

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou  
Faculté de Génie Electrique et d'Informatique  
Département d'Electrotechnique



Mémoire de fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en  
Électrotechnique

OPTION : Machines Electriques

## THÈME

***Etude de la protection numérique  
(MICOM P442) d'un réseau HTB  
couplé au Turbo-alternateur du  
Complexe Cevital***

Proposé par :

**M<sup>r</sup> : K. OUARMIM (Cevital)**

Présenté par :

**M<sup>elle</sup> : K. Kecili**

**M<sup>elle</sup> : S. Koucha**

Dirigé par :

**M<sup>r</sup> : K. OUARMIM (Cevital)**

**Mr : C. BIROUCHE(UMMTO)**

Promotion 2012

*Cherchons comme cherchent ceux qui doivent trouver et trouvons  
comme trouvent ceux qui doivent chercher encore. Car celui qui est  
arrivé au terme ne fait que commencer.*

**Saint Augustin.**

*Tout d'abord nous remercions dieu tout puissant qui nous a gardé en bonne santé afin de faire ce modeste travail.*

*Tous nos vif remerciements vont pour notre promoteur **M<sup>r</sup>: C.BIROUCHE** pour sa disponibilité, sa patience, sa critique instructive, son aide et appui pour l'élaboration de ce mémoire.*

*Nous n'oublions pas **M<sup>r</sup>: K.OUARMIM** du complexe **Cevital** qui nous a aidé auprès de l'entreprise **GRTE**, sans lui nous n'aurions pas pu accéder à notre application.*

*Nous exprimons notre gratitude à tous personnel de l'entreprise **GRTE** d'EL-Kseur rencontrés lors de stage.*

*Nous tenons à remercier spécialement **M<sup>r</sup>: Nadir** et **M<sup>r</sup>: Hocine** qui ont acceptés de partager leur savoir avec nous.*

*Nous remercions d'avance, les membres de jury d'accepter d'examiner notre travail.*

*Je dédié ce modeste travail :*

*Pour vous mes très chères parents pour vos encouragements, vos multiples soutiens et votre affection quotidienne, merci d'être présents dans toutes circonstances. Je prie le tout puissant de vous donner une longue vie et nous aider à être toujours votre fierté.*

*A mon très cher frère Makhoulf à qui je souhaite le succès dans leur vie.*

*A mes très chères sœurs Tinhinan, Houda et son petit Samy.*

*A ma chère tante Hasni.*

*A mon oncle Ali et ma tante Zehor.*

*A tout mes amis Zakia, Ghania, Yakoub Malik et Seddik.*

*A mon très chère Safia et toute sa famille.*

*KAHINA.*

*Je dédié ce modeste travail :*

*Pour vous mes très chères parents pour vos encouragement, vos multiple soutiens et votre affection quotidienne, merci d'être présents dans toutes circonstances. Je prie le tout puissant de vous donner une longue vie et nous aider à être toujours votre fierté.*

*A mes très chères frères Hamid, Djamel, karim, mohand et Sofian.*

*A mes très chères sœurs Djamila, Ghania, Sonia.*

*A ma très chère sœur Nadja et ses adorables Alyssa et Sefax.*

*A mon futur mari et toute sa famille.*

*A tout mes amis Sabi, Djidji, Yakoub Malik et seddik.*

*A ma très chère copine Kahina et toutes sa famille.*

**SAFIA.**

# Sommaire

|  |    |
|--|----|
| <b>Introduction générale</b> .....   | 1  |
| <b>Chapitre I : Rappel sur les réseaux électriques</b>                                 |    |
| I-1-Introduction .....   | 2  |
| I-2-Les architectures des réseaux .....  | 2  |
| I-3-Structure générale d'un réseau de distribution .....                               | 2  |
| I-4-La source d'alimentation .....   | 4  |
| I-5-Les postes de livraison HTB .....  | 4  |
| I-6-Les postes de livraison HTA .....  | 6  |
| I-6-1-Les poste de livraison HTA à comptage BT .....                                   | 6  |
| I-6-2-Les poste de livraison HTA à comptage HT .....                                   | 8  |
| I-7-Organisation des réseaux électriques .....   | 9  |
| I-7-1-Réseau de transport .....  | 9  |
| I-7-2-Réseau d'interconnexion.....   | 9  |
| I-7-3-Réseau de répartition.....   | 9  |
| I-7-4-Réseau de distribution.....  | 10 |
| I-8-Les composantes des réseaux .....  | 11 |
| I-8-1-Les générateurs .....  | 11 |
| I-8-2-Les transformateurs.....   | 11 |
| I-8-3-Les charges.....   | 11 |
| I-9-Les lignes aériennes .....   | 11 |
| I-9-1-Composantes d'une ligne aérienne .....   | 11 |
| I-10-Définition d'un défaut .....  | 12 |
| I-10-1-Différentes perturbations touchant les réseaux électriques.....                 | 12 |
| I-10-2-Conséquence des défauts .....   | 13 |
| I-10-3-Caractères des défauts.....   | 14 |
| I-11-Influence des régimes transitoires sur les réseaux électriques .....              | 16 |
| I-11-1-Régime transitoire crée par l'apparition d'un court-circuit sur le réseau ..... | 16 |
| I-11-2-Régime transitoire au niveau des transformateurs de mesure.....                 | 17 |
| I-12-Critère d'existence d'un défaut sur le réseau .....                               | 19 |
| I-13-Conclusion.....   | 20 |
| <b>Chapitre II : Généralités sur les protections</b>                                   |    |
| II-1-Introduction.....   | 21 |
| II-2-Système de protection .....   | 21 |
| II-2-1-Définition.....   | 21 |
| II-2-2-Rôle des protections.....   | 21 |
| II-3-Caractéristiques de déclenchement .....   | 22 |
| II-3-1-Rapidité d'élimination des défauts .....  | 22 |
| II-3-2-Sélectivité .....   | 22 |
| II-3-3-Fiabilité .....   | 23 |
| II-3-4-Sensibilité .....   | 23 |
| II-4-Appareillages de protection .....   | 23 |
| II-4-1-Appareillage de protection contre les surtensions .....                         | 23 |
| II-4-2-Appareillage de protection contre les surintensités .....                       | 25 |
| II-5-Fonction élémentaires de mesure.....  | 27 |

|   |    |
|---|----|
| II-5-1-Relais à maximum de courant.....   | 27 |
| II-5-2-Relais de distance .....   | 27 |
| II-6-La protection des lignes .....   | 29 |
| II-6-1-Protection différentiel .....  | 29 |
| II-6-2-Protection à comparaison de phases .....   | 30 |
| II-6-3-Protection de distance .....   | 30 |
| II-6-4-Protection associé à la protection de distance.....                                    | 32 |
| II-7-Conclusion .....   | 37 |
| <b>Chapitre III : Protection numérique</b>  |    |
| III-1-Introduction .....  | 38 |
| III-2-Les différentes gammes de produit d'AREVA MICOM .....                                   | 38 |
| III-3-La protection AREVA MICOM P442.....   | 39 |
| III-3-1-Présentation général de matériel.....   | 40 |
| III-3-2-Les différentes modules présent dans l'équipement .....                               | 43 |
| III-4-Technologie de branchement entrées /sorties de la MICOM P442 .....                      | 43 |
| III-5-Mode de fonctionnement .....  | 44 |
| III-5-1-Excitation .....  | 45 |
| III-5-2-Caractéristique de déclenchement .....  | 45 |
| III-6-La programmation avec STUDIO S1 .....   | 47 |
| III-6-1-Création d'un projet dans le progiciel STUDIO S1 .....                                | 47 |
| III-7-Conclusion .....  | 53 |
| <b>Chapitre IV: Application</b>   |    |
| <b>Partie I : Description du complexe Cevital</b> .....                                       | 54 |
| IV-1-Présentation général du complexe Cevital .....   | 54 |
| IV-2-Situation géographique.....  | 54 |
| IV-3-Principales activités de Cevital.....  | 54 |
| IV-4-Unité d'énergie et utilités .....  | 55 |
| IV-4-1-Service d'énergie.....   | 55 |
| IV-5-Alimentation principal du complexe .....   | 56 |
| IV-5-1-Poste 60kV .....   | 56 |
| IV-5-2-Poste 30kV .....   | 56 |
| IV-5-3-Source de secoure (centrale groupe) .....  | 56 |
| IV-6-La nécessité du réseau de cogénération.....  | 56 |
| IV-6-1-Etude de la cogénération de Cevital.....   | 57 |
| IV-6-2-Description des équipements de la cogénération .....                                   | 58 |
| <b>Partie II : Application</b> .....  | 60 |
| IV-7-Caractéristiques de la ligne 60kV Darguina-Cevital.....                                  | 60 |
| IV-8-Le paramétrage de relais .....   | 62 |
| IV-9-Le test de la protection MICOM P442 .....  | 66 |
| IV-10-Influence de la sollicitation des entrées binaires sur le fonctionnement de relais..... | 72 |
| <b>Conclusion générale</b> .....  | 73 |

# Liste des figures

|   |    |
|---|----|
| Figure I-1 : Structure générale d'un réseau de distribution.....                                  | 3  |
| Figure I-2 : Alimentation simple antenne d'un poste de livraison HTB .....                        | 5  |
| Figure I-3 : Alimentation double antennes d'un poste de livraison HTB .....                       | 5  |
| Figure I-4 : Alimentation double antennes-double jeux de barres d'un poste de livraison HTB ..... | 6  |
| Figure I-5 : Alimentation en simple dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT .....    | 7  |
| Figure I-6 : Alimentation en coupure d'artère d'un poste de livraison HTA à comptage BT .....     | 7  |
| Figure I-7 : Alimentation en double dérivations d'un poste de livraison HTA à comptage BT .....   | 8  |
| Figure I-8 : Exemple de poste de livraison HTA à comptage HT .....                                | 9  |
| Figure I-9 : Structure hiérarchique des réseaux d'énergie électrique.....                         | 10 |
| Figure I-10-a : Schéma de court-circuit monophasé .....   | 15 |
| Figure I-10-b : Schéma de court-circuit biphasé terre.....  | 15 |
| Figure I-10-c : Schéma de court-circuit biphasé- isolé de la terre .....                          | 15 |
| Figure I-10-d: Schema d'un court-circuit triphasé.....  | 16 |
| Figure II-1: Chaîne de protection .....   | 21 |
| Figure II-2: Eclateur HTB avec tige anti-oiseau .....   | 24 |
| Figure II-3: Parafoudre HTB au carbure de silicium et à éclateur .....                            | 24 |
| Figure II-4: Parafoudre HTA au carbure de silicium et à éclateur.....                             | 25 |
| Figure II-5: Commande de l'ouverture d'un disjoncteur .....                                       | 26 |
| Figure II-6 : Mesure d'impédance sur un circuit.....  | 28 |
| Figure II-7: Diagramme d'impédance.....   | 28 |
| Figure II-8: Caractéristiques de surcharge admissible .....                                       | 29 |
| Figure II-9: Protection différentielle .....  | 29 |
| Figure II-10: Protection à comparaison de phase.....  | 30 |
| Figure II-11: Cas d'un défaut entre phases .....  | 31 |
| Figure II-12: Cas d'un défaut phase-terre .....   | 31 |
| Figure II-13: Client industriel alimenté par une antenne passive.....                             | 33 |
| Figure II-14: Caractéristique de mise en route adaptée pour éviter la zone de transit .....       | 35 |
| Figure II-15: Caractéristique de relais à temps inverse.....                                      | 37 |
| Figure III-1: Différentes gamme de MICOM .....  | 38 |
| Figure III-2: Les séries de MICOM .....   | 39 |
| Figure III-3: Les relais de la série 40 .....   | 39 |
| Figure III-4: Vue arrière de la protection MICOM P442.....  | 40 |
| Figure III-5: Vue arrière de la protection MICOM P442.....  | 42 |
| Figure III-6: Technologie de branchement des entrées/sorties MICOM P442 .....                     | 44 |
| Figure III-7: Caractéristique de déclenchement .....  | 45 |
| Figure III-8: Zone d'allongement.....   | 46 |
| Figure III-9: Connexion entre MICOM P442 et un ordinateur.....                                    | 48 |
| Figure IV-1: Vus de face de l'administration de complexe .....                                    | 54 |
| Figure IV-2: Organigramme du service d'énergie .....  | 55 |
| Figure IV-3: Vue générale de la cogénération Cevital.....   | 57 |

|  |    |
|--|----|
| Figure IV-4: Configuration d'essai à l'aide de simulateur F6150 et d'un relais d'essai ..... | 61 |
| Figure IV-5: Teste controlpanel .....  | 62 |
| Figure IV-6: Insertion de la protection de distance MICOM P442.....                          | 63 |
| Figure IV-7: Configuration de la protection .....  | 64 |
| Figure IV-8: Réglages des impédances des zones de la protection.....                         | 65 |
| Figure IV-9: Réglages des fonctions complémentaires.....                                     | 66 |
| Figure IV-10: Les résultats de mesure sans défaut .....                                      | 67 |

# Introduction Générale

## INTRODUCTION GENERALE

---

Les réseaux électriques sont conçus traditionnellement d'une manière verticale où les transferts de l'énergie suivent le schéma dit « du haut en bas » : Production -Transport-distribution. L'énergie est acheminée vers les grands centres de consommation à travers un réseau de lignes aériennes et de câbles, souvent à de grandes distances et à des niveaux de tension plus au moins importants.

Les réseaux, malgré tout les efforts déployés, sont souvent touchés par des perturbations qui peuvent mettre en danger le matériel, le personnel et affectent la qualité de service. D'où la nécessité d'utiliser des dispositifs destinés à limiter les dommages et à isoler rapidement la partie avarié du réseau afin d'éviter la propagation du défaut qui privera d'énergie d'autres utilisateurs ; c'est l'objet des protections.

Ces protections connaissent aujourd'hui une mutation technologique importante, en effet l'introduction de la technique numérique qui bénéficie des progrès considérables des microprocesseur, offre de nouvelles opportunités pour la gestion des systèmes de protection, et des possibilités d'autotest et d'autocontrôle importantes qui permettent d'imaginer des organisations de maintenance plus efficaces et moins couteuses, et d'introduire de nouvelles fonctions dans la protections.

Dans ce contexte, notre travail consiste à protéger par un relais numérique (MICOM P442) la ligne 60kV alimentant le complexe Cevital sis à Bejaia, cette ligne a été modifiée en 2011 après l'installation de la cogénération.

Notre travail est organisé autour de quatre chapitres :

✓ Le chapitre I, donnera une vision globale des concepts classiques des réseaux électriques qui restent toujours d'actualité comme les cheminements de l'énergie électrique, la classification des tensions selon la norme en vigueur **France UTEC 18 -510** et les schémas d'exploitation, ce chapitre se terminera par un rappel sur les différents types des défauts touchant les réseaux électriques.

✓ Dans le chapitre II, un ensemble des connaissances structurées et capitalisées sur la protection sera élaboré, il nous conduira ensuite à une présentation de la protection de distance.

✓ L'étude de la protection numérique « MICOM P442 » fera l'objet du chapitre III.

✓ Le chapitre VI sera réparti en deux partie : la première fera le point sur la présentation de complexe CEVITAL, la deuxième partie sera consacrée à notre application où nous allons tester le relais P442.

✓ Une conclusion générale terminera notre travail.

# Chapitre I

## Rappel sur les réseaux électriques

**I-1-Introduction :**

Le terme «système électrique» désigne l'ensemble de la chaîne d'alimentation en électricité depuis les centres de production les plus éloignés en passant par les réseaux électriques de transport et de distribution.

Un réseau est constitué des lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques, qui permettent de répartir de l'électricité de la faire passer d'une tension à l'autre grâce au transformateur. 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-2-Les architectes des réseaux : [1]**

L'architecte d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Nous allons identifier les différents postes de livraisons HTB et HTA, et la structure des réseaux HTA et HTB.

**• Définition :**

La nouvelle norme en vigueur **France UTEC 18 -510** définit les niveaux de tension alternative comme suit :

**-HTB**  $\Rightarrow$  pour une tension composée supérieure à 50 kV.

**-HTA**  $\Rightarrow$  pour une tension composée comprise entre 1kV et 50kV.

**-BTB**  $\Rightarrow$  pour une tension composée comprise entre 500 V et 1kV.

**-BTA**  $\Rightarrow$  pour une tension composée comprise entre 50 V et 500V.

**-TBT**  $\Rightarrow$  pour une tension composée inférieure ou égale à 50V.

**I-3- Structure générale d'un réseau de distribution :**

Dans le cas général avec une alimentation en HTB, un réseau de distribution comporte :

- Un poste de livraison HTB est alimenté par une ou plusieurs sources, il est composé d'un ou plusieurs jeux de barres et de disjoncteurs de protections.
- Une source de production interne.
- Une ou plusieurs transformateurs HTB/HTA.
- Un tableau principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres.
- Un réseau de distribution interne en HTA alimentant des tableaux secondaires ou des postes HTA/BT.
- Des récepteurs HTA
- Des transformateurs HTA/BT.
- Des tableaux et des réseaux basse tension.
- Des récepteurs basse tension.

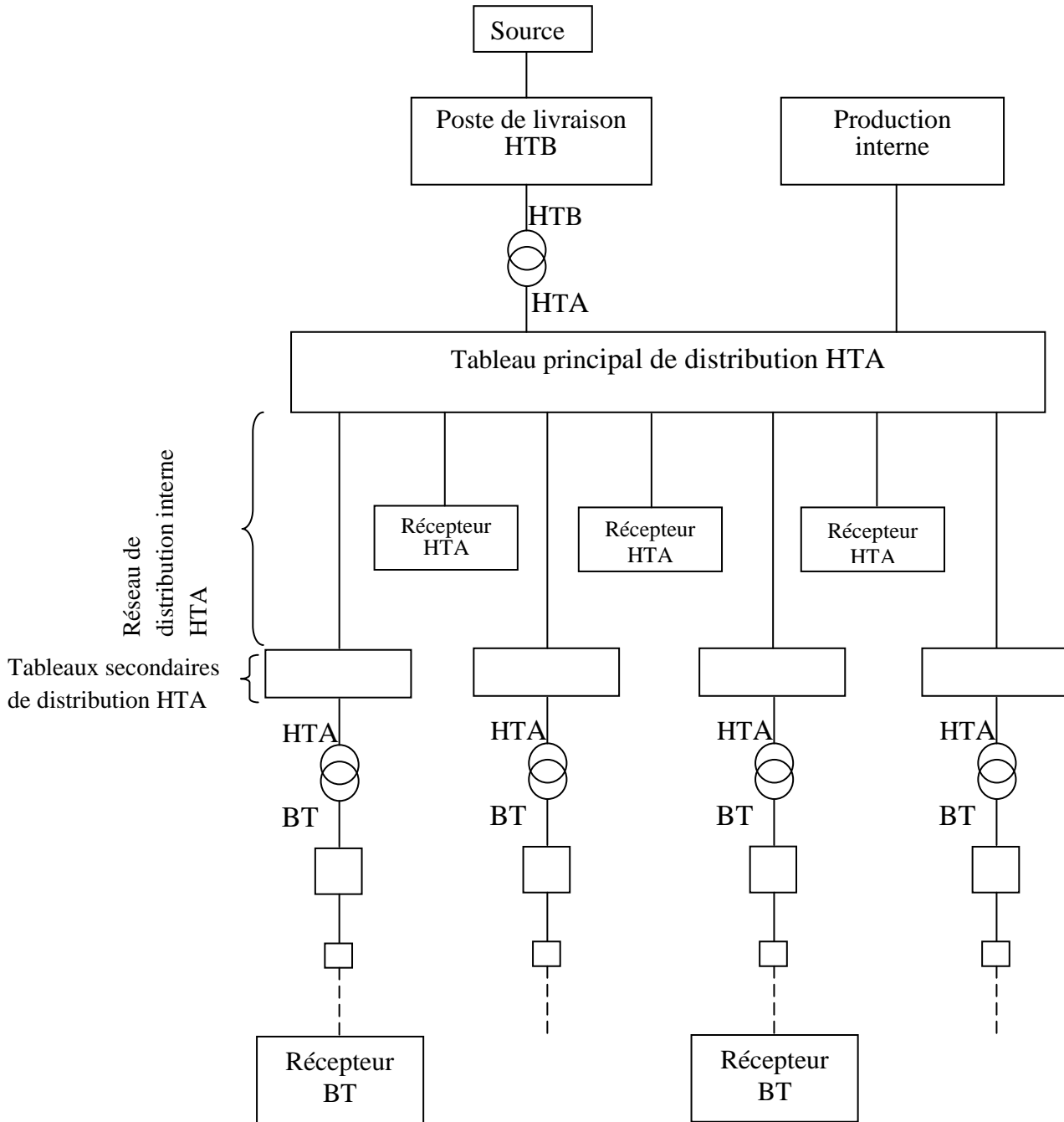


Figure I-1: Structure générale d'un réseau de distribution

**I-4-La source d'alimentation :**

L'alimentation des réseaux industriels peut être réalisée, soit :

- En **HTB**, ce qui signifie que la tension est supérieure à **50kV**, en général **63kV**, **90kV** ou **225kV** ;
- En **HTA**, ce qui signifie que la tension est comprise entre **1 kV** et **50 kV**, en général **5,5kV**, **10kV**, **15kV**, **20 kV** ou **33kV** ;
- En **BTA**, ce qui signifie que la tension est inférieure à **1kV**, c'est **400 V**.

La tension de la source d'alimentation est liée à la puissance de livraison, le tableau (I-1) indique les niveaux de tension d'alimentation en fonction de la puissance souscrite.

| tension d'alimentation | puissance de livraison                 |         |           |           |
|------------------------|--|---------|-----------|-----------|
|                        | 0                                      | 250 kVA | 10000 kVA | 40000 kVA |
| BTA                    | [Barre grise de 0 à 250 kVA]           |         |           |           |
| HTA                    | [Barre grise de 250 kVA à 10000 kVA]   |         |           |           |
| HTB 63 kV ou 90 kV     | [Barre grise de 10000 kVA à 40000 kVA] |         |           |           |
| HTB 225 kV             | [Barre grise de 40000 kVA à l'infini]  |         |           |           |

**Tableau I-1 : Niveaux de tension d'alimentation en fonction de la puissance.**

**I-5-Les postes de livraison HTB :**

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

- d'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB.
- d'autre part, la borne avale du ou des transformateurs HTB/HTA.

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants :

❖ Simple antenne :

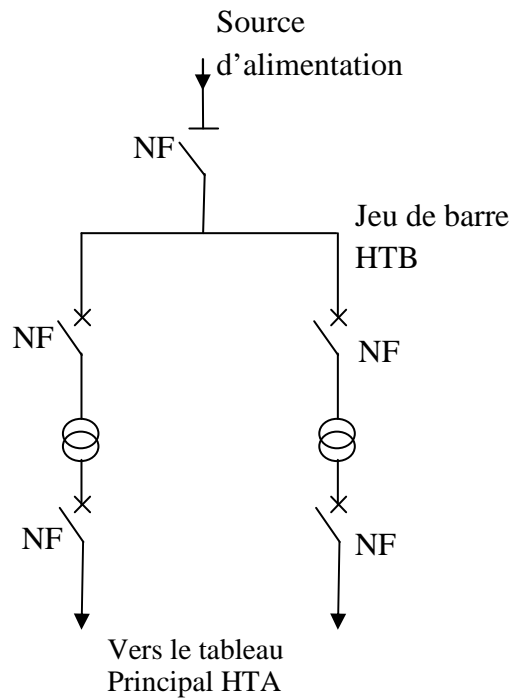


Figure I-2: Alimentation simple antenne d'un poste de livraison HTB

❖ Double antenne :

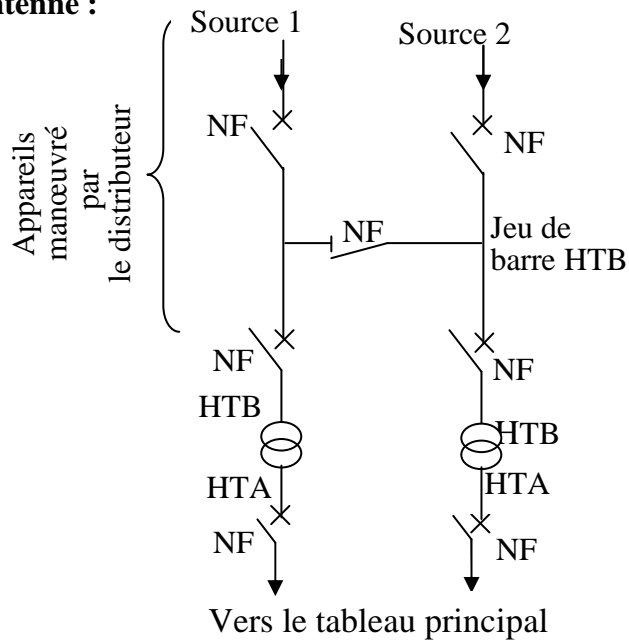
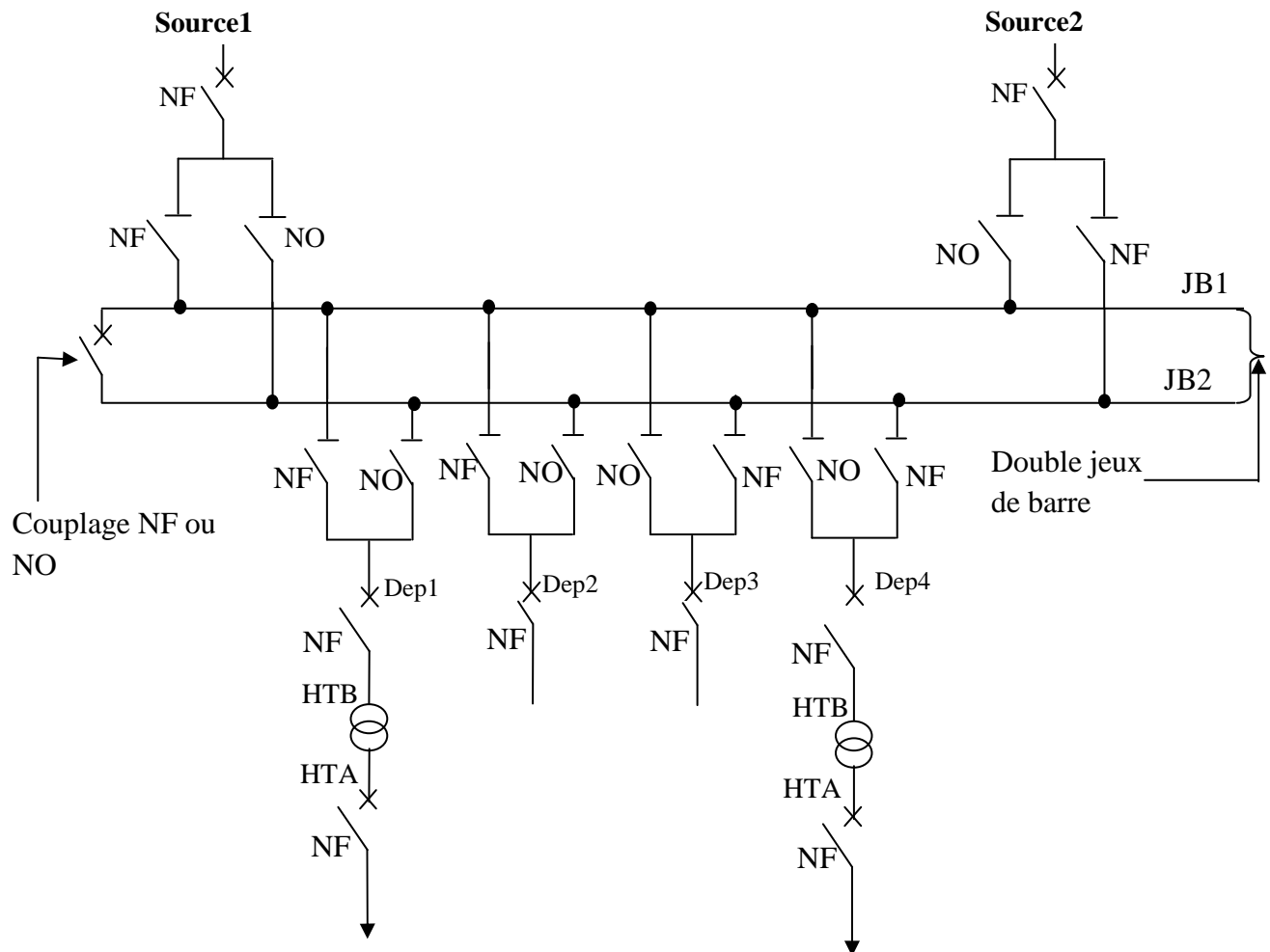


Figure I-3 : Alimentation double antennes d'un poste de livraison HTB

## ❖ Double antennes-double jeux de barres :



**Figure I-4 : Alimentation double antennes –double jeux de barres d’un poste de livraison HTB**

### I-6-Les postes de livraison HTA :

Ils concernent généralement les puissances comprises entre 250kV et 10MVA. Deux types de postes de livraison HTA existent selon que le comptage est effectué en BT ou en HT.

#### I-6-1-Les postes de livraison HTA à comptage BT :

Ils sont régis par la norme **NFC13-100**, ils ne comportent qu’un seul transformateur dont le courant secondaire est inférieur ou égal à 2000A, soit une puissance inférieure ou égale à 1250kVA pour une tension composée de 400V.

❖ Simple dérivation :

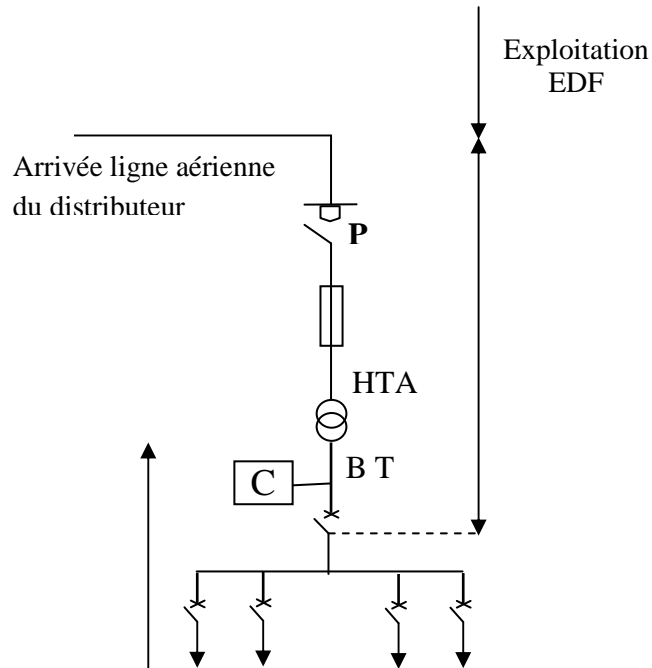


Figure I-5 : Alimentation en simple dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT

❖ Coupure d'artère :

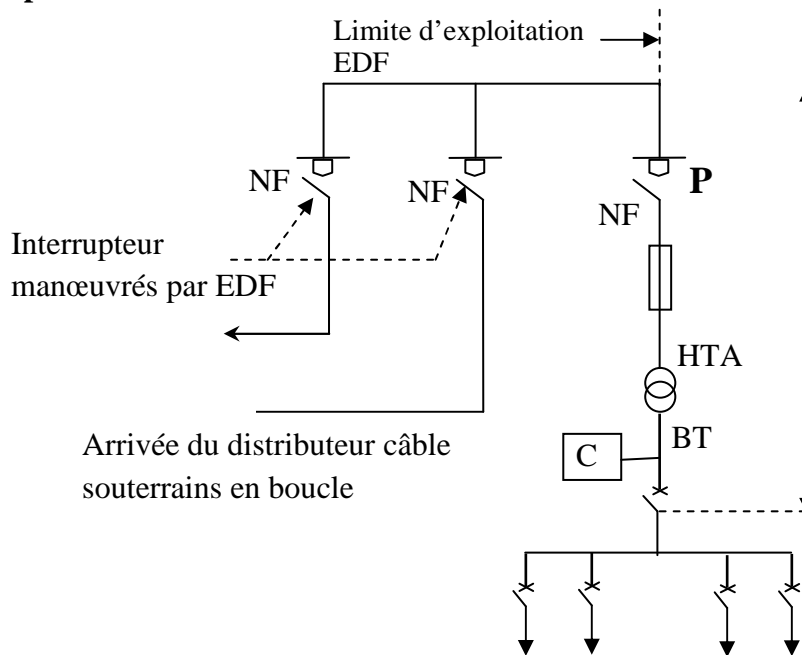
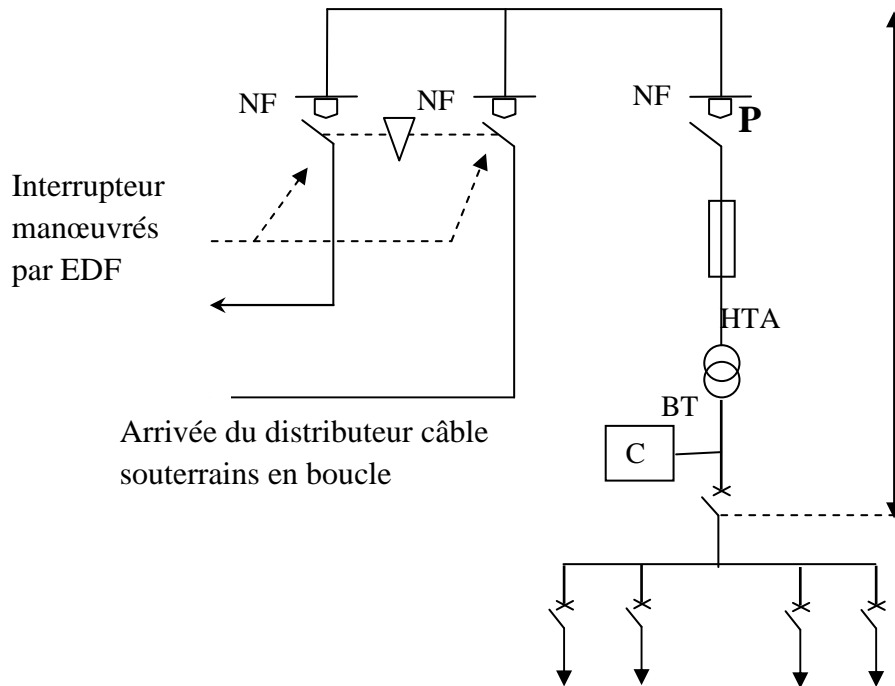


Figure I-6 : Alimentation en coupure d'artère d'un poste de livraison HTA à comptage BT

## ❖ Double dérivations :



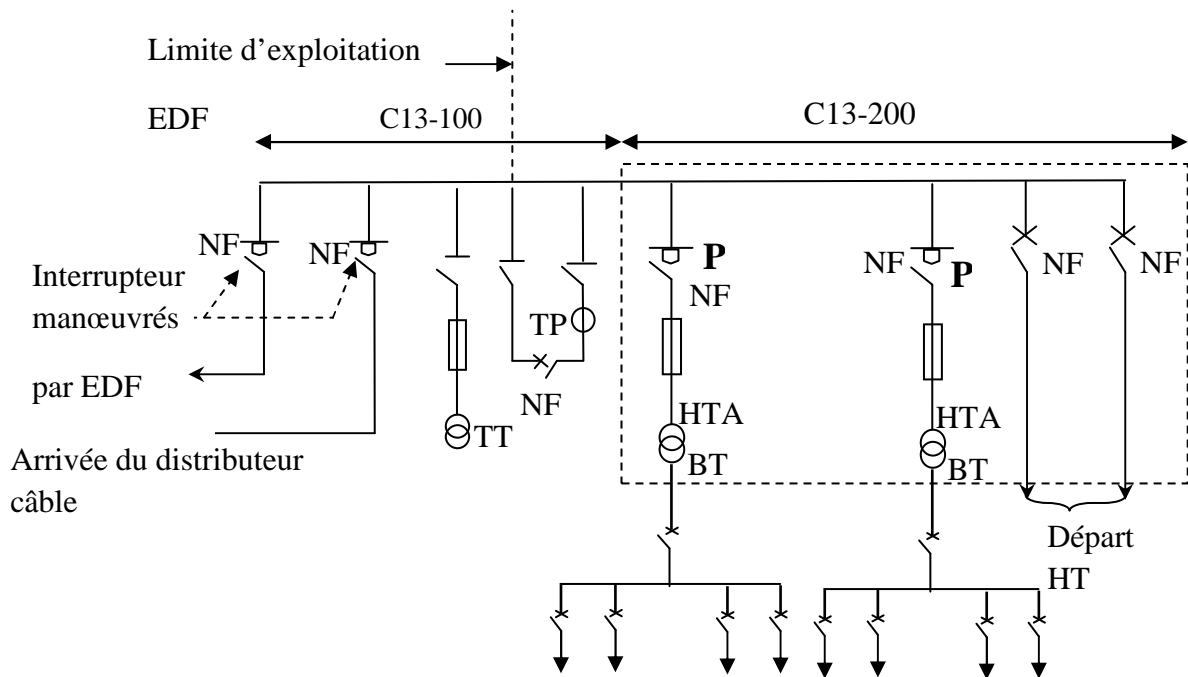
**Figure I-7 : Alimentation en double dérivations d'un poste de livraison HTA à comptage BT**

**Remarque :** La cellule de protection générale « P » doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45A (même chose pour les figures I-6 et I-5)

### I-6-2-Les postes de livraison HTA à comptage HT :

Ils comportent plusieurs transformateurs ou un seul si son courant secondaire est supérieur à 2000A (puissance supérieure à 1250 kVA pour une tension composée de 400V) et peuvent comporter des départs HTA.

**Exemple :** Poste de livraison avec une alimentation en coupure d'artère comportant 2 transformateurs et 2 départs HTA.



**Figure I-8 : Exemple de poste de livraison HTA à comptage HT**

**Remarque :** le comptage HT est réalisé grâce au transformateur de tension « TT » et au transformateur de courant « TC ».

## I-7-Organisations des réseaux électriques :

### I-7-1-Réseau de transport : [2]

Le réseau de transport a pour mission d'acheminer l'énergie et de permettre de réaliser à chaque instant l'égalité de la production et de la consommation sur l'ensemble du territoire en respectant des contraintes fortes sur le maintien de la tension.

### I-7-2-Réseau d'interconnexion : [3]

Les réseaux d'interconnexions assurent la liaison entre les centres de production, et permettent des échanges entre différentes régions et même avec les pays voisins.

Ces réseaux sont organisés de façon que toutes les lignes à HTB soient reliées par des postes de transformations assurant la continuité entre les lignes de différents niveaux de tension.

### I-7-3-Réseaux de répartition : [2]

Ces réseaux ont pour fonction de faire la liaison entre le réseau de transport et les réseaux de distribution. Ils doivent de ce fait assurer l'alimentation du territoire qu'ils desservent qui sont en général des zones importantes de consommation comme par exemple des grandes agglomérations ou des concentrations d'installations industrielles.

L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyenne puissance (inférieures à environ 100 MW). Les réseaux de répartition sont distribués de manière assez homogène sur le territoire d'une région.

#### I-7-4-Réseau de distribution: [3]

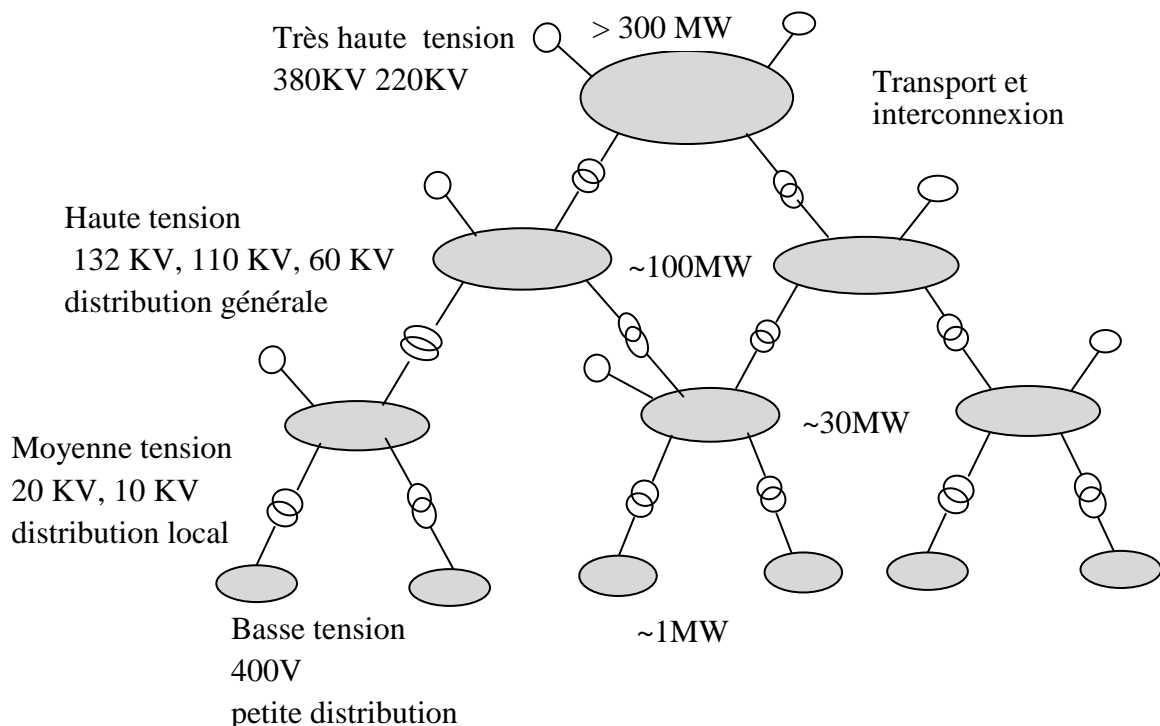
Sont généralement basés sur une structure arborescente de réseau, à partir d'un poste source, l'énergie parcourt l'artère ainsi que ses dérivations avant d'arriver aux postes de transformation MT/BT.

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs tout en réalisant le moins de pertes possibles. Il existe deux sous niveaux de tension :

-Les réseaux à moyenne tension MT : de 3 à 33 kV.

-les réseaux à basse tension BT : de 110 à 600V sur lesquels sont raccordés les utilisateurs domestiques.

Contrairement aux réseaux de transport et de répartition, les réseaux de distribution présentent une grande diversité de solutions technique à la fois selon les pays concernés, ainsi que selon la densité de population.



**Figure I-9 : Structure hiérarchique des réseaux d'énergie électrique**

**I-8-Les composants des réseaux : [4]****I-8-1-Les générateurs :**

Les générateurs qui sont insérés en divers points du réseau sont destinés à fournir une puissance assignée sous une tension fixée à l'avance.

**I-8-2-Les transformateurs :**

Les transformateurs que l'on rencontre dans les réseaux sont soit des transformateurs de puissance qui à la sortie des centrales permettent de raccorder les générateurs aux réseaux HTB à 225 ou 400 kV et à l'extrémité des lignes de grand transport vers les réseaux de répartition à 90,63 ou 45 kV et d'autre part des transformateurs de distribution qui permettent de faire le lien à la fois entre les réseaux de répartition et les réseaux de distribution et de ces derniers vers les consommateurs .

**I-8-3-Les charges :**

Les charges correspondent aux besoins des consommateurs, elles sont réparties en trois grandes catégories :

- \* Les moteurs à induction qui en couvrent environ 50% à 70%.
- \* L'éclairage et le chauffage (application thermiques) soient 20% à 30%.
- \* Les moteurs synchrones qui représentent de l'ordre de 5% à 10%.

**I-9-Les lignes aériennes : [6]**

Les lignes sont définies par leur schéma en  $\Pi$  caractérise en général les lignes moyennes tension dont les paramètres sont la résistance  $R$ , la réactance  $X = L\omega$ , et la susceptance  $B = C\omega$ . Dans le cas des lignes longues, on peut toujours se ramener à un schéma équivalent en  $\Pi$ . Les genres de lignes utilisées dans les réseaux est imposé par les facteurs suivants :

- La puissance active à importer.
- La distance de transport.
- Le coût.
- Esthétique, encombrement et facilité d'installation.

**I-9-1-composants d'une ligne aérienne : [2]**

Les principaux éléments qui constituent la ligne aérienne sont :

**I-9-1-1-Les conducteurs :**

Les conducteurs servent à transporter l'énergie électrique, ils sont réalisés sous forme de câbles qui peuvent être soit :

- Des câbles en aluminium renforcé par une âme en acier qui assure leur rigidité mécanique.
- Des câbles dans un alliage spécial en aluminium, magnésium, silicium appelés « almélec » qui a des propriétés intéressantes de conductivité et de rigidité mécanique.

Ils peuvent également se présenter sous la forme de câbles creux renforcés ou lorsque la tension devienne très élevée, ils doivent être divisés et organisés en faisceaux afin de diminuer l'intensité du champ électrique extérieur.

**I-9-1-2-Les isolateurs :**

Les isolateurs servent à supporter et à amarrer les conducteurs et à les isoler entre eux et de la terre. Ils sont fabriqués en verre ou en porcelaine. Ils ont des formes spéciales pour allonger les distances d'isolement et donc la tenue diélectrique.

**I-9-1-3-Les supports :**

Les supports sont souvent appelés pylônes à cause de leur formes. Ils caractérisent l'armement qui est la forme géométrique de répartition des conducteurs dans l'espace. Ils comprennent les conducteurs dont la géométrie est appelée armement des câbles de garde destinés à protéger les conducteurs des coups de foudre.

Il y a trois grandes familles d'armement :

1-**Le triangle** : les trois conducteurs sont répartis aux sommets d'un triangle équilatéral.

2-**La nappe** : les conducteurs sont tous dans un même plan horizontal.

3-**Le drapeau** : dans cette répartition les conducteurs sont dans un même plan vertical.

**➤ Propriétés des lignes de transports : [6]**

Le rôle fondamental d'une ligne est de transporter une puissance active. Si elle doit également transporter une puissance réactive celle-ci doit être faible par rapport à la puissance active, à moins que la distance de transport ne soit courte. En plus de ces exigences, une ligne de transport doit posséder les caractéristiques de base suivantes :

a)- La tension doit demeurer assez constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges comprises entre zéro et la charge nominale.

b)-Les pertes doivent être faibles afin que la ligne possède un bon rendement.

c)-Les pertes joule ne doivent pas faire surcharger les conducteurs.

Si la ligne ne peut d'elle-même répondre à ces exigences, on doit alors ajouter de l'équipement supplémentaire afin de réaliser toutes ces conditions.

Les réseaux de distribution d'énergie électrique peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents qui sont dûs, en général, à l'apparition de court-circuit (défaut), soit entre conducteurs, soit entre un ou plusieurs conducteurs et le sol.

**I-10-Définition d'un défaut : [3]**

On appelle un défaut, toutes perturbations qui engendrent une modification de valeur de courant (sur une ligne) et / ou de la tension (entre le demi-jeu de barre et le neutre) par rapport à une valeur nominale (dépassement de seuil).

Dans certains cas, un défaut peut conduire à l'effondrement électrique de réseau et la mise en danger de son environnement.

**I-10-1-Différentes perturbation touchant les réseaux électriques : [3]**

Elles se résument en trois catégories principales :

**a)- Le déséquilibre :**

On parle de déséquilibre dans un système triphasé lorsque les trois tensions de ce dernier ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes par rapport aux autres de  $120^\circ$ .

**→ Les causes de déséquilibre :**

- Le courant de court-circuit.
- La coupure de phases.
- Le mauvais fonctionnement de disjoncteur.

**→ Les conséquences :**

- Échauffement des conducteurs.
- Vibration des moteurs.

**b)- Les surtensions : [7]**

On qualifie de surtensions toute tension fonction de temps qui dépasse la tension de crête de régime permanent.

Les surtensions sont dues à des causes internes ou externes :

**→ Les causes internes :**

- Coupure ou déclenchement de courants inductifs ou capacitifs.
- Arrachages d'un arc.
- Commutation de l'électronique de puissance.
- Apparition d'un défaut.
- Disparition d'un défaut.
- Perte d'une charge.

**→ Les causes externes :**

- Foudre frappant directement (impact) ou indirectement (induction) la ligne.

Quand la cause est interne, la surtension est dite de **manœuvre** et quand elle est externe, elle est dite de **foudre**.

Les surtensions de foudre et de manœuvre ont un point commun consistant la forme des ondes qui prennent essentiellement l'allure :

- D'une onde de choc positive ou négative.
- D'oscillation amortie.

**c)- Les surcharges :**

La surcharge est caractérisée par l'augmentation de la valeur de la puissance demandée, ainsi que celle du courant appelé sur la ligne d'alimentation au-delà de la valeur nominale.

**→ Conséquences :**

L'augmentation de la puissance appelée est traduite par un appel de courant plus important qui engendre l'augmentation de la température de l'installation au-delà de ses limites normales de fonctionnement. Cette augmentation de température provoque l'usure de l'isolant qui entraîne à la longue leurs claquages ainsi que l'apparition d'autres défauts.

**I-10-2-Conséquences des défauts :**

Les défauts ont des effets néfastes sur :

**a)- Le fonctionnement des réseaux :**

Les défauts sur les réseaux provoquent des perturbations affectent leur fonctionnement, c.-à-d, la présence des défauts sur les réseaux entraînent des creux de tension ou des coupures brèves.

**b)- La tenue de matériel :**

Les échauffements et efforts électrodynamiques affectent plus la durée de vie du matériel lorsqu'ils sont importants et maintenus. Les interrompre évite un vieillissement rapide (fatigue) du matériel.

**c)- Les chutes de tension :**

Les courants de court-circuit provoquent de brusques variations de tension, non seulement sur la ligne mauvaise, mais aussi sur les lignes adjacentes.

**d)- Les explosions des disjoncteurs :**

La valeur importante atteinte par les courants de court-circuit peut provoquer l'explosion de disjoncteurs, particulièrement s'ils sont d'un type ancien et sont placés sur les réseaux MT alimentés par des transformateurs HT/MT de grande puissance.

**e)- Les circuits de télé communications :**

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutres des réseaux une surtension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant apparait sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie.

Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunications.

**f)-La sécurité des personnes :**

La mise sous tension accidentelle de masse, les élévations du potentiel liées à l'écoulement des courants de défauts à la terre, les conducteurs tombés au sol, ...etc., sont autant de situations pouvant présenter des dangers aux personnes, le mode de la mise à la terre des points neutres joue un rôle essentiel.

**I-10-3-Caractères des défauts [8] :**

Les défauts peuvent être classés en plusieurs catégories :

**a)- Durées des défauts :**

❖ **Les défauts auto-extincteurs :**

Ils disparaissent spontanément, en des temps généralement très courts ( $t=50\text{ms}$ ) sans provoquer de déclenchement sur le réseau.

❖ **Les défauts fugitifs :**

Pour disparaître, ils nécessitent une coupure brève du réseau d'alimentation de l'ordre de quelques dixièmes de secondes (0,25s à 0,30s)

❖ **Les défauts semi-permanents :**

Pour disparaître, ils exigent une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation, de l'ordre de quelque dizaine de secondes, mais nécessitent aucune intervention au personnel d'exploitation pour la reprise du service.

❖ **Les défauts permanents :**

Après avoir provoqué un déclanchement définitif nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la reprise du service.

❖ **Les intermittents :**

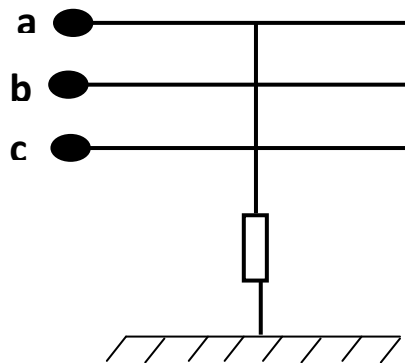
Ils se répètent à des temps rapprochés, c'est le cas par exemple d'un court-circuit causé par le balancement de conducteur ou de branches d'arbres sous l'effet d'un vent violent.

**b)- Formes des défauts : [9]**

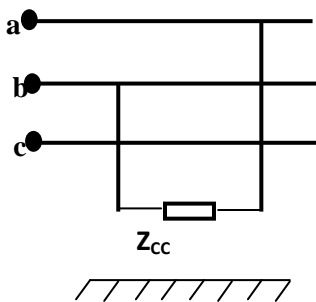
Il existe donc principalement deux types de court-circuit :

- Les courts-circuits symétriques
  - court-circuit triphasés isolé de la terre
  - court-circuit triphasé avec contact à la terre.
  
- Les courts-circuits dissymétriques
  - court-circuit monophasé (phase/terre)
  - court-circuit biphasé isolé de la terre (phase/terre)
  - court-circuit avec contact à la terre (phase/phase/terre)

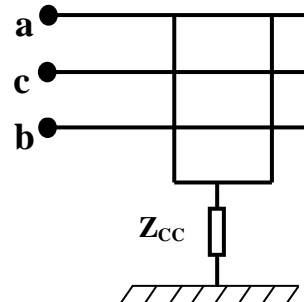
Pour les deux types de court-circuit, ou les défauts peuvent être francs (pas de résistance ou impédance de défaut) ou avec impédance (ayant une résistance ou impédance de défaut) les courts- circuits triphasés engendrent en général les courants de défauts les plus élevés.



**Figure-I-10-a : Schéma de court-circuit monophasé**



**Figure 10-b : Schéma de court-circuit biphasé isolé de la terre**



**Figure I-10: C Schéma de court-circuit biphasé-terre**

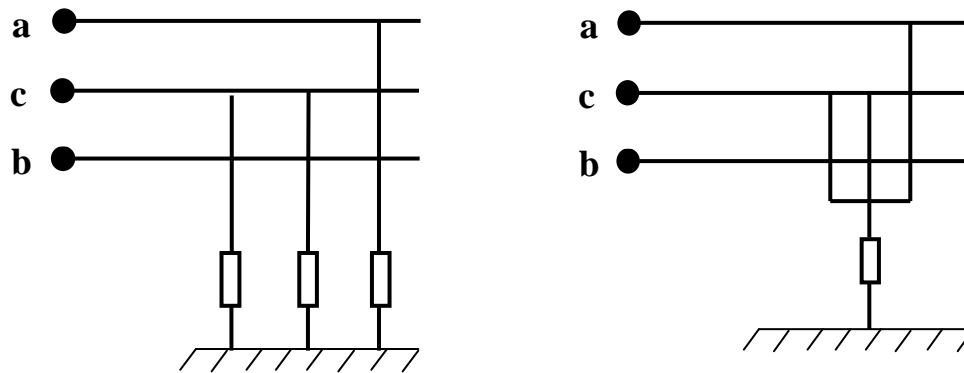


Figure I-10-d : Schéma de court-circuit triphasé

### I-11-Influence des régimes transitoires sur les réseaux : [10]

Du fait de la nature des éléments des réseaux (capacités, inductances, résistances), le passage d'un état de fonctionnement à un autre, notamment au moment de l'apparition d'un court-circuit, ne peut se faire instantanément et donne lieu à des **régimes transitoires des courants et des tensions**.

Les performances des protections rapides modernes dépendent de leurs qualités intrinsèques mais aussi, pour une large part, de la réponse des réducteurs de mesure à ces régimes transitoires.

#### I-11-1-Régime transitoire crée par l'apparition de courts-circuits sur le réseau :

On distingue :

**-Le régime transitoire ultrarapide des lignes électriques** (1 à 2 ms) l'application des perturbations qui apparaissent au moment du court-circuit donne naissance à des ondes mobiles électromagnétiques circulant pratiquement à une vitesse proche de celle de la lumière et se réfléchissant aux extrémités des lignes ; certaines protections ont leur principe basé sur la détection de ces phénomènes.

**-Le régime transitoire du réseau lors de l'apparition d'un court-circuit** qui fait intervenir les caractéristiques de tous les éléments : alternateurs, transformateurs, lignes.

En général, un réseau peut être représenté schématiquement par un circuit alimenté par un générateur et comportant une réactance  $L\omega$  en série avec une résistance  $R$  ; le régime transitoire d'un tel circuit est caractérisé par la présence d'une composante apériodique, qui est souvent appelée **composante continue**, qui se superpose à la composante à fréquence industrielle et qui s'amortit avec une constante de temps  $\tau$  telle que :

$$\tau = \frac{L}{R}$$

La valeur maximale de la composante apériodique est obtenue lorsque le court-circuit se produit au passage par zéro de la tension, elle est nulle lorsqu'il se produit au maximum de la tension.

La composante apériodique joue un rôle très important dans le fonctionnement des appareils contenant des circuits magnétiques dont elle peut provoquer la saturation.

En chaque point du réseau, le régime transitoire, en particulier la constante de temps du régime apériodique, est différente ; il est déterminé par les caractéristiques des éléments intervenant dans la boucle de court-circuit.

• **Les alternateurs** ont un comportement particulier du fait que le régime transitoire affecte à la fois l'inducteur et l'induit. Leur participation au cours d'un court-circuit total comporte trois périodes.

-La première période est celle du régime transitoire des amortisseurs, appelé régime subtransitoire, où le courant n'est limité que par une faible réactance, dite réactance subtransitoire, notée  $X''_d$ , dont la valeur réduite est d'environ 30 % ; la constante de temps du régime apériodique correspondant est de l'ordre de 40 à 60 ms.

- Après extinction du régime précédent intervient le régime transitoire proprement dit pour lequel on définit une réactance transitoire notée dont la valeur réduite est de l'ordre de 40 à 50 %, ce régime, qui dure jusqu'à extinction des courants apériodiques dans les phases du stator, a une constante de temps de 1,2 à 1,6 s selon les machines.

- Enfin, après extinction du régime apériodique de l'inducteur, dont la constante de temps est de l'ordre de 7 à 8 s, on atteint le régime permanent où intervient la réactance synchrone, notée  $X_d$ , qui vaut de 220 à 270 % et à laquelle correspondent donc des courants 2 à 3 fois plus faibles que le courant nominal.

Les courants de court-circuit intervenant dans l'étude du fonctionnement des protections se calculent en considérant le régime transitoire des alternateurs, c'est-à-dire la réactance, bien qu'avec les protections et les disjoncteurs modernes le régime subtransitoire ne puisse plus toujours être ignoré.

• **Les transformateurs et autotransformateurs** de puissance ont une réactance comprise en général entre 15 et 20 %, la constante de temps de leur régime apériodique étant de l'ordre de 100 à 300 ms.

**Les lignes aériennes à très haute tension** ont, suivant le nombre de conducteurs par phase et la disposition des phases sur les pylônes, une constante de temps comprise entre 30 et 60 ms.

### **I-11-2-Régimes transitoires au niveau des transformateurs de mesure :**

#### **a) Transformateurs de courant**

Le comportement du circuit magnétique des transformateurs de courant (TC) joue le rôle essentiel ; ce circuit est soumis à deux flux magnétiques :

- le flux créé par le courant primaire et en particulier par la composante apériodique du régime transitoire du court-circuit.

-le flux rémanent lié à la vie antérieure du TC existant à l'instant de l'apparition du court-circuit.

Selon les amplitudes et les polarités respectives de ces flux, le risque de saturation du circuit magnétique est plus ou moins grand.

Lorsque la saturation se produit, le courant secondaire est déformé et n'est plus l'image du courant primaire ; en d'autres termes, une information incorrecte est présentée à l'entrée des protections ; différentes fonctions des protections peuvent en être affectées : fonction directionnelle, mesure de distance, fonction différentielle, etc.

Ces phénomènes sont à prendre en compte non seulement à l'établissement du court-circuit mais également lors d'un ré-enclenchement automatique sur défaut.

#### **b) Transformateurs de tension**

Il existe deux types de transformateurs de tension :

- les transformateurs de tension bobinés (TT) ;
- les transformateurs condensateurs de tension (TCT).

Les régimes transitoires qui affectent le plus le fonctionnement des transformateurs de tension sont l'apparition de courts-circuits sur le réseau, la mise hors tension, la mise sous tension et l'accroissement brutal de la tension appliquée.

#### **-L'apparition de courts-circuits sur le réseau**

Engendre des oscillations dont la fréquence varie de quelques centaines de Hertz à quelques kilohertz.

Dans le cas des transformateurs de tension, ces oscillations s'amortissent rapidement ; l'erreur qui en résulte est négligeable après 10 à 20 ms.

Ces phénomènes sont beaucoup plus difficiles à amortir dans le cas des transformateurs condensateurs de tension et d'autant plus gênant, surtout avec les protections de distance, qu'ils entraînent souvent une erreur de mesure de distance importante. Sur les lignes courtes, la précision nécessaire pour un fonctionnement en zone réduite risque de ne plus être assurée ; il faut alors choisir un schéma de protection du type à zone étendue et à verrouillage.

À la mise hors tension, une ligne se comporte comme un condensateur dont les armatures retiennent des charges électrostatiques, souvent appelées charges piégées (trapped charges).

Ces charges peuvent s'écouler facilement au travers des transformateurs de tension mais donnent lieu à des régimes oscillatoires pouvant provoquer la saturation du circuit magnétique, notamment au moment de la remise sous tension.

Avec les transformateurs condensateurs de tension, ce sont les condensateurs intermédiaires qui se déchargent à travers le transformateur magnétique auxiliaire donnant également lieu à des phénomènes oscillatoires que l'on retrouve à l'entrée des protections.

**-La mise sous tension** au passage par zéro de la tension est le cas le plus défavorable pour les transformateurs de tension ; le flux est alors maximal et risque de saturer le circuit magnétique, surtout dans le cas des appareils dont le circuit magnétique est fermé.

Dans le cas des transformateurs condensateurs de tension, le phénomène le plus gênant est le risque de ferrorésonance ; pour l'éviter, des dispositifs d'amortissement particuliers sont prévus ; néanmoins, pendant quelques périodes, la tension alimentant les protections peut présenter une erreur importante.

**-L'accroissement brutal de la tension appliquée** se rencontre sur les phases saines d'un réseau dont une phase est affectée d'un défaut à la terre.

**I-12-Critère de l'existence d'un défaut sur le réseau : [11]**

La présence d'un court-circuit à naturellement pour effet de modifier plus au moins profondément les tensions et les courants propres à l'élément considéré et les grandeurs agissant sur les relais doivent obligatoirement être liées à ces courants et à ces tensions. Puisque dans le cas d'un appareil triphasé les trois (03) tensions étoilées, les trois tensions composées et les trois courants dans les phases qui suivent sont les seules grandeurs électriques connues.

Les principales répercussions produites par un court-circuit affectant les caractéristiques de courant et de tension de cet élément du réseau sont :

- Soit des modules ou arguments.
- Soit par l'apparition des composantes symétriques.
- Soit de certaines de leurs combinaisons telles que les impédances, puissances.

**a)-Variation de l'impédance :**

On peut conjuguer les deux facteurs « surintensité et chute de tension » dans les réseaux par la variation de l'impédance apparente « Z » d'un élément. Cette impédance mesurée par exemple entre la phase 1 et la phase 2 est déterminée par le quotient :

$$Z = \frac{V_1 - V_2}{I_1 - I_2}$$

des tensions  $V_1 - V_2$  des courants  $I_1 - I_2$ , cette impédance apparente subit la diminution au moment du défaut.

**b)- Apparition des composantes inverses et homopolaires :**

Cette apparition des composantes symétriques décèle avec certitude la présence d'un déséquilibre qui d'ailleurs ne peut être un court-circuit ou un défaut d'isolement c'est le cas de la coupure d'un conducteur sans mise à la terre.

**c)-La différence de phase ou d'amplitude entre le courant d'entrée et courant de sortie d'un élément :**

En général, dans un élément de réseau sain le courant dérivé, tel que le courant magnétisant et le courant de capacité, sont petits devant les courants de fonctionnement et le courant de court-circuit.

En régime normal, l'intensité d'entrée ( $I_E$ ) est la même que l'intensité de sortie ( $I_S$ ).

Si ce circuit est le siège d'un court-circuit, la différence géométrique du courant  $I_E$  et  $I_S$  sera notable, et on peut utiliser cette propriété pour caractériser l'apparition d'un défaut.

Au lieu d'évaluer la différence vectorielle des courants d'entrée et de sortie, on peut s'intéresser à leur différence de phase.

**d)-Le sens de la puissance :**

On utilise le sens de la puissance comme critère de défaut car la puissance a un sens direct dans le fonctionnement normal du réseau et opposé dans le cas d'existence d'un défaut dans celui-ci.

\*Les différentes comparaisons (les sens de puissances, les courants d'entrée avec les courants de sorties et la différence de phase) sont à la base de toute une série de système de protection qu'en désigne par :

\*Les protections différentielles dans lesquelles on forme la différence géométrique du courant d'entrée et du courant de sortie.

\*Les protections à comparaison de phases dans lesquelles on compare le sens de circulation des puissances à l'entrée et à la sortie.

**En résumé nous retiendrons les critères suivants :**

- Diminution de l'impédance apparente.
- Apparition des composantes symétriques.
- Différence de phase et d'amplitude entre les courants à l'entrée et à la sortie d'un élément de réseau.
- Inversion du sens de la puissance entre l'entrée et la sortie d'un élément.

**I-13-Conclusion :**

Un système de protection qui peut associer ces différents critères permet de renforcer la sécurité d'un réseau et de ne laisser aucun défaut subsister sans le détecter.

Parmi ces systèmes de protection qui rassemblent l'ensemble des critères pour détecter tout type de court-circuit dans les lignes principales de transport d'énergie électrique, on trouve la protection de distance.

# Chapitre II

## **Généralités sur les protections**

### II-1-Introduction :

Tous les moyennes d'exploitation d'un niveau de tension bien défini sont dimensionnés pour supporter les tensions de service les plus élevées.

Ces moyennes doivent également pouvoir résister aux sursensions de courtes durées provoquées par les coups de foudre, par les phénomènes de coupure, par les contacts à la terre et par d'autres phénomènes dynamiques.

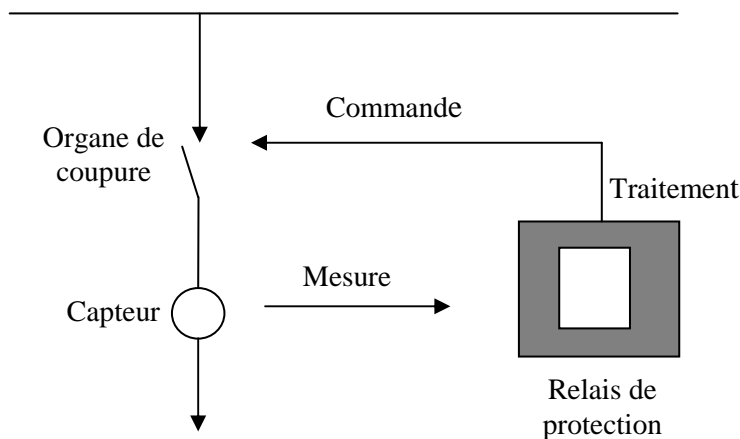
Les réseaux sont donc affectés de perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité du matériel et la qualité du service et dont il faut chercher à minimiser les conséquences, c'est l'objet des protections.

### II-2- système de protection : [8]

#### II-2-1-définition :

C'est un ensemble de dispositifs plus ou moins complexe, qui se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

- Capteur de mesure de courant et de tension fournissant les informations de mesure nécessaire à la protection des défauts
- Relais de protection, chargé de la surveillance permanent de l'état électrique du réseau jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses et leur commande par le circuit de déclenchement
- Organe de coupure (disjoncteur, interrupteur, fusible) dans leur fonction d'élimination de défaut.



**Figure II-1 : Chaîne de protection**

#### II-2-2-Rôle des protections :

Une protection ou un système de protection a pour rôle la surveillance d'un élément du réseau, d'une installation et la mise hors tension de celui-ci ou celle-ci lorsqu'il ou elle devient siège d'un défaut électrique. A travers cette mise hors tension de la partie en défaut et sa séparation du réseau, la partie saine sera maintenue en service. Par cette action la protection limitera les dommages qui peuvent résulter d'un fonctionnement prolongé sur défaut et devient ainsi un élément important de la qualité et la continuité de service.

**Un système de protection assure trois fonctions principales :**

- protéger tous le système pour maintenir la continuité des fournitures
- minimiser les dommages et les couts de réparation là ou il détecte une défaillance
- garantir la sécurité du personnel.

Ces exigences sont nécessaires, tout d'abord pour une détection et une localisation précoces des pannes et, en deuxième lieu, pour un remplacement rapide des équipements.

**II-3-Caractéristiques des protections : [5] [10]**

Pour exécuter les différentes taches, la protection doit avoir les qualités suivantes :

**II-3-1 Rapidité d'élimination des défauts :**

Dans la plupart des réseaux HTB, c'est le maintien de la stabilité transitoire de fonctionnement des groupes générateurs qui impose le temps maximal d'élimination des défauts, essentiellement des défauts polyphasés qui sont les plus contraignants.

Le temps maximal se situe souvent dans la fourchette de 150 à 250 ms.

Le temps de fonctionnement des disjoncteurs modernes (ouverture des pôles et coupure du courant) étant de l'ordre de 30 à 50 ms, ces exigences sur les temps d'élimination des défauts imposent aux protections les plus rapides de fonctionner en un temps de 20 à 30 ms.

**II-3-2 Sélectivité d'élimination des défauts :**

Les réseaux HTB de transport et d'interconnexion sont également caractérisés par de forts transits d'énergie ; des courants de charge de plusieurs milliers d'Ampères sont fréquents. En cas de déclenchement d'un ouvrage, il se produit instantanément un report de charge sur l'ouvrage restant en service.

Il est indispensable de ne déclencher que les ouvrages strictement nécessaires à l'élimination d'un défaut sous peine d'être confronté à des conditions de transit insupportables sur d'autres ouvrages, entraînant des déclenchements en cascade. Cette faculté est appelée **sélectivité**.

Le déclenchement monophasé complique le problème de la sélection car il s'agit non seulement de reconnaître quelle est la section de la ligne défectueuse, mais encore quelle est la phase ou les phases atteintes par le court-circuit.

On distingue trois types de sélectivité :

**➤ La sélectivité ampèremétrique :**

Elle met en œuvre des appareillages de protection instantanés (disjoncteurs, fusibles). Elle est basée sur le fait que l'intensité de court-circuit diminue au fur et à mesure que l'on s'éloigne de la source. Le seuil de réglage de déclenchement de la protection aval doit être inférieur au seuil de la protection amant.

**➤ La sélectivité chronométrique :**

Elle est basée sur la temporisation du déclenchement de chaque disjoncteur et elle repose sur le décalage temporel des déclenchements des protections. La temporisation de déclenchement de la protection aval doit être inférieure à celle de la protection amant.

**➤ La sélectivité logique :**

Elle permet d'obtenir une sélectivité au déclenchement parfaite et par ailleurs de réduire considérablement le retard au déclenchement des disjoncteurs situés le plus près de la source. Elle repose sur un échange d'information logique.

**II-3-3 Fiabilité :**

Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un défaut sur le réseau.

La fiabilité d'une protection, est la probabilité de fonctionnement correct de ce système durant une période de temps déterminé. Par conséquent le nombre de défaillance sur les protections peut être utilisé comme moyen pour évaluer la fiabilité d'une protection.

**II-3-4 La sensibilité :**

Les courants très élevés se rencontrent la plupart du temps en cas de **défaut triphasé**. Ils ne sont alors limités que par les impédances naturelles du réseau. Certaines compagnies d'électricité adoptent des dispositions constructives (installation de réactances de limitation par exemple) pour en réduire le niveau ; la limitation peut également être obtenue en jouant sur le schéma d'exploitation : débouclage partiel des réseaux aux points où les courants de court-circuit risquent de dépasser les valeurs admissibles.

En cas de **défaut à la terre**, le niveau des courants de court-circuit dépend très fortement du mode de mise à la terre des points neutres des réseaux. L'interposition d'une impédance dans cette mise à la terre permet de réduire les courants de court-circuit de telle sorte que le rapport entre l'impédance homopolaire  $Z_0$  et l'impédance directe  $Z_d$  résultantes en tous points du réseau soit toujours tel que :

$$\frac{Z_d}{Z_0} \geq 1$$

De cette façon, la valeur maximale du courant de défaut monophasé à la terre ne dépasse jamais celle des courants de défauts triphasés.

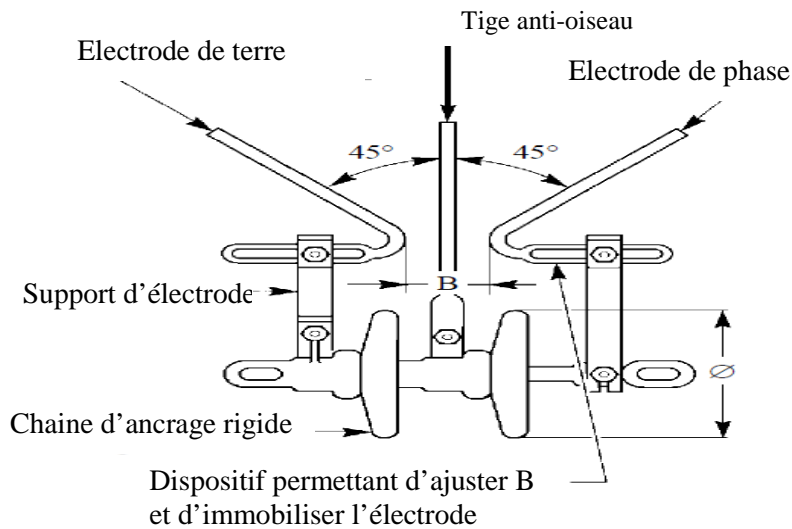
On note que l'on fait également en sorte que ce rapport en HTB reste toujours tel que :

$$\frac{Z_d}{Z_0} \leq 3$$

Pour satisfaire aux exigences de coordination des isolements contraignantes en HTB.

**II-4-Appareillages de protection :****II-4-1-Appareillages de protection contre les surtensions :****a)- Éclateur: [9]****➤ Définition**

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre. A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel.



**Figure II-2 : Eclateur HTB avec tige anti-oiseaux.**

**b)- Parafoudre : [12]**

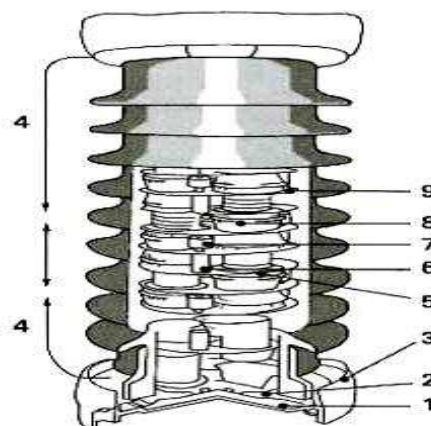
➤ **Définition :**

Le parafoudre est un semi-conducteur à résistance non linéaire, en général à l'oxyde de zinc (ZnO), dont les caractéristiques sont bien maîtrisées. Les parafoudres ont été conçus dans le but d'assurer une meilleure protection des installations contre les coups de foudre direct ou indirect et une bonne continuité de service.

➤ **Types de parafoudres :**

Les parafoudres sont de plusieurs types parmi lesquels on a ;

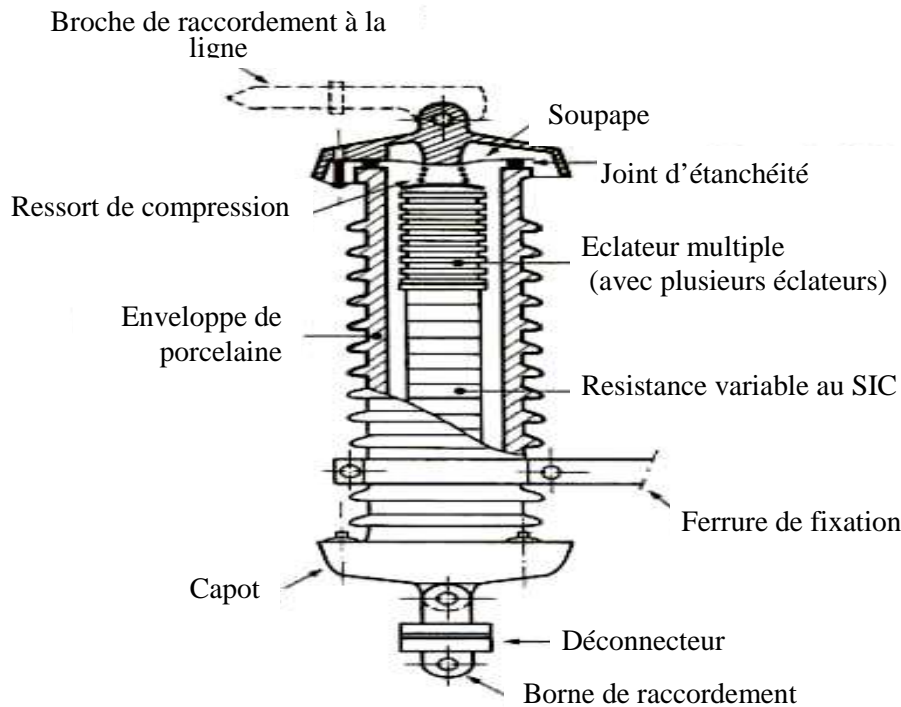
- Parafoudre moyenne tension HTA.
- Parafoudre haute tension HTB.



- 1- Conduit de dégazage ;
- 2 -membrane de surpression ;
- 3 - embase ;
- 4- chemin des gaz ionisés expulsés en cas d'arc interne.

- 5- empilage d'éclateurs, de résistances non linéaires et de bobine soufflage d'arc ;
- 6 -résistance de récupération
- 7 condensateur
- 8 -cale en porcelaine
- 9- plaque d'assemblage

**Figure II-3 : Parafoudre HTB au carbure de silicium et à éclateurs**



**Figure II-4: Parafoudre HTA au carbure de silicium et à éclateurs**

#### **II-4-2-Appareillages de protection contre les surintensités :**

Une surintensité est tout courant supérieur à la valeur assignée.

##### **a)-Disjoncteur : [5]**

Le disjoncteur est un appareil qui peut interrompre des courants importants, qu'il s'agisse du courant normal ou des courants de défaut. Il peut donc être utilisé comme un gros interrupteur, commandé sur place par un bouton-poussoir (sur place) ou télécommandé.

Le disjoncteur est destiné à la protection des réseaux de distribution et des postes de transformations. Il est doté d'un pouvoir de coupure important, il peut interrompre des courants de courts-circuits de 4 à 5 fois le courant nominal sous une tension élevée, en quelques millièmes de seconde. Comme il sert à interrompre les forts courants de court-circuit, il joue le même rôle qu'un fusible, mais il a un fonctionnement plus sûr et on n'a pas besoin de le remplacer après chaque interruption.

##### ***Les disjoncteurs les plus répons sont :***

1. Les disjoncteurs à l'huile.
2. Les disjoncteurs à l'air comprimé.
3. Les disjoncteurs au SF6.
4. Les disjoncteurs à vide.

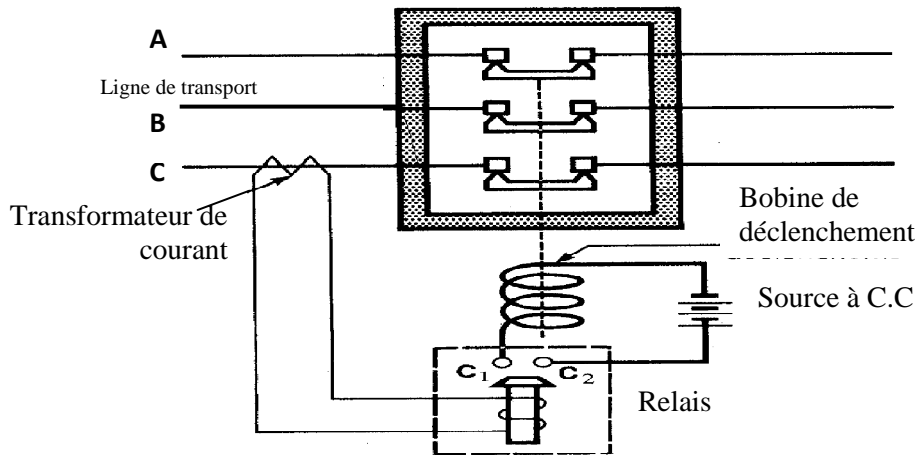


Figure II - 5: Commande de l'ouverture d'un disjoncteur

### b)-Sectionneurs : [8]

Les sectionneurs permettent de séparer et d'isoler une partie du réseau pour travailler sur celle-ci, et permettent ainsi d'obtenir une séparation visible.

Les sectionneurs contrairement aux autres appareils ne sont dotés d'aucun pouvoir de coupeur, ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de tout courant.

#### ➤ Les différents types des sectionneurs :

##### -Sectionneur de mise à la terre :

Ce sont des interrupteurs de sécurité qui isolent un circuit et qui grâce à leur mise à la terre, empêchent l'apparition de toute tension sur une ligne pendant les réparations.

##### -Sectionneurs à deux colonnes :

Parmi les plus simples et abondants des appareils constituant le réseau, ce sont des appareils à commande rotative. Ils ont l'inconvénient d'avoir un encombrement important, les bras engagent la distance entre phases en position d'ouverture.

##### -Sectionneurs pontagraphe :

Ils permettent de raccorder directement des conducteurs situés à des niveaux différents, et ils sont moins encombrants.

##### -Interrupteurs-sectionneurs :

Ce sont des sectionneurs auxquels on a associé un dispositif permettant la coupure des courants faibles.

### c)-Coupe-circuit à fusible :

#### ➤ Définition :

Le coupe-circuit à fusible est un appareil dont la fonction est de couper, par la fusion de l'un de ses éléments appelé conducteur fusible, le circuit dans lequel il est inséré, lorsque le courant qui parcourt l'élément dépasse une certaine limite qui dépend de temps.

Le conducteur fusible est généralement en plomb ou en argent placé dans du sable fin.

En pratique on peut distinguer deux types de fusibles :

- Fusible à haute tension
- Fusible à basse tension enroulé dans une cartouche de section circulaire ou rectangulaire, contenant une matière étouffant l'arc.

➤ **Caractéristiques du fusible :**

Les fusibles sont caractérisés par leur :

1. Tension nominale, qui est la grandeur que peut supporter le fusible en régime nominal.
2. Courant nominal, qui est la grandeur que peut supporter le fusible en régime normal.
3. Pouvoir de coupure, qui est l'intensité maximale que le fusible peut couper lors d'un court-circuit.

**II-5-Fonction élémentaire de mesure : [10]**

Un équipement de protection est, la plupart du temps, composé de plusieurs fonctions élémentaires de mesure, souvent appelées relais de mesure. Ceux-ci doivent effectuer une mesure correcte avec une précision suffisante, malgré la présence des **régimes transitoires** perturbateurs sur les courants et les tensions qui apparaissent au moment du court-circuit.

**II-5-1-Relais à maximum de courant :**

Cette dénomination regroupe les fonctions suivantes:

▪ **Relais instantané:**

Lorsqu'un seuil de courant est dépassé, le relais émet aussi rapidement que possible un ordre de déclenchement.

▪ **Relais temporisé:**

Lorsqu'un seuil de courant est dépassé, une temporisation est mise en route. Si à l'échéance de cette temporisation le seuil est toujours dépassé, le relais émet un ordre de déclenchement.

▪ **Relais à temps inverse:**

Le déclenchement est émis au bout d'un temps inversement proportionnel à la valeur du courant.

▪ **Relais directionnel:**

C'est une fonction supplémentaire, que l'on ajoute à l'un des relais cités précédemment, l'ordre de déclenchement n'est émis que si la puissance transite dans un sens donné. Pour élaborer cette fonction le relais doit être alimenté aussi en tension, car le sens de transit est donné par le déphasage entre la tension et le courant.

**II-5-2-Relais de distance :**

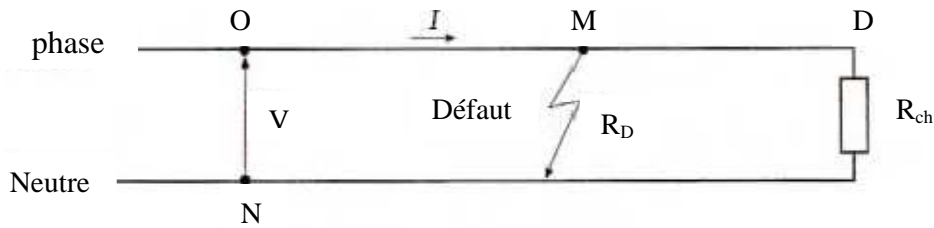
Le relais d'impédance prend en compte en permanence les grandeurs **V** et **I** d'une même phase pour évaluer l'impédance  $Z = V/I$  du réseau sur cette phase, vue du point où est situé le relais de mesure. Cette évaluation d'impédance est réalisée en général sur les trois phases, soit entre phase et neutre, soit entre phases.

Dans le circuit monophasé de la figure (II-6), un relais d'impédance placé en O mesure une tension **V** et un courant **I** comptés positivement dans les sens indiqués.

On définit l'impédance apparente  $V/I = Z = R + jX$  mesurée par le relais placé en O et orienté vers D dans le diagramme (**R**, **jX**) figure (II-7), l'impédance d'une ligne entre O et D est représentée par le vecteur  $\overrightarrow{OD}$ .

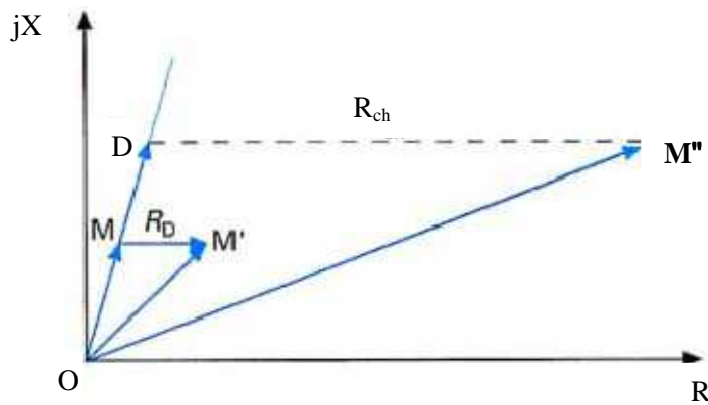
Si un défaut franc se produit en M sur la ligne, l'impédance mesurée est représentée par le vecteur  $\overrightarrow{OM}$ , si le défaut en M a une résistance  $R_D$ , l'impédance mesurée est  $\overrightarrow{OM}'$ .

En l'absence de tout défaut, si à l'extrémité D de la ligne, il existe une charge  $R_{ch}$  qui fait circuler un courant de transit  $I_T$  dans la ligne, l'impédance de transit  $Z_T$  mesurée est  $\overrightarrow{OM}''$  est représentative d'un état **hors défaut** de la ligne.



$R_{ch}$  : résistance de charge

**Figure II-6 : Mesure d'impédance sur un circuit**



**Figure II-7 : Diagramme d'impédance**

**Caractéristique de surcharge maximale admissible :**

L'impédance minimale de transit  $Z_{Tm}$  est obtenue lorsque la tension du réseau atteint sa valeur minimale en exploitation  $V_{Tm}$  et que la ligne est en régime de surcharge maximale acceptable pour la stabilité du réseau ou la tenue du matériel.

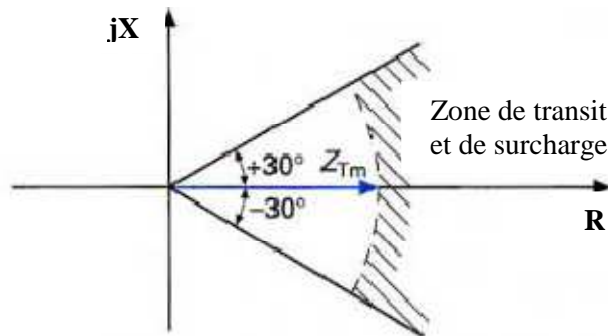
$$Z_{Tm} = \frac{V_{Tm}}{I_{SM}}$$

Avec :

$V_{Tm}$  : 0,85Vn par convention.

$I_{SM}$  : courant de surcharge maximal de la ligne.

Le déphasage maximal  $Q_{Tm}$  conventionnelle admis entre  $V_{Tm}$  et  $I_{SM}$  doit satisfaire la relation :  
 $-30^\circ \leq Q_{Tm} \leq 30^\circ$



$I_{sm}$  : courant de surcharge maximal.

$V_{Tm}$  : tension de transit minimal (par convention  $V_{Tm} = 0,85V_n$ ).

$Z_{Tm} = V_{Tm} / I_{sm}$ .

$Q_{Tm}$  angle de déphasage maximal entre  $V_{Tm}$  et  $I_{sm}$ .

(par convention  $-30^\circ \leq Q_{Tm} \leq 30^\circ$ )

**Figure II-8 : Caractéristique de surcharge maximale admissible.**

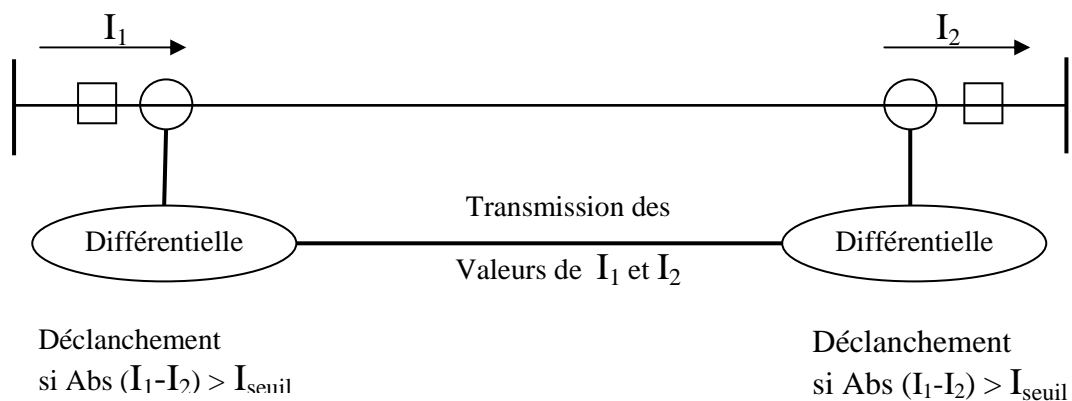
La zone hachurée représente la zone de transit et de surcharge maximale admissible, lorsque le point d'impédance apparente sort de cette zone, on considère qu'il est en régime de défaut.

**II-6-La protection des lignes : [10]**

Les lignes sont protégées dans la majorité des cas par des protections de distance, quelque fois associées à des protections à sélectivité absolue, telles que les protections différentielles ou les protections à comparaison de phases.

**II-6-1-La protection différentielles : [13]**

Les protections différentielles de ligne calculent l'écart entre les valeurs de courant mesurées aux deux extrémités et le comparent à un seuil prédéfini. En cas de dépassement, il y a déclenchement.



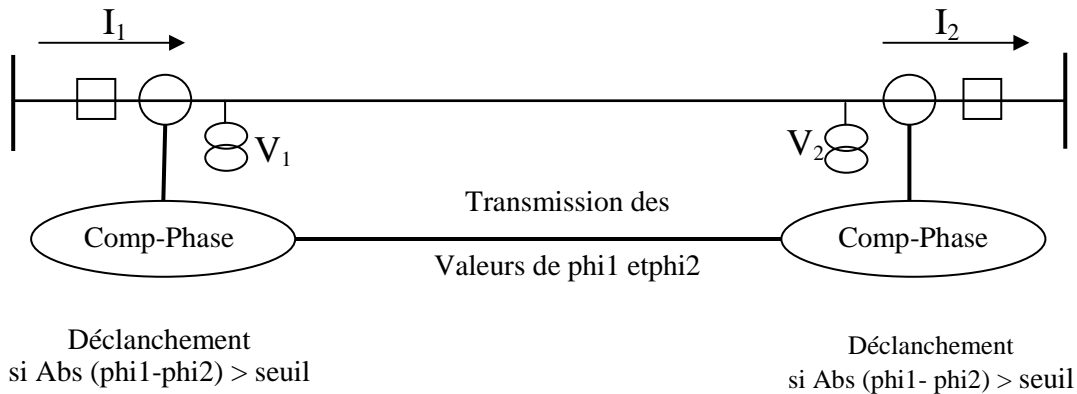
**Figure II-9 : Protection différentielle.**

$I_{seuil}$  = seuil de réglage du déclenchement.

Abs : valeur absolue.

### II-6-2-La protection à comparaison de phase:[13]

La protection à comparaison de phase fonctionne sur le même principe mais la détection porte sur l'écart de phase entre la tension et le courant aux deux extrémités de la ligne.



**Figure II-10 : Protection à comparaison de phase**

Seuil : seuil de réglage du déclanchement.

$\phi$  : déphasage entre V et I.

Abs : valeur absolue.

#### ➤ Avantages d'une protection différentielle et à comparaison de phases :

Outre son insensibilité aux courants de transit, ces protections présentent l'avantage d'une meilleure sélection de la ou des phases en défaut, en particulier sur les lignes à deux circuits (cas de défaut affectant simultanément les deux circuits). De plus, la protection différentielle permet une protection efficace des lignes.

#### ➤ Inconvénients d'une protection différentielle et à comparaison de phases :

Par principe, ces protections sont insensibles aux défauts extérieurs et ne peuvent assurer le "secours éloigné".

Aussi, elles doivent être associées obligatoirement à une protection de distance. La protection différentielle nécessite des circuits de transmission spécifiques à hautes performances, notamment en termes de disponibilité. Le coût qui en résulte, limite son emploi au réseau à 400kV et aux liaisons souterraines.

### II-6-3-Protection de distance :

Elle possède une propriété qui se distingue par son fonctionnement instantané quel que soit la nature du défaut, par son action sur le ré-enclencheur surtout lors des défauts monophasés, et par son action sur le système de télétransmission afin de couvrir l'ensemble de la ligne.

#### II-6-3-1-Présentation de la protection de distance et de ces principales fonctions : [14]

Principe :

Le relais de distance est un appareil qui sur base d'une mesure de tensions et de courants, peut déterminer l'endroit du réseau où se produit un court-circuit « distance de défaut ».

Il donne alors un ordre de déclanchement au disjoncteur après un temps pré-réglé et fonction de la position du défaut.

$$\frac{U_{CC}}{I_{CC}} = Z_{CC} = Z_{Un} \times \ell$$

$$Z_{Un} : \left[ \frac{\Omega}{\text{Km}} \right]$$

$\ell$  [Km] = distance du défaut.

En pratique, le relais de distance protège :

- en 1<sup>er</sup> gradin (instantané ou rapide) la majorité du tronçon de la ligne (90% à 100%).
- en 2<sup>ème</sup> gradin temporisé le reste de la ligne, le poste à l'autre extrémité, le début des lignes aval.
- dans les autres gradins temporisés une partie assez étendue du réseau autour du relais.

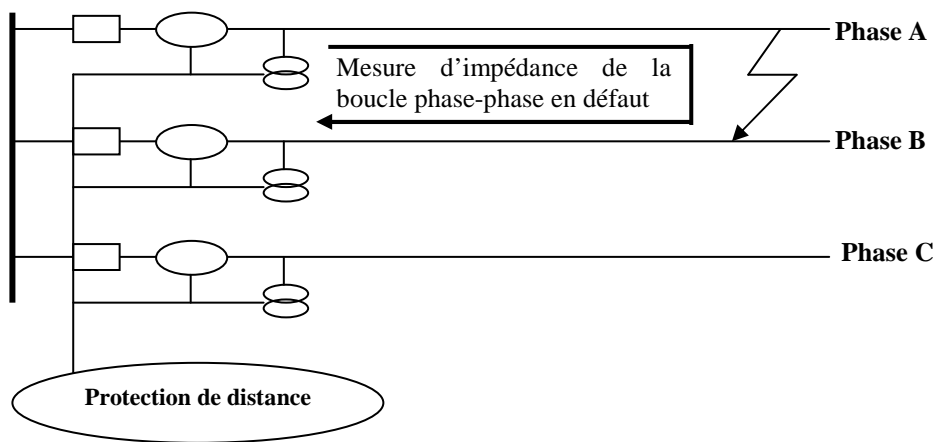


Figure II-11 : Cas d'un défaut entre phases.

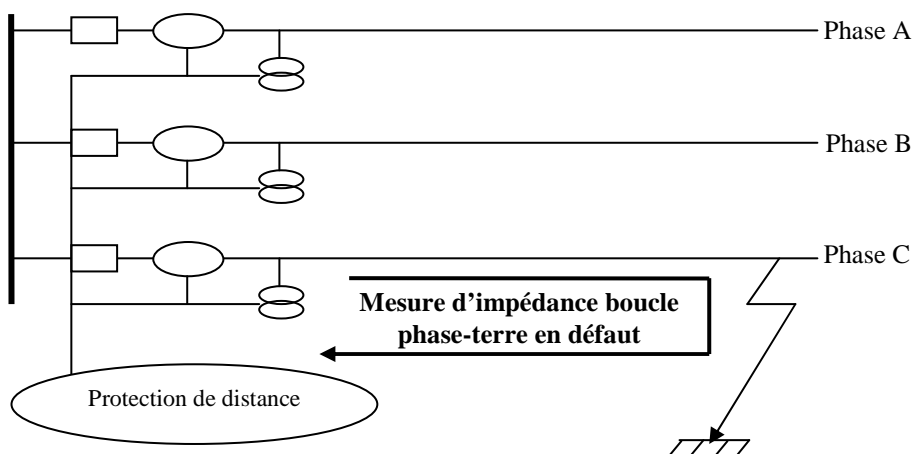


Figure II- 12: Cas d'un défaut phases-terre.

**Avantages des protections de distance :**

Ces protections s'intervient au-delà de l'ouvrage concerné et présentent ainsi l'avantage d'assurer des déclenchements en secours pour des défauts situés au poste ou plus éloignés (défauts barres, défauts lignes mal éliminés par suite d'une défaillance de disjoncteur ou de protection). On parle alors d'un fonctionnement en « secours éloigné ».

**Inconvénients des protections de distances :**

Elles sont par contre relativement lentes en 2<sup>ème</sup> stade. Cet inconvénient peut être levé en ayant recours à des asservissements entre extrémités de l'ouvrage au moyen de systèmes de télétransmission. On parle alors dans ce cas d'accélération de stade. De plus pour des liaisons courtes, la différenciation entre zone 1 et zone 2 atteint ses limites. Toutefois, ces protections peuvent encore être utilisées en ayant recours au mode d'asservissement particulier dit à verrouillage (si l'une des protections détecte le défaut en amont, elle verrouille l'autre).

**II-6-4 : Protections associées à la protection de distance :****II-6-4-1 : Protection complémentaire :**

Cette protection est destinée à détecter les défauts à la terre résistants qui ne sont pas détectés par les protections de distances.

Elle utilise le principe de la mesure de la puissance résiduelle à temps inverse. Elle comprend :

- Un relais à maximum de courant résiduel qui assure l'installation de la mesure de puissance.
- Une temporisation de base fixe réglée à une valeur supérieure au temps de cycle du ré-enclencheur monophasé.
- Un relais de puissance résiduelle dont le temps de fonctionnement est inversement proportionnel à la puissance, l'information directionnelle avec ce type de relais autorise le déclenchement seulement si le défaut est aval.

**II-6-4-2 : Protection des antennes passives :**

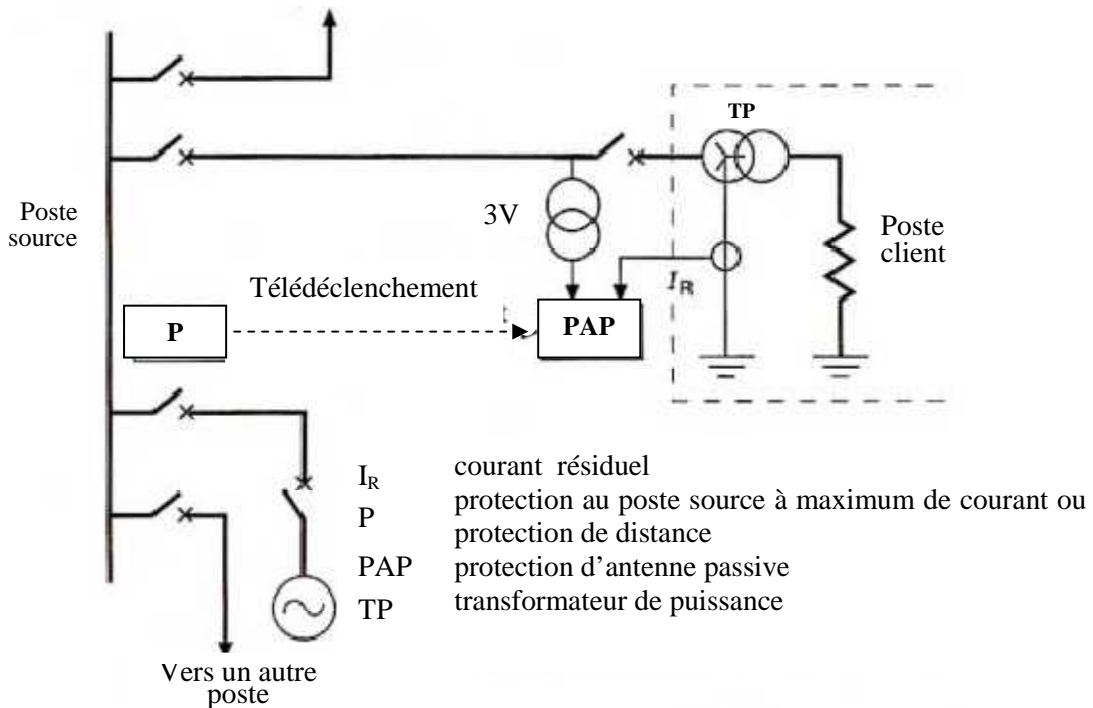
La clientèle industrielle est quelquefois alimentée par une seule liaison à partir d'un poste source. Si le client industriel n'a aucun générateur, son alimentation est dite en antenne passive.

Les protections de distance ne fonctionnent que si le courant de défaut est supérieur à une certaine valeur  $I_{min}$  variable suivant les protections :  $0,1_n < I_{min} < 0,5 I_n$ .

Une protection de distance, située au poste client alimenté par une ligne unique à partir d'un poste source, ne fonctionne pas lors d'un défaut sur la ligne si ce poste est strictement passif (absence de courant suffisant pour autoriser le fonctionnement de la mise en route d'une protection de distance).

Pour garantir la continuité de l'alimentation, certaines dispositions doivent être prises afin d'éliminer les défauts monophasés (les plus probables), sans coupure du poste en antenne. Pour cela, il est nécessaire de pouvoir réaliser un déclenchement et un réenclenchement monophasé au poste client passif.

Dans ce cas, on utilise un sélecteur de phase à baisse de tension qui détermine la phase en défaut, associé à un relais sensible de détection du courant résiduel (critère de présomption de défaut monophasé) qui autorise le déclenchement à distance émis par la protection du poste source (télédéclenchement). En l'absence de télédéclenchement, la protection peut élaborer en secours un ordre local de déclenchement à l'échéance d'une certaine temporisation.



**Figure II-13: Client industriel alimenté par une antenne passive**

La protection de distance est l'équipement le plus utilisé dans les réseaux de transport et de répartition. Il en existe de nombreux types. Ils peuvent être classés en deux catégories :

- Les protections à commutation.
- Les protections multichaînes de mesure (non commutées).

➤ **Protection de distance à commutation**

Les protections électromécaniques de distance et de nombreuses protections statiques sont de ce type, qui est de fait le plus répandu actuellement sur tous les réseaux.

Cette disposition a été retenue pour réduire le coût de l'équipement. Ce type de protection ne comprend qu'un seul relais de mesure de distance commuté, d'une part, suivant la ou les phases en défaut par un dispositif sélecteur de phase et, d'autre part, la distance à mesurer (zone 1, zone 2, zone 3, etc.).

La protection de distance à commutation est composée de plusieurs fonctions qui sont examinées ci-après.

- **Fonction sélection de phases :**

Le dispositif sélecteur de phase, piloté la plupart du temps par le module de mise en route, assure l'aiguillage des grandeurs  $U$  et  $I$  représentatives du défaut sur les relais de distance. Ces relais sont alimentés soit entre phase et neutre s'il y a présence de courant homopolaire  $I_0$  (présomption de défaut monophasé ou biphasé à la terre), soit entre phases s'il y a absence de  $I_0$  (défaut biphasé isolé ou triphasé équilibré).

- **Fonction de mise en route :**

Cette fonction est souvent réalisée par un module composé en général de trois relais à minimum d'impédance dits relais de mise en route (un relais par phase). L'extrémité M de vecteur impédance, mesurée en permanence par ces relais de mise en route, évolue dans une zone dite de transit et de surcharge (figure II-6). La forme de leur caractéristique est adaptée pour que le relais, tout en étant sensible, fonctionne en dehors de cette zone de transit et de surcharge. En effet, la mise en route réalise la plupart du temps une fonction de secours ultime en assurant un déclenchement largement temporisé en cas de non-fonctionnement des relais de mesure de distance du départ ou des autres protections de l'ouvrage concerné et éventuellement ceux des ouvrages adjacents.

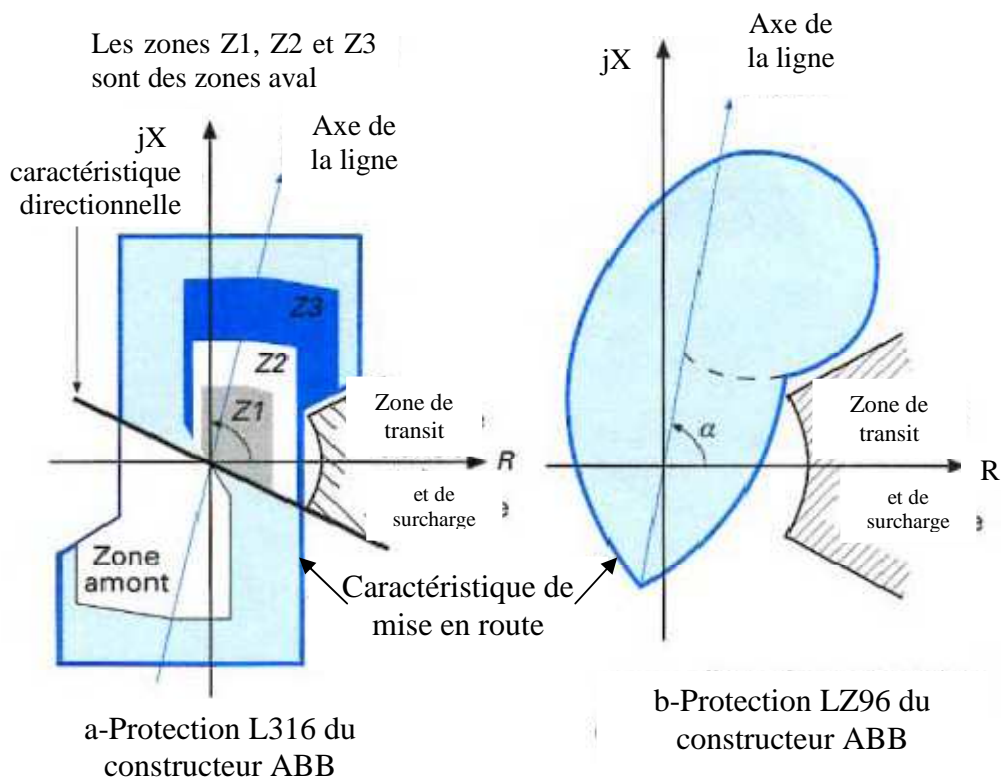
Elle ne doit pas donner d'ordre de déclenchement ni en régime de surcharge, ni sur report de charges dû au déclenchement d'une autre ligne adjacente.

Les trois relais à minimum d'impédance sont souvent associés à trois relais à maximum de courant (un sur chaque phase). En effet, en cas de courant élevé, ces relais ont un temps de mesure plus rapide que les premiers ; de plus ils permettent une sélection de phase plus sûre. Ils pilotent la fonction sélection de phase pour des courants supérieurs à 3 à  $4I_n$ .

- **Fonction de mesure et de distance :**

Cette fonction est réalisée par un relais de mesure de distance (ou relais de distance). Un relais de mesure de distance est un relais à minimum d'impédance dont le rôle est de faire une mesure assez précise de l'impédance de la boucle de circuit en défaut. Cette précision est obtenue en réduisant l'influence des principales causes d'erreur telles que la résistance de défaut, le courant de transit, les distorsions des signaux dues au régime transitoire, afin d'évaluer au mieux la distance entre le point de mesure et l'endroit du défaut.

Dans une protection de distance à commutation, l'alimentation du relais de distance est commutée sur la ou les phases en défaut par le sélecteur de phase qui a identifié la ou les phases concernées de manière à réaliser dans tous les cas une mesure aussi exacte que possible de la boucle en défaut. Par ailleurs, l'impédance de référence utilisée pour la mesure par ce relais de distance est commutée, pour modifier sa valeur, à l'échéance d'une ou de plusieurs temporisations, par exemple  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$ , de manière à disposer successivement de plusieurs impédances de référence de mesure  $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $Z_3$  délimitant des zones de fonctionnement.



**Figure II-14: Caractéristique de mise en route adaptée pour éviter la zone transit**

Considérons que les zones  $Z_1$ ,  $Z_2$  et  $Z_3$  de la protection sont orientées en aval, ce qui revient à dire qu'elles sont situées au-dessus de la caractéristique directionnelle. La première zone  $Z_1$  correspond à l'impédance de référence initiale, laquelle est associée éventuellement à une temporisation  $t_1$ , si l'impédance mesurée au moment du défaut  $Z_{def}$  est telle que  $0 < Z_{def} < Z_1$ , la protection émet un ordre de déclenchement à l'échéance de la temporisation  $t_1$ , sinon le relais est commuté en  $Z_2$ .

De même :

Si  $Z_1 < Z_{def} < Z_2$ , le relais déclenche à l'échéance de  $t_2$

Si  $Z_2 < Z_{def} < Z_3$ , le relais déclenche à l'échéance de  $t_3$

Si  $Z_{def} > Z_3$ , et que  $Z_{def}$  est dans la partie aval de la caractéristique de la mise en route, déclenche en  $t_4$ .

- **Fonction directionnelle :**

Cette fonction peut être indépendante ou liée au relais de mesure de distance. Un relais directionnel est un relais de mesure dont la caractéristique passe par l'origine. Lorsque le relais est indépendant de la mesure de distance, sa caractéristique est souvent une droite dite directionnelle passant par l'origine.

Les zones situées au-dessus de cette droite sont les zones aval, celles situées au-dessous sont les zones amont. Le relais directionnel fournira une information amont si le défaut est côté barres et une information aval si le défaut est côté ligne.

Pour les défauts très proches du point de mesure, la tension mesurée par la protection peut être très faible et de ce fait très bruitée, et on risque de réaliser une mauvaise mesure de direction.

• **Fonction d'antipompage :**

Le pompage est un phénomène d'oscillation de puissance entre deux parties du réseau dû à une rupture de synchronisme ou à l'oscillation d'un groupe à la suite d'un défaut. La fonction antipompage est quelquefois réalisée par un relais d'antipompage indépendant. Souvent cette fonction est liée à la fonction de mise en route.

Lors d'un tel phénomène, le vecteur représentatif de l'impédance de transit d'une ligne qui n'est pas en défaut peut traverser une zone de fonctionnement du relais de distance. Or, dans ce cas, le relais ne doit pas émettre d'ordre de déclenchement triphasé qui risquerait d'accroître, par rupture d'une liaison électrique, la perte de stabilité du réseau. Le relais d'antipompage verrouille le déclenchement triphasé du relais de distance dès l'apparition d'un phénomène d'oscillation important.

• **Fonction surveillance tension :**

La perte d'une tension, par exemple par rupture d'un fusible de protection d'un des circuits tension ( $V_{mes} = 0$ ), peut entraîner le fonctionnement intempestif des relais à minimum d'impédance ( $Z_{mes} = \frac{V_{mes}}{I_{mes}} = 0$ ) s'il existe un courant de transit suffisant.

Pour éviter ce dysfonctionnement, on utilise souvent deux relais pour vérifier le critère : présence de tension homopolaire  $V_0$  et absence de courant homopolaire  $I_0$  (le courant de transit étant supposé équilibré) pour verrouiller la protection.

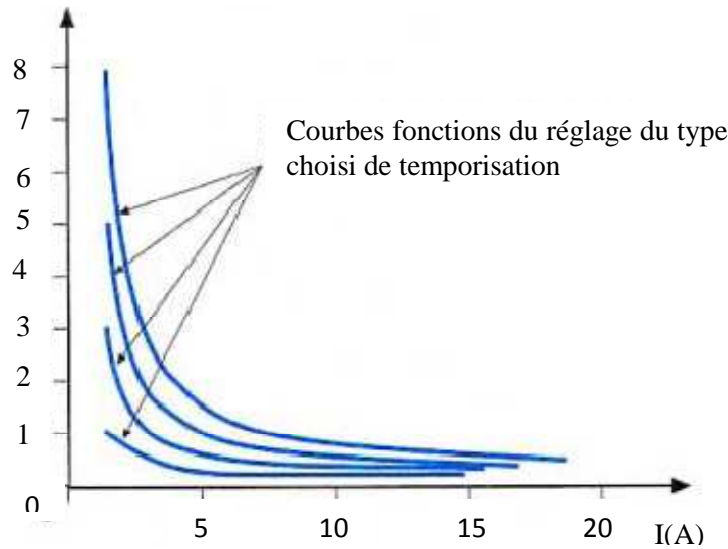
• **Fonction déclenchement rapide sur enclenchement sur défaut :**

Pour accélérer le fonctionnement de la protection de distance lors d'une fermeture du disjoncteur sur défaut, la protection reçoit l'information enclenchement du disjoncteur et, s'il y a en même temps fonctionnement du relais mise en route, la protection émet instantanément un ordre de déclenchement triphasé.

• **Fonction détection des défauts résistants :**

Les défauts résistants sur les lignes, qui peuvent mettre en cause la sécurité des personnes s'ils ne sont pas éliminés rapidement, sont souvent mal détectés par les relais à minimum d'impédance. C'est pour cela qu'on introduit un module optionnel de détection des défauts résistants, souvent constitué par un relais de courant homopolaire à temps inverse très sensible, il est temporisé pour éviter son fonctionnement lors d'un cycle de ré-enclenchement monophasé, cette fonction est traitée par la protection complémentaire.

Temps de fonctionnement (s)



**Figure II-15: Caractéristique de relais de courant à temps inverses**

• **Fonction ré-enclenchement :**

Présentée sous forme de module optionnel, elle n'est pas incluse dans la logique principale de la protection, certaines protections modernes sont munies de ce module de ré-enclenchement.

• **Fonctions logiques principales de la protection :**

Ces fonctions constituent une partie importante de la protection, elles déterminent largement les performances de l'équipement, cette logique doit être efficace pour permettre d'éliminer sélectivement tous les types de défaut, quels que soient le mode d'exploitation et la méthode de mise à la terre du réseau.

**II-7- Conclusion :**

L'élimination des défauts ne peut être obtenue que par les appareils de protection qui ont un rôle primordial dont la fonction est la protection des réseaux de distribution. Ces appareils de protection qui doivent être réglés de façon judicieuse feront l'objet de prochain chapitre.

# Chapitre III

## **Protection numérique P442**

### III-1- Introduction :

L'introduction des circuits intégrés numérique dans les équipements de protection de distance a commencé vers 1980. L'utilisation des microprocesseurs s'est faite très progressivement. Ce n'est qu'en 1988 que sont apparues en exploitation sur les réseaux, les premières protections entièrement numériques où le microprocesseur assure toutes les fonctions internes de la protection, ces dernières sont ainsi traitées au moyen d'algorithmes de calcul pour élaborer les ordres logiques et les signalisations.

Les protections de distance numériques ne sont pas, dans leur principe, fondamentalement différentes des protections qui l'ont précédé, mais l'utilisation de systèmes numériques a permis certaines améliorations. On peut noter :

- La possibilité d'acquérir des signaux optiques
- L'échantillonnage des grandeurs d'entrée, c'est-à-dire des trois tensions, des trois courants, et du courant résiduel à titre de contrôle,
- la prise en mémoire des grandeurs qui existaient sur le réseau juste avant le défaut. Leur comparaison avec celles présentes pendant le défaut permet de réaliser rapidement et simplement, les fonctions suivantes:
- La mise en route, par la variation des tensions,
- La sélection de phase, par la variation des intensités,
- La direction, par la variation de la puissance.

Les mesures de distance sont réalisées en prenant deux échantillons successifs, réalisés aux instants  $t_1$  et  $t_2$ , et en résolvant un système de deux équations à deux inconnues :

$$U_1 = R \times i_1 + L \times \left(\frac{di_1}{dt}\right)$$

$$U_2 = R \times i_2 + L \times \left(\frac{di_2}{dt}\right)$$

Les grandeurs  $R$  et  $L$  ainsi obtenues sont ensuite comparées à des seuils, ce qui permet le tracé de caractéristiques dans le plan  $[R-X]$ .

Parmi les produits de protection numériques qui nous ont été présentés par l'Entreprise de Gestion de Réseau et de Transport d'Énergie Algérienne sont de marque SIEMENS, AREVA. Dans ce chapitre on s'intéresse à la gamme de produit AREVA.

### III-2 : Les différentes gammes de produit d'AREVA MICOM :

Les relais MICOM sont une gamme de produit d'AREVA. Mettant en œuvre la technologie numérique la plus moderne, les relais MICOM comprennent des équipements conçus pour une utilisation dans les réseaux électriques très divers, comme les moteurs, les alternateurs, les départs de ligne, les lignes aériennes ou câbles...etc.

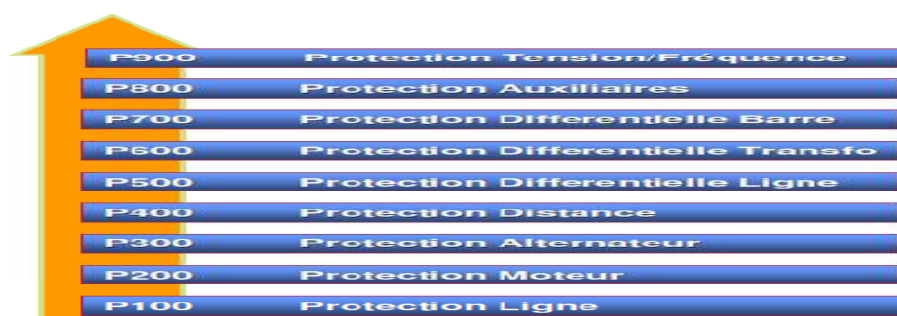


Figure III-1 : Différentes gammes de MICOM

Chaque gamme contient trois séries, qui sont : série 20, série 30 et série 40.



Figure III-2 : Les séries de MICOM

Chaque gamme de série contient plusieurs types de relais spécifiés pour une fonction.

Exemple "série 40" :

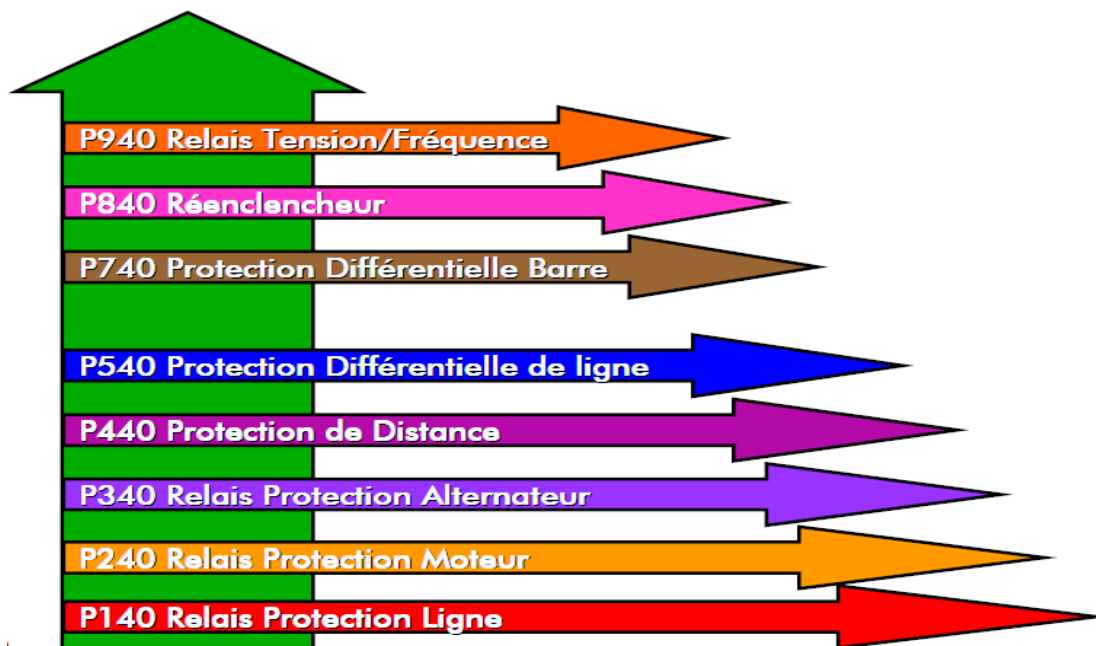


Figure III-3 : Les relais de la série 40

**III-3-La protection AREVA MICOM P442 :**

La protection numérique de départ du type P442 est un dispositif de protection sélective rapide des lignes aériennes alimentées de façon unie ou bilatérale, et des câbles constituant des réseaux radiaux, en boucle ou maillé à volonté. On l'occurrence le point neutre de réseau peut être isolé et compensé (par bobine de PETERSEN) ou mis à la terre directement ou par l'intermédiaire d'une résistance de limitation du courant.

Cet appareil remplit toutes les fonctions nécessaires à la protection d'un départ de ligne usuelle, et de ce fait, est d'un emploi universel.

Ce dispositif est également utilisable en tant que protection de réserve avec des temporisations échelonnées, associé à des protections à comparaison de tout type pour des lignes, transformateurs, alternateurs, moteurs et jeux de barres.

La fonction de base de cette protection est sa faculté d'apprécier l'éloignement d'un court-circuit en effectuant une mesure de distance. Cette fonction essentiellement peut être complétée par toute une série de fonctions additionnelles telles que transmission de signaux (pour déclenchement rapide), localisations de défauts (pour identification rapide du point en défaut), localisation de défaut à la terre (pour réseaux avec neutre mis à la terre), dispositif automatique de ré-enclenchement (pour ligne aériennes), verrouillage « anti-pompage ».

Lors d'un incident (défaut dans le réseau), les valeurs instantanées des grandeurs de mesure durant un laps de temps sont mémorisés dans l'appareil et sont ensuite disponibles pour une analyse.

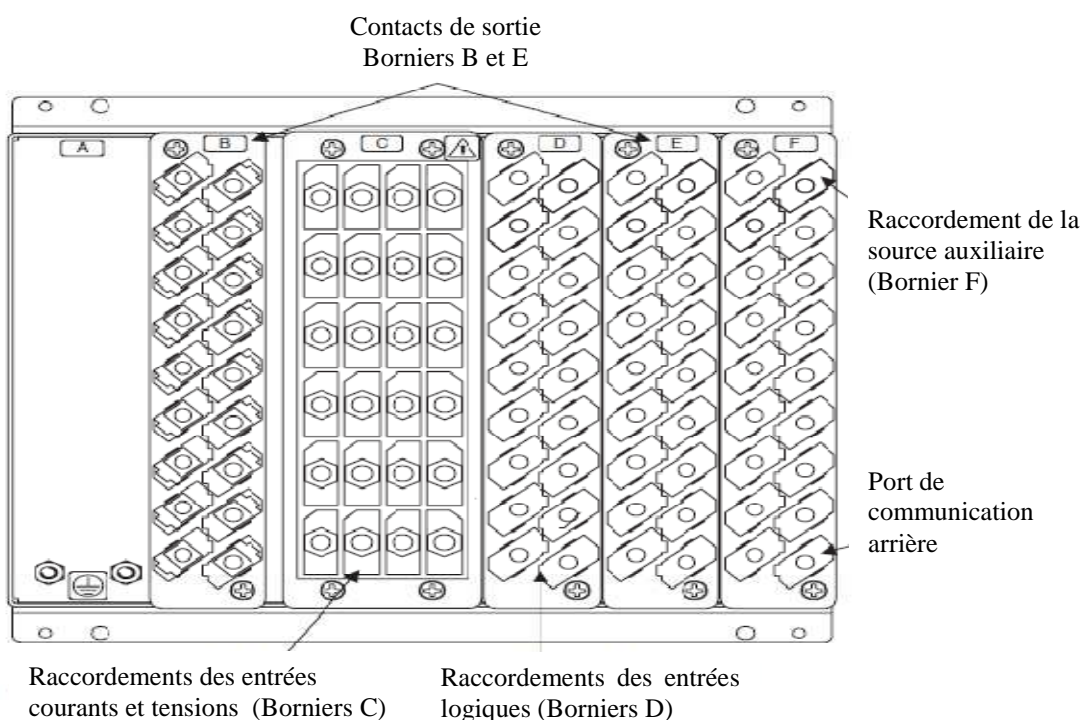
Par l'intermédiaire de l'interface sérielle, on peut établir une communication étendue avec d'autres équipements de commande et de mémorisation numériques.

### III-3-1 Présentation générale du matériel :

Comme tous automates cette protection a besoin d'entrée et de sorties pour fonctionner.

La figure suivante (III-1) nous montre la disposition de ces branchements.

#### La face arrière de la protection :



**Figure III-4- vue arrière de la protection MICOM P442**

On trouve toutes les connexions nécessaires pour le fonctionnement de la protection, tels que les entrées, nous avons deux types d'entrées :

Les entrées directes du réseau où sont directement branchées les lignes pour la mesure des images des courants et tensions (entrées analogiques). Et nous avons aussi d'autres entrées binaires qui informent la protection sur toutes les données du réseau (entrées logiques), tels que les fusions fusibles des lignes aux secondaire du transformateur, les cas d'ouverture manuelle des disjoncteurs, la réception du signal d'autres protections.

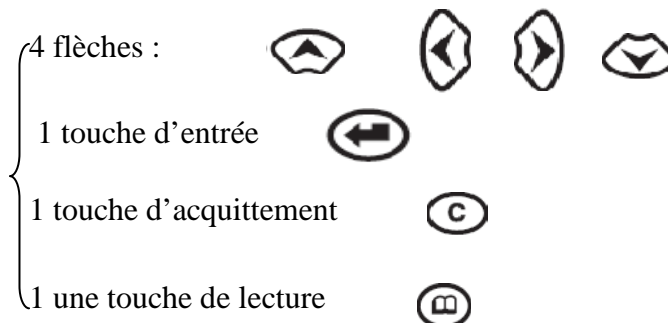
Mais aussi d'autres entrées telles que : l'alimentation de la protection, un port fibre optique pour les liaisons avec les autres protections et une entrée de synchronisation horaire IRIG-B (option).

Et les sorties qui commandent des relais pour le déclenchement des disjoncteurs d'une ou plusieurs phases en défaut, transmission du signal et l'état de la protection elle-même, ...etc.

### La face avant de la protection :

La face avant de l'équipement comporte les éléments suivants illustrés sur la figure (III-2) :

- Un écran d'affichage de 2 lignes de 16 caractères à cristaux liquides (LCD).
- Un clavier de 7 touches dont :



- 12 diodes : 4 LEDs pré-affectées sur le côté gauche de la face avant et 8 LEDs programmables sur le côté droit.

Sous le couvercle supérieur :

- Le numéro de série de l'équipement, sa tension nominale et son intensité nominale.

Sous le couvercle inférieur :

- Le compartiment de la pile au format ½ AA servant à l'alimentation de secours de la mémoire de l'horloge temps réel et des enregistrements d'événements, de défauts et de perturbographie.
- Un port de type D femelle à 9 broches pour les communications avec un microordinateur connecté localement à l'équipement (à une distance maximale de 15m) par l'intermédiaire d'une liaison série EIA(RS) 232.
- Un port d'essai de type D femelle à 25 broches pour la surveillance interne des signaux et le téléchargement à grande vitesse (logiciel et texte par langue) par l'intermédiaire d'une liaison parallèle.

Les LEDs pré-affectées sur le côté gauche de la face avant servent à indiquer les conditions suivantes:

-Déclenchement (rouge) indique que l'équipement a donné un ordre de déclenchement. Il est réinitialisé lorsque le compte-rendu de défaut associé est effacé de la face avant (la diode de

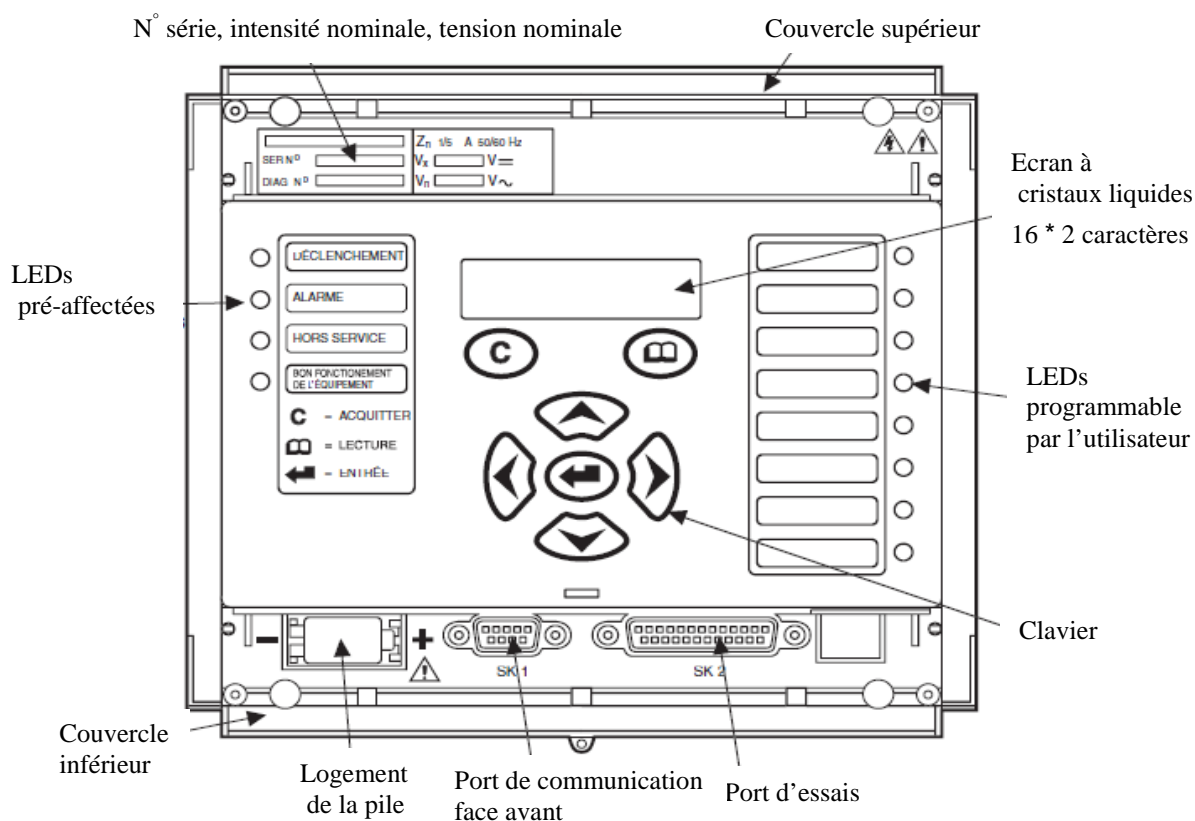
déclenchement peut également être configurée pour se réinitialiser automatiquement). (En alternative, la LED de déclenchement peut être configurée pour être auto-réinitialisable).

-Alarme (jaune) clignote pour indiquer que l'équipement a enregistré une alarme. Cette alarme peut être activée par un enregistrement de défaut, d'événement ou de maintenance.

La diode clignote jusqu'à ce que les alarmes soient validées (lecture). Une fois les alarmes validées, la diode reste allumée et fixe. Elle ne s'éteint que lorsque les alarmes sont acquittées.

-Hors service (jaune) indique que la fonction de protection est indisponible.

-Bon fonctionnement (vert) indique que l'équipement est opérationnel. Cette diode doit être allumée en permanence. Elle ne s'éteint que si l'autocontrôle de l'équipement détermine la présence d'une erreur sur le matériel ou sur le logiciel de l'équipement. L'état de la diode "Bon fonctionnement" est indiqué par le contact du "Watchdog" (défaut équipement) à l'arrière de l'équipement.



**Figure-III-5- vue de face de MICOM P442**

L'équipement est de conception modulaire. Il est constitué d'un assemblage de modules standards. Certains modules sont indispensables alors que d'autres sont optionnels en fonction des besoins de l'utilisateur.

**III-3-2 : Les différents modules présents dans l'équipement:****• Module d'alimentation :**

Le module d'alimentation fournit à tous les autres modules de l'équipement trois différents niveaux de tension. La carte d'alimentation assure également le raccordement électrique sur le port de communication arrière. Le module d'alimentation comporte une deuxième carte supportant les relais d'activation des contacts de sortie.

**• Carte microprocesseur :**

La carte microprocesseur effectue la plupart des calculs de l'équipement (logiques fixe et programmable, fonctions de protection autres que la protection de distance). Elle contrôle également le fonctionnement de tous les autres modules au sein de l'équipement. De plus, la carte microprocesseur contrôle et gère les interfaces utilisateur (écran d'affichage à cristaux liquides, diode, clavier et interfaces de communication).

**• Carte coprocesseur :**

La carte coprocesseur contrôle l'acquisition des quantités analogiques, les filtre et calcule les seuils utilisés par les fonctions de protection. Elle effectue également les calculs nécessaires aux algorithmes de distance.

**• Module d'entrée :**

Le module d'entrée convertit les informations contenues dans les signaux d'entrées analogiques et numériques dans un format permettant leur traitement par la carte coprocesseur. Le module d'entrée standard est composé d'une carte d'entrée principale assurant la conversion des données analogiques en données numériques et la gestion des entrées numérique.

**III-4-Technologie de branchement des entrées/sorties de la MICOM P442 :**

Sur la figure III-6, on remarque 6 entrées binaires configurées :

**-Disjoncteur fermé :**

Nous informe de l'état des trois phases du disjoncteur dans le but de ne prémunir d'un disfonctionnement qui tomberait au mauvais moment donc qui empêcherait la protection d'opérer normalement.

**-Fusion fusible :**

Cette entrée nous informe de l'état des fusibles secondaire du transformateur de tension, pour le blocage de la fonction de distance pour éviter un fonctionnement intempestive de fonction de distance en raison de manque de la donnée d'entrés analogique tension.

**-Enclenchement manuel :**

Lors d'un enclenchement manuel par un opérateur en doit verrouillez le ré-enclencheur pendant 15 secondes. Pour éviter un ré-enclenchement automatique sur la présence d'un défaut.

**-Réception HF :**

Lors de détection d'un défaut en zone1 par une protection et le défaut se trouve en zone 2 par rapport a la protection de l'autre extrémité si cette dernière reçoit une réception HF elle ne doit pas attendre la temporisation de zone2 elle va faire une accélération de stade pour déclencher instantanément.

**-TST/RSE (régime spécial d'exploitation/travaux sous tension) :**

C'est l'inhibition de la fonction ré-enclencheur.

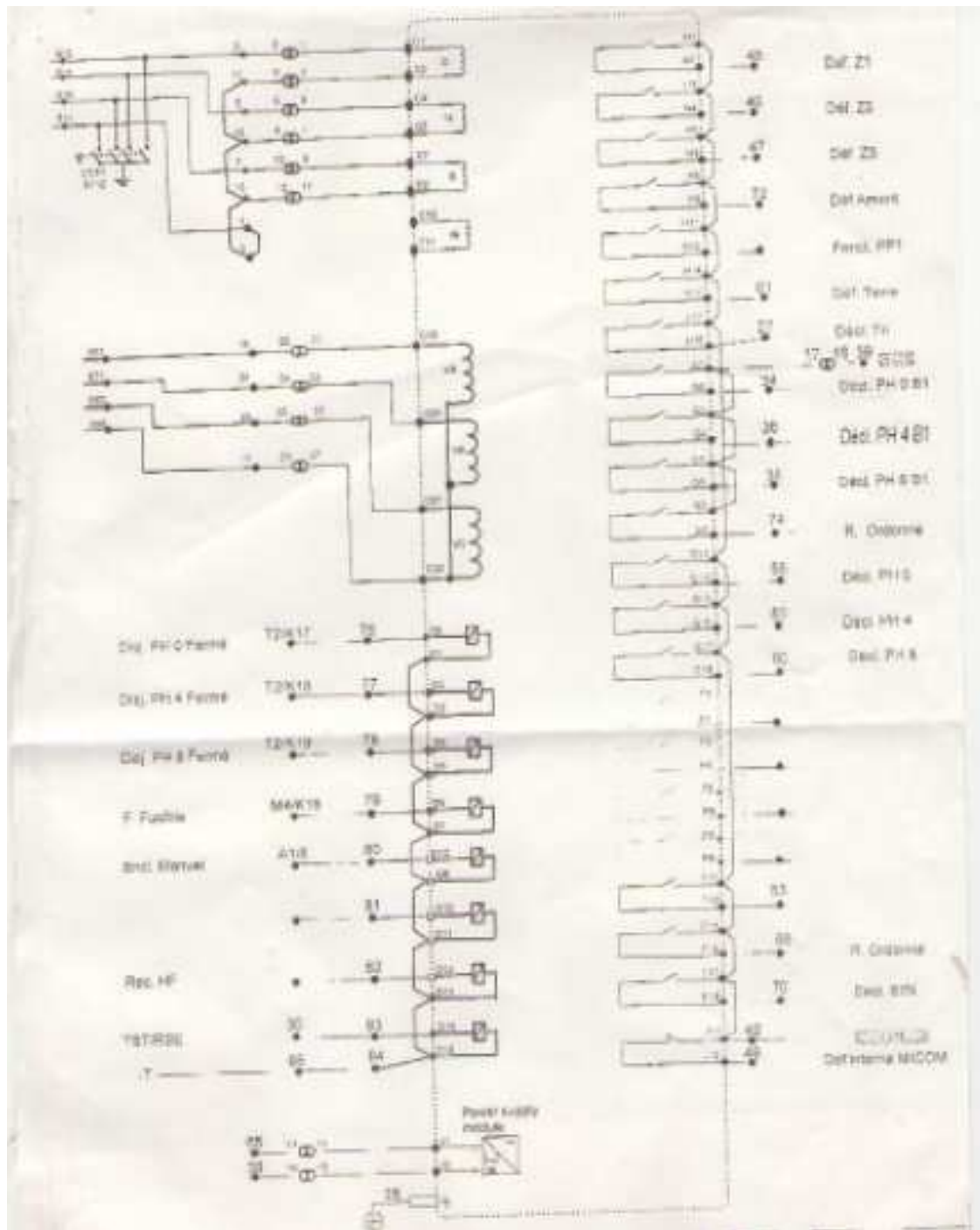


Figure III-6: Technologie de branchement des entrées /sorties de la MICOM P442

**III-5-Mode de fonctionnement :**

La protection numérique MICOM P442 est équipée d'un microprocesseur puissance 16bits (plus un coprocesseur). Grâce à cela, tous les impératifs de fonctionnement depuis l'acquisition des grandeurs mesurées, jusqu'à l'émission d'ordres aux disjoncteurs sont entièrement traités par voie numérique.

La protection de distance constitue la fonction principale de cet équipement de protection de ligne. Qui se distingue par sa précision de mesure élevée et ses larges possibilités d'adaptation aux caractéristiques d'un réseau donné.

### III-5-1-Excitation :

L'excitation par manque d'impédance est un procédé d'excitation impliquant les phases et qui tient également compte de l'information de boucle. C'est le dépassement des courants de phases qui est déterminant, le seuil de dépassement est une fonction de l'amplitude des tensions de boucle.

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

### III-5-2-Caractéristique de déclenchement :

Les zones de déclenchement de la protection numérique ont une caractéristique polygonale. Elles sont constituées par la droite directionnelle et par deux limites représentant la réactance et la résistance. Les segments de la réactance  $X$  et de résistance  $R$  sont réglable séparément et indépendamment l'un de l'autre. De plus, les segments  $R$  pour les défauts phase-phase et les défauts phase-terre sont réglables individuellement, permettant d'obtenir une réserve accrue de résistance pour les défauts à la terre.

La protection numérique MICOM P442 dispose des droites caractéristiques ajustables séparément comme le montre la figure suivante.

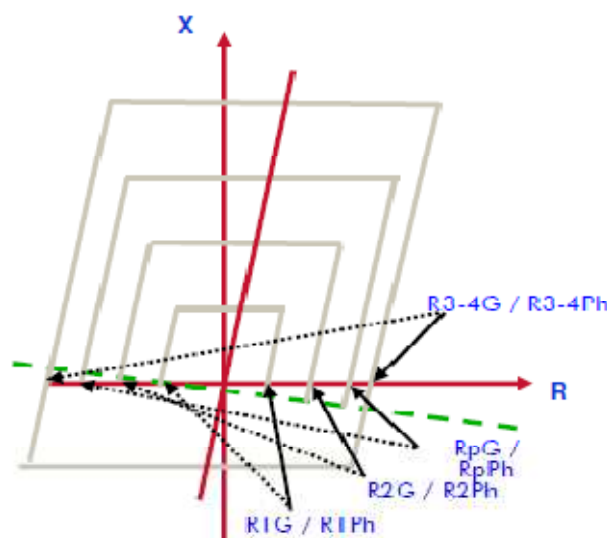


Figure III-7: Caractéristique de déclenchement

-1<sup>ère</sup> zone (zone rapide Z1), avec les paramètres de réglage.

- X1 : réactance.
- R1ph : résistance phase-phase.
- R1G : résistance phase-terre.
- T1 : instantanée.

-2<sup>ième</sup> zone (zone de réserve Z2 temporisée), avec les paramètres de réglage.

-X2 : réactance.

-R2ph : résistance phase-phase.

-R2G : résistance phase-terre.

-T2 : temporisée.

-3<sup>ième</sup> zone (zone de réserve Z3 temporisée), avec les paramètres de réglage.

-X3 : réactance.

-R3ph : résistance phase-phase.

-R3G : résistance phase-terre.

-T3 : temporisée.

-4<sup>ième</sup> zone (zone de réserve Z4 temporisée), avec les paramètres de réglage.

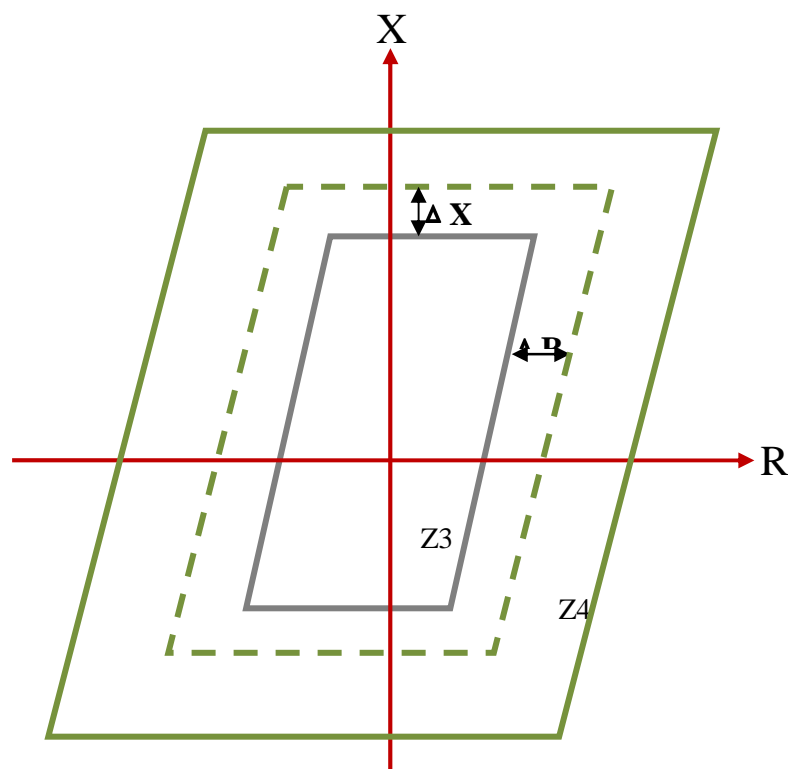
-X4 : réactance.

-R4ph : résistance phase-phase.

-R4G : résistance phase-terre.

-T4 : temporisée.

Outre ces quatre zones indépendantes les unes des autres, il existe une zone d'allongement (zone de détection de pompage) qui peut être activée / désactivée par des signaux de commande.



**Figure III-8: Zone d'allongement**

On plus de la protection de distance, on active d'autres fonctions de secours interne de relais MICOM P442 comme :

\* **Détection de pompage :**

Si le vecteur représentatif de l'impédance rentre dans la zone de fonctionnement de relais plus de trois fois, alors il sera considéré comme défaut et le relais donne l'ordre de déclenchement au disjoncteur.

\* **Protection ampérométrique :**

C'est la protection à maximum de courant « max I » qu'on active uniquement lorsqu'on a une fusion fusible.

\* **Protection défaut terre :**

C'est la fonction de détection des défauts résistants (complémentaire).

\* **Com-dir-déf :**

Il compare la direction de défaut par rapport à la droite directionnelle (amont, aval, non directionnelle).

\* **Localisateur de défaut :**

Indique le point de défaut sur la ligne.

Le relais MICOM P442 communique via un logiciel MICOM S1 STUDIO, qui est compatible avec Windows NT4.0/95 spécialement conçu pour configurer les équipements de protection.

### **III-6-La programmation avec studio S1 :**

La visualisation des mesures via le panneau de commande disponible directement sur la protection peut être très rude et peut s'avérer très rapidement limitée lors des défauts, de ce fait le progiciel STUDIO S1 nous permet un paramétrage total et aisé de la protection sur PC puis d'envoi vers cette dernière toute la configuration via le port série disponible sur la façade de la protection. Mais on peut aussi collecter et visualiser toutes les mesures que ça soit lors de défauts ou bien après que le défaut soit arrivé car la protection possède un mode de travail en ligne qui permet le contrôle directe de la protection et de ce fait apporter des modifications instantanées sur tous les paramètres nécessaires pour la bonne surveillance et protection du réseau électrique. Et on peut aussi récupérer les données disponibles sur la mémoire de la protection en vue d'un traitement futur des informations ces données peuvent être des mesures, mais aussi des graphes (perturbographie) qui nous permettent de voir comment la protection a réagi à un défaut bien précis, de localiser l'endroit du défaut. Mais aussi suivre toutes les commandes que la protection a données en vue remédier à ce défaut.

Le progiciel STUDIO S1 d'AREVA s'avère très facile à prendre en main, et très facile de faire la configuration de la protection une fois que tous les paramètres du réseau sont connus.

#### **III-6-1 : Création d'un projet dans le progiciel Studio S1 :**

Après l'installation du progiciel Studio S1 et la réalisation d'une connexion entre le relais MICOM P442 et un ordinateur, on suit les étapes suivantes pour créer un nouveau projet :

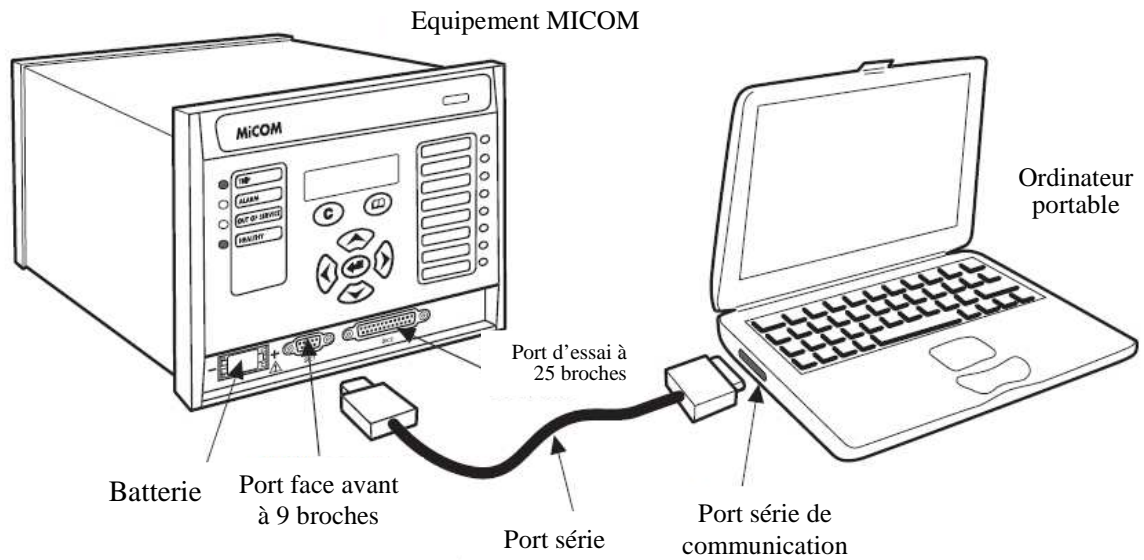
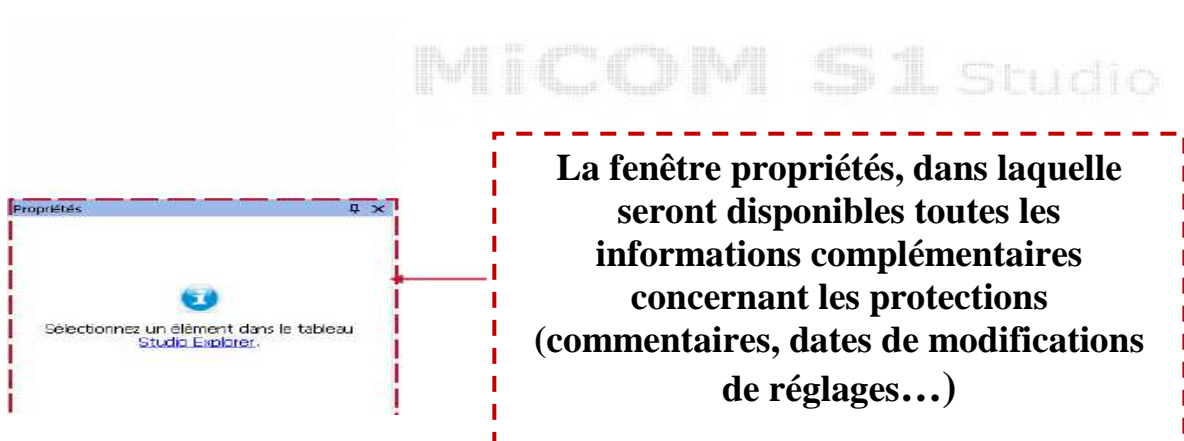


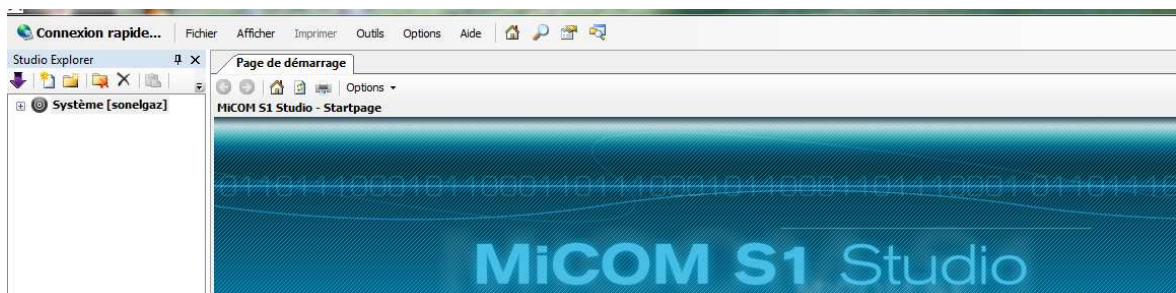
Figure III-9: Connexion entre MICOM P442 et un ordinateur

**\* Démarrage de Studio S1 :**

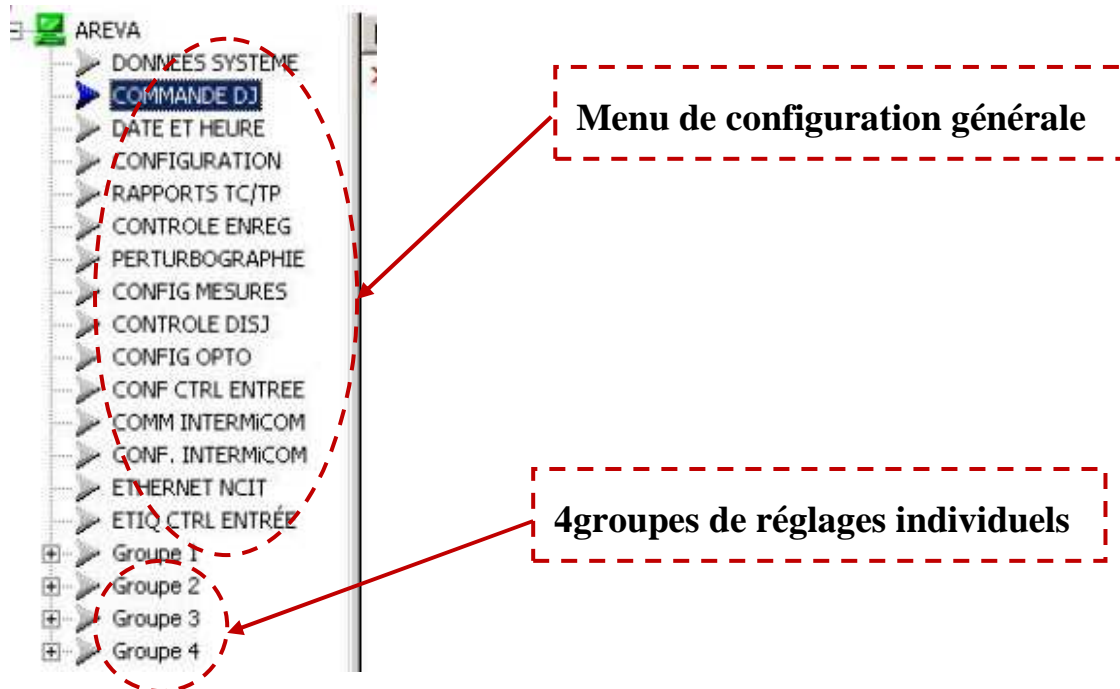




**Pour commencer, Studio S1 a besoin d'être dans un système.**



**\*Donnés de système :**



**\*Menu de configuration :**

➤ **Commande disjoncteur :**

| Edited | Name                             |
|--------|----------------------------------|
| *      | Commande DJ par Ent.+Dist.+Local |
|        | Durée ordre enc. 500.0ms         |
|        | Durée ordre déc. 500.0ms         |
|        | Tempo enc.manuel 10.00 s         |
|        | Fenêtre DJ oper. 5.000 s         |
|        | Fenêtre synchro 5.000 s          |
|        | ARS monophasé Activé             |
|        | ARS triphasé Activé              |

**Hors service**

- Local
- Distant
- Local + distant
- Entrée Tor
- Entrée + local
- Entrée +distant
- Ent + Dist + Loc

**Annotations:**

- Pas de fermeture manuelle/l'ordre ouverture peut être donné via le relais** (points to 'Ent.+Dist.+Local')
- L'ordre fermeture/ouverture peut être donné via les HOT KEYS** (points to 'Local + distant')
- L'ordre fermeture/ouverture peut être donné via le port de communication arrière** (points to 'Entrée +distant')
- L'ordre fermeture/ouverture peut être donné via une entrée OPTO** (points to 'Entrée Tor')

➤ **Date et heure :**

| Edited | Name  |
|--------|---|
|        | Date/Heure Vendredi 07 Janvier 1994 08:32:09... |
|        | Etat Batterie Opérationnel                      |
|        | Alarme Batterie Activé                          |

**Rappel des données**

**Etat de la batterie lors de la dernière communication avec le relais**

**Lorsque ce paramètre est désactivé un niveau bas de la batterie n'entraîne pas d'alarme**

➤ **Configuration :**

| Edited | Name                             |
|--------|----------------------------------|
|        | Conf. Par Défaut Pas d'Opération |
|        | Groupe Réglages Sélect. par Menu |
|        | Réglages actifs Groupe 1         |
|        | Enreg. Modif. Pas d'Opération    |
|        | Cop. à partir de Groupe 1        |
|        | Copier vers Pas d'Opération      |
|        | Grpe Réglages 1 Activé           |
|        | Grpe Réglages 2 Activé           |
|        | Grpe Réglages 3 Activé           |
|        | Grpe Réglages 4 Activé           |
|        | Prot. Distance Activé            |
|        | Délect. Pompage Activé           |
|        | Prot. Ampèremetr. Désactivé      |
|        | Protection Ii Désactivé          |
|        | Rupt. Conducteur Désactivé       |

**Au moins un groupe de réglage doit être activé.**

**Les réglages peuvent être changés par ceux d'un autre groupe par demande de la communication arrière ou bien par le clavier face avant de relais**

➤ **Rapport TC/TP :**

| Edited | Name                      |
|--------|---------------------------|
|        | Prim. TP Princ. 110.0 U   |
|        | Second. TP Princ. 110.0 U |
|        | Prim. TP Sec. 110.0 U     |
|        | Second. TP Sec. 110.0 U   |
|        | Prim. TC Phase 1.000 A    |
|        | Second. TC Phase 1.000 A  |
|        | CompM Prim. TC 1.000 A    |
|        | CompM Second. TC 1.000 A  |
|        | Ent.synchrocheck A-N      |
|        | Loc. TT princip. Ligne    |

**Rapport TP principal**

**Rapport TP secondaire**

**Rapport TC de ligne**

**Rapport TC mutuelle homopolaire**

**Tension de référence pour la fonction de contrôle de synchronisme**

**Position du transf de tension principal :**  
 -ligne signifie que le TP est situé après le Dj.  
 -Barre signifie que le TP est situé avant le Dj.

➤ **Configuration mesure :**

| Edited | Name             | Description |
|--------|------------------|-------------|
|        | Affich. par déf. | Description |
|        | Valeurs en Local | Secondaire  |
|        | Valeurs à Dist.  | Primaire    |
|        | Réf. mesure      | 0A          |
|        | Mode mesure      | 0           |
|        | Interv. demande  | 30.00 min   |
|        | Unité de dist.   | Kilomètres  |
|        | Localisation     | Distance    |

**Affichage sur l'écran LCD lorsque le relais est mis sous tension**

**Les mesures affichées sur l'écran LCD peuvent être lues en valeurs secondaire ou primaire**

**Les mesures envoyées par le port de comm-arrière utilisées pour les événements où les fichiers d'enregistrement de perturbographies par MICOM S1 peuvent être en valeurs secondaire ou primaire**

**la valeur sélectionnée sera la référence pour le calcul des déphasages entre les différentes mesures**

\* **Schémas logiques programmables :**

Le but des schémas logiques programmable (PSL) est de permettre à l'utilisateur de configurer un schéma de protection personnalisé correspondant à son application particulière. Cette configuration est effectuée en utilisant des temporisateurs et des portes logiques programmables. Les sorties de PSL sont les LED en face avant de l'équipement et les contacts de sortie connectés aux borniers arrières.

L'exécution de la logique PSL est déclenchée par un événement. Elle est appliquée à tout changement d'une de ses entrées, notamment à la suite d'un changement d'un des signaux d'entrées logiques ou d'une sortie de déclenchement en provenance d'un élément de protection. Ce système est d'une grande souplesse d'emploi pour l'utilisateur, en lui permettant de créer ses propres schémas logiques dédiés à chacun des 4 groupes de réglages.

➤ **Configuration Opto :**

| Edited | Name             | Global U Nominal | Spécifique |
|--------|------------------|------------------|------------|
| *      | Global U Nominal |                  | Spécifique |
|        | Entrée Opto 1    | 24/27V           |            |
|        | Entrée Opto 2    | 24/27V           |            |
|        | Entrée Opto 3    | 24/27V           |            |
|        | Entrée Opto 4    | 24/27V           |            |
|        | Entrée Opto 5    | 24/27V           |            |
|        | Entrée Opto 6    | 24/27V           |            |
|        | Entrée Opto 7    | 24/27V           |            |
|        | Entrée Opto 8    | 24/27V           |            |
|        | Entrée Opto 9    | 24/27V           |            |
|        | Entrée Opto 10   | 24/27V           |            |
|        | Entrée Opto 11   | 24/27V           |            |

**Choix du niveau de la tension nominale des entrées optiques.**

-24/27V  
-30/34V  
-48/54V  
-110/125V  
-220/250V

**Toutes les entrées ont la même tension nominale**

➤ **Activation d'un groupe : « Groupe1 »**

| Edited | Name                     | Value                   |
|--------|--------------------------|-------------------------|
|        | GROUPE 1 Ligne           |                         |
|        | Longueur ligne           | 100.0km                 |
|        | Impédance Zd             | 12.00 Ohm ( 4.104 Ohm)  |
|        | Argument ligne           | 70.00 deg (j 11.28 Ohm) |
|        | GROUPE 1 Paramètr. zones |                         |
|        | Etat des zones           | 11110                   |
|        | Comp. rés. kZ1           | 1.000                   |
|        | Argument de kZ1          | 0 deg                   |
|        | Z1                       | 10.00 Ohm               |
|        | R1G monophasé            | 10.00 Ohm               |
|        | R1Ph polyphasé           | 10.00 Ohm               |
|        | tZ1                      | 0 s                     |
|        | Comp. rés. kZ2           | 1.000                   |
|        | Argument de kZ2          | 0 deg                   |
|        | Z2                       | 20.00 Ohm               |
|        | R2G monophasé            | 20.00 Ohm               |
|        | R2Ph polyphasé           | 20.00 Ohm               |

**Caractéristique de ligne (100% de la longueur de ligne)**

**Définie l'impédance de ligne totale pour le localisateur de défaut**

**Définition des zones opérationnelles**

### III-7- Conclusion:

L'objectif de notre travail étant l'étude de la protection numérique MICOM P442, nous avons présenté dans ce chapitre les différentes fonctions que peut accomplir cette protection et sa configuration afin de rendre plus facile la compréhension de notre application.

# Chapitre VI

# Application

## Partie I : Description du CEVITAL

### IV-1- Présentation générale du complexe Cevital de Bejaia : [15]

Cevital est le premier complexe agroalimentaire en Algérie. Il fait partie des entreprises qui en vu le jour dès l'entrée de notre pays en économie de marché. Il a été créé par des fonds privés en 1998.

Cevital contribue largement au développement de l'industrie agroalimentaire nationale, il vise à satisfaire le marché national et exporter le surplus, en offrant une large gamme de produits de qualité.

En effet les besoins de marché national sont de 1200T/J d'huile l'équivalent de 12 litres par personne et par an. Les capacités actuelles de Cevital sont de 1800T/J, soit un excédent commercial de 600T/J.



Figure IV-1 : Vue de face de l'administration de complexe Cevital-Bejaia.

### IV-2- Situation géographique :

Cevital est un complexe de production qui est situé au niveau du nouveau quai du port de Bejaia à 3 km du sud-ouest de cette ville et s'étend sur une superficie de 45000m<sup>2</sup>, à proximité de la route nationale numéro 9. Cette situation géographique de l'entreprise lui a beaucoup profité étant donné qu'elle lui confère l'avantage de proximité économique. En effet elle se trouve proche du port et de l'aéroport.

### IV-3- Principales activités de Cevital :

Lancé en Mai 1998, mais il a débuté son activité par conditionnement d'huile en décembre 1998.

En février 1999, les travaux de génie civil de la raffinerie de sucre ont débuté. Cette dernière est devenue fonctionnelle en Août 1999.

L'ensemble des activités de Cevital est concentré sur la production et la commercialisation des huiles végétales, de margarine et de sucre et se présente comme suit :

- ✓ Raffinage des huiles (1800 T/J),

- ✓ Conditionnement d'huile (1400 T/h),
- ✓ Production de la margarine (600 T/J),
- ✓ Fabrication d'emballages (PET) : Poly-Ethylène-Téréphtalate (9600 unités/jour),
- ✓ Raffinage de sucre (1600 T/J et 3000 tonnes/jour),
- ✓ Stockage des céréales (120000 T/J),
- ✓ La cogénération (une capacité de production arrive jusqu'à 64 MW),
- ✓ Minoterie et savonnerie en cours d'étude.

#### IV-4- Unité Energie et utilités :

##### IV-4-1- Service Energie :

La direction d'énergie est constituée de deux départements qui sont :

a)-Département électricité (production et distribution de l'énergie électrique) : on distingue

- Le poste 60kV ;
- Le poste 30kV ;
- La cogénération ;
- Centrale diesel.

b)-Département chaufferie (production et distribution de la vapeur).

Les différents départements de la direction « Energie » sont représentés dans l'organigramme suivant :

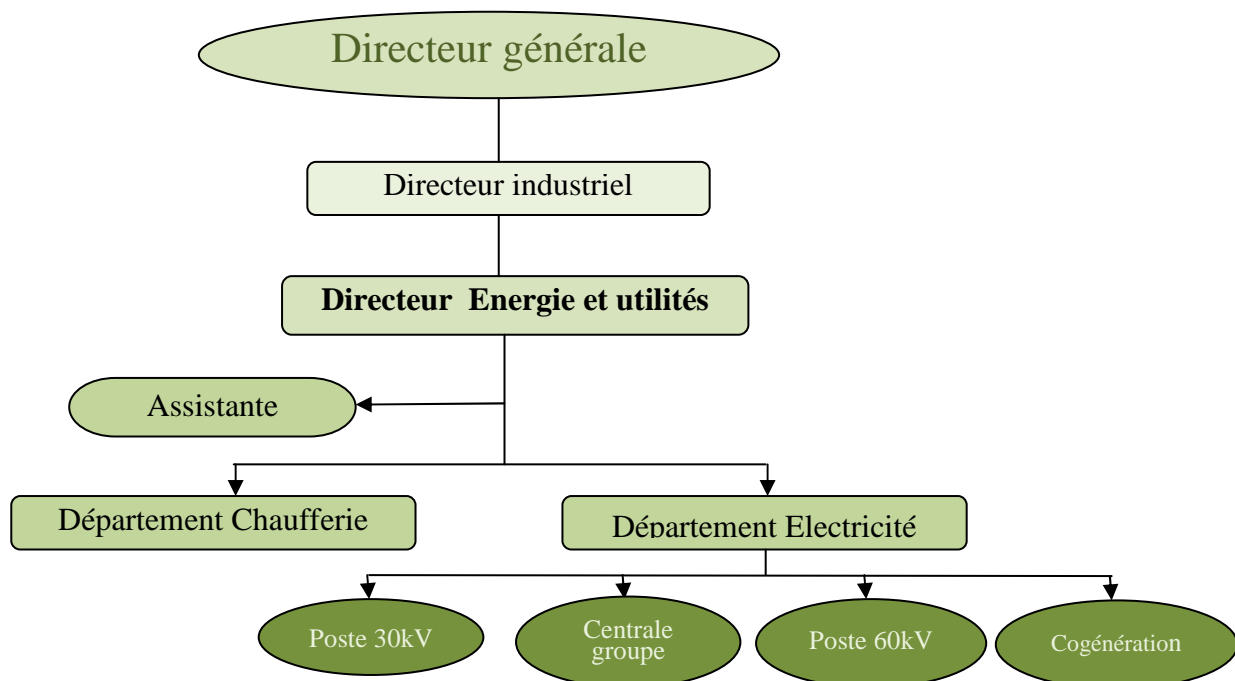


Figure IV-2 : Organigramme du service d'énergie

**IV-5- Alimentation principale du complexe Cevital :**

Le complexe Cevital est alimenté par le réseau Sonelgaz, il a subi au cours du temps certaines modifications. Au début il était alimenté par une ligne de 30 kV et par suite de l'extension qu'a connue le complexe, les responsables de la société ont été amenés à souscrire une nouvelle ligne de 60 kV.

**IV-5-1- Poste 30kV :**

Au début l'alimentation en énergie électrique du complexe était assurée par une ligne électrique spécialisée 30kV à partir du poste de transformation 60/30kV SONELGAZ Bougie1, situé à une distance de 1500m environ.

La tâche principale de la ligne 30kV (la cellule F35) consiste à l'alimentation en énergie électrique des parties suivantes :

- Conditionnement d'huile par la cellule F34.
- La S/Station raffinerie d'huile par la cellule F32.
- La S/Station bouchon par la cellule F34.
- La S/Station margarine par la cellule F32.

**IV-5-2- Poste 60kV :**

Pour assurer l'alimentation de la première raffinerie de sucre, Sonelgaz ne pouvait pas assurer la puissance nécessaire en 30 kV, ainsi l'entreprise Cevital a réalisé son propre poste 60/30 kV qui devait être alimenté directement par une ligne 60kV issue du poste d'interconnexion d'EL-Kseur, distant d'une vingtaine de kilomètre. Pour diverses raisons, cette ligne de 60 kV de puis le poste d'EL-Kseur n'a pas pu être réalisée. Une liaison par câbles 60kV a été mise en place entre le complexe Cevital et le poste 60/30 kV Sonelgaz Bougie1 (cité Tobbal). Pour alimenter cette liaison, Sonelgaz a réservé :

- La ligne Darguina-Bougie2 (Bir Slam) ;
- Un jeu de barres 60kV au poste Bougie2 ;
- Une liaison câble 60kV entre Bougie2 et Bougie1.

La ligne 60kV Darguina –Bougie 2 est une ancienne ligne 30 kV qui a été transformée en 60kV par adjonction de chaînes d'isolateurs, cependant elle reste très vulnérable et la section des conducteurs limite la puissance transitée.

**IV-5-3- Source de secours (centrale groupe) :**

L'augmentation très rapide de la consommation de la ville de Bejaia et ses environ a entraîné la surcharge de ce poste d'où une multiplication des incidents et pannes. Pour parer à ces multiples coupures et pannes qui perturbent le processus de production, Cevital s'est équipée d'une centrale groupe composée de sept groupes électrogènes de puissance globale de 12,2MVA montés en parallèle et de sept transformateurs élévateurs de 400V/30kV.

**IV-6- La nécessité du réseau de cogénération: [16]**

La demande de puissance supplémentaire exigé par l'extension du complexe (l'installation d'une nouvelle raffinerie de sucre 3000 T/J) ne pouvant être satisfaite par le réseau SONELGAZ. Cevital a opté pour une production autonome par des turbogénérateurs à vapeur, avec des turbines à contre pression utilisant la vapeur du procès.

Il a été procédé donc à l'achat et à l'installation de deux groupes blocs (turbine, alternateur, transformateur) de 32MVA de puissance unitaire.

Cette puissance installée étant largement supérieure au besoin du complexe (25MVA), Cevital envisage de rétrocéder l'excédent au réseau Sonelgaz.

#### IV-6-1- Etude de la cogénération Cevital :

##### a)-Généralités :

Pour satisfaire les besoins du complexe en énergie électrique, en vapeur et en CO<sub>2</sub>, Cevital a décidé d'opter pour le principe de cogénération, soit :

- Production de vapeur à 45-50bars dans deux chaudières à écran de fumée ;
- Détente de cette vapeur à 2,5 bars dans des turbines à contre pression ;
- Refroidissement de cette vapeur dans des échangeurs tubulaires pour fournir la chaleur nécessaire au processus, avant sa condensation dans des aérocondenseurs ;
- Récupération des gaz de cheminée des chaudières pour extraction du CO<sub>2</sub>.

##### b)-Principe de la cogénération :

La cogénération ou production combinée chaleur/force recouvre un ensemble de techniques de production délivrant de façon simultanée de l'énergie thermique et de l'énergie mécanique, cette dernière étant le plus souvent utilisée pour produire de l'électricité par couplage à un alternateur.

Elle est constituée d'une turbine à vapeur couplée à une chaudière, cette dernière est alimentée par le gaz naturel pour générer de la vapeur à partir d'eau liquide. La vapeur est ensuite utilisée pour actionner la turbine, qui entraîne un alternateur électrique.

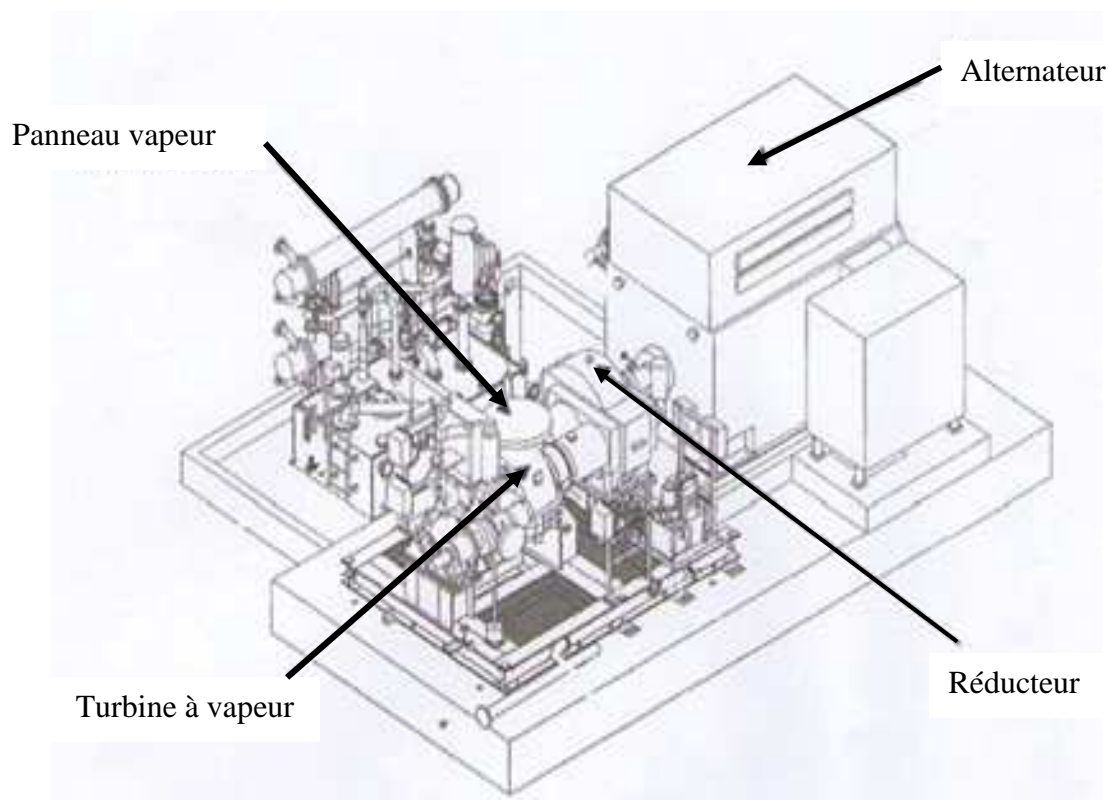


Figure IV- 3: Vue générale de la Cogénération Cevital.

**IV-6-2- Description des équipements de la cogénération :****a)-Turbo générateur :**

L'alternateur JISALT 435 MEGA est une machine synchrone de type triphasé, à quatre pôles, à arbre horizontal et auto ventilée.

L'alternateur est formé d'un bloc unique qui comprend :

- ◆ Un stator intégrant un caisson d'entrée et de sortie d'air installé sur sa partie supérieure. Des bus en cuivre provenant des sorties phase et neutre sont situés latéralement ;
- ◆ Un rotor et son dispositif d'accouplement, l'alternateur d'excitation, le redresseur tournant, les résistances ballasts et alternateur à aimants permanent ;
- ◆ Deux paliers ;
- ◆ Un système de refroidissement au moyen d'un circuit de ventilation fermé ;
- ◆ Un groupe de soulèvement qui permet de diminuer les efforts sur les coussinets lors de la montée et de la descente en vitesse.

**b)-Le réducteur :**

L'usage d'un réducteur est rendu nécessaire pour réduire la vitesse de rotation des alternateurs qui est généralement de 1500tr/mn. Ces moteurs peuvent être à courant continu pour les micro-réducteurs ou à courant alternatif pour les gros motoréducteurs industriels.

**c)-Turbine à vapeur :**

Il s'agit d'une turbine à contre pression de type 6-7 MP5 transformant l'énergie thermique de la vapeur en énergie mécanique et tournant à 5900tr/mn. La turbine est capable de détendre 150T/h de vapeur à 53bars et 476°C, à la sortie 2,7bars et 141°C pour avoir une puissance de 25,1MW.

**❖ Caractéristiques de fonctionnement :**

Elles sont données par le tableau suivant :

|   |           |
|---|-----------|
| vitesse de rotation   | 5900tr/mn |
| Survitesse électrique   | 6490tr/mn |
| La pression normale de fonctionnement                                 | 54bars    |
| La pression max de fonctionnement                                     | 60bars    |
| La température normale de fonctionnement                              | 476°C     |
| La température max de fonctionnement                                  | 480°C     |
| Le taux moyen maximal de variation de la température vapeur admission | 165°C/h   |
| Le taux maximal admissible  | 540°C/h   |

**Tableau IV-1 : Caractéristiques des turbines.**

**d)-Les chaudières :**

La cogénération dispose de deux chaudières, qui sont destinées à produire de la vapeur surchauffée à une pression de 53bars et une température de 480°C.

**e)-Transformateur de puissance :**

La cogénération dispose de deux transformateurs de caractéristiques :

- Puissance nominale : 32MVA ;

- Tension nominale : 11kV/30kV ;
- Couplage : Dyn11 ;
- Tension de court-circuit : 12% ;
- Enroulement en cuivre.

L'installation de la Cogénération a modifié le réseau électrique du complexe ce qui fait que le système de protection existant n'est plus fiable car avant la mise en service des deux groupes de production d'électricité au niveau de complexe Cevital, l'usine était alimentée par le réseau Sonelgaz (ligne Darguina – Cevital) en antenne ce qui fait appel à une seule protection qui se trouve au niveau de départ(Sonelgaz). En 2011 les deux groupes de production sont mis en service ce qui nécessite une deuxième protection au nouveau départ Cevital. C'est dans ce cadre que la direction du complexe nous a confié de faire une étude pour choisir un système de protection pour la ligne Cevital-Darguina afin de garantir une meilleure sécurité pour une bonne continuité de service.

## Partie II : Application

### IV-7- Caractéristiques de la ligne 60kV CEVITAL-DARGUINA : [16]

Longueur = 49,9 km ;

$U_n = 63\text{kV}$  ;

$X_1 = 0,4 \Omega/\text{km}$  ;

$R_1 = 0,14 \Omega/\text{km}$ ,

$X_0 = 1,15 \Omega/\text{km}$  ;

$R_0 = 0,38 \Omega/\text{km}$ ,

$X_1L = 3,8\Omega$  ;

$R_1L = 1,33\Omega$  ;

$Z_1L = 4,03\Omega$  ;

Angle de la ligne =  $70,71^\circ$ .

$X_0L = 10,93\Omega$ ;

$R_0L = 3,61\Omega$ ;

$Z_0L = 11,51\Omega$ ;

Angle =  $71,71^\circ$ .

|          | Zone 1              | Zone 2              | Zone 3              | Zone 4              |
|----------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Z        | 4,03                | 4,76                | 5,56                | 1,59                |
| $R_G$    | 9,2                 | 11,5                | 14,3                | 14,3                |
| $R_{PH}$ | 7,3                 | 9,2                 | 11,5                | 11,5                |
| Compr    | $620 \cdot 10^{-3}$ | $620 \cdot 10^{-3}$ | $620 \cdot 10^{-3}$ | $620 \cdot 10^{-3}$ |
| Arg(°)   | $1,6^\circ$         | $1,6^\circ$         | $1,6^\circ$         | $1,6^\circ$         |
| t(s)     | 0                   | 0,5                 | 1,5                 | 2,5                 |

$X_0$  : La réactance homopolaire de la ligne.

$R_0$  : La résistance homopolaire de la ligne.

$X_1$  : La réactance directe de la ligne.

$R_1$  : La résistance directe de la ligne.

Rapport TC; 600/5 A.

Rapport TP; 63000/100 V.

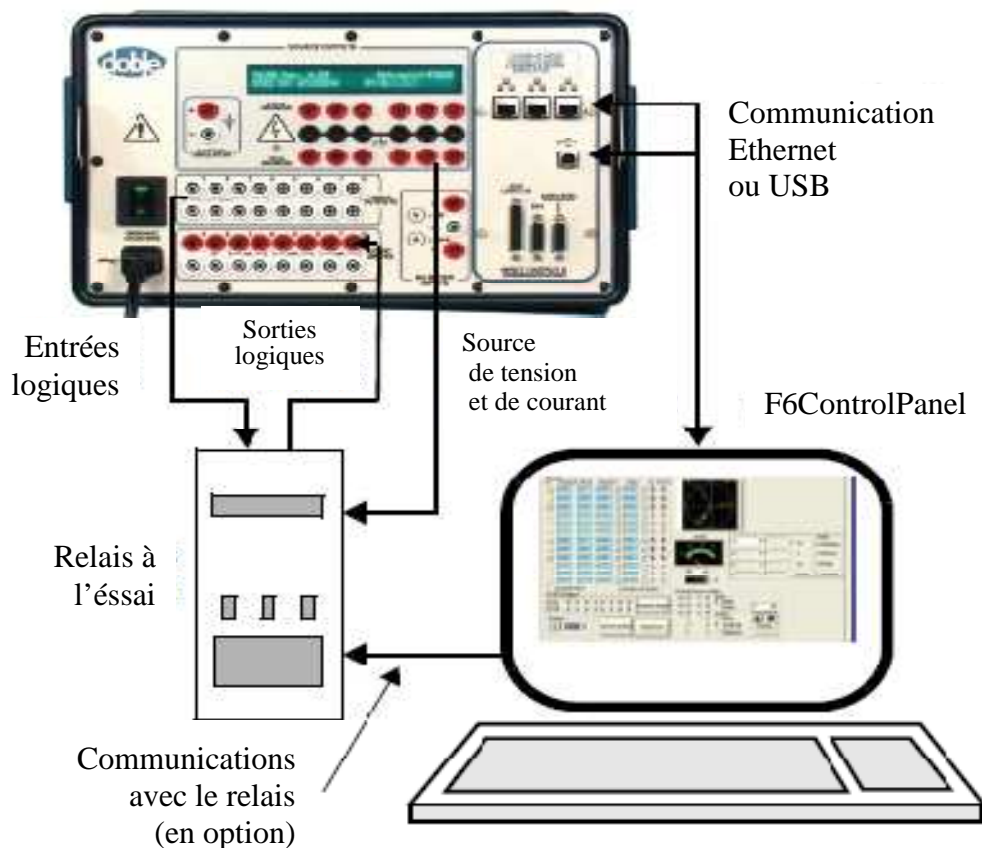
Coefficient d'impédance  $K_Z$

$K_Z = TP/TC$

$K_Z = 5,25$ .

Durant notre stage nous avons fait des séances d'initiation pratique sur le logiciel de communication MICOM S1 STUDIO, paramétrage d'un relais MICOM P442 et essai de fonctionnement avec une caisse d'injection et un simulateur disjoncteur. Dans le laboratoire de GRTE de « EL-KSEUR », vu la presque impossibilité d'aller sur chantier et procéder ou du moins voir comment l'installation se fait sur chantier. Mais nous avons tout de même pu faire une simulation conforme à la réalité d'un coté grâce à la disponibilité des matériels de simulation au sein de laboratoire de la Sonelgaz mais d'autres parts et c'est sûrement plus important grâce à la compétence des ingénieurs de la Sonelgaz qui nous ont submergés de leurs savoirs durant la simulation. Nous avons bien sur utilisé la protection MICOM P442 elle-même. Vu l'impossibilité d'avoir une tension 63kV dans un laboratoire, on a utilisé un simulateur de système d'alimentation F6150 (caisse d'essais), qui nous a permet de simuler tout un réseau électrique ; c'est un matériel très couteux mais aussi de très grande performances, cette caisse d'essais est de chez le Américaine « DOBLE », elle a des bornes pour la connexion des tensions et des bornes pour la connexion des courants, comme elle possède de dizaines d'entrées binaires permettant d'acheminer les ordres pour la simulation des défaut.

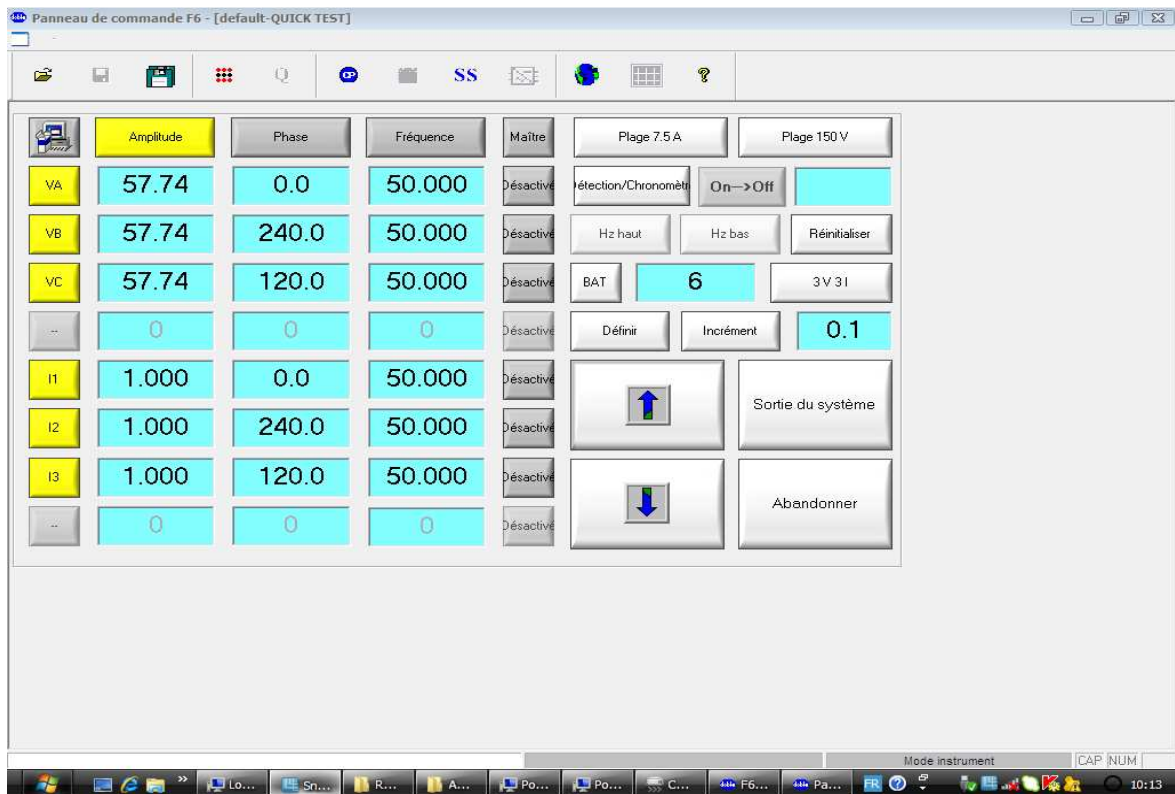
On a réalisé le schéma de branchement suivant :



**Figure IV-4 : Configuration d'essai à l'aide de simulateur F6150 et d'un relais d'essai**

Pour vérifier le montage, on fait un test rapide à l'aide d'un logiciel F6Controlpanel du simulateur F6150, qui serve à vérifier :

- ◆ Le câblage de circuit courant ;
- ◆ Le câblage de circuit tension ;
- ◆ Le rapport TC et TP programmé sur le relais MICOM P442.



**Figure IV-5 : Teste controlpanel.**

#### IV-8- Le paramétrage du relais :

La configuration que nous avons réalisée est détaillée avec les prises d'écran que nous avons effectué et qu'on va expliquer dans ce qui suit :

La figure (IV-6) représente les étapes de création d'un nouveau projet.

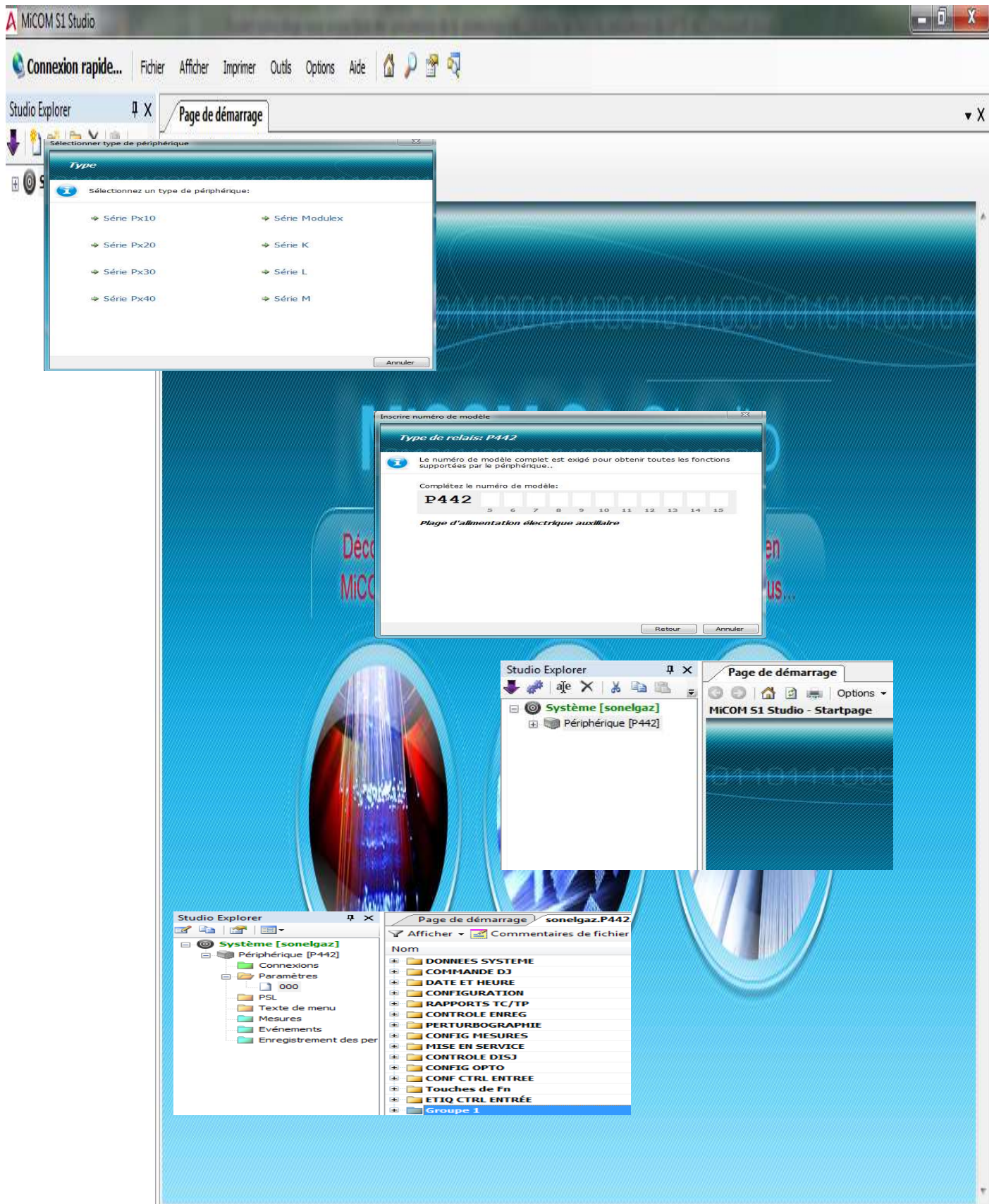


Figure IV-6: Insertion de la protection de distance MICOM P442



On active la protection de distance dont laquelle chaque zone est caractérisée par son impédance, cette impédance dépend de la longueur de la section à protéger. Comme nous l'avons vu dans le chapitre III (III-3 : Caractéristique de déclenchement), la ligne à protéger est divisée en zones, ces zones correspondent à des impédances et réactances calculées en fonction du matériau utilisé dans le conducteur et de sa longueur, donc un défaut sur ligne provoquerait un changement de ces paramètres, ces derniers qui sont constamment scrutés sont comparés à ceux propres de la ligne, et qui nous permettraient une localisation du défaut.

|                          |             |
|--------------------------|-------------|
| Groupe 1                 |             |
| GROUPE 1 PROT. DISTANCE  |             |
| GROUPE 1 Ligne           |             |
| Longueur ligne           | 49,90 km    |
| Impédance Zd             | 4,030 Ohm ( |
| Argument ligne           | 1,500 deg ( |
| GROUPE 1 Paramétr. zones |             |
| Etat des zones           | 11110       |
| Comp. rés. kZ1           | 620,0e-3    |
| Argument de kZ1          | 1,600 deg   |
| Z1                       | 4,030 Ohm   |
| R1G monophasé            | 9,200 Ohm   |
| R1Ph polyphasé           | 7,300 Ohm   |
| tZ1                      | 0 s         |
| Comp. rés. kZ2           | 620,0e-3    |
| Argument de kZ2          | 1,600 deg   |
| Z2                       | 4,760 Ohm   |
| R2G monophasé            | 11,50 Ohm   |
| R2Ph polyphasé           | 9,200 Ohm   |
| tZ2                      | 500,0 ms    |
| Comp. rés. kZ3/4         | 620,0e-3    |
| Argument kZ3/4           | 1,600 deg   |
| Z3                       | 5,560 Ohm   |
| R3G-R4G mono.            | 14,30 Ohm   |
| R3Ph-R4Ph poly.          | 11,50 Ohm   |
| tZ3                      | 150,0 ms    |
| Z4                       | 1,590 Ohm   |
| tZ4                      | 2,500 s     |

Figure IV-8 : Réglage des impédances des zones de la protection.

Paramétrage des fonctions supplémentaire qui sont :

✓ Détection pompage :

|                          |           |
|--------------------------|-----------|
| GROUPE 1 DETECT. POMPAGE |           |
| Delta R                  | 2,000 Ohm |
| Delta X                  | 2,000 Ohm |

✓ Protection ampèremétrique :

|                           |                  |
|---------------------------|------------------|
| GROUPE 1 PROT.AMPEREMETR. |                  |
| Protection I>1            | Temps constant   |
| Direction I>1             | Direct. Aval     |
| I>1 FF                    | Non-directionnel |
| Seuil I>1                 | 1,200 A          |
| Tempo. I>1                | 100,0 s          |
| Tempo I>1 FF              | 200,0 ms         |
| tRESET I>1                | 0 s              |
| Protection I>2            | Temps constant   |
| Direction I>2             | Non-directionnel |
| Seuil I>2                 | 10,00 A          |
| Tempo. I>2                | 2,000 s          |
| tRESET I>2                | 0 s              |
| Etat I>3                  | Activé           |
| Seuil I>3                 | 15,00 A          |
| Tempo. I>3                | 3,000 s          |
| Etat I>4                  | Désactivé        |

## ✓ Protection Défaut Terre :

| GROUPE 1 PROT. DEF. TERRE |                |                  |
|---------------------------|----------------|------------------|
| .....                     | Fonction IN>1  | Temps constant   |
| .....                     | Direction IN>1 | Direct. Aval     |
| .....                     | IN>1 FF        | Bloc             |
| .....                     | Seuil IN>1     | 1,000 A          |
| .....                     | Tempo IN>1     | 1,000 s          |
| .....                     | tRESET IN>1    | 0 s              |
| .....                     | Etat IN>2      | Activé           |
| .....                     | Direction IN>2 | Non-directionnel |
| .....                     | Seuil IN>2     | 1,500 A          |
| .....                     | Tempo IN>2     | 2,000 s          |
| .....                     | Etat IN>3      | Activé           |
| .....                     | Direction IN>3 | Non-directionnel |
| .....                     | Seuil IN>3     | 1,500 A          |
| .....                     | Tempo IN>3     | 2,000 s          |
| .....                     | Etat IN>4      | Activé           |
| .....                     | Direction IN>4 | Non-directionnel |
| .....                     | Seuil IN>4     | 1,500 A          |
| .....                     | Tempo IN>4     | 2,000 s          |

## ✓ Compar-Dir-Dif :

| GROUPE 1 COMPAR. DIR. DEF |                  |             |
|---------------------------|------------------|-------------|
| .....                     | Etat canal trans | Activé      |
| .....                     | Polarisation     | Homopolaire |
| .....                     | Seuil VN>        | 1,000 V     |
| .....                     | Seuil IN aval    | 500,0 mA    |
| .....                     | Temporisation    | 0 s         |
| .....                     | Schéma logique   | Partagé     |
| .....                     | Déclenchement    | Triphasé    |
| .....                     | Facteur IN Amont | 600,0e-3    |

## ✓ Ré-enclencheur :

| GROUPE 1 REENCLENCHEUR |                             |           |
|------------------------|-----------------------------|-----------|
| .....                  | 🔒 GROUPE 1 Mode réencl.     |           |
| .....                  | Mode monophasé              | 1/3       |
| .....                  | Mode triphasé               | 3/3       |
| .....                  | Tempo 1er cyc. M            | 1,000 s   |
| .....                  | Tempo 1er cyc. T            | 1,000 s   |
| .....                  | Tempo 2e cycle              | 60,00 s   |
| .....                  | Tempo de blocage            | 180,0 s   |
| .....                  | Tps Ordre Ferm.             | 100,0 ms  |
| .....                  | Tps de Discrim.             | 5,000 s   |
| .....                  | Fenêtre Inhibit.            | 5,000 s   |
| .....                  | Sync. 3ph cyc.1             | Activé    |
| .....                  | 🔒 GROUPE 1 VERROUILLAGE ARS |           |
| .....                  | Blocage ARS                 | 111111111 |

Figure IV-9 : Réglages des fonctions complémentaires

## IV-9: Le test de la protection MICOM P 442 :

Essai de fonctionnement du relais après paramétrage et raccordement avec la caisse d'injection DOBLE et simulateur disjoncteur :

- simulation des défauts monophasés en zone1
- simulation des défauts biphasés en zone1
- relevé de la perturbation pour chaque simulation

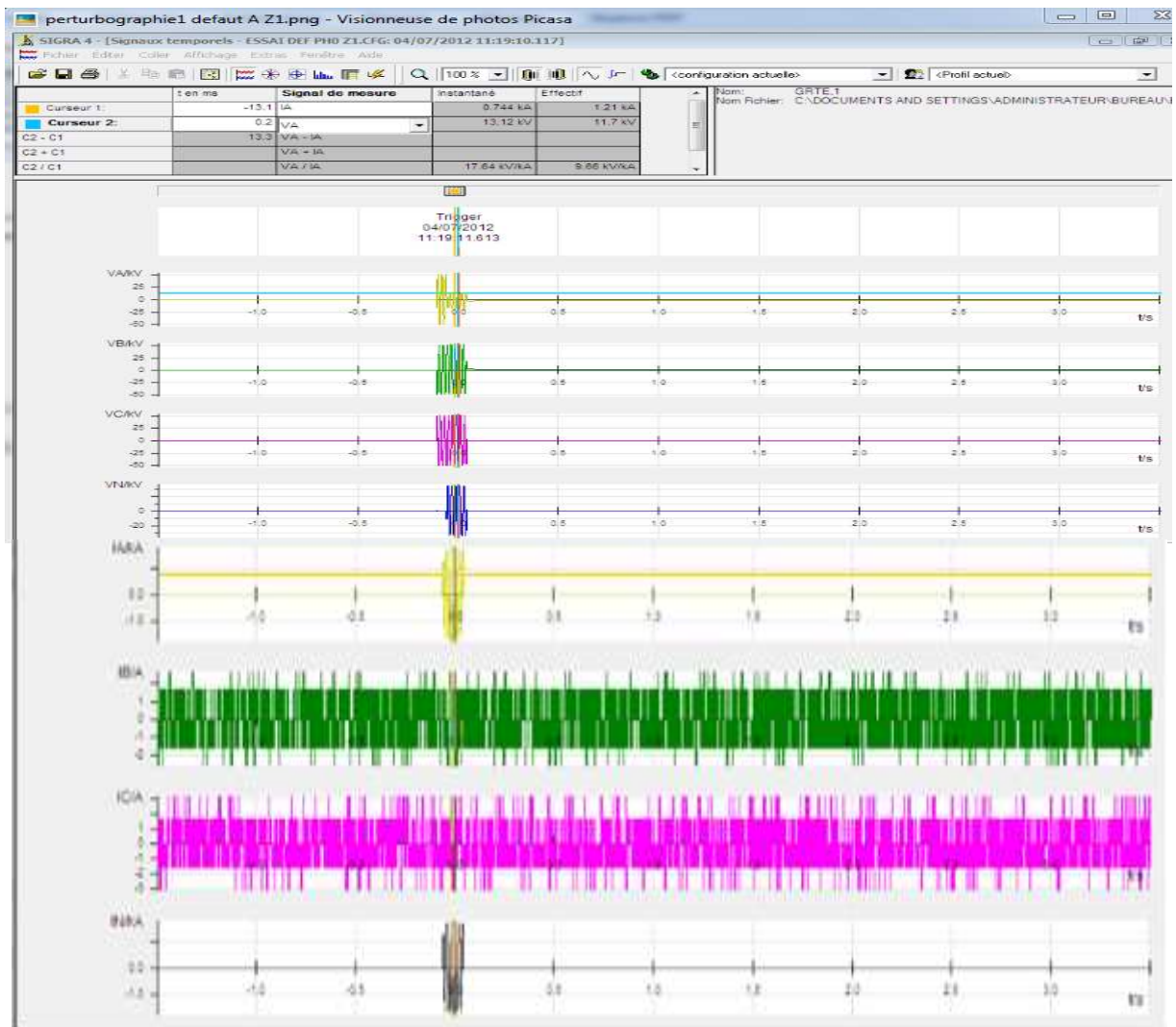
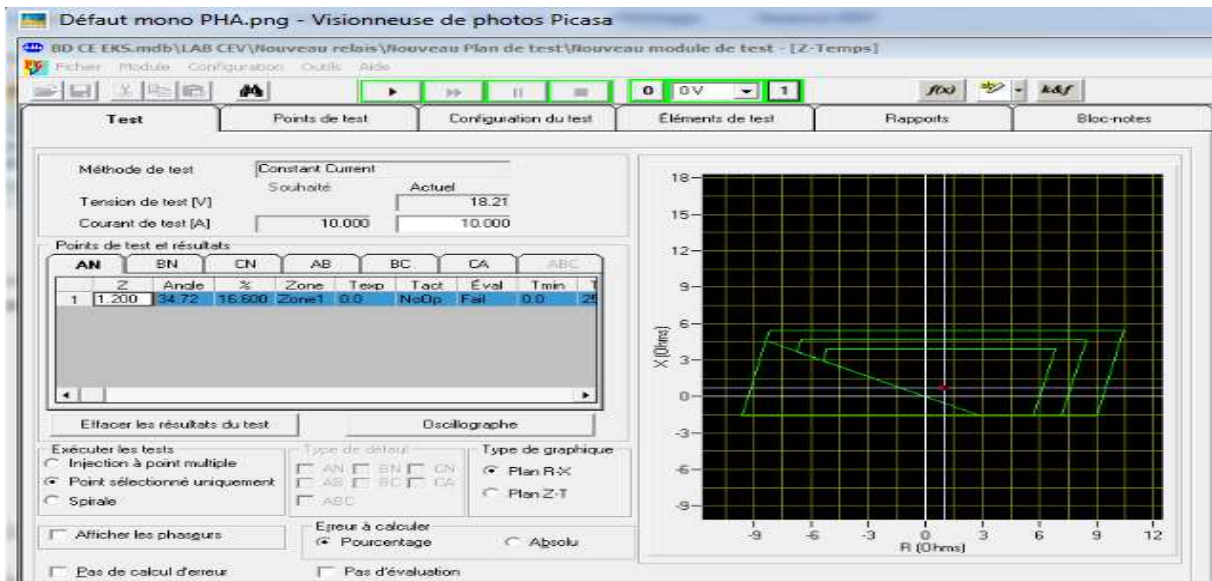
Sans défaut, les mesures réalisées par le relais sont sur la figure IV-10 :

| Adresse | Nom           | Valeur     |
|---------|---------------|------------|
| 02.01   | Amplitude IA  | 601,0 A    |
| 02.03   | Amplitude IB  | 601,6 A    |
| 02.05   | Amplitude IC  | 600,2 A    |
| 02.09   | Amplitude IN  | 1,342 A    |
| 02.02   | Déphasage IA  | 0 deg      |
| 02.04   | Déphasage IB  | -120,0 deg |
| 02.06   | Déphasage IC  | 120,0 deg  |
| 02.0A   | Déphasage IN  | -113,0 deg |
| 02.14   | Amplitude VAB | 62,96kV    |
| 02.16   | Amplitude VBC | 62,98kV    |
| 02.18   | Amplitude VCA | 62,97kV    |
| 02.22   | Amplitude VN  | 0 V        |
| 02.15   | Déphasage VAB | 30,00 deg  |
| 02.17   | Déphasage VBC | -90,00 deg |
| 02.19   | Déphasage VCA | 150,0 deg  |
| 02.23   | Déphasage VN  | 0 deg      |
| 02.2A   | Fréquence     | 50,00 Hz   |
| 03.0A   | W triphasé    | 65,54MW    |
| 03.0B   | VAR triphasé  | -332,5kVAR |
| 03.0C   | VA triphasé   | 65,54MVA   |
| 02.1A   | Amplitude VA  | 36,35kV    |
| 02.1C   | Amplitude VB  | 36,36kV    |
| 02.1E   | Amplitude VC  | 36,36kV    |
| 02.26   | Amplitude Vo  | 0 V        |
| 02.1B   | Déphasage VA  | 0 deg      |
| 02.1D   | Déphasage VB  | -120,0 deg |
| 02.1F   | Déphasage VC  | 120,0 deg  |

**Figure IV-10: Les résultats de mesure sans défaut**

Dans ce qui suit, nous donnons les résultats des simulations des défauts sur une ligne de 63kV.

a)-Défaut Monophasé (phases A) :



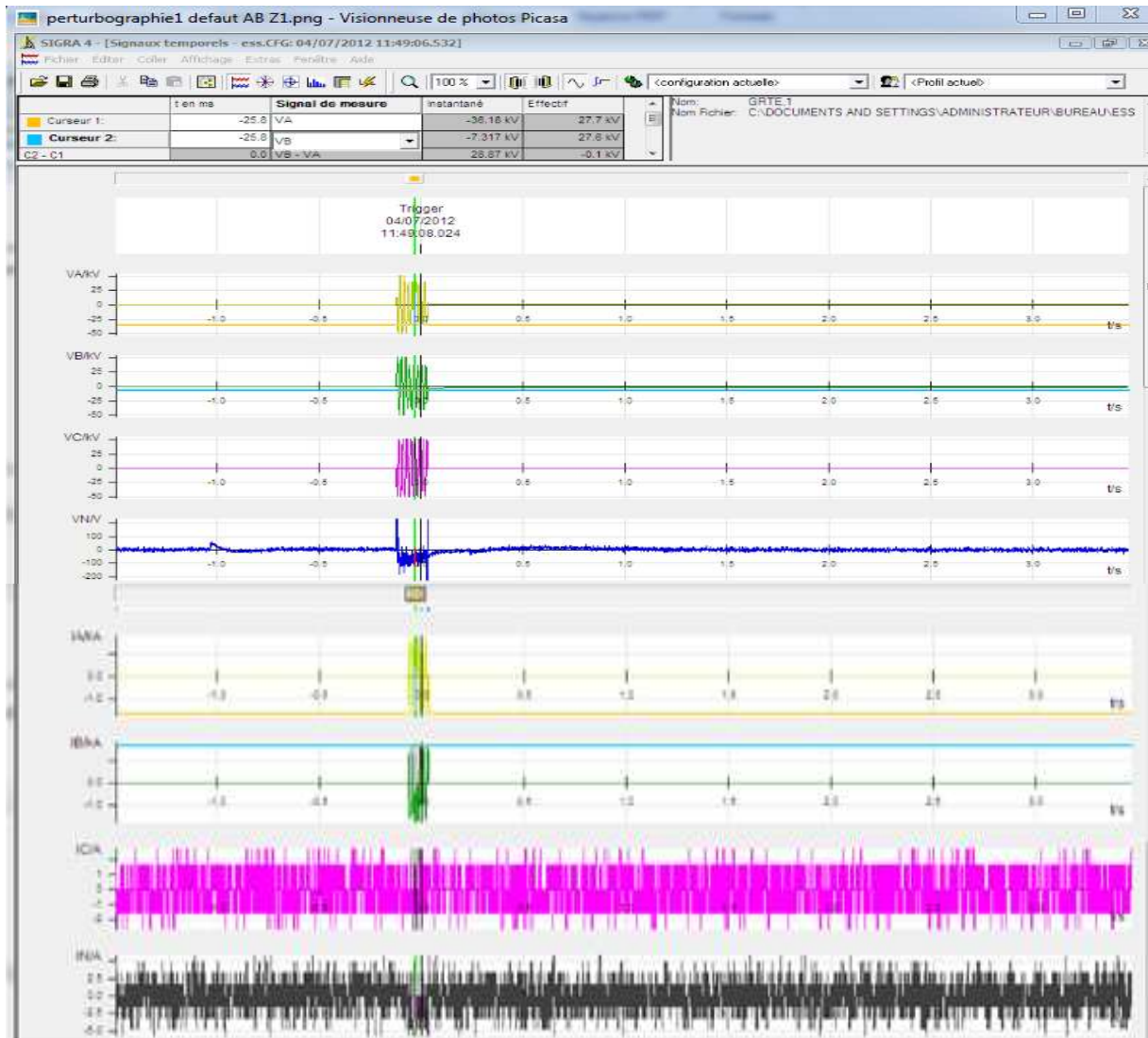
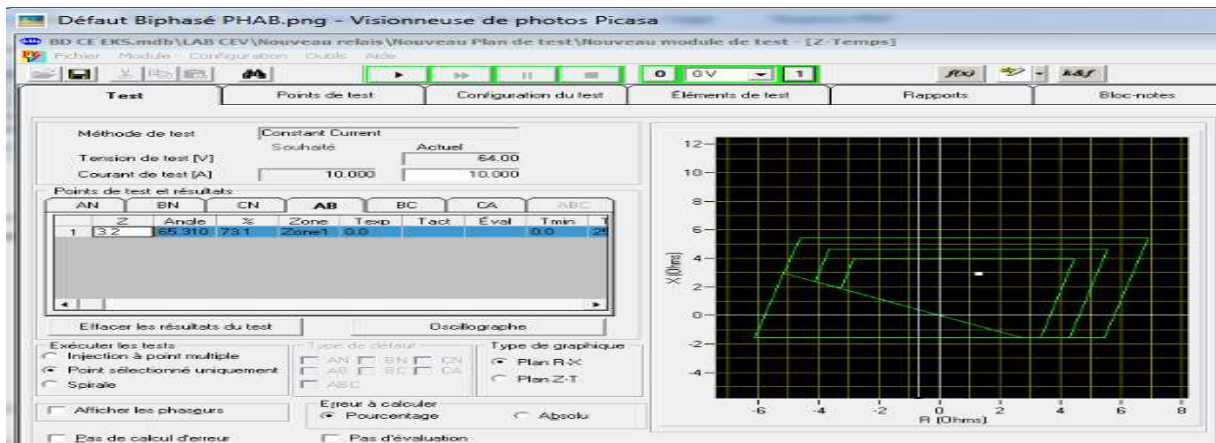
**❖ Valeur Evènement défaut phase A:**

Groupe actif 1: 0 ;  
Phase en défaut 0011001;  
ON 0 Démarrage ph A ;  
OFF 1 Démarrage ph B ;  
OFF 2 Démarrage ph C ;  
ON 3 Démarrage N ;  
ON 4 Déc. ph A ;  
OFF 5 Déc. ph B ;  
OFF 6 Déc. ph C ;  
ON 0 Démarr. Général;  
ON 1 Démarr. I>1 ;  
ON 6 Démarr. IN>1 ;  
ON 17 Démarr. Z< ;  
ON 0 Déc. général;  
ON 16 Déc. Z1 ;  
Date et heure Mercredi 04 Juillet 2012 11:19:11,609 ;  
Fréquence réseau 49,98 Hz ;  
Durée du défaut 108,4ms ;  
Temps de déc. 0 s ;  
Localisation Défaut: 8,209 Km ;  
IA 1207 A;  
IB 601,6 A;  
IC 600,2mA;  
VAN 11,46kV;  
VBN 36,36kV;  
VCN 36,36kV;  
Resist. défau XY 6,604 Ohm;  
Défaut en zone Zone 1.

**❖ Interprétation des résultats :**

D'après les résultats de la perturbographie, on remarque qu'au moment de défaut monophasé « phase A », la courbe de la tension s'est écrasée, son amplitude a diminué de 36,35kV à 11,46kV, alors que l'amplitude de courant a augmenté de 601,0A à 1207A.

b)-Défaut Biphasé (phases AB) :



**❖ Evènement défaut phase AB :**

Groupe actif 1: 0 ;  
Phase en défaut 1110011 ;  
ON 0 Démarrage ph A ;  
ON 1 Démarrage ph B ;  
OFF 2 Démarrage ph C ;  
OFF 3 Démarrage N ;  
ON 4 Déc. ph A ;  
ON 5 Déc. ph B ;  
ON 6 Déc. ph C ;  
ON 0 Démarr. général ;  
ON 1 Démarr. I>1 ;  
ON 17 Démarr. Z< ;  
ON 0 Déc. général ;  
ON 16 Déc. Z1 ;  
Date et heure Mercredi 04 Juillet 2012 11:49:08,019 ;  
ON 3 Verr.der.ARS ;  
Fréquence réseau 49,26 Hz ;  
Durée du défaut 74,44ms ;  
Temps de déc. 0 s ;  
Localisation XY 38,45km ;  
IA 1215 A ;  
IB 1215 A ;  
IC 600,2A ;  
VAN 27,61kV ;  
VBN 27,51kV ;  
VCN 36,62kV ;  
Resist. défaut XY 2,544 Ohm ;  
Défaut en zone Zone 1.

**❖ Interprétation des résultats :**

D'après les résultats de la perturbographie, on remarque qu'au moment de défaut biphasé « phase AB », les courbes des tensions se sont écrasées, leurs amplitudes ont diminués de  $V_A=36,35kV$  à  $27,61kV$  et  $V_B= 36,36kV$  à  $27,61kV$ , alors que les amplitudes des courants sont augmentées de  $I_A= 601,0A$  à  $1207A$  et  $I_B=601,6A$  à  $1207A$

**IV-10- L'influence de la sollicitation des entrées binaires sur le fonctionnement de Relais :**

Dans le cas où l'une des entrées binaires citées dans le chapitre III (III-3-Technologie de branchement des entrées/sorties de la MICOM P442) est sollicitée, change le fonctionnement de relais comme suit :

-**Test fusion fusible** : lorsque cette l'entrée est activée la fonction distance est bloquée, si un défaut survient au même moment c'est la fonction Max de I secoure qui doit réagir.

-**Test enclenchement manuel** : lorsque l'entrée enclenchement manuel est sollicitée (activé momentanément) elle verrouille le ré-enclencheur pendant le temps de blocage réglé sur paramètre de ré-enclencheur. Si un défaut monophasé survient en  $Z_1$  ou  $Z_2$  protection déclenche au triphasé définitif (elle ne va pas réenclencher).

-**La fonction Réception HF** : si l'entrée est sollicitée pendant une apparition d'un défaut en  $Z_2$  la protection n'atteint pas le temps pré-réglé de la zone 2 (0.5s) elle déclenche instantané dès l'apparition de la réception HF.

-**La fonction RSE/TST** (Régime Spécial d'Exploitation/Travaux Sous Tension) : dès que l'entrée est sollicitée le ré-enclencheur interne de la protection est bloqué (verrouiller) jusqu'à la disparition de l'entrée qui est activée.

# Conclusion Générale

## CONCLUSION GENERALE

---

La protection des réseaux électriques est une nécessité et une condition incontournable pour assurer la continuité et la meilleure qualité de service.

Les réseaux HTB et HTA, qui comportent des dizaines de milliers de kilomètres de liaisons et des centaines de postes, dispersés sur tout le territoire, sont susceptibles de défauts internes ou d'agressions externes contre lesquels il faut les protéger. Les protections doivent être conçues pour protéger non seulement les ouvrages mais aussi tout le système électrique dont l'équilibre est fragile.

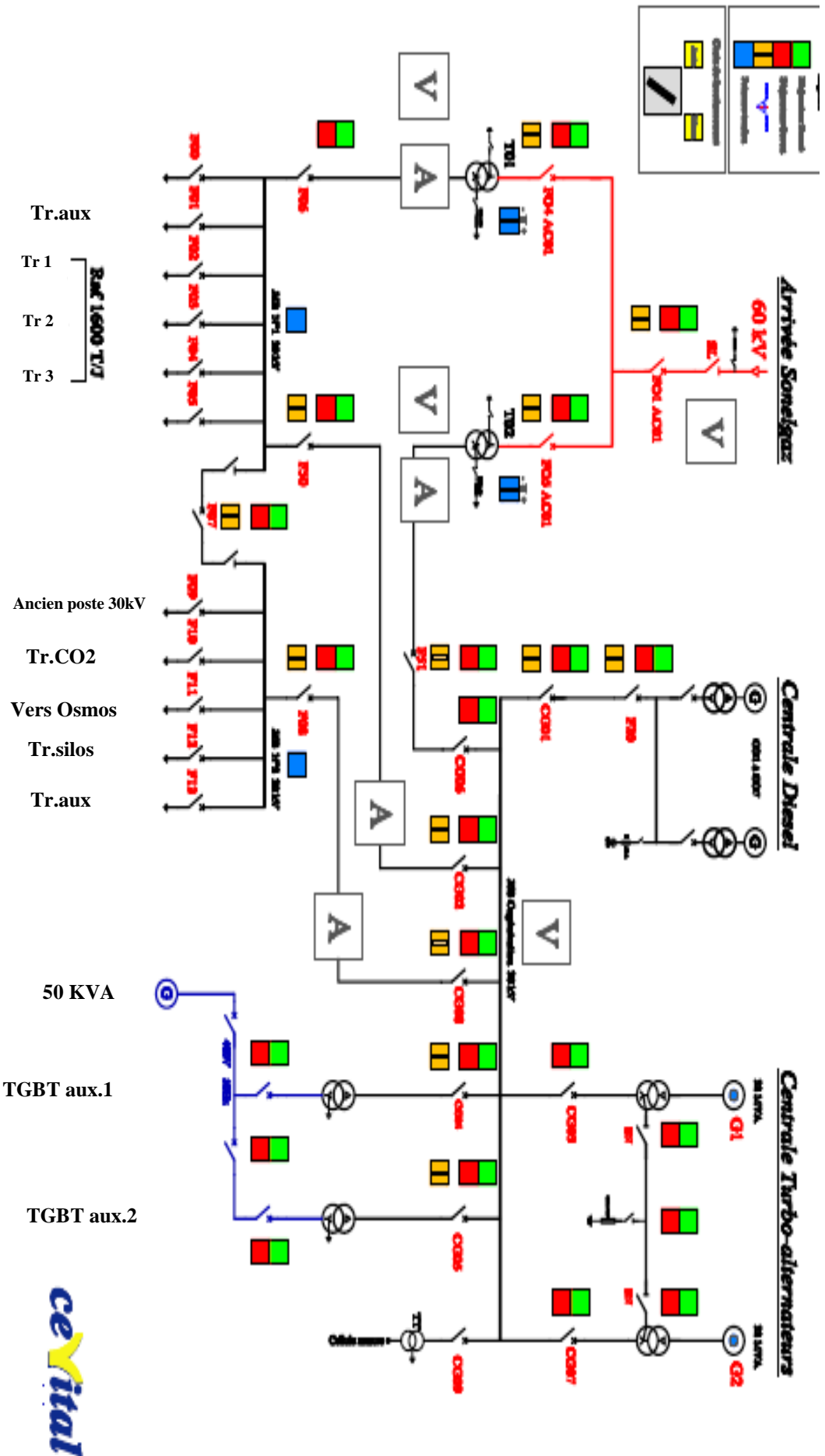
On a donc besoin de protections individuelles dont les performances en rapidité, et sélectivité sont fixées par les besoins de la fiabilité du réseau qu'il faut aussi combiner pour former un véritable plan de protection de l'ensemble du système. Cela suppose la mise en œuvre d'équipements très performants, sur les plans fonctionnels et de la fiabilité, utilisant les techniques les plus modernes de mesures, couplées à des systèmes de transmission non moins performants et modernes.

Les protections numériques sont plus fiables que les protections classique sauf que leur maintenance devient un peu plus compliquée vu la miniaturisation des circuits utilisés, la nécessité d'une plus large connaissance en informatique, traitement du signal et manipulation des logiciels pour l'exploitant, de plus chaque constructeur possède son propre protocole d'utilisation d'où le problème de communication si le matériel utilisé est différent.

Le travail présenté dans ce mémoire est basé essentiellement sur l'utilisation de la gamme MICOM AREVA qui est un relais multifonctionnel. Nous avons entrepris l'étude et le réglage de la protection de la distance de la ligne 60kV alimentant le complexe Cevital en faisant l'acquisition et le traitement des données, qui sont assurées par le relais P442. Ce relais assure l'ensemble des fonctions: la commande et surveillance du disjoncteur, la mesure des grandeurs électriques pour un bon fonctionnement du réseau afin de garantir au complexe une meilleur disponibilité de l'énergie.




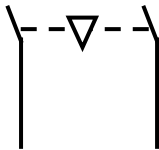
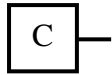

Ce travail nous a permis d'approfondir et d'enrichir nos connaissances acquises pendant notre formation universitaire et nous espérons que ce travail apportera un plus à ceux qui le consulteront.



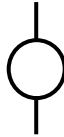

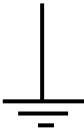
# Schéma synoptique du complexe Cevital



◆ Symboles graphiques des schémas:

Les éléments électriques du réseau:

|   |                                      |
|---|--------------------------------------|
|    | Disjoncteur                          |
|    | Interrupteur-sectionneur             |
|    | Sectionneur                          |
|  | Inverseur de source type disjoncteur |
|  | Comptage                             |
|  | Fusible                              |

|   |                             |
|---|-----------------------------|
|    | Transformateur de tension   |
|    | Transformateur de puissance |
|    | Transformateur de courant   |
|   | Impédance                   |
|  | Prise de terre              |

# Bibliographie

[1] **CRISTOPHE PREVE, ROBERT JEANNOT.**

«Guide de conception des réseaux électriques industriels, T&D».  
6883 427/ A, Schneider électrique.

[2] **JEAN-CLAUDE SABONNADIÈRE, NOURDINA HAJD SAID.**

« Ligne et réseau électrique 2 ».  
Lavoisier année 2007.

[3] **LILIA BENARAB.**

« Détermination des seuils de réglage des protections des départs moyenne tension au complexe de l'EMIEM ».

Projet de fin d'études (ingénieur). Université de TIZI-OUZOU année 2010.

[4] **VALENTIN CRASTAN.**

« Les réseaux d'énergie électrique 2 ».  
Lavoisier 2007.

[5] **THEODORE WILDI – GILBERT SYBILLE**

« Electrotechnique », Edition 4, année 2004.

[6] **F. AMRANI et R. BELKESSA.**

« Etude des protections des départs moyenne tension. Application poste 60/30kV de TIZI MEDEN».

Projet de fin d'études (ingénieur). Université de TIZI-OUZOU année 2009.

[7] Cours de 4<sup>ème</sup> année haut tension, électrotechnique.

[8] **OUAGUENOUN ZAHIA et MAMOU NAWEL.**

«Etude des protections du départ MT BOUKHALFA issu du poste 60/30kV DRAA BEN KHEDDA».

Projet de fin d'études (ingénieur). Université de TIZI-OUZOU année 2009.

[9] **VALENTIN CRSTAN.**

« Les réseaux d'énergie électrique 1 ».  
Lavoisier 2007.

[10] **Jean-Michel DELBARRE** «Protection des réseaux de transport et de répartition ». Technique de l'ingénieur MERLIN GERIN D4805.

[11] **H. AMROUN.**

« Etude de la protection numérique d'un départ 220.00 Volts. Application au départ T.O-Alger-Est ».

Projet de fin d'études (ingénieur). Université de TIZI-OUZOU année 2000.

[12] **Jean-Michel DELBARRE** «Parafoudre ».

Technique de l'ingénieur MERLIN GERIN D4755.

[13] **RABAH BELARBI et ANIS AIT MENGUELLET.**

«Protection d'une ligne de transport d'énergie électrique de 220kV. Protection SIEMENS 7SA511 ».

Projet de fin d'études (Licence Professionnelle en Génie Electrique). Université de TIZI-OUZOU année 2010.

[14] «Protection à maximum de courant- Protection de distance- Protection différentielle ».

Document de Sonelgaz d'EL-Kseur, (GRTE)

[15] **Guide Technique, MICOM P441, P442& P444.**

«Protection de distance numérique».

Version A 4.X (Modèle 07).

[16]§ **DAIKHA NOURDINE et TIFAOUI NABIL.**

«Etude et réglage du système de protection du MT de la cogénération Cevital-Béjaia ».

Projet de fin d'études (ingénieur). Université de Béjaia, année 2010.

[17] **Documentation Cevital**, « analyse fonctionnelle», juin 2009.