوزيع، وشرح موجز لمحطة التوزيع 30-60 في محطة تيسمسيلت.

يصف الفصل الثاني الاختلالات المختلفة التي يمكن أن تعطل الشبكة وأنظمة الحماية المثبتة على شبكة التوزيع ، وكمثال أخذنا محطة توزيع تيسمسيلت.

في الفصل الثالث عرضنا طريقة البرمجة لنظام الحماية والنتائج التي تظهر أثناء عطل الشبكة مع توفير الطرق المستخدمة في شركة Sonelgaz وقمنا بمحاكاة وإكمال نموذج للشبكة مع تطبيقنا لنظام ANFIS المكافئ للذكاء الاصطناعي على IDMT OC Relay 50P / 51P في Matlab وفقاً لهذا الاختبار،

نظام الحماية هو قلب نظام إنتاج ونقل وتوزيع الطاقة الكهربائية لتلبية احتياجات العملاء في أفضل الظروف، على مدار 24 ساعة في اليوم ، وبأفضل كفاءة ممكنة.

## Résumé

Afin de réduire les conséquences des défauts qui surviennent sur le réseau électrique (surtout la stabilité), il est nécessaire de couper l'électricité le plus tôt possible qui s'appuie sur le système d'intelligence artificielle pour réduire les défauts potentiels.

Le premier chapitre présente la topologie du réseau électrique, en particulier la distribution, et une brève explication du poste de distribution 60-30 au poste de Tissemsilt.

Le deuxième chapitre décrit les différentes perturbations pouvant perturber le réseau et les systèmes de protection installés sur le réseau de distribution, et comme exemple nous avons pris le poste de distribution de Tissemsilt.

Dans le troisième chapitre nous montrons la méthode de programmation du système de protection et les résultats qui apparaissent lors d'une panne de réseau avec la mise à disposition des méthodes utilisées chez Sonelgaz et nous simulons et complétons un modèle de réseau avec notre application du système d'intelligence artificielle équivalent ANFIS sur IDMT OC Relay 50P/51P sous Matlab selon ce test,

Le système de protection est le cœur du système de production, de transport et de distribution d'énergie électrique pour répondre aux besoins des clients dans les meilleures conditions, 24h/24, et avec le meilleur rendement possible.

## **Abstract**

In order to reduce the consequences of faults that occur in the power grid (especially stability), it is necessary to cut off the electricity as soon as possible which relies on the artificial intelligence system to reduce potential faults.

The first chapter presents the topology of the electrical network, in particular the distribution, and a brief explanation of the 60-30 distribution substation at the Tissemsilt substation.

The second chapter describes the various disturbances that can disturb the network and the protection systems installed on the distribution network, and as an example we have taken the Tissemsilt distribution station.

In the third chapter we show the method of programming the protection system and the results that appear during a network failure with the provision of the methods used at Sonelgaz and we simulate and complete a network model with our application of the system. artificial intelligence equivalent ANFIS on IDMT OC Relay 50P/51P under Matlab according to this test,

The protection system is the heart of the electrical energy production, transmission and distribution system to meet customer needs in the best conditions, 24 hours a day, and with the best possible efficiency.

## Annexe

### Fonction Relai 50P/51P

```
function [R, m] = fcn(clk,Irms,CTpri,Lowset_idx,TMS_idx,Highset_idx)
```

```
persistent RelayState TripTime OperatingTime PickupTime mFaultPri mFaultSec PSM
```

```
if isempty(RelayState)
```

```
    RelayState = 0;
```

```
    TripTime = inf;
```

```
    OperatingTime = inf;
```

```
    PickupTime = 0;
```

```
    mFaultPri = 0;
```

```
    mFaultSec = 0;
```

```
    PSM = 0;
```

```
end
```

```
Lowset = [2 2.5 3 3.5 4 4.5 5 5.5 6];
```

```
TMS = [0.05 0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1.0];
```

```
Highset = [1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 Inf];
```

```
FaultSec = max(Irms/(CTpri/5));
```

```
FaultPri = max(Irms);
```

```
Pickup = Lowset(Lowset_idx); % CT secondary pick up
```

```
% Record highest fault current
```

```
if FaultPri > mFaultPri
```

```
    mFaultPri = FaultPri;
```

```
    mFaultSec = FaultSec;
```

```
end
```

```
if (RelayState == 0)&&(FaultSec > Pickup)
```

```
    PickupTime = clk;
```

```
    RelayState = 1;
```

```
end
```

```
if (RelayState == 1)&&(clk>(PickupTime+0.02)) % Wait for 20ms fault current rise time
```

```

PSM = FaultSec/Pickup; % Calculate Plug Multiplier Setting

if PSM <= Highset(Highset_idx)
    if PSM <= 20
        OperatingTime = (3/log10(PSM))*TMS(TMS_idx);
    else
        OperatingTime = (3/log10(20))*TMS(TMS_idx);
    end
else
    OperatingTime = 0.04;
end
TripTime = PickupTime + OperatingTime;
RelayState = 2;
end

% Resetting Relay
if (RelayState == 2)&&(FaultSec < Pickup)
    OperatingTime = inf;
    TripTime = inf;
    RelayState = 0;
end
if(clk>TripTime)
    RelayState=-1;
end
R = TripTime;
m = [OperatingTime mFaultPri mFaultSec PSM];

```

**Numérotation des protections selon la norme C.E.I :**

<b>Désignation</b>	<b>code</b>
Protection de distance	21
Synchro check	25
Surcharge	26
Minimum de tension composée	27
Minimum de tension simple	27S
Minimum de tension directe	27D
Maximum de puissance active directionnelle	32P
Maximum de puissance réactive directionnelle	32Q
Maximum de puissance watt métrique homopolaire	32N
Minimum de courant phase	37
Minimum de puissance active directionnelle	37P
Minimum de puissance réactive directionnelle	37Q
Maximum de composante inverse	46
Maximum de tension inverse	47
Image thermique (température)	49
Maximum de courant phase instantané	50
Défaillance de disjoncteur	50BF
Maximum de courant terre instantanée (3TCphase)	50N
Maximum de courant terre instantanée(TC tore)	50G
Maximum de courant terre temporisée (3TCphase)	51N
Maximum de courant terre temporisée(TC tore)	51G
Disjoncteur	52
Maximum de tension composée	59
Maximum de tension simple	59S
Maximum de tension directe	59D
Maximum de courant phase directionnelle	67
Maximum de courant terre directionnelle(Neutre)	67N
Réenclencheur	79
Minimum de fréquence	81L
Relais de Blocage	86
Différentielle transformateur	87T
Différentielle Ligne	87L

## Référence

- [1] Olivier RICHARDOT « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée » Thèse de doctorat INPG, 2000.
- [2] Schneider Electric, « Architecteur de Réseau de électrique », 2007.
- [3] B. M Weedy, "Electric Power Systems", 3rd éd., John Wiley & Sons Ltd., London, 1979.
- [4] Guillaume RAMI « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution» Thèse de doctorat INPG, 2006.
- [5] J.L. LILIEN, «Transport et Distribution de l'Energie Electrique», l'Institut d'ElectricitéMontefiore, université de Liège, 2013..
- [6] J.M. DELBARRE, « Postes à HT et THT - Rôle et Structure », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.
- [7] Formation ETB – IFEG école technique de Blida, institués de formation électricité et gaz.
- [8] M. LAMI, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [9] C. PRÉVÉ, « Protection des Réseaux Electriques », Edition HERMES, Paris 1998.
- [10] S. THEOLEYRE, « Les Techniques de Coupure en MT », Cahier technique N°193, Schneider Electric.
- [11] G.F. MOORE, «Évolution des disjoncteurs des réseaux de transport» Revue Générale de l'Électricité, septembre 1971.
- [12] G.F. MOORE, « power system protection », 3rdEdition Blackwell Science, 1997.
- [13] W.D Stevenson, "Eléments of Power System Analysis", 4th éd., McGraw-Hill Book.
- [14] ISA DRTS, «Equipement Automatique de Test de Relais de Protection et Système de Mesure»,catalogue de la caisse d'injection, Italie, 2014.
- [15] Protection des réseaux électriques, Sepam série 80, Fonctions de protection, mesure et commande, Schneider Electric, Manuel d'utilisation 01/2013.
- [16] Zadeh, "Fuzzy Sets", Information and control, vol. 8, 1965.
- [17] L. TSOUKALAS et R. UHRIG, Fuzzy and Neural Approaches in engineering, 1996.
- [18] V. Cermak, Prediction of extreme precipitation using a neural network: application to summer flood occurrence in Moravia, 2000.
- [19] F. M.-D. A. M. José Vieira, «Neuro-Fuzzy Systems: A Survey,» 2015.
- [20] B. B. Meunier et C. Marsala, Logique floue, principes, aide à la décision, 2003.
- [21] Jean-Marc Alliot et Thomas Schiex, *Intelligence artificielle et informatique théorique*, Toulouse, CEPADUES, 2002, p543.