

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère d'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'études

En vue de l'obtention d'un diplôme d'ingénieur d'Etat en Electrotechnique  
Option : Réseaux Electriques

## Thème

Etude de la protection d'un réseau de  
distribution MT  
Application : Réglage des relais de deux départs  
du poste HT/MT Oued-Aissi

Proposé par :

Mr AMOURA  
(SONELGAZ)

Dirigé par :

Mr BIROUCHE

Réalisé par

M<sup>elle</sup> I. TSABIT  
M<sup>elle</sup> N. MOKRANI

**Année universitaire 2009/2010**

# *Sommaire*

<b>Introduction générale</b> .....	1
------------------------------------	---

## **Chapitre I : Topologie des réseaux électriques**

I-1 Introduction .....	2
I-2 Hiérarchisation des réseaux électriques par niveau de tension .....	2
I-2-1 Réseau de transport et d'interconnexion .....	3
I-2-2 Réseau de répartition .....	5
I-2-3 Réseau de distribution .....	5
I-3 Structure topologique des réseaux de transport .....	6
I-3-1 Réseau maillé.....	6
I-3-2 Réseau bouclé .....	6
I-3-3 Réseau radial .....	6
I-4 Poste de transformation HT/MT.....	7
I-4-1 Partie haute tension .....	7
I-4-2 Partie moyenne tension .....	9
I-5 Réseau moyenne tension.....	12
I-5-1 Différents réseaux MT .....	13
I-5-1-1 Réseau aérien (MTA).....	13
I-5-1-2 Réseau souterrains (MTS).....	15
I-5-1-3 La qualité de la desserte par des réseaux souterrains .....	17
I-5-1-4 Structures utilisables en réseaux souterrains.....	17
I-5-2 Schéma unifilaire d'un réseau MT.....	19
I-5-3 Raccordement des postes MT/BT.....	20
I-5-3-1 En coupure d'artère .....	20
I-5-3-2 En simple dérivation .....	20
I-5-3-3 En double dérivation .....	20
I-6 Généralités sur les postes de transformation .....	21
I-6-1 Définition.....	21

I-6-2 Différents types de postes électriques.....	21
I-6-2-1 Poste d'interconnexion .....	21
I-6-2-2 Poste mixte .....	21
I-6-2-3 Poste de transformation .....	22
I-6-3 Les différents emplacements d'un poste de transformation .....	23
I-6-3-1 Poste de transformation en plein air .....	23
I-6-3-2 Poste de transformation en cabine .....	24
I-6-3-3 Poste de transformation sur poteaux .....	25
I-6-3-4 Poste de transformation en enclos et en capot .....	27
I-6-4 Choix d'un poste de transformation.....	27
I-6-5 Les éléments constitutifs d'un poste de transformation.....	27
I-6-5-1 Transformateur électrique .....	27
I-6-5-2 Transformateur de mesure .....	27
I-6-5-3 jeux de barres.....	29
I-6-5-4 Les services auxiliaires.....	30
I-6-5-4-1 Différents services auxiliaires .....	30
I-6-5-4-2 Alimentation des services auxiliaires .....	31
I-6-5-4-3 Installation des sources des services auxiliaires.....	31
I-7 Conclusion .....	31

## **Chapitre II : Protection et appareillage**

II-1 Introduction.....	32
II-2 Plan de la protection .....	32
II-2-1 Définition du dispositif de protection .....	33
II-2-2 Objectif du dispositif de protection.....	33
II-2-3 Propriétés du dispositif de protection .....	33
II-2-4 Organisation de protection.....	34
II-2-5 Définition d'un plan de protection.....	35
II-2-5-1 Réglementation .....	35
II-2-5-2 Structure des réseaux à protéger .....	35
II-2-5 Données de base des plans de protection .....	35
II-3 Appareillage de protection .....	36

II-3-1 Les surintensités .....	36
II-3-1-1 Sectionneur.....	36
II-3-1-2 Disjoncteur .....	36
II-3-1-3 Relais .....	39
II-3-1-4 Fusibles 47.....	41
II-3-1-5 Interrupteurs.....	44
II-3-2 Les surtensions.....	45
II-3-2-1 Parafoudre.....	45
II-3-2-2 Eclateur.....	47
II-4 Protection des transformateurs.....	48
II-4-1 Relais Buchholz.....	48
II-4-2 Protection différentielle de courant du transformateur.....	49
II-4-3 Protection masse cuve.....	49
II-4-4 Protection thermométrique de cuve.....	50
II-4-5 Protection par relais thermique.....	50
II-4-6 Protection par image thermique.....	50
II-4-7 Protection de secours des transformateurs.....	51
II-5 Protection des jeux de barres.....	51
II-5-1 Protection différentielle.....	51
II-5-2 Protection de masse.....	51
II-6 Protection d'un départ MT .....	51
II-7 Protection d'une arrivé MT.....	52
II-8 Différents régime de neutre.....	54
II-8-1 Le régime de neutre TN .....	54
II-8-2 Le régime de neutre TT .....	56
II-8-3 Le régime de neutre IT .....	56
II-8 Conclusion .....	58

### **Chapitre III : Défaits et calculs des courts-circuits**

III-1 Introduction .....	59
III-2 Définition d'un défaut .....	59
III-3 Les différents défauts touchant les réseaux électriques .....	59

III-4 Origine des défauts .....	61
III-5 Caractéristiques des défauts .....	61
III-5-1 La durée .....	61
III-5-2 L'origine .....	62
III-5-2-1 Défaut d'origine externe .....	62
III-5-2-2 Défaut d'origine interne .....	62
III-6 Différents formes de défaut .....	62
III-7 Conséquences des défauts de court-circuit .....	62
III-8 Intensité du courant de court-circuit .....	63
III-8-1 Facteur influençant la valeur du courant de court-circuit .....	63
III-8-2 Les composantes symétrique dans le calcul des courant de court-circuit .....	64
III-8-3 Défaut phase terre .....	67
III-8-4 Défaut triphasé .....	70
III-8-5 Défaut biphasé .....	71
III-8-5-1 Défaut biphasé terre sans impédance .....	71
III-8-5-2 Défaut biphasé terre avec impédance .....	73
III-8-5-3 Défaut biphasé isolé .....	74
III-9 Calcul des impédances .....	76
III-9-1 Impédances du réseau HT ramenée en MT .....	76
III-9-2 Impédances du transformateur HT/MT .....	77
III-9-3 Impédances du réseau MT .....	78
III-9-4 Impédances des lignes et de câbles .....	79
III-10 Méthodes des valeurs réduites pour le calcul du courant de court-circuit .....	79
III-10-1 Réactances réduites des éléments constituant le réseau .....	80
III-11 Conclusion .....	83

## **Chapitre IV : Application**

IV-1 Introduction .....	84
IV-2 Calcul des courants de court circuit .....	84
IV-2-1 Courant de court circuit triphasé .....	84
IV-2-2 Courant de court circuit biphasé .....	84
IV-3 Plan de protection .....	84
IV-3-1 Les transformateurs de courant TC .....	85

IV-3-1-1 Les caractéristiques du TC .....	85
IV-3-1-2 L'interconnexion des TC .....	85
IV-3-1-3 Détection de défauts polyphasés .....	86
IV-4 Réglage du relais .....	88
IV-5 Méthode de calcul .....	88
IV-6 Application sur deux départs .....	89
IV-6-1 Les donner technique départ (1) .....	90
IV-6-1-1 Calcul de courant de court-circuit biphasé et triphasé .....	91
IV-6-1-2 Réglage du relais de phase .....	92
IV-6-1-3 Réglage du relais homopolaire .....	93
IV-6-2 Les donner technique départ (2) .....	95
IV-6-2-1 Calcul de courant de court-circuit biphasé et triphasé .....	97
IV-6-2-2 Réglage du relais de phase.....	97
IV-6-2-3 Réglage du relais homopolaire .....	97
IV-7 Conclusion .....	98
<b>Conclusion générale</b> .....	98

# ***LEGENDE***

<b>Indication abrégé</b>	<b>description</b>
<b>D</b>	<b>Dorsale</b>
<b>DD</b>	<b>Disjoncteur de départ</b>
<b>DDD</b>	<b>Disjoncteur débranchables de départ</b>
<b>DDC</b>	<b>Disjoncteur débranchables de couplage</b>
<b>DC</b>	<b>Disjoncteur de couplage</b>
<b>DTR</b>	<b>Disjoncteur de transformateur</b>
<b>DA</b>	<b>Disjoncteur d'arrivé</b>
<b>DDAT</b>	<b>Disjoncteur débranchables d'arrivé de transformateur</b>
<b>BHT</b>	<b>Barre haute tension</b>
<b>BMT</b>	<b>Barre moyenne tension</b>
<b>CA</b>	<b>Poste en cabine</b>
<b>CT</b>	<b>Câble de travail</b>
<b>I</b>	<b>Interrupteur</b>
<b>ID</b>	<b>Interrupteur débranchables</b>
<b>IA</b>	<b>Interrupteur automatique</b>
<b>PA</b>	<b>Pont amovible</b>
<b>PO</b>	<b>Poste sur poteau</b>
<b>SD</b>	<b>Sous dérivation</b>
<b>SM</b>	<b>Sectionneur</b>
<b>SC</b>	<b>Sectionneur de coupure</b>
<b>SMT</b>	<b>Sectionneur de ligne avec couteaux de mise à la terre</b>
<b>TRH</b>	<b>Transformateur HT/MT</b>
<b>TRM</b>	<b>Transformateur MT/BT</b>
<b>F</b>	<b>Fusible</b>

# Introduction générale

L'utilisation de l'énergie électrique pour les besoins quotidiens de la société c'est traduite par la mise en place d'un système électrique comprenant la production d'électricité et le transport de celle-ci jusqu'aux consommateurs. Ce développement s'est effectué par le biais d'une structure hiérarchique du système qui consiste à produire l'énergie électrique en grande quantité grâce aux centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques, transporter ces grandes quantités d'énergie électrique de façon à les répartir sur l'ensemble du territoire en haute tension et enfin distribuer l'énergie à l'ensemble des consommateurs en moyenne tension puis en basse tension.

Toute installation électrique est protégée contre les défauts, qui doivent être identifiés et éliminés dans des temps très brefs au moyen des différentes protections afin d'assurer l'alimentation aux meilleurs conditions de coût et de qualité de service.

Notre travail consiste à étudier la protection d'un réseau de distribution MT. Pour cela, nous allons partager notre mémoire en quatre chapitres comme suit :

- Le premier chapitre traitera les généralités sur les réseaux électriques en particulier le réseau MT qui est l'élément le plus important pour acheminement de l'énergie électrique.
- Le deuxième chapitre sera réservé à l'étude de dispositif de protection et les conditions de fonctionnement, ainsi que la présentation des différents appareils de protection.
- Le troisième chapitre sera consacré à l'étude des différents défauts susceptibles d'affecter un réseau MT et l'utilité du calcul des courants de court-circuit.
- Dans le dernier chapitre nous allons mettre en application notre étude sur un poste HT/MT Oued-Assi Tizi-Ouzou.

Enfin, nous terminerons par une conclusion générale.

## I-1 Introduction

L'énergie électrique est produite en des sites particuliers liés à la nature de l'équipement de production comme :

- Montagne pour l'énergie d'origine hydroélectrique.
- Fleuve pour les installations thermique et nucléaires.

Elle se distingue des autres formes d'énergie par l'impossibilité de la stocker, il est donc nécessaire de la produire en temps réel et de la transporter en tout point du système où elle est demandée pour satisfaire la demande de consommation. Il y a aussi le fait qu'elle est facile à transporter et c'est le rôle du réseau qui contient les centres de productions, les centres de consommation, les matériels de transport et l'appareillage de protection. Donc ce réseau met en relation l'ensemble du système de production avec de la consommation.

## I-2 Hiérarchisation des réseaux électriques par niveau de tension [1]

Pour réaliser la liaison entre les centrales de production d'électricité et les centres de consommation, il est nécessaire de réaliser des lignes aériennes et des canalisations souterraines.

Les lignes sont raccordées à des nœuds appelés postes. Ces postes, particulièrement importants comportent habituellement des transformateurs avec des dispositifs de contrôle, de réglage, et de protection. Les lignes qui relient les nœuds constituent les branches, ces dernières suivant le cas, disposent d'antennes ou de mailles.

Les compagnies d'électricité divisent leurs réseaux en trois grandes catégories :

- Réseau de transport et d'interconnexion.
- Réseau de répartition.
- Réseau de distribution.

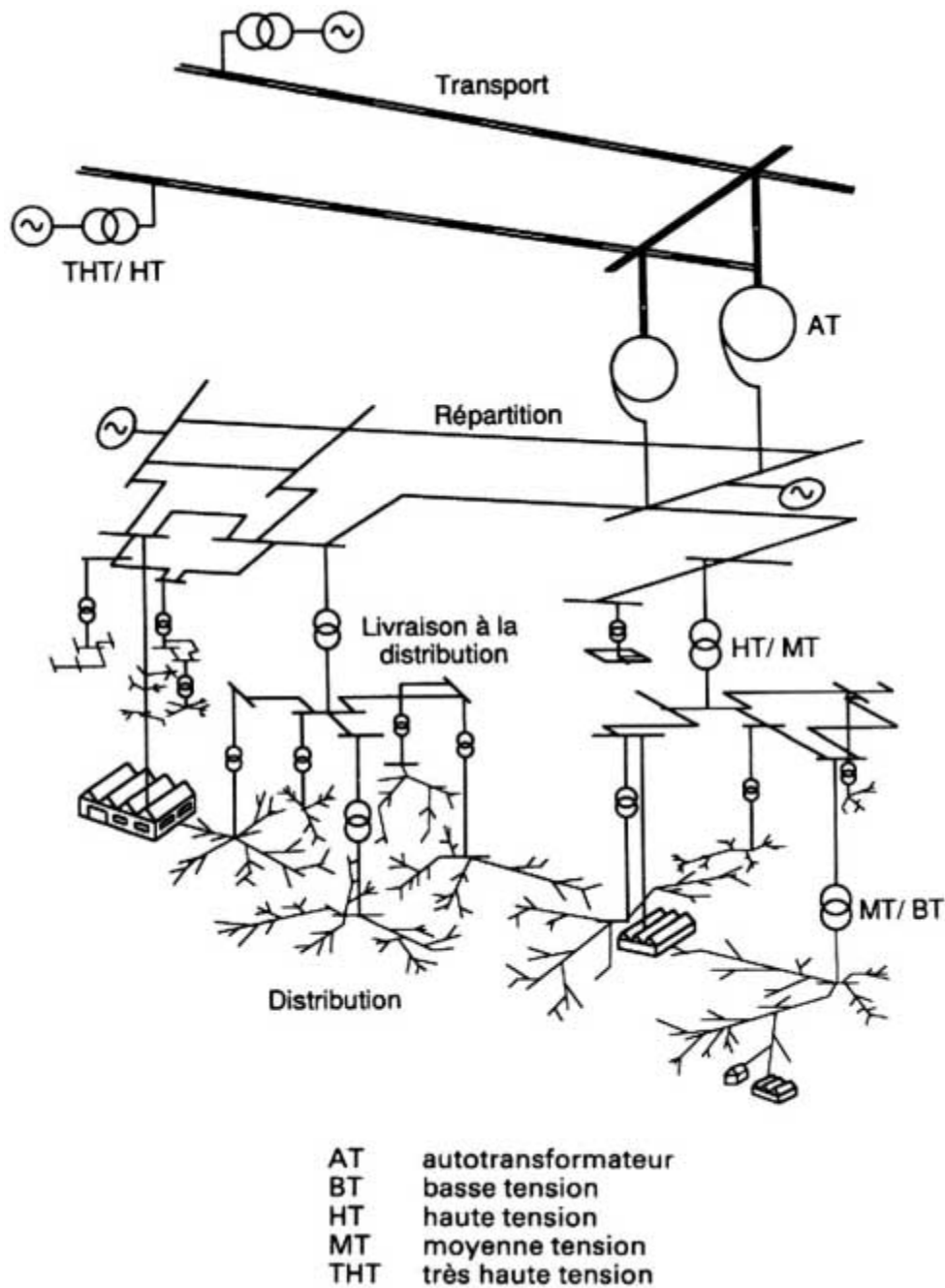


Fig (I- 1) : Hiérarchisation d'un réseau

### I-2-1 Réseaux de transport et d'interconnexion

Ce réseau est constitué de lignes à très haute tension 400kV et 250kV et qui a une double mission :

-Collecter l'énergie fournie par les centrales afin de l'acheminer vers les zones de consommation (fonction de transport).

-Assurer les échanges d'énergie entre différentes régions et même avec les pays voisins (fonction interconnexion)

La préparation des programmes, la surveillance de transfert d'énergie, les ordres de réglage aux centrales et plus généralement la conduite du réseau sont confiés à un service des mouvements d'énergie plus souvent désigné sous le nom de « dispatching national »

Les dispatchings sont des centres de décision qui ont pour mission d'assurer l'alimentation de la clientèle dans les meilleures conditions de qualité, de sécurité et de prix de revient. Ils doivent être renseignés à tout instant sur la puissance transportée, la tension et la fréquence en des points bien déterminés du réseau, sur la charge des transformateurs et la production des centrales.

L'interconnexion des réseaux présente principalement trois avantages :

### **a- La stabilité**

Les réseaux interconnectés forment un ensemble qui est plus puissant que les réseaux individuels, il s'ensuit que ces réseaux peuvent mieux supporter les perturbations qu'une centrale seule d'où une plus grande stabilité. Par exemple, si la charge augmente subitement sur l'un des réseaux interconnectés, un transfert d'énergie s'effectue immédiatement de sorte que la charge accrue puisse être supportée par plusieurs centrales au lieu d'une seule.

### **b- La continuité de service**

Si une des centrales interconnectées venait à tomber en panne ou si l'on devait la débrancher pour des opérations d'entretien, les autres centrales prendraient immédiatement le relais pour assurer la continuité de service.

### **c- L'économie**

Lorsque les réseaux sont reliés, on peut répartir la charge entre différentes centrales afin de minimiser le coût de fonctionnement global : on peut arrêter une centrale et faire fonctionner les autres à leur rendement maximum.

L'inconvénient principal de l'interconnexion provient de la nécessité d'une même fréquence pour toutes les centrales interconnectées et des relations très rigides qui relient les tensions de tous les points du réseau. Toute variation de ces grandeurs sera répercutée en tout point du dispositif, et tout incident susceptible de perturber une partie du réseau, pourra déséquilibrer l'ensemble.

### I-2-2 Réseau de répartition

Ce réseau qui comporte des lignes à haute tension (ligne HT entre 90kV à 60kV), il joue le rôle d'intermédiaire entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Il doit être en mesure de transiter plusieurs dizaines de (MW) sur quelques dizaines de kilomètres.

Ce réseau doit être particulièrement fiable, aussi ses mailles sont beaucoup plus serrées que celles du réseau de transit.

### I-2-3 Réseau de distribution

Il comprend les lignes et les postes de transformation servant à alimenter les clients. Ce réseau est composé de deux parties :

- Les lignes MT alimentées par des postes HT/MT fournissent de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs importants, soit aux différents postes MT/BT.

- Les lignes BT qui alimentent les usagers, sont en monophasé 220V, soit en triphasé 380V.

La liaison entre les sources d'énergie (centrales) et les centres de consommation est illustrée par la figure (I-2).

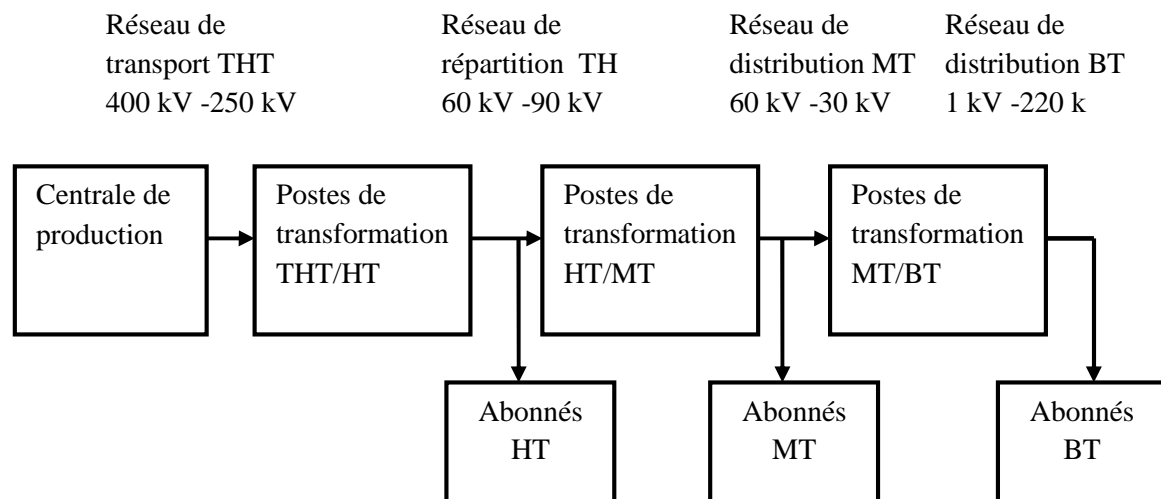


Fig (I-2) : Schéma d'un réseau électrique

**I-3 Structure topologique des réseaux de transport [2]**

L'architecture d'un réseau électrique est définie suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté requise. A partir de ces trois paramètres, on définit trois types de structure pour un réseau électrique (Figure I-3).

**I-3-1 Réseau maillé**

Le réseau est complètement maillé et tous les nœuds sont alimentés au moins de deux cotés

**- Avantages**

Le réseau maillé est caractérisé par :

- Une sécurité d'exploitation.
- Une chute de tension réduite.

**- Inconvénients**

Les dépenses pour la réalisation d'un tel réseau sont énormes et nécessitent des protections sophistiquées.

**I-3-2 Réseau bouclé**

Dans ce cas, on tend vers un maillage partiel par la formation de boucles. Ainsi, tous les accès de la boucle sont alimentés par deux lignes.

**- Avantages**

Ce type de réseau possède l'avantage :

- D'avoir une meilleure continuité de service.
- D'être facile à construire et à étudier.

**- Inconvénients**

La construction d'un tel réseau est plus coûteuse que celle d'un réseau radial et il est plus difficile à exploiter.

**I-3-3 Réseau radial**

C'est le réseau le plus simple du point de vue conception. Il est disposé de façon à ce qu'en partant du point d'alimentation, toutes les lignes sont développées en antennes et alimentées par une seule ligne principale.

**-Avantage**

Les avantages d'un réseau radial sont :

- Facilité de construction et d'exploitation.
- Les dépenses pour la réalisation et la protection d'un tel réseau sont minimales.

**-Inconvénients**

Ce réseau possède un inconvénient majeur qui est le déclenchement du disjoncteur principal qui entraîne une interruption du service pour tous les usagers en aval, en cas d'avarie sur une ligne.

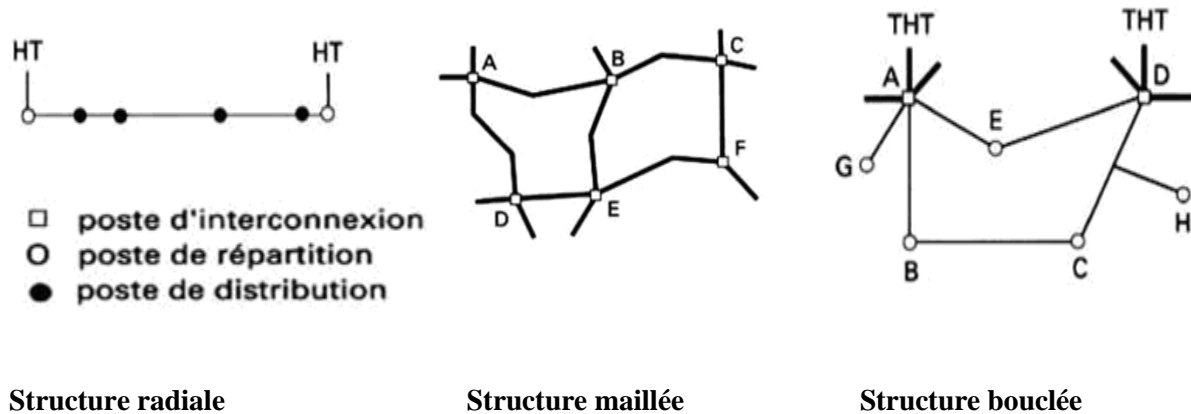


Fig (I-3) : Les différentes structures

**I-4 Poste de transformation HT/MT [1]****I-4-1 Partie haute tension**

- ❖ Les schémas de principe à l'état final sont de deux types :
  - Postes HT/MT pour réseau aérien à moyenne tension (fig I-4 et I-8)
  - Postes HT/MT pour réseau souterrain à moyenne tension (fig I-4, I-5 et I-8)
- ❖ Un schéma provisoire (fig I-6) est admissible dans le cas d'une dérivation ou d'une antenne HT et pour alimenter une charge MT d'importance réduite. Un ensemble de cabines mobiles constituant une réserve dans ce cas devra être prévue.
- ❖ Si on accepte d'autre part de faire ouvrir pour des défauts sur le transformateur, les disjoncteurs placés aux extrémités de la dorsale HT, le disjoncteur de ce transformateur peut être remplacé par un interrupteur. Dans ce cas une mise à la terre rapide d'une phase (court circuit monophasé) ou une télé protection sera prévue (fig I-7)
- ❖ Les postes HT/MT doivent pouvoir débiter la puissance maximale appelée prévue, même dans le cas de simple incident transformateur. Il est admis alors que les transformateurs pouvaient être surchargés de vingt pour-cent (20%) pendant deux heures à une température ambiante de 40°C (tableau I-1).

❖ Les caractéristiques principales des transformateurs HT/MT (tableau I-2) doivent être en relation avec le réseau alimenté, aux plans des puissances appelées maximales, de tenue des réseaux MT au court-circuit et du réglage de tension .

❖ De même les caractéristiques principales des disjoncteurs dans les postes HT/MT devront satisfaire les contraintes .

**Tableau (I.1) : caractéristiques des transformateurs HT/MT.**

Tension des Réseaux HT et MT (kV)	Puissance (MVA)	Tension de Court circuit $U_{cc}\%$	Couplage	Rapport de Transformation
60/10	20	12.5	YN/d11	60/10.5
	30			
60/30	20	12.5	YN/yn0	60/31.5
	30			
220/10	30	12.5	YN/d11	220/10.5
220/30	30	12.5	YN/yn0	220/31.5
220/30	60	15.3	YN/yn0	220/31.5

Tableau (I.2) : Taille des transformateurs par niveau de tension

Type de réseau	Section du conducteur (mm <sup>2</sup> )	Nombre de sortie MT (N)	Puissance installée- Solutions possibles			
			Solution 1		Solution 2	
			N*P (MVA)	Rapport (kV/kV)	N*P (MVA)	Rapport (kV/kV)
Aérien ou mixte	93.3 Alm ou 70Cu	8	2x30	60/31.5	2x30	220 /31.5
		16	2x60	220 /31.5	–	–
Souterrain 10kV	120Cu	16-24-32	2x30	60 /10.5	3x30	220 /10.5
Cabine mobile	120Cu	4	20	60/10.5	–	–
	93.3Alm 70Cu	4 à 16	20	60 /31.5	30	220 /31.5

### I-4-2 Partie moyenne tension

- ❖ La partie moyenne tension des postes HT/MT alimentant un réseau aérien est à deux demi-jeux de barres sectionnable par interrupteur en charge motorisé (figure I-6)
- ❖ Le nombre de départs pour ce type de réseau sera de 8 à 16 en fonction de la puissance maximale appelée à terme de la zone alimentée.
- ❖ La partie MT des postes HT/MT alimentant les réseaux souterrains est de type intérieure jusqu'à quatre jeux de barres commutables par disjoncteur (figure I-5)
- ❖ Le nombre de départs pour ce type de réseau sera de 16,24 ou 32.
- ❖ Les cellules seront en générale sous enveloppe métallique. Les disjoncteurs seront débranchables et interchangeable. Il conviendra de préférer l'équipement en disjoncteur à maintenance réduite.
- ❖ Les postes sources HT/MT (figure I-8) peuvent être constitués d'un étage HT plus complexe avec deux jeux de barres.

+

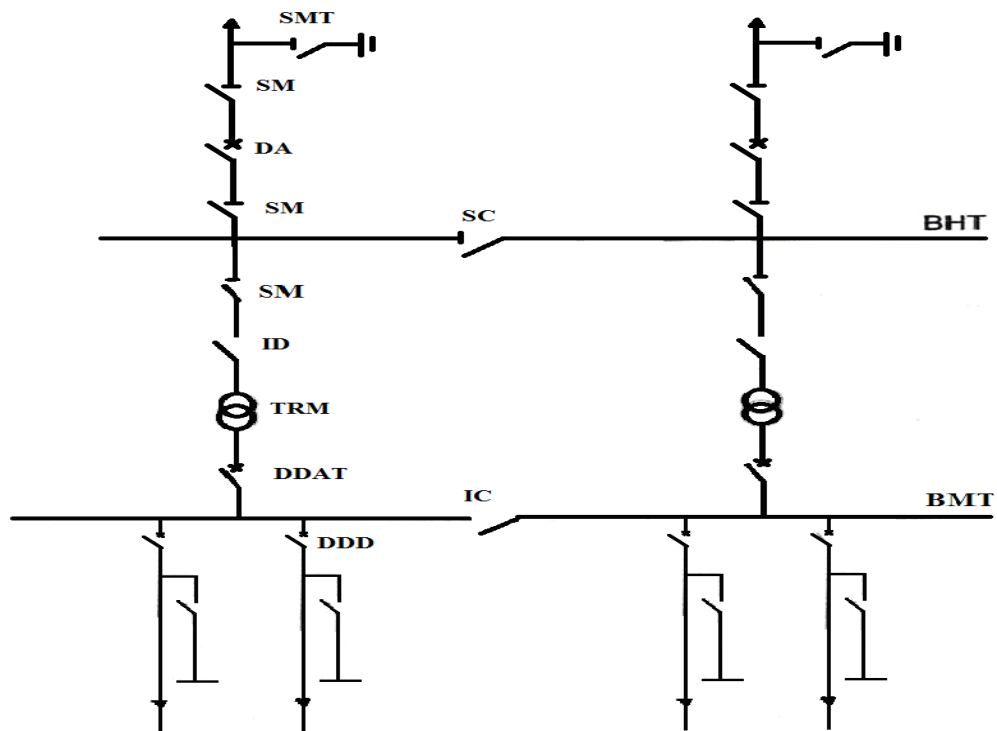


Fig (I-4)

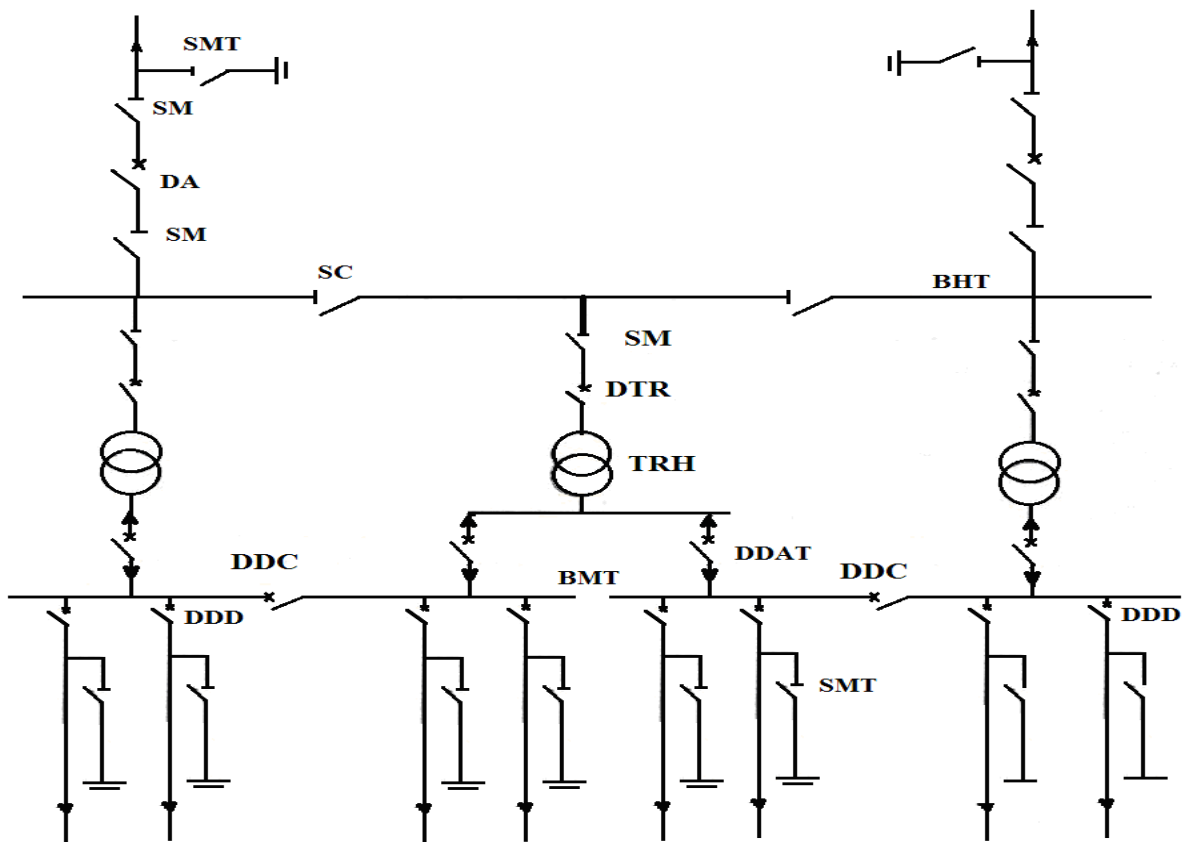


Fig (I-5)

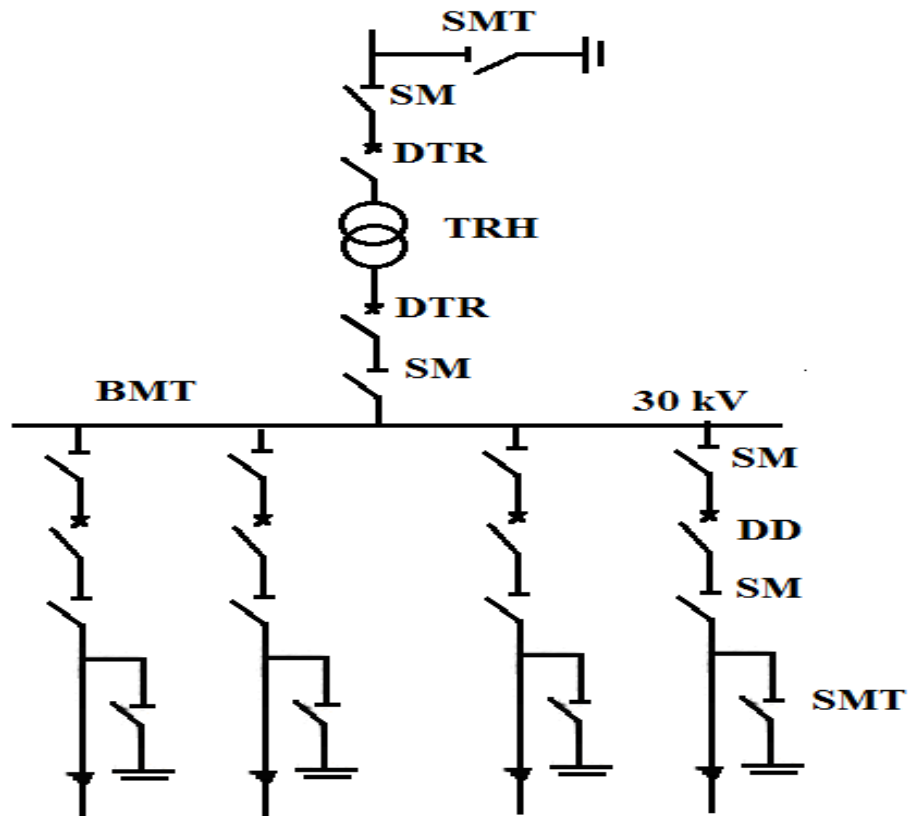


Fig (I-6)

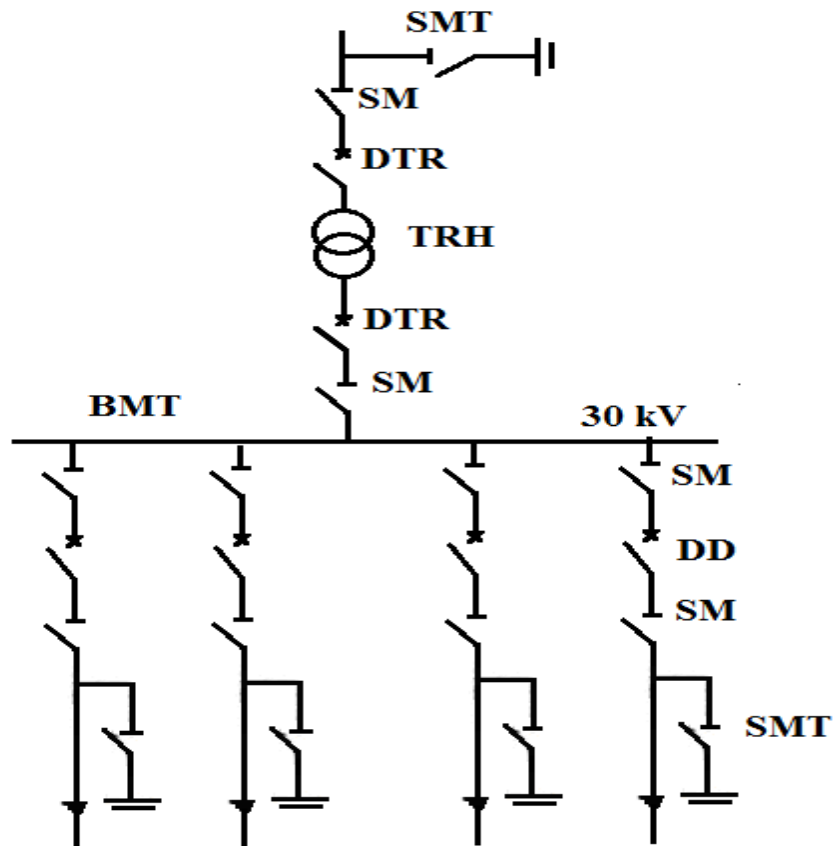


Fig (I-7)

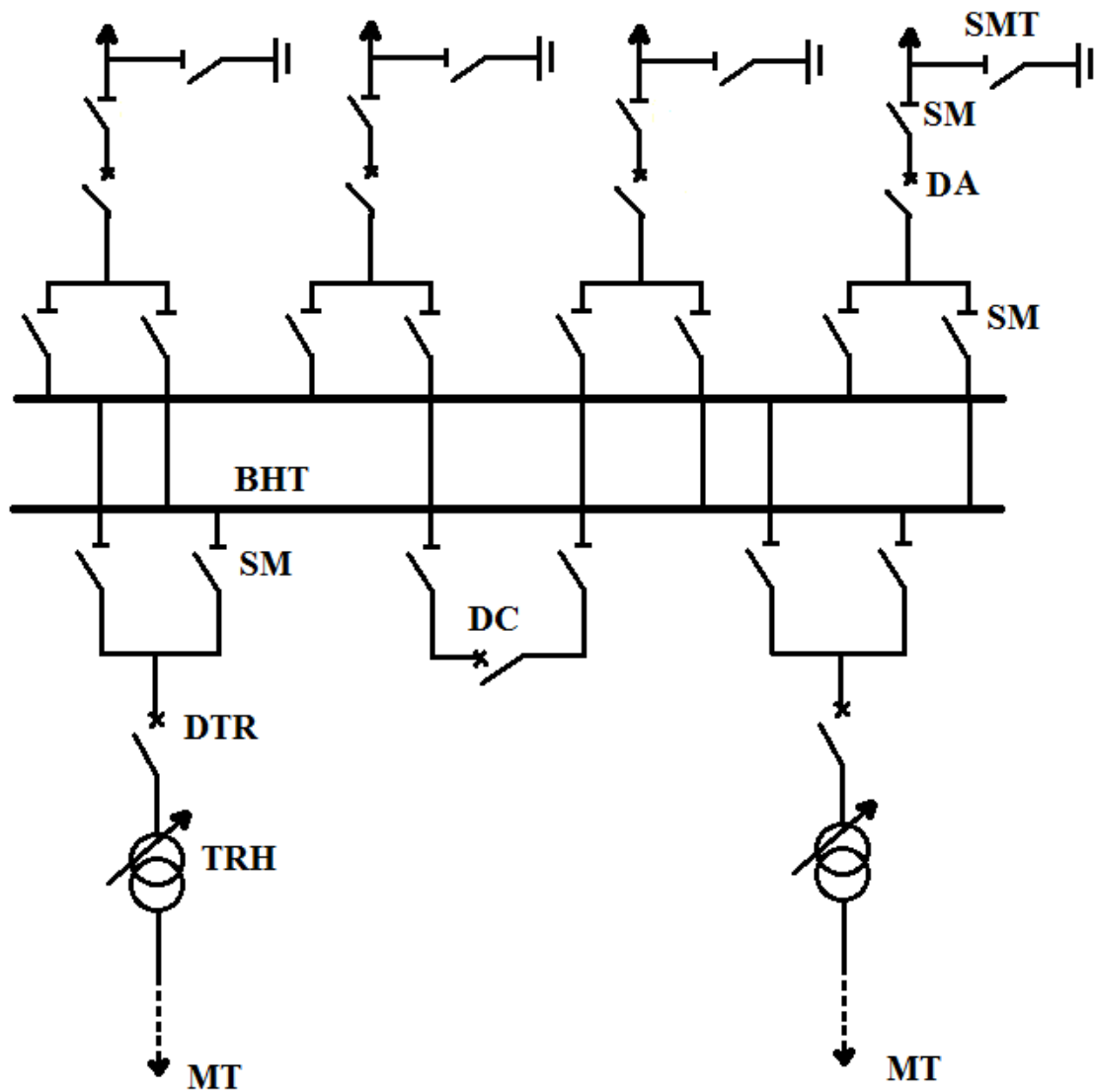


Fig (I-8)

### I-5 Réseau moyenne tension [4]

Les réseaux moyens tension sont généralement exploités en antenne :

- En structure radiale pour les réseaux souterrains.
- En structure arborescente pour les réseaux aériens.

## I-5-1 Différents réseaux MT

### I-5-1-1 Réseau aérien (MTA)

La structure du réseau aérien est arborescente à deux ordres de lignes : dorsale et dérivation.

Des sous dérivations peuvent être utilisées pour alimenter des charges isolées ou pour regrouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes MT/BT.(Figure(I-9)).

Cette structure destinée à desservir des zones à faible densité de charge est exploitée en radial. D'une façon générale le bouclage entre réseaux voisins ne doit pas être recherché sauf pour des contraintes d'exploitation justifiées.

Les réseaux MTA est à neutre non distribué, celui-ci est mis à la terre au niveau des postes sources à travers une résistance limitant le courant de défaut à 300A.

Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation en défaut. Leur installation se fera suivant l'importance, la probabilité d'incident sur dérivation.

La nature et les sections des conducteurs à utiliser sont données dans le tableau ci-dessous

Lignes	Nature	Sections (mm <sup>2</sup> )	Limite thermique (1) (A)
Dorsale	Alliage AL	93.3	270
Dérivation	Alliage AL	34.4	140

**Tableau (I-3) : Nature et section des conducteurs**

(1) Valeurs rapportées à la température ambiante de 40° C et température du conducteur de phase de 70° C.

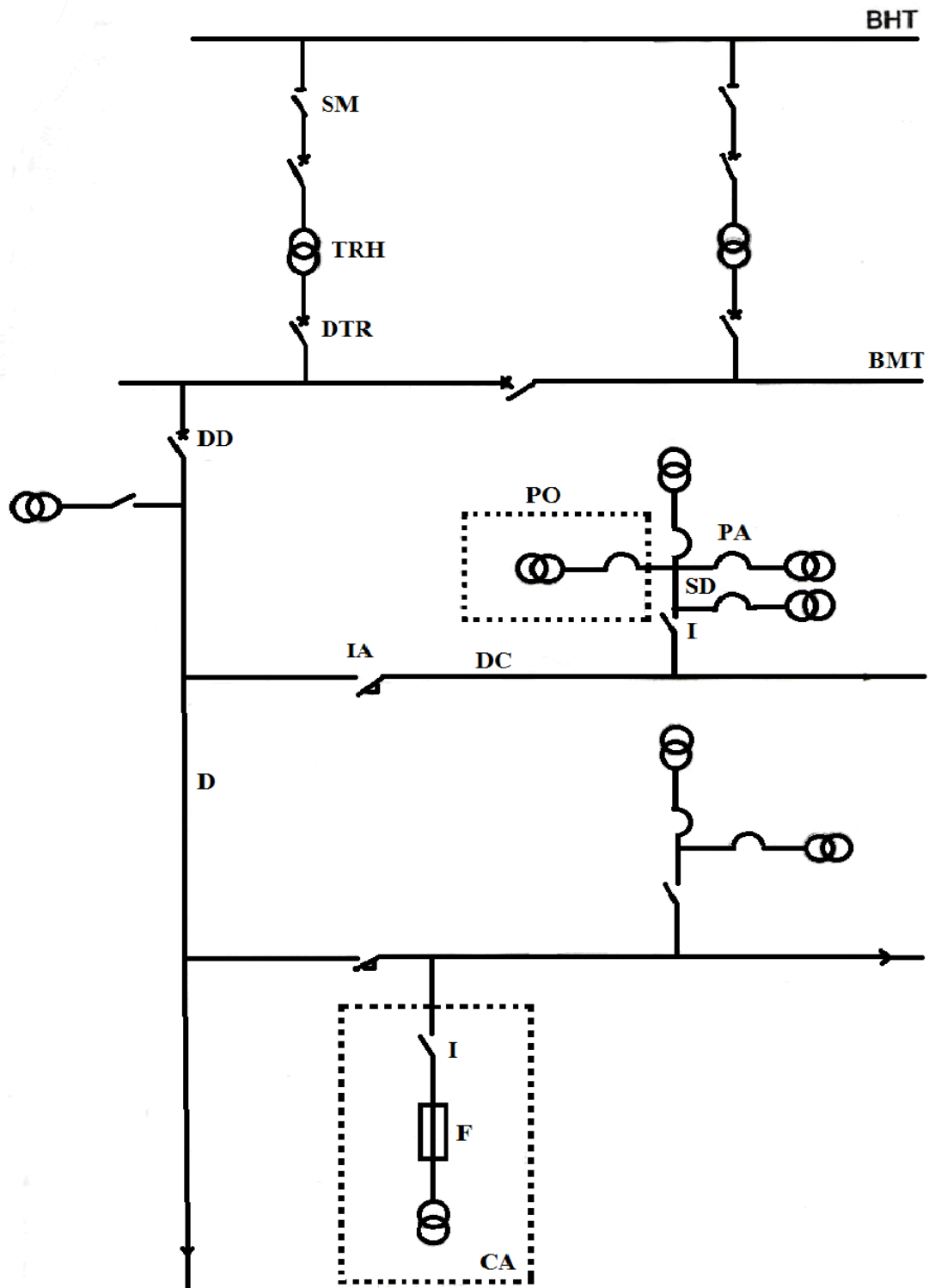


Fig (I-9) : Structure générale des réseaux aériens MT

**I-5-1-2 Réseaux souterrains (MTS)**

La structure est à seul ordre de ligne, la dorsale exploitée en radiale permette la prise éventuelle en cas d'incident (charge couplée et durée d'interruption plus élevée qu'en réseau aérien). Le réseau souterrain est à neutre non distribué, celui-ci étant mis à la terre au niveau des postes sources à travers une bobine de point neutre limitant ainsi le courant de défaut à 100A. (Fig .I-10).

La nature et la section des conducteurs à utiliser sont données dans le tableau ci-dessous

Réseau (kV)	Conducteur	Sections (mm <sup>2</sup> )	Limite thermique (1) (A)
10	Cuivre	120	300
	Aluminium	180	
30	Cuivre	70	230

**Tableau (I-4) : Nature et section des conducteurs**

(1) valeurs pour câble tripolaire individuel à champ radial directement enterré dans les conditions suivantes :

- Température du sol : 20° C
- Température des conducteurs :
  - câble en papier huile : 75° C
  - câble en caoutchouc : 90° C
- Résistance thermique du sol 100° C/W cm

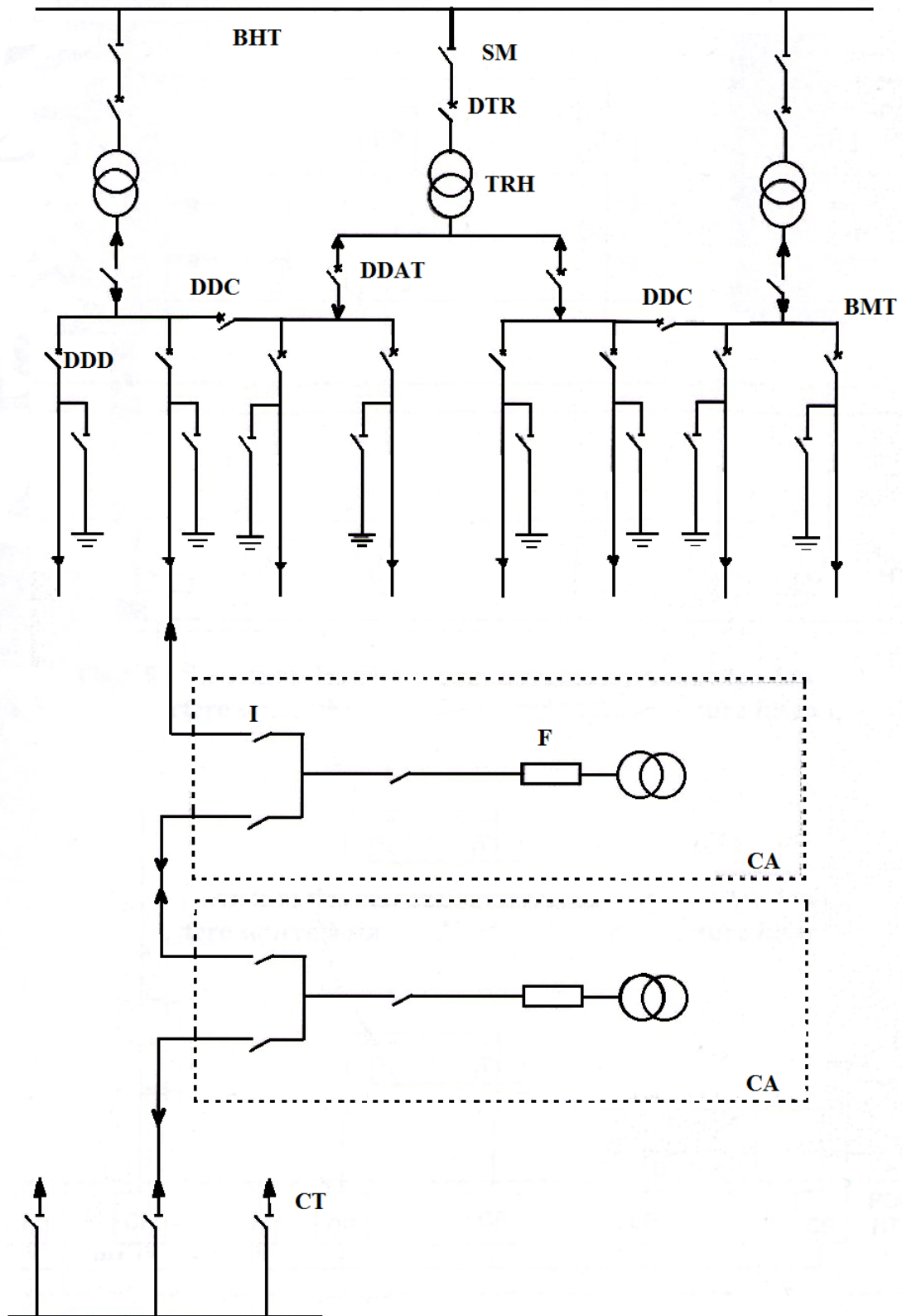


Fig (I-10) : Structure générale des réseaux souterrains MT

**I-5-1-3 La qualité de la desserte par des réseaux souterrains MT**

- Faible sensibilité aux risques climatiques
- Un réseau en général bouclé donc plus facilement ré-alimentable
- Des variations de tension mieux maîtrisées
- Un impact plus limité des surtensions atmosphériques
- Des coupures plus longues en cas d'incident très important

**I-5-1-4 Structures utilisables en réseaux souterrains****a- Structure maillée**

Elle permet la réalimentation en cas d'indisponibilité d'un poste MT/BT, l'élimination de l'élément défectueux, mais présente l'inconvénient de n'utiliser les câbles que partiellement par rapport à leur capacité. Elle exige de plus un point commun par paire de câble et demande une surveillance continue du réseau en fonction de l'accroissement de la charge. Cette structure est à abandonner compte tenu de ces inconvénients.

**b- Structure à artère source à source**

Les câbles sont issus de deux sources distinctes. Cette structure est cependant utilisée dans le cas des postes HT/MT ou la puissance ne peut être garantie. Cette solution limite la charge à la moitié de la capacité des câbles de distribution. Le secours dans cette structure est assuré par les câbles contigus durant leur première exploitation.

Cette structure peut se développer dès que la charge croît vers un cas particulier de la structure fuseau avec un câble de secours et une liaison par un câble entre les différents points d'ouverture. Ce câble est installé pour éviter la limitation des courants à des seuils très inférieurs aux capacités thermiques des conducteurs.

L'utilisation d'un deuxième câble de secours n'est pas justifiée même en cas d'incident affectant simultanément les deux câbles. Le gain en énergie non distribuée qu'il procure est minime par rapport au coût d'un deuxième câble de secours.

**c- Structure en épi**

Où chaque câble de distribution est rabattu à son extrémité au câble de secours. Le point de connexion est en général un poste de distribution publique alimenté soit par le câble de distribution, soit par un câble de secours. Cette structure permet une meilleure utilisation des câbles par rapport aux structures précédentes. (Fig I-11)

**d- Structure en fuseau**

Elle est considérée comme l'aboutissement de l'évolution de la structure en épi pour laquelle, tous les câbles de distribution aboutissent à un point unique qui permet de secourir chacun de ses derniers et contribuer à une reprise rapide du service par la diminution des durées d'interruption. Elle s'intègre bien dans les réseaux existant et permet une pose progressive des câbles, en particulier celle des câbles de secours. (Fig I-11)

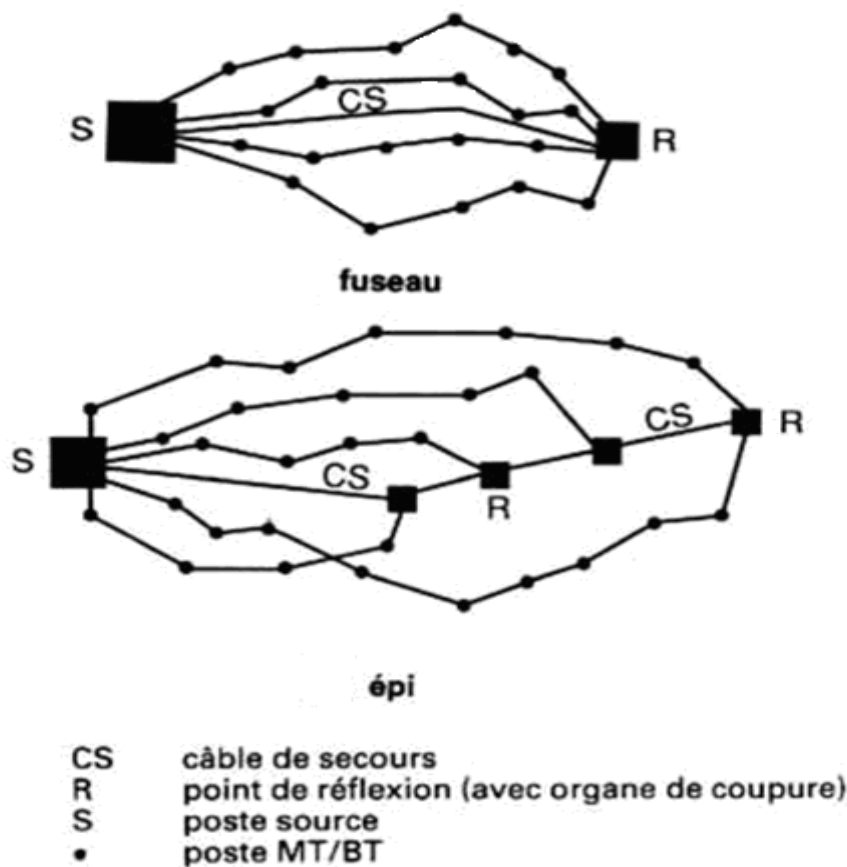
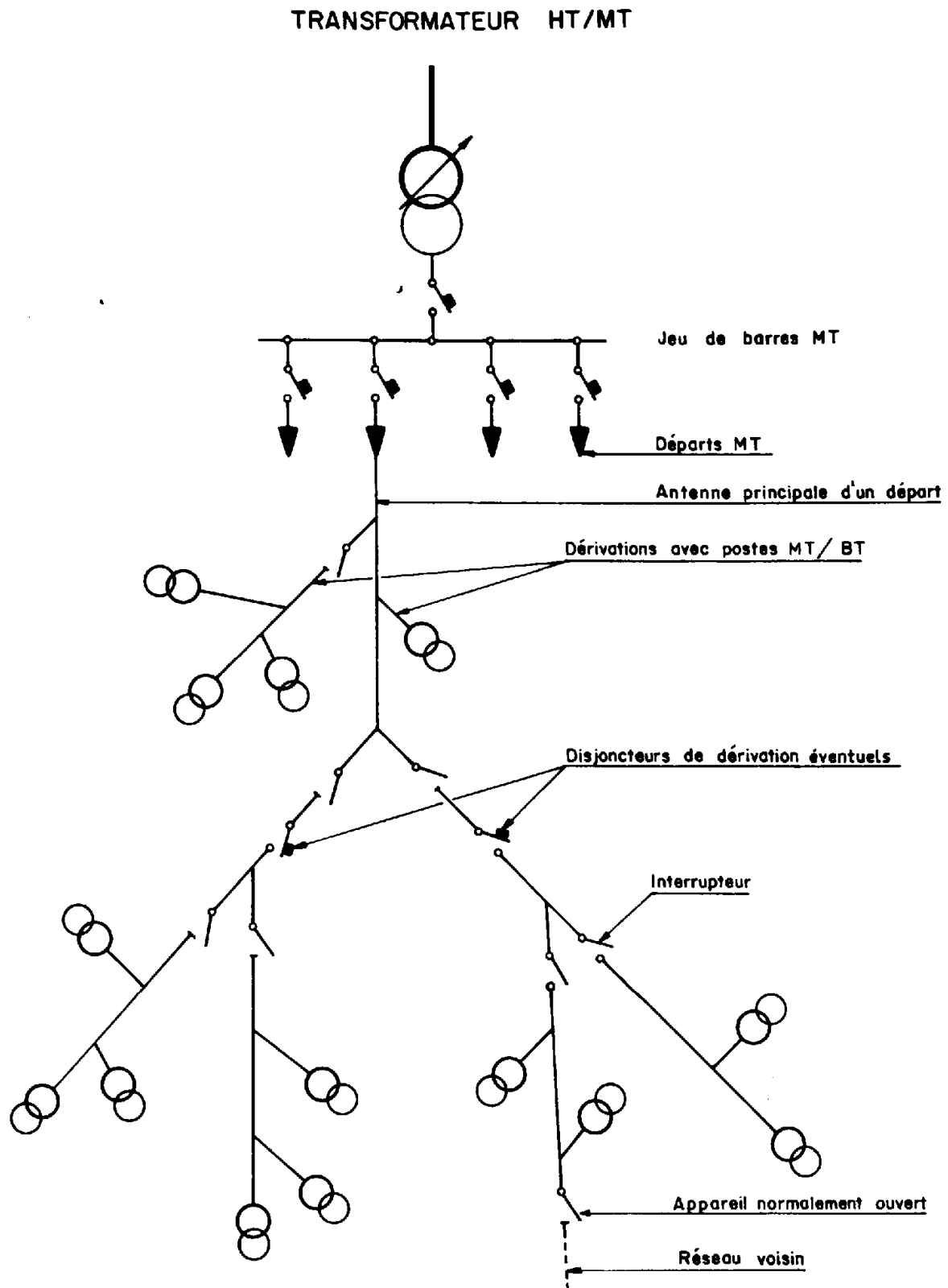


Fig :(I-11) : Structure en épi et fuseau

I-5-2 Schéma unifilaire d'un réseau MT



### I-5-3 Raccordement des postes MT/BT [2]

#### I-5-3-1 En coupure d'artère

Son principe de fonctionnement est à deux voies d'alimentation. Tous les points de consommation sont alimentés par deux chemins électriques dont seulement un est effectif (fig I-12). Cette disposition est souvent utilisée en zone urbaine à forte densité.

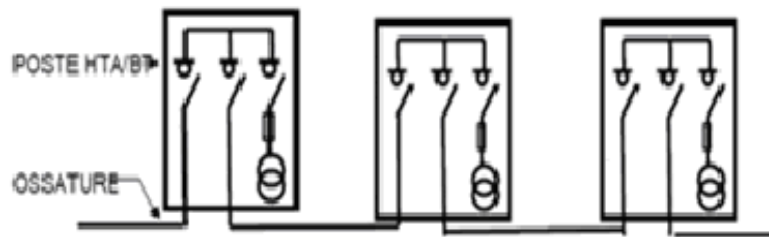


Fig (I-12) Structure bouclée dite en coupure d'artère

#### I-5-3-2 En simple dérivation

Son principe de fonctionnement est à une seule voie d'alimentation ; tous les points de consommation sont alimentés par un seul chemin électrique possible. Il est de type arborescent. Cette arborescente se déroule à partir du point d'alimentation constitué de postes de distribution HT/MT et s'étale jusqu'aux consommateurs MT ou BT.

Cette disposition est particulièrement utilisée pour la distribution de moyenne tension en milieu rural.

#### I-5-3-3 En double dérivation

Le principe de cette disposition est basé sur le fait que le réseau moyenne tension est doublé. Il est constitué de deux circuits (voir fig I-13) et chaque poste MT/BT est alimenté par ces deux circuits, mais seul un est effectif. Ces réseaux à double dérivation sont équipés d'un automatisme qui permet la permutation automatique en cas de manque de tension dans l'une des arrivées.

Cette disposition est, aussi souvent en zone urbaine à forte densité.

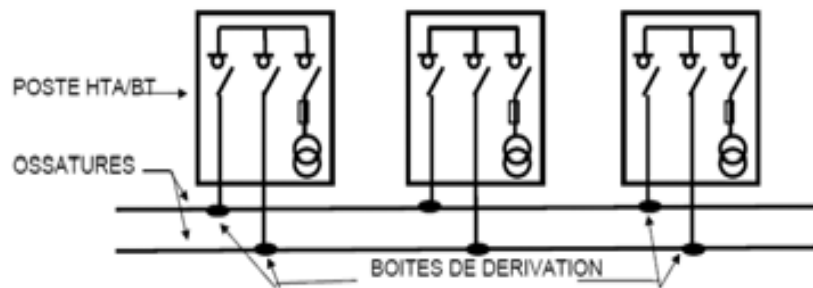


Fig (I -13) : Structure en double dérivation

## I-6 Généralités sur les postes de transformation

### I-6-1 Définition [6] [7]

Un poste ou ouvrage est une entité physique définie par sa localisation et ses fonctionnalités dans les réseaux électriques. La vocation d'un poste est avant tout d'assurer la transition entre deux niveaux de tension et/ou d'alimenter l'utilisateur final. Il existe plusieurs types de postes électriques :

- Postes de sortie de centrale : le but de ces postes est de raccorder une centrale de production de l'énergie au réseau ;
- Postes d'interconnexion : le but est d'interconnecter plusieurs lignes électriques
- Postes élévateurs : le but est de monter le niveau de tension, à l'aide d'un transformateur.
- Postes de distribution : le but est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industriels.

L'aspect des postes électriques varie fortement suivant leurs fonctions. Les postes peuvent être en surface à l'intérieur d'une enceinte, souterrains, dans des bâtiments qu'ils desservent.

## I-6-2 Différents types de postes électriques

### I-6-2-1 Poste d'interconnexion [5]

Les postes à fonction d'interconnexion, qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départ (ligne ; transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés.

### I-6-2-2 Poste mixte [5]

Les postes mixtes, les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent un ou plusieurs étages de transformation.

I-6-2-3 Poste de transformation [6]

❖ Le poste HT/MT :

Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays ; il est situé entre le réseau de répartition et le réseau de distribution MT.

Sa fonction est d'assurer le passage de la HT (> 100 kV) à la MT (> 10 kV), Son schéma type (fig I-14) comporte deux arrivées HT, deux transformateurs HT/MT, et de 10 à 20 départs MT. Ces départs alimentent des lignes en aérien et/ou des câbles en souterrain.

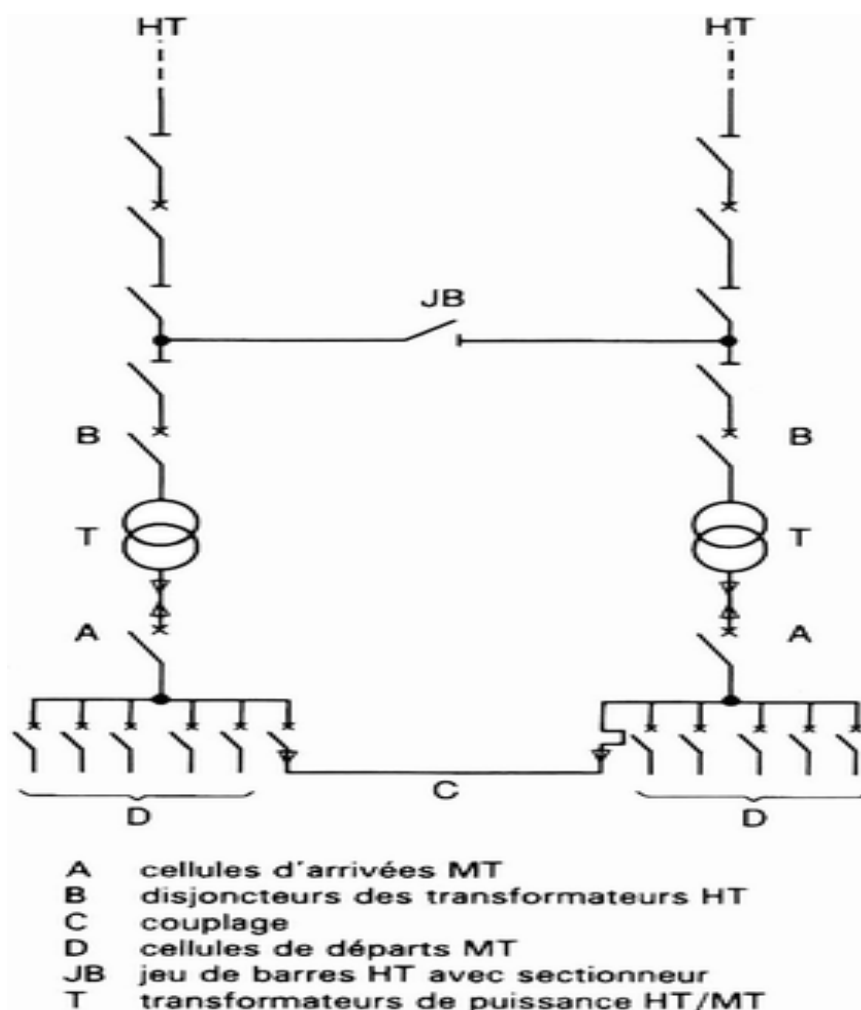


Fig (I -14): Poste HT/M

❖ Le poste MT/MT

Cet ouvrage peut réaliser deux fonctions

- Assurer la démultiplication des départs MT en aval des postes HT/MT. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur, il est constitué de deux arrivées MT et de 8 à 12

départs MT. Ce type de poste est présent dans quelques pays, comme l'Espagne, la Belgique, l'Afrique du sud.

- Assurer le passage entre deux niveaux MT, de tels postes MT/MT intègrent des transformateurs et leur schéma type s'apparente à celui du poste HT/MT.

### ❖ Le poste MT/BT

Localisé entre le réseau de distribution MT et le réseau de distribution BT, cet ouvrage assure le passage de la MT (>10 kV) à la BT (>100 V). Le schéma type de ce poste est évidemment beaucoup plus simple que celui des ouvrages précédents. En particulier, l'appareil de base MT utilisé est l'interrupteur et non plus le disjoncteur.

Ces postes sont constitués de quatre parties :

- l'équipement MT pour le raccordement au réseau amont.
- le transformateur de distribution MT/BT.
- le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT).
- et de plus en plus souvent une enveloppe extérieure préfabriquée (métallique ou de plus en plus souvent en béton) qui contient les éléments précédents.

## **I-6-3 Les différents emplacements d'un poste électrique [4]**

L'aspect des postes électriques varie fortement suivant leurs fonctions. Les postes peuvent être en surface à l'intérieure d'une enceinte, souterrains ou dans des bâtiments.

### **I-6-3-1 Poste de transformation en plein air**

Ce type de poste est représenté sur la (figure I-15). Les files de lignes (dont un seul est représenté) sont arrêtés à la charpente du poste par des chaînes isolatrices et connecté à l'appareillage par l'intermédiaire du sectionneur de ligne auquel fait suite le réducteur combiné d'intensité et tension, le disjoncteur, enfin les deux sectionneurs permettent de brancher la ligne sur les barres.

Le transformateur peut lui aussi être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres.

Ces postes sont caractérisés par :

- La simplicité, la facilité qu'ils procurent à la disposition du matériel électrique ;
- L'entraînement en général du moindre frais de premier établissement que les postes intérieurs puisque l'on fait l'économie du bâtiment ;

- Il occupent plus d'espace vue qu'il est nécessaire d'augmenter les écartements entre les éléments constitutifs qui devraient être prévu plus largement puisqu'ils sont exposés aux effets adverses des intempéries ;
- Le montage, la surveillance et l'entretien seront parfois un peu plus difficiles.

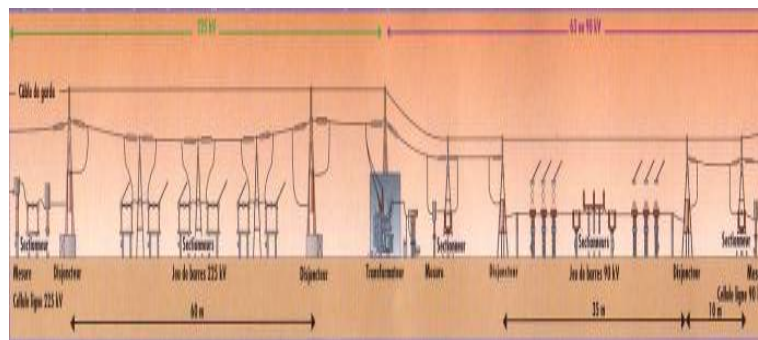


Fig (I-15) Schéma de principe d'un poste HT/MT en plein air

### I-6-3-2 Poste de transformation en cabine

Ces postes alimentent les réseaux basse tension urbains, ils ont en général une puissance de quelque centaines de kVA. Les cabines doivent être en matériaux incombustibles.

#### a- Poste de transformation en cabine haute

Les postes en cabine hautes sont utilisées normalement pour des transformateurs de puissance 160 ou 250 kVA, lorsqu'il est possible d'arriver en ligne aérienne MT jusqu'à l'emplacement choisi. Ce type de poste peut être également retenu pour des puissances de transformateurs inférieurs à 160 kVA.

- Lorsqu'il est nécessaire de raccorder un poste à proximité immédiate d'une ligne principal et que l'utilisation d'un poste simplifié n'est pas possible.
- Lorsqu'une augmentation de puissance est prévisible à courte échéance.

L'alimentation en antenne est plus réponde pour ce type de poste et peut être alimenté éventuellement en coupure d'artère

#### b- Poste de transformation en cabine basse

Ces postes sont utilisés pour des puissances 630 kVA et plus

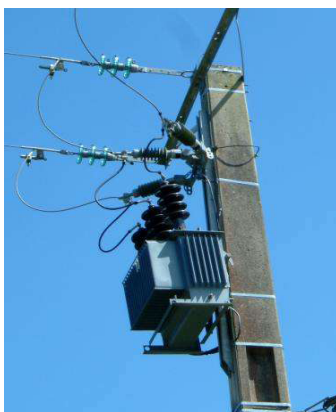
### II-6-3-3 Poste de transformation sur poteaux

C'est un ensemble disjoncteur et transformateur sur poteau (fig : I-16) et (Fig : I-17). Il est plus économique et plus simplifié que les postes en cabines. Ils sont implantés dans les zones rurales (petits villages, station de pompage). Ces postes sont alimentés à partir des réseaux MT en antenne. Chaque transformateur sur poteau doit pouvoir être séparé du réseau par un appareil de sectionnement, placé à côté de son alimentation sur un support distinct, manœuvrable du sol. Si l'appareil de sectionnement ne se trouve pas au voisinage du transformateur, celui-ci doit porter une inscription très visible du sol désignant sans ambiguïté, le ou les appareils dont l'ouverture est nécessaire pour le mettre hors tension.

Il est constitué :

- ❖ D'un interrupteur aérien : son installation n'est pas toujours obligatoire, selon le réseau existant, on peut introduire un support intermédiaire entre l'interrupteur et le transformateur suivant la situation géographique de l'abonné et la nature du réseau.
- ❖ D'un support (poteau).
- ❖ D'un point de livraison (limite de la conversion), il est au point de raccordement des conducteurs MT sur le support du transformateur.
- ❖ Des éclateurs ou parafoudres, ils sont recommandés en zones orageuses, lorsque la résistance des masses des postes est supérieure ou égale à 30  $\Omega$ .
- ❖ D'un transformateur accroché sur le support. Il doit être conforme à la spécification technique.

Puissance : 25 et 50 kVA (231 ou 400V au primaire) ou 100VA (400A au secondaire), d'une mise à la terre permettant l'écoulement du courant de défaut vers le sol.



**Fig (I-16) : Poste sur poteau [6]**

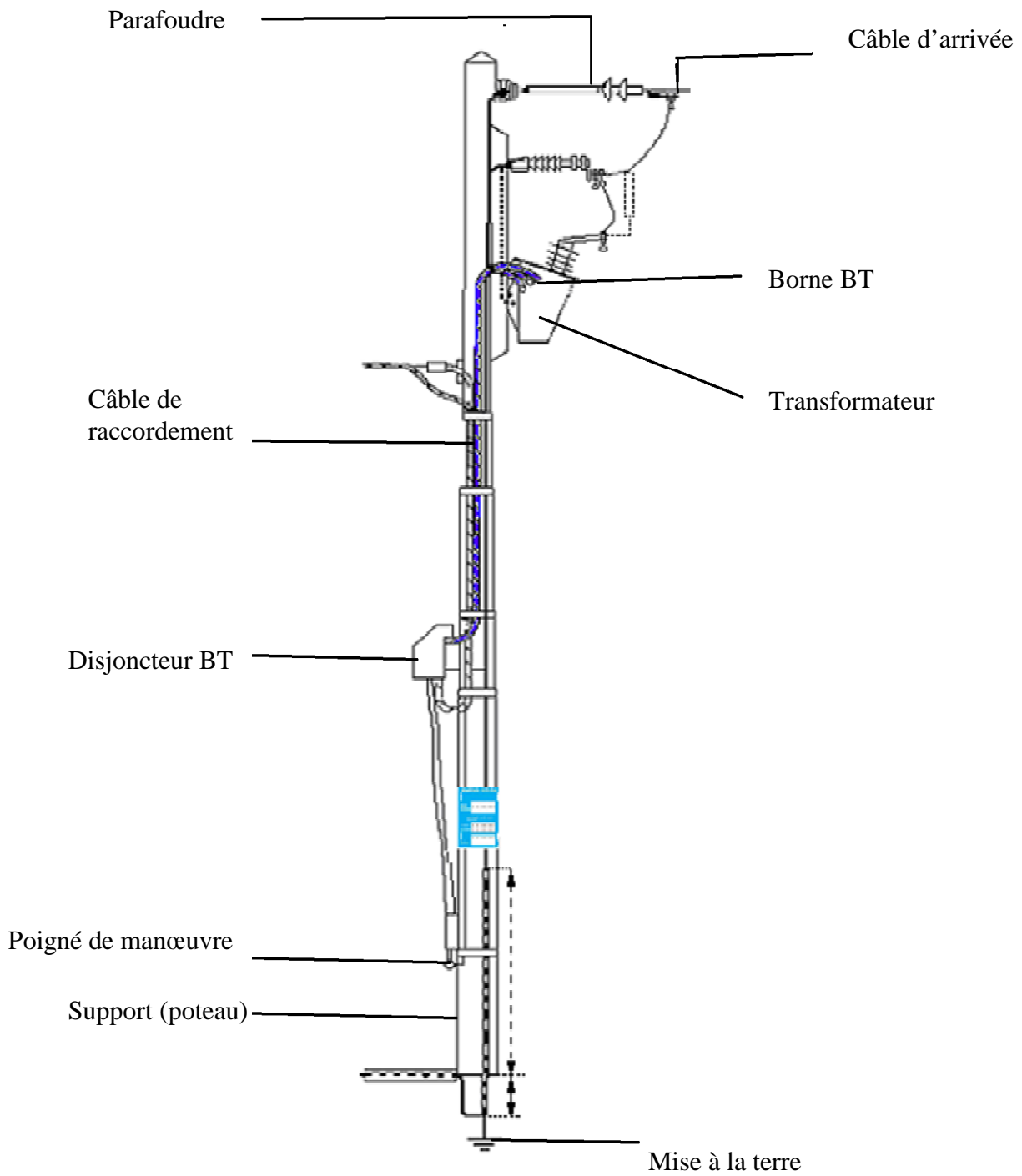


Fig (I-17) : Poste de transformation sur poteau

**I-6-3-4 Poste de transformation en enclos et en capot**

Au dessus d'une certaine puissance, les transformateurs deviennent trop lourds pour pouvoir être placés sur poteau et il faut les installer au sol en enclos ou sous capot, en les alimentent par un câble le long d'un support.

**I-6-4 Choix d'un poste de transformation**

Les critères de choix d'un poste de transformation sont les suivants :

- L'emplacement et l'implantation du poste ;
- Le poids et la puissance admissible du transformateur à utiliser ;
- Les dimensions du poste.

**I-6-5 Les éléments constitutifs d'un poste de transformation :****I-6-5-1 Transformateur électrique [6]**

Un transformateur électrique est un convertisseur permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de tensions et de courants de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme

**I-6-5-2 Transformateur de mesure****a- Transformateur de courant TC [7]**

Cet appareil comporte deux circuits, un primaire et un secondaire, et un circuit magnétique.

Il délivre un secondaire de même nature que la grandeur primaire à mesurer ; c'est une source de courant. Bien qu'il ne soit pas linéaire et que sa plage d'utilisation soit limitée par les phénomènes de saturation magnétique, aujourd'hui c'est le type d'appareil le plus employé en THT.

Un TC peut comporter plusieurs secondaires, chacun d'eux étant dédié à une fonction précise, mesure ou protection.

- Secondaire « mesure » : Sa plage de précision est étroite. Elle est généralement limitée à des courants inférieurs au courant primaire assigné.

- Secondaire « protection » : Dans ce cas la plage de précision est large. Elle atteint très souvent une à vingt fois le courant primaire assigné.

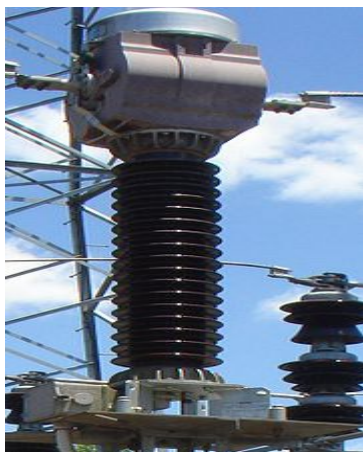
Il existe deux types de transformateurs de courant :

- Les transformateurs de type primaire bobiné ; utilisés pour les courants de faible intensité.
- Les transformateurs de type primaire à barre ; utilisés pour les courants supérieurs à 100A. (Fig (I-18))

### **b- Transformateur de tension TT [6]**

Transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celui-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions.

Il s'agit donc d'un appareil utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques, il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique (jusqu'à quelques centaines de kV) et l'appareil de mesure (Voltmètre ou Wattmètre) ou relais de protection qui eux sont prévus pour des tensions de l'ordre de centaines de Volts. (Fig (I-19))



**Fig (I-18): TC [6]**



**Fig (I-19): TT [6]**

### **I-6-5-3 Jeux de barres [4]**

Les jeux de barres sont des rectangles de cuivre ou d'aluminium sur lesquels sont branchées les lignes soit de départ, soit d'arrivée. Ils servent au raccordement de toutes les

lignes et de tous les tronçons. Le nombre de jeux de barres est défini par le schéma électrique du poste.

Un poste peut comporter jusqu'à trois jeux de barres par niveaux de tension. Fig (I-20).  
Exemple de configuration de poste simple jeu de barres. Fig (I-21)



Fig (I -20) : Jeu de barres d'un poste 220 kV. [6]

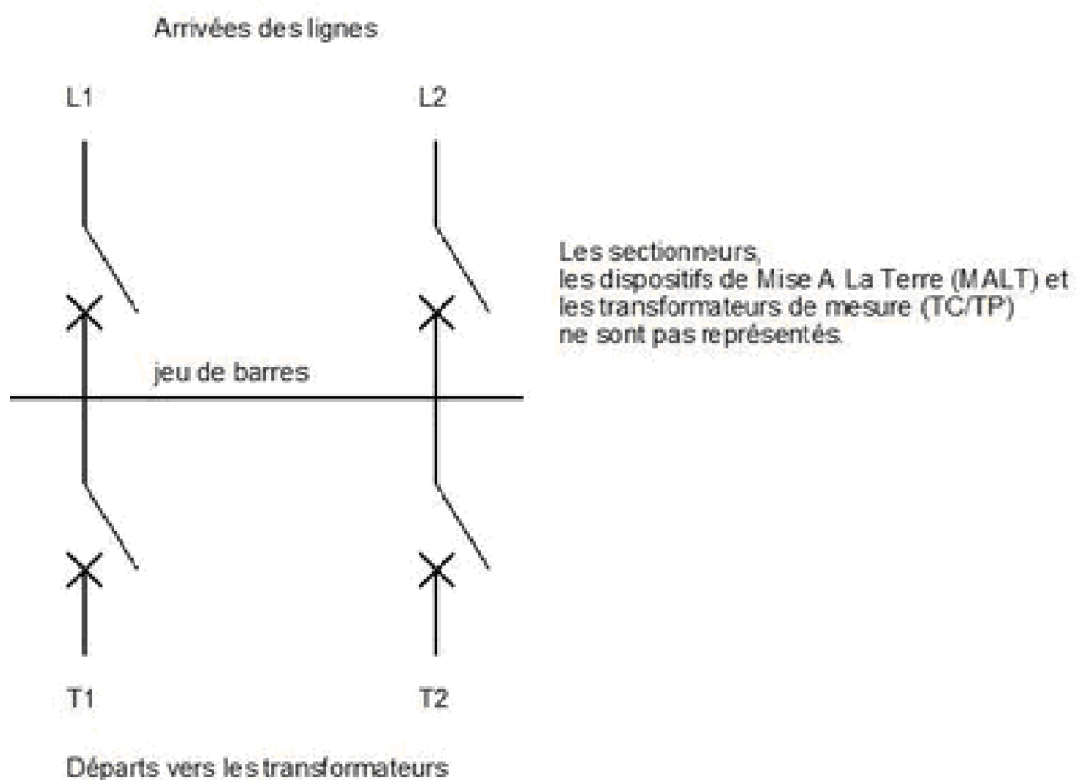


Fig (I-21) : Exemple de configuration de poste simple jeu de barres

**I-6-5-4 Les services auxiliaires [4]**

L'exploitation d'un poste HT/MT nécessite de disposer de source auxiliaires d'énergie électrique à basse tension en vue d'assurer des fonctions diverses telles que : commande, signalisation, protection, transmission....

**I-6-5-4-1 Différents services auxiliaires**

Les services auxiliaires sont nombreux, on peut les classer comme suit :

- Services relatifs à l'alimentation des équipements de commande et de contrôle de la partie BT du poste : équipement de protection et équipement d'automatisme.
- Services relatifs à l'alimentation de l'appareillage du matériel MT ou HT : moteur des disjoncteurs, sectionneurs, transformateurs, circuit de chauffage du matériel extérieur, circuit et matériel d'alimentation en air comprimé et huile sous pression.
- Services relatifs à l'alimentation des équipements annexes : station de compression (moteur, commande, signalisation), chauffage des locaux, éclairage des installations intérieures, équipements de télécommande

**I-6-5-4-2 Alimentation des services auxiliaires**

Les services auxiliaires ne le sont pas tous avec un égal degré de sécurité, c'est pourquoi le mode d'alimentation diffère. En conséquence, les postes HT/MT doivent comporter deux sources destinées à l'alimentation des services auxiliaires.

**a- Source alternative 220 V et 380 V**

Cette source est constituée par un ou deux transformateurs MT/BT.

**b- Source continue 127 V et 48 V**

La source 48V est destinée à l'alimentation des équipements de transmission (téléalarme par exp). Les deux sources (127 V et 48 V) sont constituées par une batterie d'accumulateur associée à un redresseur. Cette batterie doit assurer le courant en cas de défaillance de l'alimentation du poste.

**I-6-5-4-3 Installation des sources des services auxiliaires**

Les transformateurs des services auxiliaires sont installés auprès des transformateurs de puissance, les autres équipements (batterie d'accumulateur, redresseur) sont placés dans un bâtiment conçu à cet effet.

**I-7 Conclusion**

Comme il l'a été vu dans les pages précédentes un réseau de distribution électrique MT, est réalisé par l'imbrication de réseau d'énergie, dont l'objectif est de véhiculer l'électricité vers les points utilisateurs.

## II-1 Introduction

Tout réseau nécessite d'être protégé contre les surtensions, surintensités, court-circuit, mise à la terre, etc.

Un système de protection peut être défini comme étant un ensemble de dispositifs plus ou moins complexe, dont le rôle est la mise hors tension immédiate d'un organe ou élément du réseau, quand celui-ci devient le siège d'un défaut électrique.

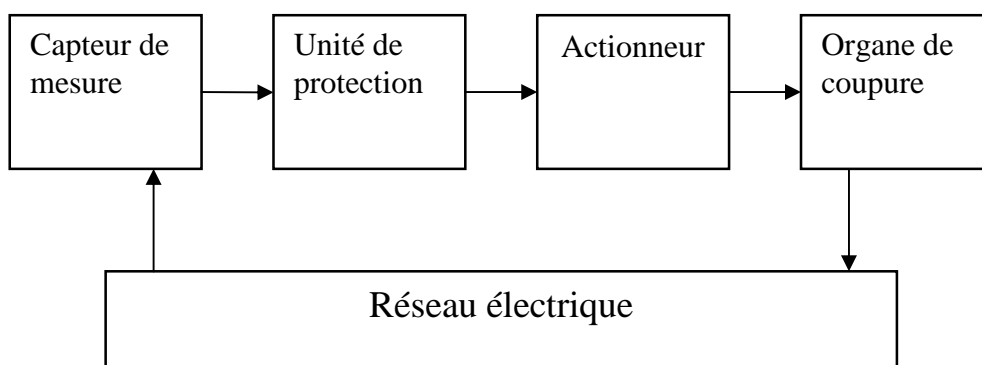
## II-2 Plan de la protection

### II-2-1 Définition du dispositif de protection [4]

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau.

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

- Capteur de mesure «courant et tension » fournissant des informations de mesure nécessaire à la détection des défauts ;
- Relais de protection, chargé de la surveillance permanente 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 ;
- Organes de coupure dans leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteurs, l'interrupteur, fusible. Fig (II-1)



**Fig (II-1) : La chaîne de protection MT**

**II-2-2 Objectifs du système de protection [9]**

Compte tenu de la typologie des défauts affectant les réseaux à moyenne tension (court-circuit, coupure d'une phase, câble tombé à terre...), le système de protection MT doit répondre aux objectifs suivants :

- Préserver la sécurité des personnes et des biens (danger d'électrocution par élévation du potentiel) ;
- Eviter la destruction partielle ou totale des matériels du réseau par élévation dangereuse des températures, incendie ou explosion dus à l'amorçage d'un arc entre phases ;
- Assurer la continuité de fourniture en éliminant rapidement l'élément du réseau défectueux.

**II-2-3 Propriétés du dispositif de protection [7]**

On cherche dans tout système de protection à obtenir le meilleur compromis entre

**La fiabilité**

Ce critère situe le niveau de qualité en ce qui concerne la sécurité des personnes et des biens, en particulier face aux dangers d'électrocution par élévation du potentiel des masses.

**La sensibilité**

Il traduit la facilité de détecter de faibles courants de défauts sans être sensible aux phénomènes transitoires dus au réseau (manoeuvres) ou aux effets électromagnétiques environnants.

**La sélectivité**

Ce critère est surtout pris en compte sur le plan économie d'exploitation, puisqu'il indique dans quelle mesure il est possible de maintenir en service le maximum du réseau lorsqu'un de ses éléments est affecté d'un fonctionnement anormal.

**La rapidité**

Il permet de limiter les dégâts dus aux arcs électriques et aux courants de court-circuit, en particulier, il réduit les risques d'incendie et les coûts de réparation.

**La simplicité**

Pour faciliter les mises en œuvre et la maintenance.

**❖ Différentes techniques [10]**

Pour assurer cette sélectivité dans un plan de protection MT cinq principes techniques peuvent être utilisés.

- **La sélectivité ampèremétrique**

Elle met en œuvre des appareillages de protection instantanés (disjoncteurs raides ou fusibles). Elle est basée sur le fait que l'intensité de court-circuit est d'autant plus élevée que le défaut est proche de la source.

- **La sélectivité chronométrique**

Elle consiste à retarder le fonctionnement de la protection amont pour que la protection aval ait le temps d'isoler le départ en défaut.

- **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 les plus près de la source.

- **La sélectivité de distance**

Elle est assurée par un découpage du réseau en zones, et les unités de protection par calcul de l'impédance "aval", peuvent localiser dans quelle zone est situé le défaut.

- **La sélectivité différentielle**

Elle est assurée par un découpage du réseau en zones indépendantes, et la détection dans chacune de ces zones d'une différence entre la somme des courants entrant et la somme des courants sortant. Cette technique nécessite une filerie entre les unités de protection situées aux différentes extrémités de la zone surveillée.

## **II-2-4 Organisation de protection [9]**

L'implantation des protections doit être conçue pour :

- éliminer les défauts en séparant l'élément défectueux par l'organe de coupure aval (disjoncteur, fusible) le plus proche ;
- éliminer un défaut par une protection amont quand une protection ou un organe de coupure aval sont défectueux ;
- prévoir éventuellement des protections de secours (redondance des protections) ;
- prévoir des protections spécifiques pour certains matériels : transformateurs, tableaux MT, condensateurs... ;
- permettre la modification temporaire des fonctionnements (sensibilité, rapidité, etc.), pour effectuer certaines opérations d'exploitation : travaux sous tension, mise en parallèle de transformateurs...

L'ensemble de ces dispositions est appelé plan de protection. Il doit permettre la réalisation des objectifs du système de protection (sécurité des biens et des personnes, continuité de fourniture) au meilleur coût.

### **II-2-5 Définition d'un plan de protection**

La définition d'un plan de protection doit tenir compte de la réglementation, de la structure des réseaux à protéger et du choix du régime de neutre.

#### **II-2-5-1 Réglementation**

- ❖ Les textes réglementaires définissent les dispositions à adopter pour protéger les personnes des dangers du courant électrique.
- ❖ Les défauts doivent être éliminés dans des temps déterminés en fonction des tensions de pas ou de contact.

On rappelle que, au voisinage d'une prise de terre :

**-la tension de pas :** est la différence de potentiel entre deux points à la surface du sol, séparés par une distance de un pas, que l'on assimile à 1 m, dans la direction du champ électrique maximal.

**-la tension de toucher (ou tension de contact) :** est la différence de potentiel entre une structure métallique mise à la terre et un point situé à la surface du sol à une distance égale à environ 1 m.

#### **II-2-5-2 Structure des réseaux à protéger**

La structure des réseaux MT agit sur trois paramètres importants :

- ❖ la typologie des défauts qui est différente en réseau aérien (95 % de défauts fugitifs et semi permanents) et en réseau souterrain (100 % de défauts permanents) ;
- ❖ les risques pour les tiers (câbles tombés à terre) ;
- ❖ les capacités homopolaires qui sont 100 fois plus grandes en réseau souterrain qu'en réseau aérien

### **II-2-6 Données de base des plans de protection [2]**

Dans l'étude des plans de protection d'un réseau électrique, il est nécessaire de connaître plusieurs informations le concernant et qui sont :

- La structure de l'installation (schéma unifilaire).

- Les caractéristiques générales de ce réseau (puissance, tension, fréquence, régime du neutre).
- Les caractéristiques particulières des organes à protéger (type, section, longueur...) tels que les moteurs et les transformateurs.
- Les caractéristiques particulières des organes de coupure (fusible, disjoncteur, etc...)
- Les données recueillies au niveau du poste de livraison du distributeur (puissance de court-circuit).

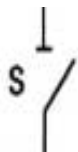
## II-3 Appareillage de protection

### II-3-1 Les surintensités

#### II-3-1-1 Sectionneur [2]

Le sectionneur est un appareil mécanique de connexion capable d'ouvrir et de mettre hors tension l'installation en aval pour d'éventuels travaux. Il est pourvu en général d'une condamnation. La coupure doit être visible soit directement par observation de la séparation des contacts, soit par un indicateur de position si les contacts ne sont pas visibles.

##### -Symbole



#### II-3-1-2 Disjoncteur [5]

Appareil mécanique de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit et dans les conditions anormales spécifiées du circuit telles que celle de court-circuit.

Les disjoncteurs se composent de deux éléments principaux :

- Un système de détection, qui commande de déclenchement des pôles de coupure, constitué d'un détecteur de court-circuit.
- Un système de coupure destiné à la coupure du circuit affecté par le défaut.

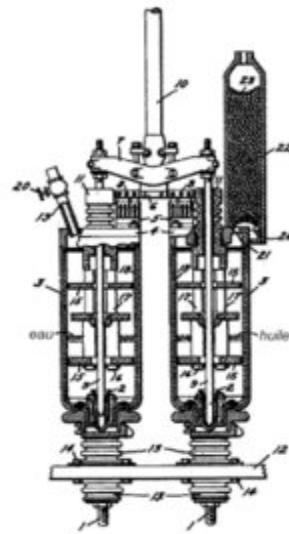
##### -Symbole



➤ **Différents disjoncteurs**

**- Disjoncteur à l'huile**

Se compose essentiellement d'une cuve contenant de l'huile isolant, de bornes d'entrée en porcelaine à l'extrémité desquelles se trouvent les contacts fixes, et d'un contact mobile actionné par déplacement d'une tige isolante. Le courant d'une phase pénètre par l'une des bornes d'entrée, traverse le premier contact fixe, le contact mobile, le second contact fixe et sort par la deuxième borne, ces bornes s'appellent traversées. Fig (II-2)



**Fig (II-2)**

**- Disjoncteur à air comprimé**

Provoquent l'extinction de l'arc en soufflant de l'air à vitesse supersonique entre les contacts qui se séparent. L'air est conservé dans des réservoirs à une pression de l'ordre de 3MPa, grâce à un compresseur situé dans le poste de transformation. L'ouverture de ces disjoncteurs peut se faire dans un délai compris entre 3 et 6 cycles sous une tension de 362kV et un courant de 40 kA. Le bruit produit lors de l'ouverture nécessite parfois des mesures. Fig (II-3)



Fig (II-3) [6]

### **-Disjoncteur au SF6**

L'hexafluorure de soufre est un gaz inerte, incolore et ininflammable. Son pouvoir extingueur à l'arc est dix fois supérieur à celui de l'air. En plus, ils permettent une grande économie d'espace tout en étant silencieux que les disjoncteurs à air comprimé. Les disjoncteurs au SF6 sont alors considérés de haute qualité. Ce type de disjoncteur est utilisé lorsqu'il faut réduire les dimensions du disjoncteur. (Fig (II-4))



Fig (II-4) : Disjoncteurs à SF6

### **- Disjoncteur à vide**

Fonctionnent sur un principe différent de celui des autres disjoncteurs car l'absence d'un gaz évite le problème d'ionisation lors de l'ouverture des contacts. Ces disjoncteurs sont scellés hermétiquement de sorte qu'ils n'occasionnent aucun problème de contamination ni de

bruit. Leur tension de rupture est limitée à une valeur de 30kV environ. Pour des tensions plus élevées, on monte plusieurs modules en série. Fig (II-5)



Fig (II-5) : Une ampoule à vide 17.5kV Schneider Electric

### II-3-1-3 Relais [6]

Comme son nom l'indique, il sert en tout premier lieu à " relayer ", c'est à dire à faire une transition entre un courant faible et un courant fort. Mais il sert également à commander plusieurs organes simultanément grâce à ses multiples contacts synchronisés. Il permet également la transition entre deux sources différentes en isolant ces dernières. Il autorise des temporisations, des verrouillages, des impulsions....

#### a- Différents relais

##### ❖ Relais électromagnétiques [6]

Un relais " standard " est constitué d'une bobine ou solénoïde qui lorsqu'elle est sous tension attire par un phénomène électromagnétique une armature ferromagnétique qui déplace des contacts. (Fig II-6)

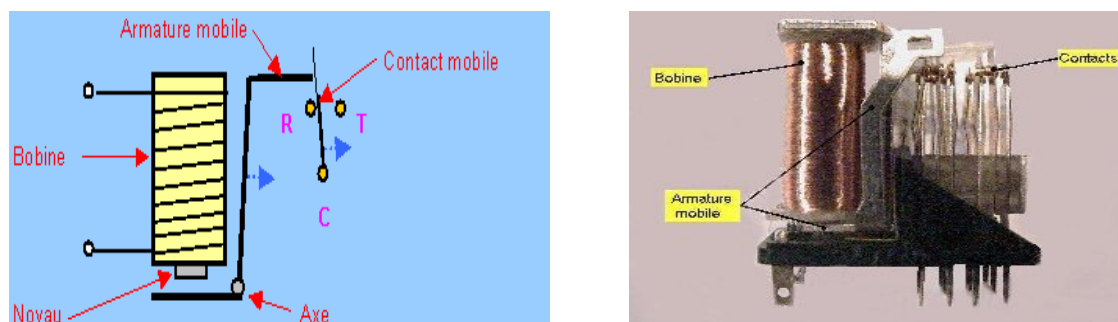


Fig (II-6)

##### ❖ Relais thermiques [11]

Le relais de protection thermique est un appareil qui protège le récepteur placé en aval contre les surcharges et les coupures de phases. Pour cela, il surveille en permanence le courant dans le récepteur.

Le relais de protection thermique mesure le courant qui circule dans chacun de ses circuits de puissance et compare avec l'intensité préréglée en façade. Si le courant est supérieur dans l'un ou plusieurs de ses circuits, il actionne les 2 contacts de commande. Fig (II-7)

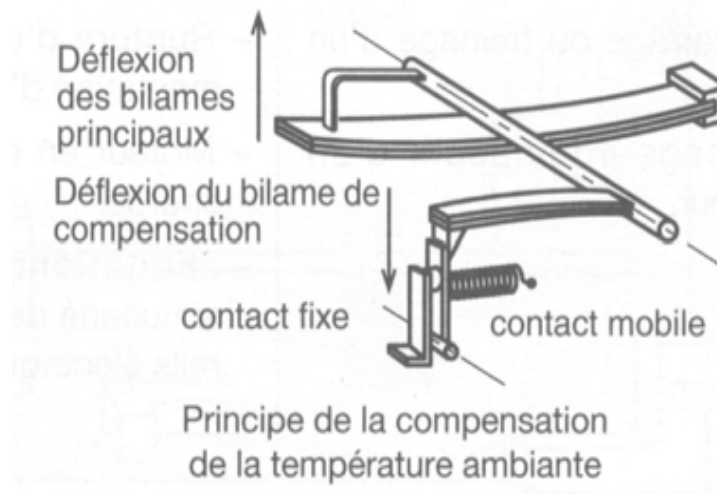


Fig (II-7)

### ❖ Relais statiques

Le relais statique est un composant électronique réalisant une fonction d'interface entre un circuit de commande, généralement bas niveau, et un circuit de puissance alternatif ou continu connecté à des charges pouvant être de forte puissance (résistances, moteurs, pompes, électrovannes,...).

De plus cette fonction s'effectue de manière totalement statique, sans pièce en mouvement, conférant au composant une durée de vie quasi illimitée.

### ❖ Relais numériques [6]

#### -Relais de protection numérique à maximum d'intensité

Ces relais sont équipés de deux seuils à maximum d'intensité conçus pour des réseaux moyenne tension, exploités en antenne, comme protection de ligne (ou câble) et protection (fonction de réserve) de transformateurs.

Leurs caractéristiques peuvent être soit à temps constant soit à temps variable. Ils font leurs preuves, jour après jour, dans les postes de répartition de même que dans les postes sources.

#### -Relais de protection contre la défaillance de disjoncteur

La protection SIPROTEC 7SV600 est un relais numérique qui s'utilise pour la protection contre les défauts de disjoncteur. Le relais peut être utilisé pour tous les voltages et dans toutes les applications. (Fig (II-8))

Fonctions de protection :

- Protection contre les défaillances disjoncteur (mono- ou triphasé avec/sans courant) ;
- Temporisations de déclenchement à réglage indépendant avec et sans courant ;
- Temporisation à un ou deux échelons de l'ordre de déclenchement du jeu de barres ;
- Echelon de redéclenchement (le premier échelon de l'opération à deux échelons) ;
- Dispositif de télédéclenchement (via interface de protection à distance) ;
- Protection contre les défauts ;
- Contrôle d'absence de courant par l'utilisation des contacts auxiliaires du disjoncteur.

**Fig (II-8)**

### **-Relais de protection numérique contre tension / fréquence /surexcitation**

L'appareil SIPROTEC 7RW600 est une protection numérique multifonctionnelle qui se raccorde aux transformateurs de tension. Il s'utilise dans les réseaux de distribution, sur des transformateurs et des machines électriques. En cas de dépassement des limites de tension, de fréquence et de surexcitation, la protection déclenche en fonction des paramètres réglés. La protection numérique 7RW600 s'utilise pour le découplage du réseau ou pour le délestage de charges s'il y a risque de défaillance de réseaux suite à des extrêmes baisses de la fréquence ainsi que pour la surveillance des seuils de tension et de fréquence. Les protections voltométrique, de fréquence et de surexcitation protègent les générateurs et les transformateurs contre les dommages en cas de réglage défectueux des tensions et fréquences, en cas du découplage à pleine charge ou pendant un fonctionnement en îlotage de postes source

#### **II-3-1-4 Fusibles MT [12]**

Le fusible est un organe de sécurité dont le rôle est d'ouvrir, par fusion, le circuit dans lequel il est inséré et d'interrompre le courant lorsque celui-ci dépasse pendant un temps déterminé une valeur donnée. Son nom découle du fait qu'il fonctionne par fusion d'un filament. (Fig (II-9))

Les fusibles moyennes tensions assurent la sécurité des personnes et des équipements au meilleur coût grâce à un ensemble large de qualités comme :

- Fiabilité ;
- Fusion enfermée ;
- Rapidité ;
- Pouvoir de coupure élevé ;
- Maintenance non nécessaire avant un court circuit ;
- Maintenance réduite après un court circuit ;
- Sélectivité ;
- Qualité de l'énergie améliorée ;
- Future extension des systèmes sans problèmes ;
- Universel ;
- Faible consommation de puissance ;
- Prix.



**Fig (II-9)**

### **a- Deux classes principales de fusibles**

- Fusible d'accompagnement ou « fusible limiteur pour court circuit »: peut couper tous les courants compris entre le pouvoir de coupure (maximum) et le courant minimum de coupure.
- Fusible à usages généraux : peut couper tous les courants compris entre le pouvoir de coupure (maximum) et le courant entraînant la fusion des éléments fusibles au moins en une heure.

#### **❖ Fusibles d'accompagnement**

Ils sont utilisés en association avec un disjoncteur.

Les composants principaux sont :

- Un ou plusieurs éléments fusibles en parallèle.
- Un corps en céramique ou en fibre de verre
- Deux pièces de connexion
- La matière de remplissage : du sable. (Fig II-10)

**❖ Fusibles à usages généraux**

Ils sont utilisés dans les applications avec des courants de défaut peu élevés.

Il existe deux concepts principaux:

- a. Utilisation d'un alliage à bas point de fusion.
- b. Utilisation du principe du « Dual élément » soit deux systèmes en série dans la même enveloppe.

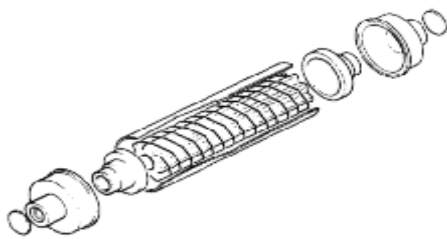
- Le premier système contient des éléments fusibles classiques pour interrompre les courants de court circuit

- Le deuxième système contient un élément avec ressort pour interrompre les faibles surcharges.

Le concept b. est le plus souvent utilisé.

Outre les systèmes d'éléments fusibles, on retrouve comme pour tous les fusibles:

- Corps
- Deux pièces de connexion
- Matière de remplissage (sable). (Fig II-11)



**Fig (II-10)**



**fig (II-11)**

**b- Trois types principaux de fusibles****❖ Fusibles intérieurs**

Lorsque le fusible est équipé d'un indicateur – percuteur actionnant un disjoncteur, le percuteur doit être capable de fournir une énergie suffisante.

**❖ Fusibles extérieurs**

Les fusibles sont des Fusibles d'accompagnement et du type DIN 43 625 ou HM 24.94.035 C

Les applications extérieures exigent des équipements étanches aussi bien que la capacité de supporter les rayons ultra violets et les tempêtes de sable. (Fig (II-12))

### ❖ Fusibles immergés dans l'huile

Les fusibles étanches à l'huile sont immergés dans le liquide diélectrique:

- Ils sont totalement étanches à l'huile.
- Ils doivent fonctionner à des températures généralement proches de 100°C.
- Ils sont installés à l'intérieur des transformateurs HT / BT au dessus des enroulements.
- Des fusibles à usages généraux ou des fusibles d'accompagnement peuvent être utilisés.

(Fig (II-13))



Fig (II-12)



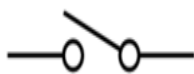
Fig (II-13)

### II-3-1-5 Interrupteurs MT [6]

Les interrupteurs sont des appareils destinés à établir et à interrompre un circuit dans des conditions normales de charge. Leurs performances sont cependant limités car ils sont capables d'établir un courant de court-circuit mais ne peuvent en aucun cas l'interrompre.

Certains interrupteurs sont prévus pour remplir également les fonctions de sectionneur

#### Symbole



#### ➤ Gestion de la commande de l'interrupteur

La commande électrique d'ouverture/fermeture des interrupteurs MT est déclenchée soit par une action de télécommande provenant du poste de téléconduite, soit par une commande locale opérateur (bouton poussoir). La position des interrupteurs MT est signalée en face avant.

#### ➤ Exploitation locale et distante

Un commutateur rotatif en face avant permettra la sélection des modes d'exploitation locale / distante.

❖ En mode télécommandé:

- la transmission des données et mesures est autorisée.
- la commande des interrupteurs à partir du centre de conduite est autorisée.
- La commande locale des interrupteurs par boutons poussoirs est verrouillée.

❖ En mode local

- la transmission des télémesures et des télésignalisations est autorisée.
- la commande locale d'ouverture et fermeture des interrupteurs par appui sur bouton poussoir correspondant est possible.
- La télécommande d'ouverture ou fermeture à partir du centre de conduite est verrouillée.

## **II-3-2 Les surtensions**

### **II-3-2-1 Parafoudre [5]**

Les parafoudres sont des dispositifs statiques chargés de limiter, en un point donné du réseau, l'amplitude des surtensions susceptibles d'y apparaître.

Il existe aujourd'hui deux types de parafoudres sur le marché

#### **a- Parafoudre au carbure de silicium et à éclateurs**

Sa partie active est constituée d'éclateurs et de varistances au carbure de silicium (SiC),

Ses avantages sont :

- Une dispersion moins grande de la tension d'amorçage ;
- Une extinction spontanée de l'arc ;
- Une tension aux bornes du parafoudre, dite tension résiduelle, non nulle après amorçage, évitant ainsi la transmission d'une onde de tension coupée ;
- Une insensibilité (jusqu'à un certain point) aux agressions extérieures.

#### **b- Parafoudre à oxyde de Zinc**

Sa partie active est constituée uniquement de varistances à base d'oxyde de zinc (ZnO), ce composant présente deux avantages essentiels :

- Ils ont un coefficient de non linéarité si important que l'on peut en faire des parafoudres sans éclateurs ;
- Leur capacité d'absorption d'énergie est élevée et on peut les utiliser sur tous les réseaux, de l'électronique jusqu'au transport d'énergie à très haute tension (225 ou 400kV). (Fig (II-14))

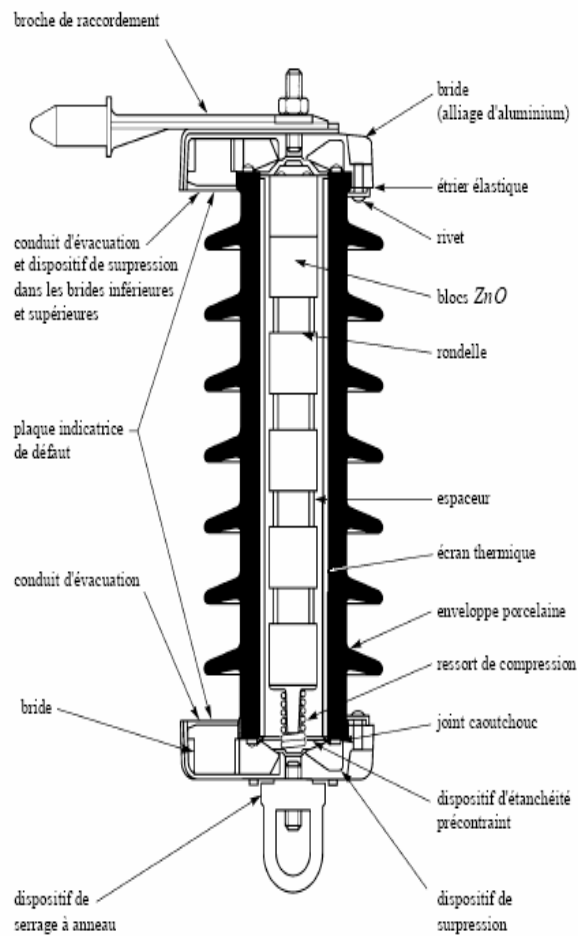
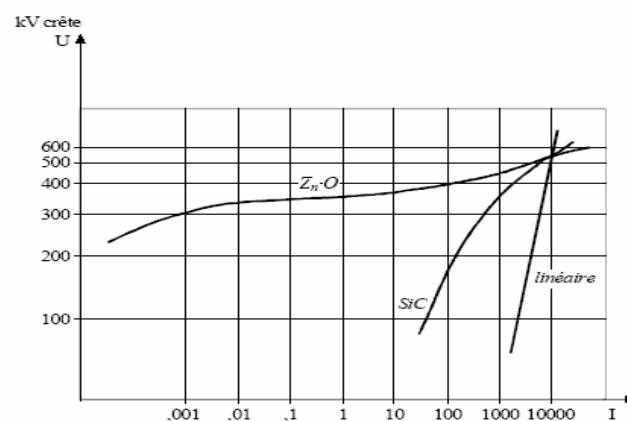


Figure 5-48 : exemple de structure d'un parafoudre  $ZnO$  en enveloppe porcelaine pour les réseaux 20 kV

**Fig (II-14) : Parafoudre à oxyde de Zinc**



*SiC* : parafoudre à distance variable avec éclateur constitué d'une résistance carbure de silicium  
*ZnO* : parafoudre à oxyde de zinc  
 linéaire : courbe  $U$  proportionnelle à  $I$

Figure 5-49 : caractéristiques de deux parafoudres ayant le même niveau de protection 550 kV / 10 kA

**II-3-2-2 Eclateur**

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.

La tension d'amorçage de l'éclateur est réglée en agissant sur la distance dans l'air entre les électrodes, de façon à obtenir une marge entre la tenue au choc du matériel à protéger et la tension d'amorçage au choc de l'éclateur fig (II-15).

**Fig (II-15) : Eclateur MT avec tige anti-oiseaux**

➤ **Les avantages**

- Le principal avantage de l'éclateur est son faible prix.
- Il est aussi très robuste et très facilement réglable de sorte que ses caractéristiques peuvent être ajustées suivant sa fonction.

➤ **Les inconvénients**

- Une fois amorcé entre les deux électrodes, l'arc ne se désamorce pas spontanément. Le défaut artificiel ainsi créé doit être éliminé par l'action des protections et du ou des disjoncteurs associés.

De ce fait, l'éclateur ne doit surtout pas fonctionner lors de surtensions de manœuvres. Il est, par ailleurs, à l'origine de coupures brèves très gênantes pour la qualité de service, spécialement en HTA.

- Le fonctionnement de l'éclateur conduit à une onde de tension coupée à front raide susceptible de provoquer des avaries au matériel bobiné situé à proximité.
- Le niveau d'amorçage est très fluctuant. Il dépend de nombreux paramètres tels que les conditions atmosphériques, l'état d'ionisation de l'air, mais surtout de la vitesse de montée de la surtension appliquée. En particulier, lors de surtensions à front raide, la tension réellement atteinte sur l'appareil à protéger peut dépasser le niveau dit de protection de l'éclateur. De ce point de vue, il est préférable de traduire les caractéristiques de protection des éclateurs par des réseaux de courbes plutôt que par une simple valeur.
- Les éclateurs sont sensibles aux agressions extérieures (neige, paille, animaux, etc.) pour les plus basses tensions (en particulier pour le réseau à 20 kV) où les distances entre les électrodes des éclateurs sont faibles.

#### **II-4 Protection des transformations [2] [13]**

Les transformations sont les équipements les plus importants dans un réseau électrique. Ils peuvent être affectés par plusieurs défauts : mal refroidis, surchargés ou affectés par des courts-circuits. Il faut donc les protéger à l'aide de différentes protections.

##### **II-4-1 Relais Buchholz**

Ce relais mécanique est placé dans la conduite d'huile (fig II-16) qui relie la cuve du transformateur au conservateur d'huile. Il est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile. Si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation alarme Buchholz. Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact se fermant en cas de mouvement important. Ce relais est le seul dispositif qui permette de détecter les amorçages entre les spires du transformateur produisant un dégagement de gaz. Tous les transformateurs et inductances dans l'huile sont équipés de ce type de relais.

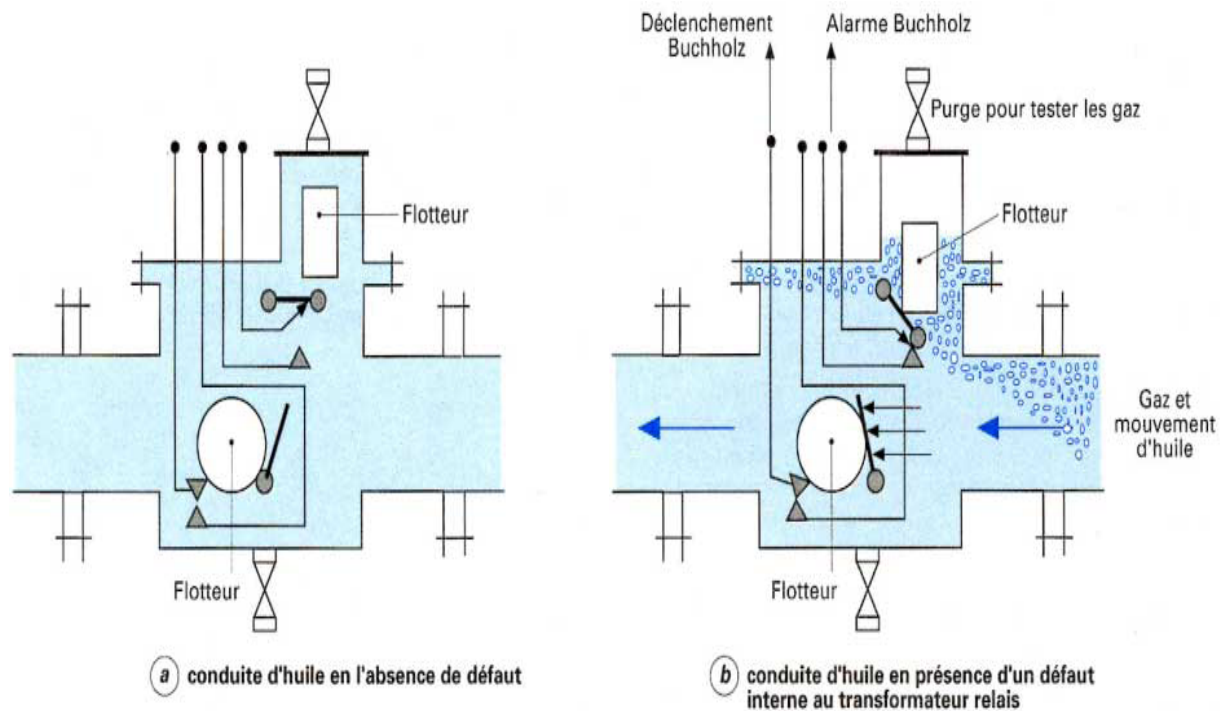


Fig (II-16)

### II-4-2 Protection différentielle de courant du transformateur

Le principe de la protection différentielle de courant (fig II-17) est applicable aux transformateurs quel que soit leur nombre d'enroulements, à condition qu'ils ne soient pas équipés d'un régulateur en charge de variation trop importante.

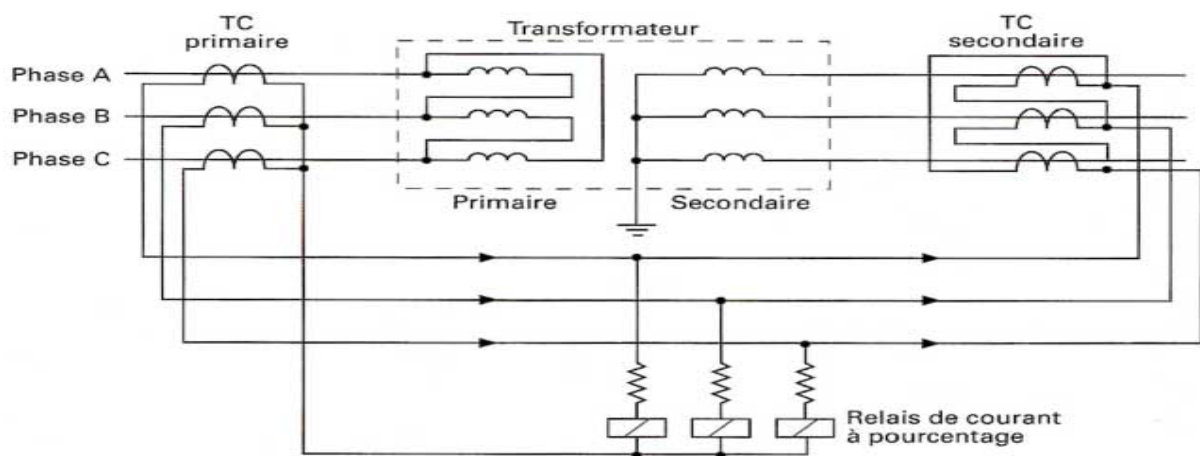


Fig (II-17)

### II-4-3 Protection masse cuve

Pour utiliser cette protection (fig II-18), la cuve du transformateur, ses accessoires (par exemple, les pompes), ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule

connexion courte qui passe à l'intérieur d'un TC tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre.

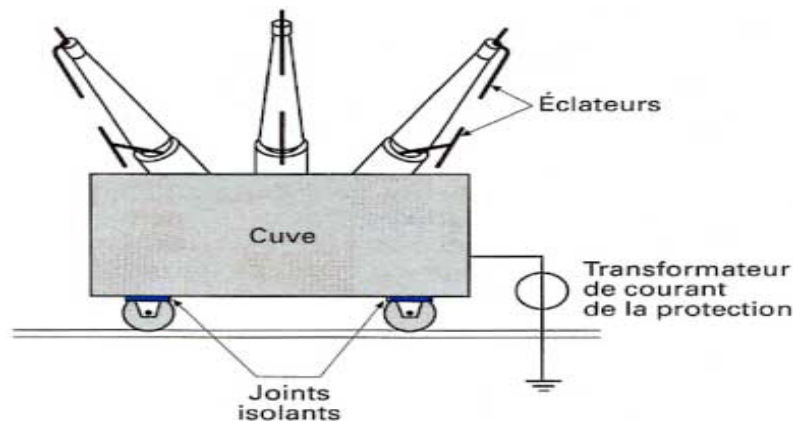


Fig (II-18)

#### II-4-4 Protection thermométrique de cuve

Son principe repose sur la mesure de la température de l'huile contenue dans la cuve du transformateur.

Au niveau d'une certaine température, la protection réagit par la fermeture d'un contact d'alarme puis, si la température continue à augmenter au-delà d'une température prédéterminée, la protection se déclenche (ces températures sont fixées à l'avance et elles sont généralement de 70°C pour l'alarme et de 80°C pour le déclenchement).

Cette protection est destinée à déceler les anomalies de refroidissement de la cuve dans les transformateurs (arrêt du dispositif de ventilation ou de circulation de l'huile).

#### II-4-5 Protection par relais thermique

Dès que la température dans la cuve du transformateur dépasse une valeur prédéterminée, le bilame composant le relais se déforme sous l'effet de la chaleur provoquant ainsi le déclenchement de la protection. Ce relais est placé sur chaque phase du transformateur.

#### II-4-6 Protection par image thermique

Elle permet le contrôle de la température des enroulements du transformateur par la mesure du point le plus chaud de ces enroulements.

Elle est constituée d'une sonde à résistance. La sonde mesure la température de la résistance qui est parcourue par le courant traversant les enroulements du transformateur à protéger. Dès que la température dépasse la valeur spécifique, la protection signale cette anomalie.

### II-4-7 Protection de secours des transformateurs

La protection de distance utilisée pour cette fonction est placée dans la tranche secondaire du transformateur. Elle est orientée vers le transformateur et est réglée de manière à protéger ses bornes primaires.

Cette fonction est assurée soit par une protection de distance standard, soit par une protection de distance simplifiée composée de deux relais à minimum d'impédance temporisés. Ces deux relais sont nécessaires pour protéger convenablement, à partir de la tranche secondaire, la tranche primaire d'un transformateur à couplage étoile-triangle.

### II-5 Protection des jeux de barres [2]

Les jeux de barres sont rarement le siège de défauts du fait de leurs petites longueurs et petites diamètres, mais, il est nécessaire de prévoir leurs éliminations le plus rapidement possible car ils peuvent engendrer des dégâts importants, comme ils peuvent déstabiliser une partie ou tout le réseau.

La protection des jeux de barres peut être effectuée par une protection différentielle, comme elle peut être par une protection de masse.

#### II-5-1 Protection différentielle

Son principe repose sur la comparaison entre le courant arrivant de la source et la somme des courants sortant par les départs. Si la différence est nulle, le jeu de barres est sain, dans le cas contraire, il existe un défaut et l'appareil de coupure associé se déclenche.

#### II-5-2 Protection de masse

Dans le cas d'une installation électrique avec neutre mis à la terre, un relais est utilisé pour la détection des défauts à la terre. Ce dernier est alimenté par un transformateur de courant interconnecté dans la liaison de terre. Dans le cas d'un défaut d'isolement, le relais le détecte et ordonne le déclenchement de la protection associée.

### II-6 Protection d'un départ MT [9]

Chaque départ MT est protégé par une protection sans alimentation auxiliaire (PSAA), constituée par les éléments suivants (fig II-21).

➤ **Ensemble de protection autonome à maximum d'intensité (EPAMI) à temps constant** : il comprend :

-deux relais de phase (Re  $\Phi$ ) ;

-un relais homopolaire (Re h) ;

-un relais de temporisation de déclenchement du disjoncteur (Re T).

Les transformateurs de courant TC de phase, associés aux disjoncteurs D de départs, servent à la fois de capteurs de mesure et de source d'énergie.

- **Ensemble de protection autonome de terre résistante (EPATR) :** c'est un relais à temps inverse (fig II-20) permettant d'éliminer le seul départ du poste affecté d'un défaut de faible niveau
- **Percuteur :** les énergies délivrées par le PSAA sont de faible niveau (4,5 mJ par exemple pour un défaut monophasé résistant), ce qui, pour assurer l'indépendance vis-à-vis de la source d'énergie auxiliaire, a impliqué le développement d'un élément particulier, le percuteur P.

## II-7 Protection d'une arrivée MT

La protection d'arrivée a pour rôle d'éliminer les défauts de jeux de barres et de secourir les éventuelles défaillances des disjoncteurs et protections de départs. Elle est constituée d'un ensemble de protection autonome à maximum d'intensité (EPAMI) identique à celui d'un départ MT (fig II-20, II-21), qui commande également un percuteur P sur le disjoncteur d'arrivée.

Les seuils de réglage doivent satisfaire les conditions ci-après.

- **Relais de phases Re ( $I_{\phi}$ ) :** le seuil  $I_{\phi}$  doit :
  - être assez élevé, pour permettre les surcharges du transformateur sans risque de déclenchement intempestif ;
  - être aussi faible que possible, pour assurer un secours des protections de départs.
- **Relais homopolaire Re (h) :** le seuil de ce relais est délicat à déterminer, car il est fonction du type de mise à la terre du neutre (résistance ou réactance) et du courant capacitif homopolaire total du réseau protégé.
 

Pour éviter des déclenchements intempestifs, le relais homopolaire de l'arrivée ne doit pas détecter les défauts qui ne sont pas détectés par les relais homopolaires des départs. Avec un réseau ayant un courant capacitif peu élevé (< 100 A) et une mise à la terre du neutre par une résistance, le seuil de réglage homopolaire de l'arrivée est de  $1,2 I_{h \max}$  où  $I_{h \max}$  est le réglage du relais homopolaire du départ le plus élevé.
- **Relais de temporisation Re T :** son réglage  $t_2$  doit être coordonné avec la temporisation  $t_1$  la plus élevée des départs ; il faut, en général, ajouter 0,5 ou 0,4 s.

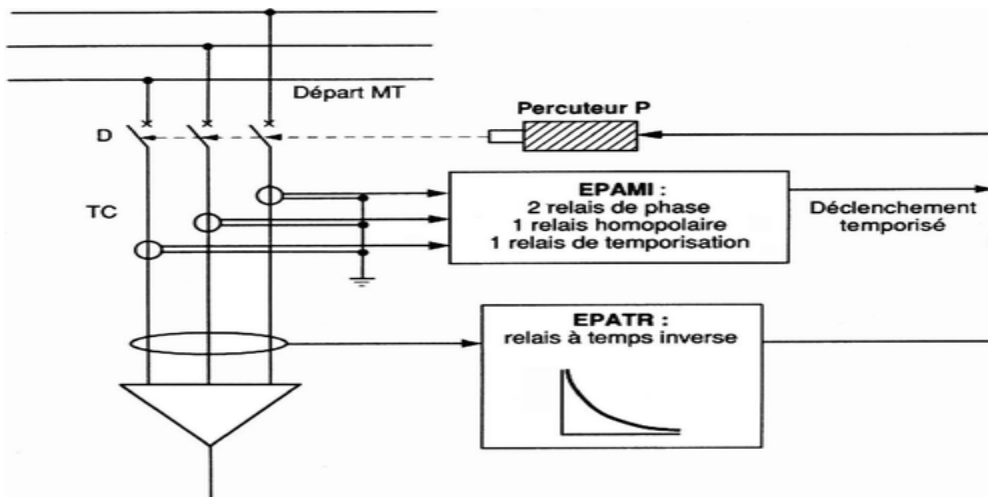


Fig (II-20) : Protection sans alimentation auxiliaire (PSAA)

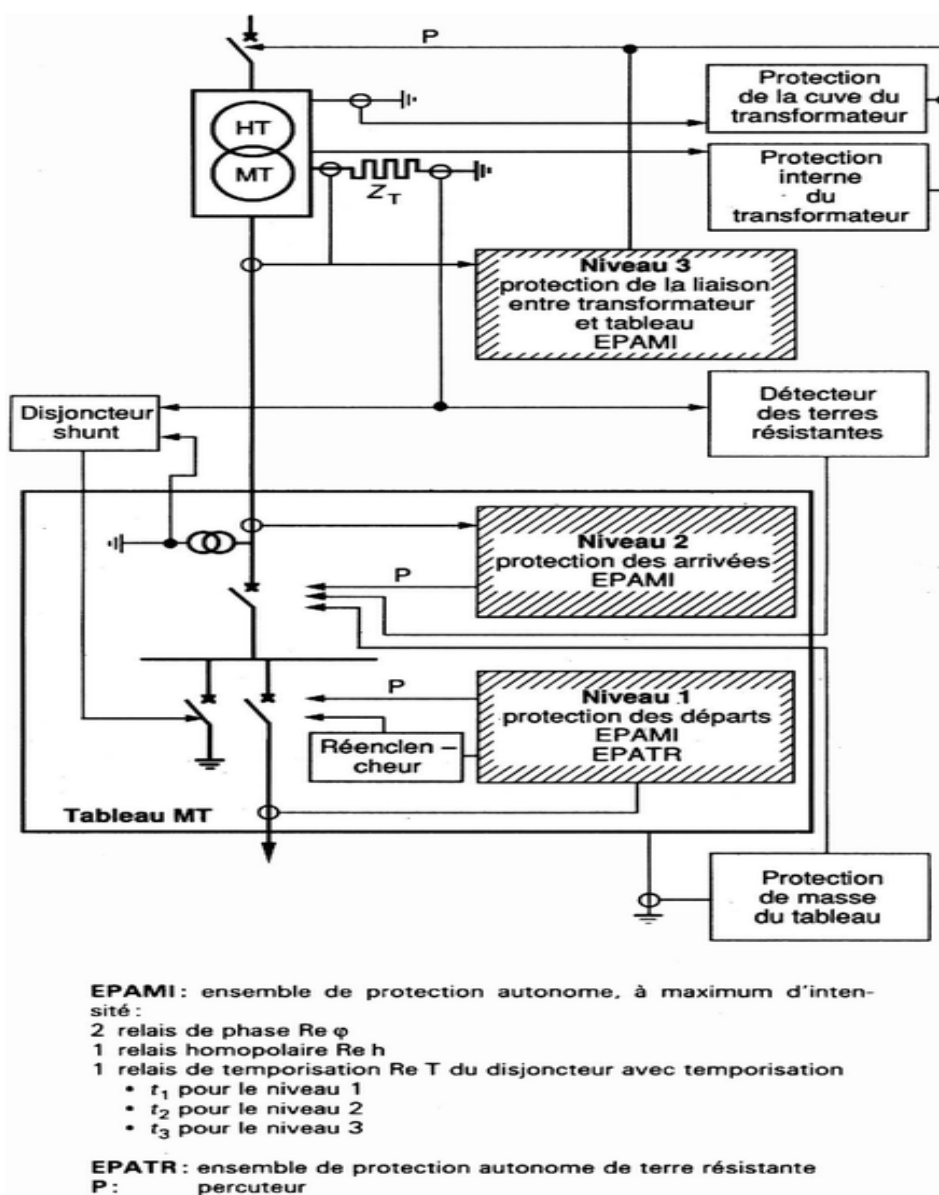


Fig (II-21) : Protections des postes HT/ MT

## II-8 Différents régime de neutre [6]

### II-8-1 Le régime de neutre TN

La première lettre "T" indique que le neutre de l'installation est relié à la terre coté générateur et le "N" indique que les masses (carcasse métallique) sont reliées au neutre.

Ce régime à l'avantage d'être économique du fait qu'il n'y est besoin ni de différentiel ni de câble de terre. Ce régime est utilisé dans des installations à faible isolement, présentant des courants de fuite importants du fait des moteurs qui peuvent créer des courants supérieurs à 1 A.

#### ➤ Schéma TN-C

Dans le TN-C (Terre Neutre Confondus), les conducteurs de neutre (N) et de protection (PE) sont confondus pour former le PEN.

Cela permet d'économiser un câble (ainsi qu'un pôle sur chacun des appareils de protection). Fig (II-22)

#### ➤ Schéma TN-S

Dans le TN-S, le conducteur de protection et le conducteur neutre sont reliés uniquement au poste de distribution et à aucun autre point.

Le TN-S est obligatoire pour les réseaux ayant des conducteurs avec une section  $10 \text{ mm}^2$  en Cuivre ou une section  $16 \text{ mm}^2$  en Aluminium. (Fig (II-23))

#### ➤ Schéma TN-C-S

Le conducteur de protection (PE) et le neutre (N) sont confondus du transformateur jusqu'au point de distribution, et ensuite séparés sur les circuits terminaux et la section de conducteur  $< 10 \text{ mm}^2$  en Cuivre. On peut aussi trouver une résistance qui relie le neutre à la terre. Cela permet de limiter le courant de court circuit d'une centaine d'Ampères. Donc Id (Courant de Défaut) sera fonction de la résistance (Si R élevée... Id faible). (Fig (II-24))

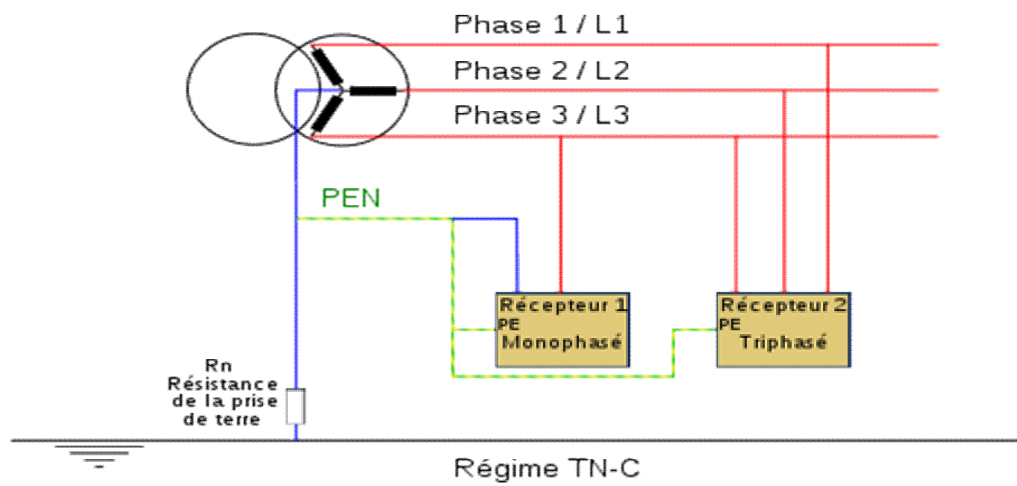


Fig (II-22)

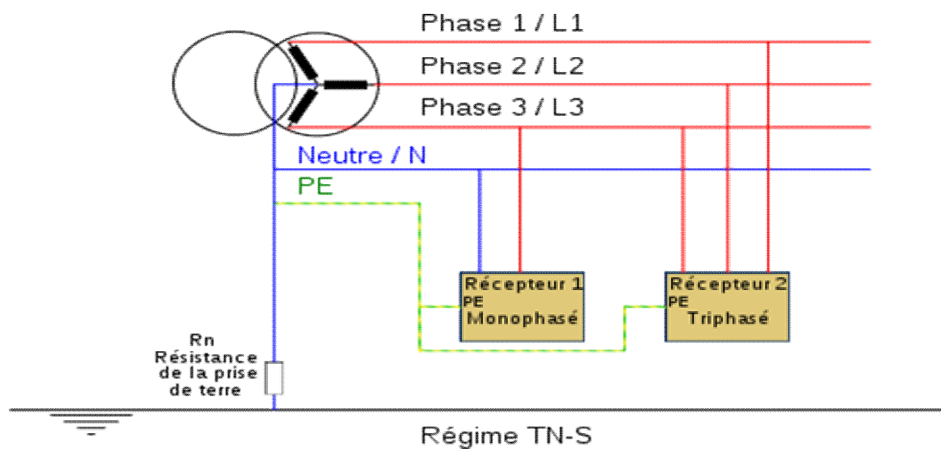


Fig (II-23)

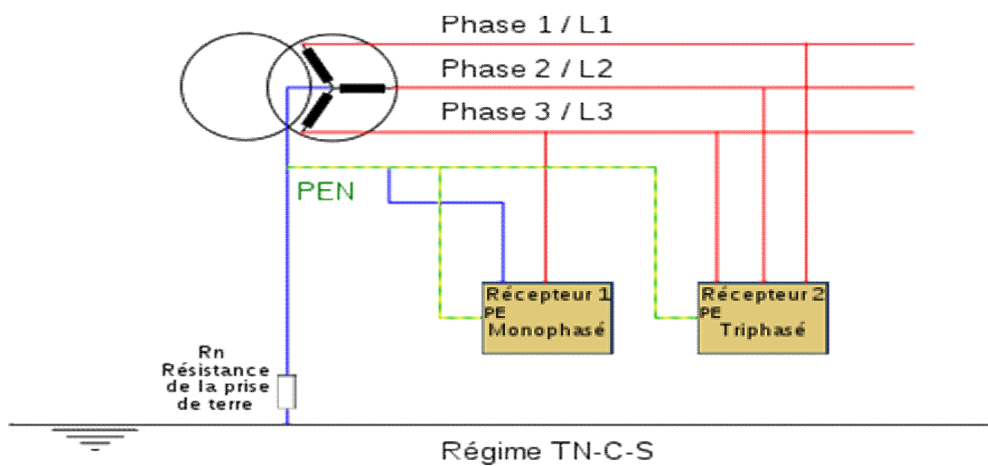


Fig (II-24)

### II-8-2 Le régime de neutre TT

Le premier T indique que le neutre de l'installation est relié à la terre coté générateur et le deuxième indique que les masses (carcasse métallique) sont reliées à la terre.

- Ce schéma de liaison à la terre est le plus fréquent chez les particuliers en France.
- L'emploi d'un DDR (Dispositif Différentiel Résiduel) est obligatoire en tête d'installation pour assurer la protection des personnes (ainsi que celui de valeur maximale 30mA sur les circuits prises). (Fig (II-25))

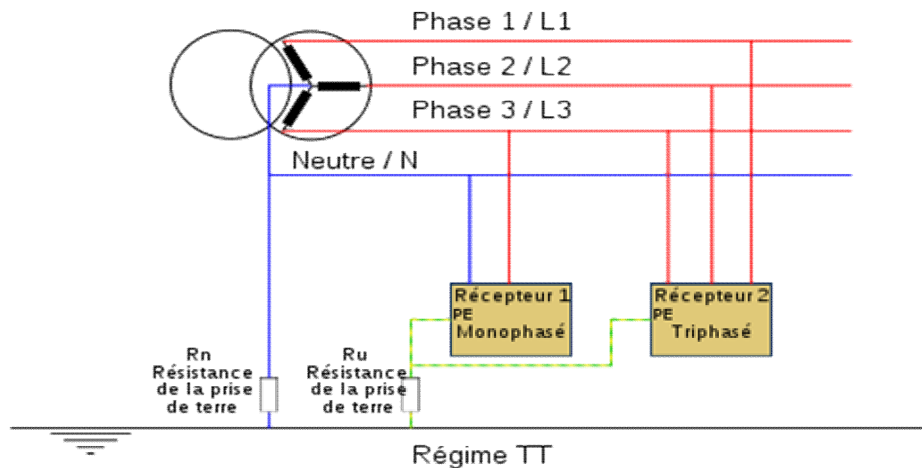


Fig (II-25)

### II-8-3 Le régime de neutre IT

La première lettre "I" indique que le neutre de l'installation est isolé de la terre (Donc pas de connexion) coté générateur et le deuxième indique que les masses (carcasse métallique) sont reliées à la terre.

La caractéristique principale de ce schéma est que le point neutre du transformateur en amont de l'installation est complètement isolé de la terre (il est dit « flottant », grâce à l'isolation galvanique propre au transformateur). Les trois phases et surtout le neutre ne sont pas reliés à la terre, contrairement aux autres schémas. En réalité, le neutre peut être relié à la terre via les capacités parasites des câbles, ou volontairement via une impédance de forte valeur (1 500  $\Omega$ ). Les masses sont interconnectées normalement et reliées à la terre. (Fig (II-26))

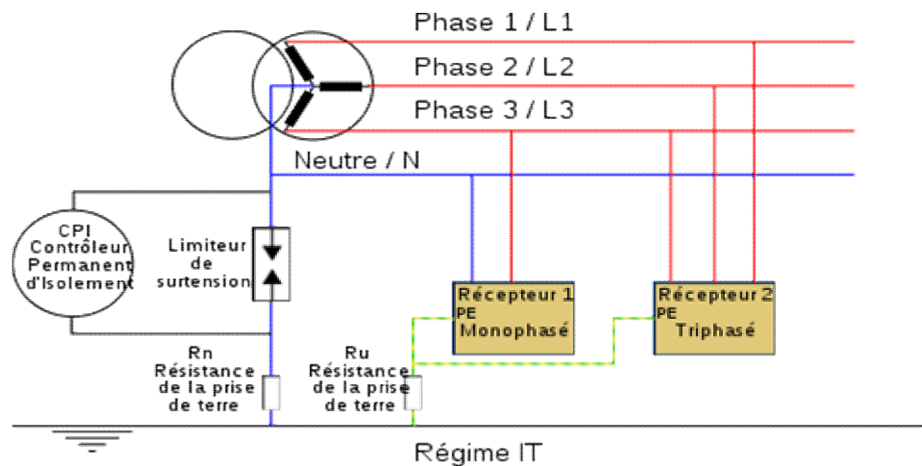


Fig (II-26)

Régime	Avantages	Inconvénients
TT	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Appareillage simple</li> <li>-Courant de défaut facile à détecter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Coupure au premier défaut</li> <li>-Potentiel des masses dangereux en cas de défaut</li> <li>-Risque d'incendie et de détérioration du matériel</li> </ul>
TN	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Nécessite peu de matériel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Coupure au premier défaut</li> <li>-Détérioration possible du matériel</li> <li>-Risque d'incendie</li> <li>-Nécessite une vérification régulière de l'état du conducteur PE</li> </ul>
IT	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Pas de coupure au premier défaut</li> <li>-Bonne prévention contre les risques d'électrocution</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Nécessite :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Un personnel d'entretien</li> <li>- Un bon niveau d'isolement</li> <li>-Une étude préalable approfondie et des essais à la mise</li> </ul> </li> </ul>

Tableau (II-1) : Avantages et inconvénients des régimes de neutre

**II-9 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons vu que les protections doivent être conçues pour protéger non seulement les appareils et les personnes mais aussi tout le système électrique. D'où le besoin d'une protection dont les performances sont meilleur en rapidité, fiabilité et sélectivité. Ces performances sont fixées par les besoins des réseaux qu'il faut aussi combiner pour former un véritable plan de protection.

On a aussi présenté tout les appareils de protection et les différents régimes du neutre.

**III-1 Introduction**

Les réseaux de transport ou de distribution d'énergie électrique peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents, qui sont dus, en général, à l'apparition de « défauts ».

Les courants de court-circuit qui s'établissent soit entre conducteurs, soit entre un ou plusieurs conducteurs et le sol, sont à l'origine des conséquences extrêmes diverses des « défauts » ; en particulier, s'ils sont alimentés par des transformateurs de fortes puissances.

**III-2 Définition d'un défaut [4]**

Un défaut est caractérisé par un phénomène non conforme au fonctionnement normal du réseau et pouvant, dans certain cas, conduire à un effondrement électrique de celui-ci et à la mise en danger de son environnement.

**III-3 Les différents défauts touchant les réseaux électriques [2]**

Les réseaux électriques peuvent être le siège de nombreux incidents dus à l'apparition de ces différentes perturbations :

**➤ Court circuit**

Un court-circuit est un contact entre deux conducteurs. Il entraîne le passage direct du courant «au plus court», d'un conducteur à l'autre au lieu de traverser le reste du circuit. S'il est involontaire, c'est un défaut qui entraîne une augmentation de l'intensité du courant et une élévation potentiellement dangereuse de la température des conducteurs.

**➤ Surcharge**

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.

**➤ Surtension**

On appelle surtension toute tension fonction du temps qui dépasse la tension de crête de régime permanent.

**➤ Les creux de tension**

On appelle creux de tension toute baisse ou diminution de l'amplitude de la tension pendant un temps compris entre 10ms et 1s. Ils sont souvent dus aux déséquilibres dans les réseaux triphasés.

Perturbation	Causes	Effets	Moyens de protection
<b>Surcharges</b>	Dès que l'appareil d'utilisation demande une puissance plus importante. Ex: moteur électrique bloqué	Accroissement anormal du courant absorbé, d'où échauffement lent mais pouvant entraîner la détérioration de l'installation.	-Fusible -Relais thermique -Disjoncteur avec déclencheur thermique
<b>Court-circuit</b>	Élévation brutale du courant absorbé due à un contact électrique entre 2 conducteurs de polarités différentes.	-Création d'un arc électrique -échauffement très important pouvant entraîner la fusion des conducteurs -création d'effets électrodynamiques	-Fusible -Disjoncteur avec déclencheur magnétique.
<b>Surtensions</b>	Augmentation brutale de la tension due : • à des contacts accidentels avec la H.T, • à des conditions atmosphériques : coup de foudre.	Destruction des isolants.	-Relais de surtension, -Parafoudre.
<b>Creux de tension</b>	Chute de tension trop importante due à un déséquilibre du réseau.	Mauvais fonctionnement des récepteurs (moteurs, matériels informatiques, ...).	Relais à minimum de tension.

**Tableau (III-1) : Caractéristiques des défauts**

➤ **Déséquilibre**

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

➤ **Les harmoniques**

Les courants et tensions harmoniques sont des courants ou des tensions parasites du réseau électrique. Ils déforment l'onde de courant ou de tension. Ils sont caractérisés par leurs fréquences qui sont des multiples de la fréquence du réseau (50Hz).

Les courants harmoniques sont dus aux transformateurs d'intensité, aux arcs électriques et surtout aux redresseurs et convertisseurs statiques.

Les tensions harmoniques sont dues à la circulation des courants harmoniques dans les impédances du réseau.

### **III-4 Origine des défauts [9]**

Les causes de ces défauts sont différentes selon la nature des réseaux.

❖ Pour les réseaux aériens, les causes principales sont :

- les agressions atmosphériques (foudre, tempête)
- les chutes d'arbres
- les défaillances des matériels

L'importance des phénomènes atmosphériques explique le caractère fugitif des défauts affectant les réseaux aériens, notamment lors de fonctionnements d'éclateurs.

❖ Pour les réseaux souterrains, les défauts sont dus à des ruptures d'isolent solide, ayant pour cause principalement les travaux de tiers et des défaillances de matériels. Cela explique le caractère permanent des défauts en souterrain et l'absence de défauts fugitifs sur ces réseaux.

### **III-5 Caractéristiques des défauts**

Ils sont distingué par :

#### **III-5-1 La durée [1]**

**Fugitif** : Ce sont ceux qui nécessitent, pour disparaître, une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de secondes).

**Auto-extincteur** : Ce sont ceux qui disparaissent spontanément, en des temps généralement très court, sans provoquer de déclenchement sur le réseau.

**Permanent** : Ce sont ceux qui, après avoir provoqué un déclenchement définitif, nécessitent l'intervention du personnel d'exploitation pour la reprise du service ; ces défauts impliquent en général, soit des avaries de matériel (rupture de conducteurs, claquage d'isolateur, etc...), soit la présence sur les conducteurs de branches d'arbre, d'oiseaux, etc.

### III-5-2 L'origine [4]

#### III-5-2-1 Défauts d'origine externe

- **Mécanique**

C'est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne, amorçage dus aux contacts de branches, de brindilles ou même d'oiseaux avec les conducteurs.

- **Atmosphérique**

C'est les cas de la foudre qui frappe les conducteurs d'une ligne, d'un poste ou tombe dans leur voisinage immédiate, on peut aussi inclure les amorçages qui résultent des dépôts conducteurs accumulés sur les isolateurs.

#### III-5-2-2 Défauts d'origine interne

Ce sont les défauts qui prennent naissance dans les réseaux eux-mêmes sans être justifiés par aucune cause extérieure, c'est par exemple, les cas des surtensions dues à des phénomènes de résonance, les surintensités qui peuvent être produites par un courant de surcharge, un court circuit, un défaut d'isolement et l'ouverture de circuits électriques en charge.

### III-6 Différents formes de défauts [6]

Sur un réseau triphasé, les courts-circuits peuvent être de plusieurs formes :

- **défaut triphasé** : les trois phases sont réunies ensemble (5% des cas).
- **défaut biphasé** : deux phases sont raccordées ensemble (15% des cas). On distingue entre défaut biphasé/terre et biphasé isolé. Les défauts biphasés isolés sont fréquemment causés par un vent violent provoquant le contact entre les conducteurs de 2 phases sur une ligne à haute tension
- **défaut monophasé** : une phase est reliée au neutre ou à la terre (80% des cas). Sur une ligne à haute tension, ce type de défaut est fréquemment causé par la foudre qui initie un court-circuit entre une phase et la terre.

### III-7 Conséquences des défauts de court-circuit [14]

- Au point de défaut ;
  - détérioration des isolants
  - fusion des conducteurs
  - incendie et danger pour les personnes

- Pour le circuit défectueux ;

Les efforts électrodynamiques, avec :

- déformation des jeux de barres
- arrachement des câbles

- Suréchauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants

Pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité :

- Les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes ;
- La mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections ;
- L'instabilité dynamique et/ou la perte de synchronisme des machines ;
- Les perturbations dans les circuits de contrôle et de commande.

### **III-8 Intensité des courants de court-circuit [4]**

L'intensité  $I$  d'un courant de court-circuit dans un réseau monophasé se définit principalement par l'application de la loi d'Ohm.

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{V}_n}{Z_{cc}}$$

Avec :  $V_n$  : tension simple de la source. [kV]

$Z_{cc}$  : impédance transitoire pendant le défaut. [ ]

$I_{cc}$  : courant de court circuit [kA]

L'intensité  $I_{cc}$  dans un circuit triphasé se définit comme suit :

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{V}_n}{\sqrt{3}Z_{cc}}$$

#### **III-8-1 Facteurs influençant la valeur de l'intensité d'un courant de court-circuit**

La valeur de l'intensité du courant de court-circuit en un point donné d'un réseau est fonction :

- De la nature des éléments qui constituent le réseau : alternateur, transformateur, lignes et câbles.

- De la structure du réseau : le schéma, au lieu d'être réduit à un simple circuit en antenne, peut par exemple comporter des lignes en parallèle.
- Du mode d'exploitation du réseau : neutre isolé ou neutre relié à la terre.
- Du type de défaut : triphasé, biphasé ou monophasé.
- De la résistance du défaut.

### III-8-2 Les composantes symétrique dans le calcul des courants de court-circuit [14]

En fonctionnement normal, les réseaux triphasés forment des ensembles de constitution à peu près symétrique et les charges sont, tout au moins statistiquement, équilibrées. Dans ces conditions, l'étude de leur fonctionnement se ramène à celle du réseau monophasé équivalent dans le système direct.

Cependant, des dissymétries peuvent apparaître, par exemple en cas de défaut dissymétrique. La réduction au schéma monophasé équivalent n'est alors plus possible et les calculs relatifs aux systèmes déséquilibrés deviennent vite complexes. La méthode dite des composantes symétriques permet de les simplifier, elle consiste à ramener le système réel à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants

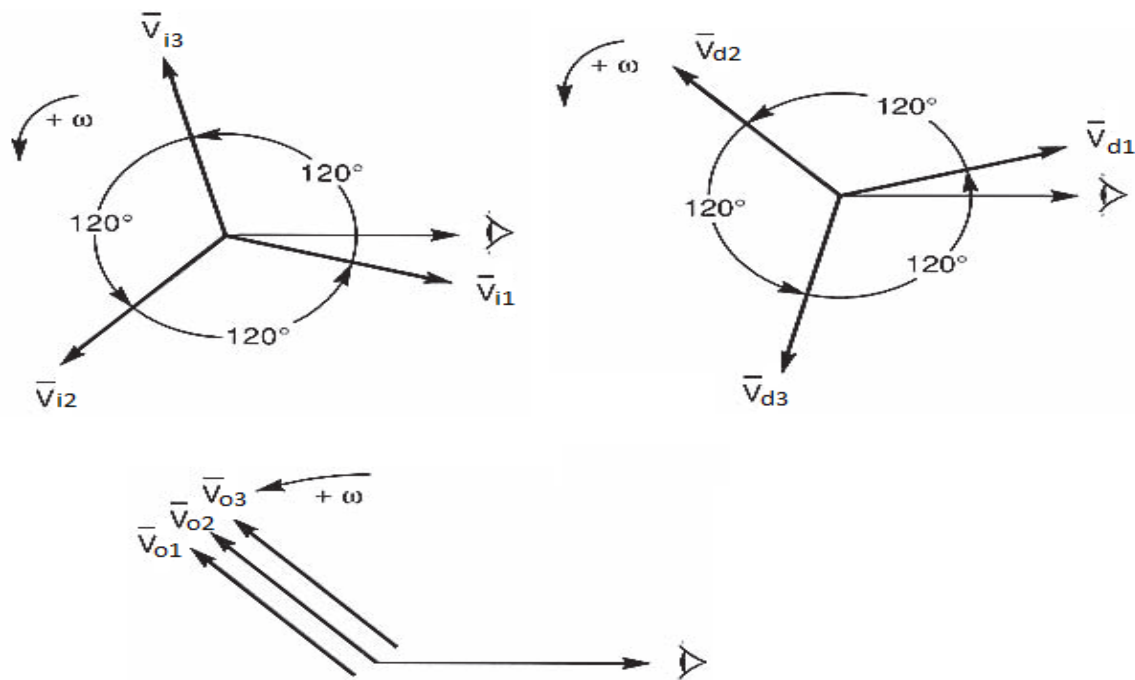
- Le système direct (d) ou « séquence positive », dans lequel  $\bar{V}_{d_1}, \bar{V}_{d_2}, \bar{V}_{d_3}$ 
  - ont même amplitude,
  - sont décalés de  $120^\circ$ ,
  - sont disposés de telle façon qu'un observateur au repos voit défiler les vecteurs dans l'ordre  $\bar{V}_{d_1}, \bar{V}_{d_2}, \bar{V}_{d_3}$  Fig (III-1)

$$\begin{cases} \bar{V}_{d_1} \\ \bar{V}_{d_2} = a^2 \bar{V}_{d_1} = a \bar{V}_{d_3} \\ \bar{V}_{d_3} = a \bar{V}_{d_1} \end{cases}$$

- système inverse (i) ou « séquence négative », dans lequel  $\bar{V}_{i_1}, \bar{V}_{i_2}, \bar{V}_{i_3}$ 
  - ont même amplitude,
  - sont décalés de  $120^\circ$ ,
  - sont disposés de telle façon qu'un observateur au repos voit défiler les vecteurs dans l'ordre  $\bar{V}_{i_1}, \bar{V}_{i_2}, \bar{V}_{i_3}$  .(Fig (III-1))

$$\begin{cases} \bar{V}_i \\ \bar{V}_i = a\bar{V}_i \\ \bar{V}_i = a^2\bar{V}_i = a\bar{V}_i \end{cases}$$

- système homopolaire (o) ou « séquence nulle » dans lequel  $\bar{V}_{o1}, \bar{V}_{o2}, \bar{V}_{o3}$ 
  - ont même amplitude,
  - sont en phase et donc colinéaires, ainsi un observateur au repos peut les voir passer en même temps. Fig (III-1)



**Fig (III-1) : Système triphasé des composantes symétriques**

Les Décomposition d'un système triphasé formé de trois vecteurs  $V_1, V_2, V_3$  est la somme de 3 systèmes triphasés équilibrés : direct, inverse et homopolaire Fig (III-2). « a » est un opérateur vectoriel qui consiste à faire tourner de  $+ 2 / 3$  le vecteur auquel l'opération est appliquée, avec :

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_2 = a^2\bar{V}_d + a\bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_3 = a\bar{V}_d + a^2\bar{V}_i + \bar{V}_o \end{cases} \quad \begin{cases} \bar{V}_d = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a\bar{V}_2 + a^2\bar{V}_3) \\ \bar{V}_i = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a^2\bar{V}_2 + a\bar{V}_3) \\ \bar{V}_o = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3) \end{cases}$$

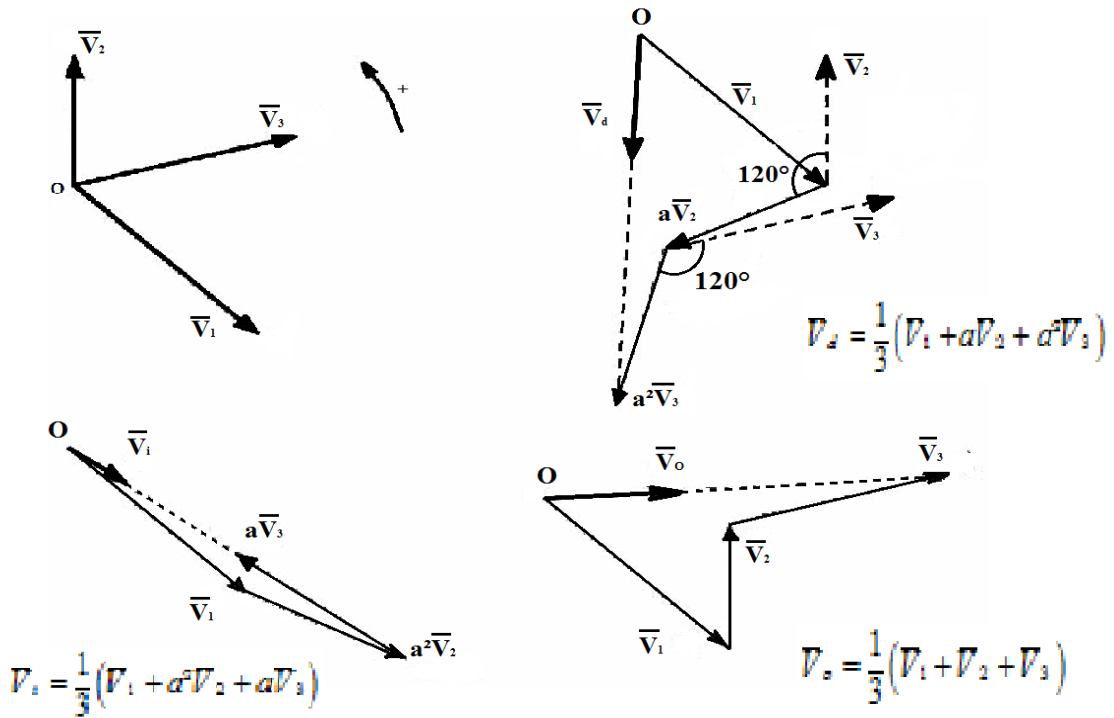


Fig (III-2) : construction géométrique des composantes symétriques

Pour chaque système respectivement d, i, o, les tensions :  $\bar{V}_d, \bar{V}_i, \bar{V}_o$  et les courants :  $\bar{I}_d, \bar{I}_i, \bar{I}_o$  sont liés par les impédances  $\bar{Z}_d, \bar{Z}_i, \bar{Z}_o$  du même système

$$\begin{cases} \bar{V}_d = \bar{E}_d - \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ \bar{V}_i = \bar{E}_i - \bar{Z}_i \bar{I}_i \\ \bar{V}_o = \bar{E}_o - \bar{Z}_o \bar{I}_o \end{cases}$$

En admettant que, par construction, les générateurs sont équilibrés, Fig (III-3)

c'est-à-dire :  $\bar{E}_o = \bar{E}_i = 0$  et  $\bar{E}_d = \bar{E}$

Les équations s'écrivent :

$$\begin{cases} \bar{V}_d = \bar{E} - \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ \bar{V}_i = -\bar{Z}_i \bar{I}_i \\ \bar{V}_o = -\bar{Z}_o \bar{I}_o \end{cases}$$

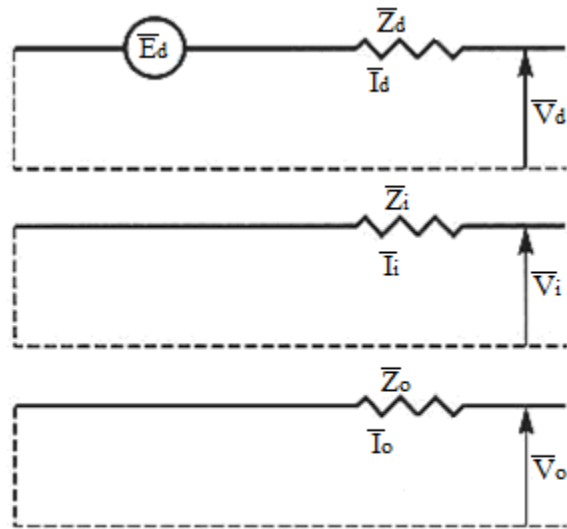


Fig (III-3)

III-8-3 Défaut phase terre (défaut homopolaire)

a- Ecriture des équations

➤ Equations des composantes réelles dans (D)

$$\begin{cases} \bar{I}_2 = \bar{I}_3 = 0 \\ \bar{V}_1 = \bar{Z} \bar{I}_1 \end{cases} \quad (D)$$

➤ Equations des composantes symétriques dans (S)

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_o \end{cases} \quad (S)$$

S : Zone symétrique

D : Zone dissymétrique

Ces équations lient respectivement les

courants réels et les tensions réelles à leurs composantes symétriques. On les retrouvera à l'identique dans tous les calculs de régimes déséquilibrés (Fig (III-4)). Elles résultent des définitions précédentes.

➤ Continuité à la frontière D-S

En combinant entre elles les équations des composantes réelles dans (D) et les équations des composantes symétriques dans (S) on obtient :

$$\begin{cases} a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0 \\ a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0 \\ \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o = \bar{Z} \bar{I}_1 \end{cases} \quad (1)$$

$$\Rightarrow \begin{cases} \bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o = \frac{\bar{I}_1}{3} \\ \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o = 3\bar{Z} \bar{I}_o \end{cases} \quad (2)$$

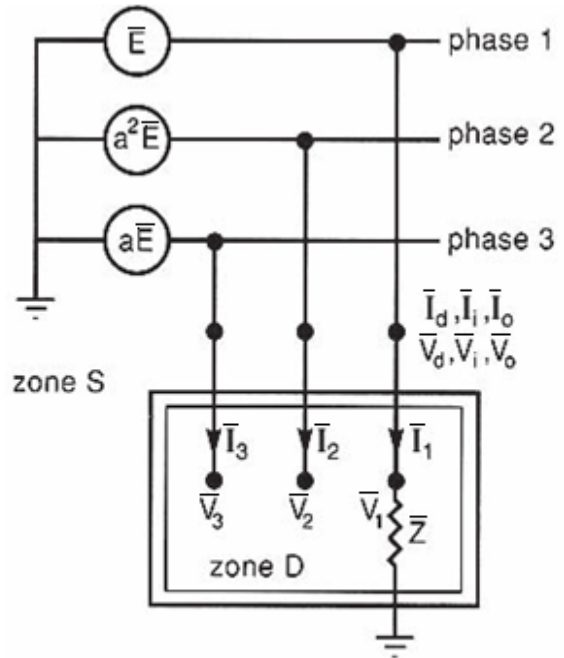


Fig (III-4)

➤ Equations de fonctionnement de S

$$\begin{cases} \bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ 0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i \\ 0 = \bar{V}_o + \bar{Z}_o \bar{I}_o \end{cases} \quad (3)$$

Ces trois équations se retrouveront systématiquement dans tous les calculs de régimes déséquilibrés ne comportant qu'une seule source de tension.

**b- Résolution des équations**

Valeurs des composantes symétriques des courants et des tensions

De (3) on a

$$\bar{E} + 0 + 0 = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{I}_d + \bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i + \bar{V}_o + \bar{Z}_o \bar{I}_o$$

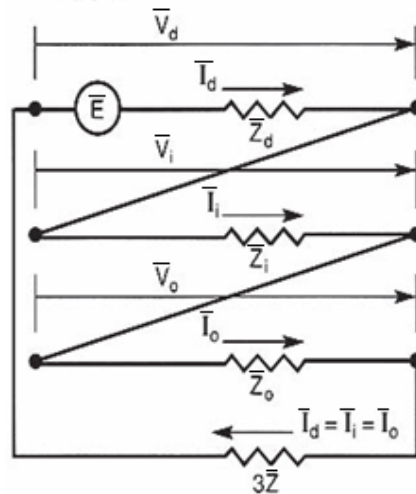
De (2) et (3) on a

$$\begin{aligned} \bar{E} &= \bar{I}_o (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o) + \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V} \\ &= \bar{I}_o (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3\bar{Z}) \\ \Rightarrow \bar{I}_o &= \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3\bar{Z}} \end{aligned}$$

Soit :

$$\bar{I}_o = \bar{I}_i = \bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3\bar{Z}}$$

$$\begin{cases} \bar{V}_d = \bar{E} \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3\bar{Z}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3\bar{Z}} \\ \bar{V}_i = \frac{-\bar{E} \bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3\bar{Z}} \\ \bar{V}_o = \frac{-\bar{E} \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3\bar{Z}} \end{cases}$$



Fig(III-5):Schéma du réseau selon les composantes symétriques

-Valeurs des tensions et des courants réels

Pour les courants :

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3\bar{Z}} \\ \bar{I}_2 = 0 \\ \bar{I}_3 = 0 \end{cases}$$

Pour les tensions :

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{E} \frac{3\bar{Z}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3\bar{Z}} \\ \bar{V}_2 = a^2 \bar{E} \left( 1 - \frac{\bar{Z}_d + a^2 \bar{Z}_i + a \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3\bar{Z}} \right) \\ \bar{V}_3 = a \bar{E} \left( 1 - \frac{\bar{Z}_d + a \bar{Z}_i + a^2 \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3\bar{Z}} \right) \end{cases}$$

Le terme  $\left( 1 - \frac{\bar{Z}_d + a \bar{Z}_i + a^2 \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3\bar{Z}} \right)$  est appelé facteur de « défaut à la terre », sa valeur varie entre 1 et 1,8

### Cas particuliers

➤ Défaut franc : soit  $\bar{Z} = 0$

Donc on a

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o}$$

$$\bar{V}_d = \bar{E} \frac{\bar{Z}_d + \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o}, \bar{V}_i = \bar{E} \frac{-\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o}, \bar{V}_o = \bar{E} \frac{-\bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o}$$

$$\bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o}, \quad \bar{I}_2 = \bar{I}_3 = 0$$

$$\bar{V}_1 = 0, \quad \bar{V}_2 = a^2 \bar{E} \left( 1 - \frac{\bar{Z}_d + a^2 \bar{Z}_i + a \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \right), \quad \bar{V}_3 = a \bar{E} \left( 1 - \frac{\bar{Z}_d + a \bar{Z}_i + a^2 \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \right)$$

➤ Défaut de terre impédant : soit  $3\bar{Z} \gg \bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o$

Donc on a

$$\bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{3\bar{Z}} = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}}$$

On retiendra que, en cas de défaut entre une phase et la terre :

- il y a apparition de composantes inverses et homopolaires des courants et des tensions ;
- la composante homopolaire du courant qui parcourt chaque phase est égale au tiers du courant réel de défaut et du courant réel de retour par le sol.

### III-8-4 Défaut triphasé

#### a- Ecriture des équations

➤ Dans la zone (D)

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = \bar{Z}(\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3)$$

➤ Dans la zone (S)

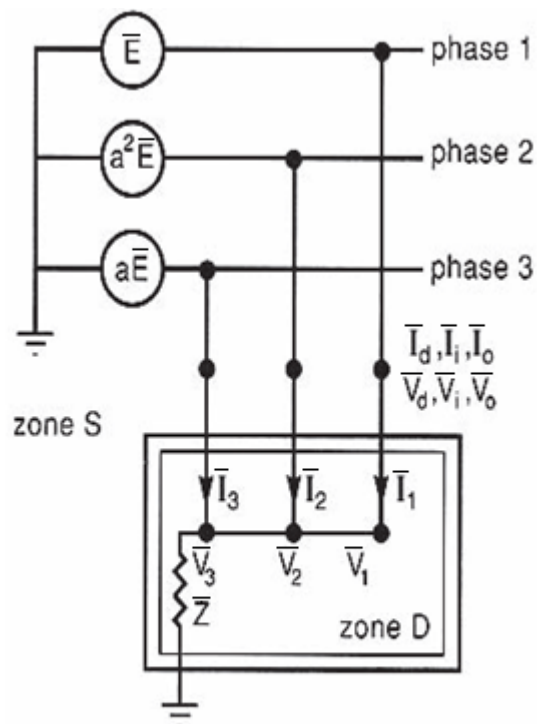
$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_o \end{cases}$$

➤ (D) - (S)

$$\begin{cases} \bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 = 3\bar{I}_o = \frac{\bar{V}_o}{\bar{Z}} \\ \bar{V}_d = \bar{V}_i = 0 \\ \bar{V}_1 = \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = \bar{V}_o \end{cases}$$

➤ Fonctionnement de (S)

$$\begin{cases} \bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ 0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i \\ 0 = \bar{V}_o + \bar{Z}_o \bar{I}_o \end{cases}$$



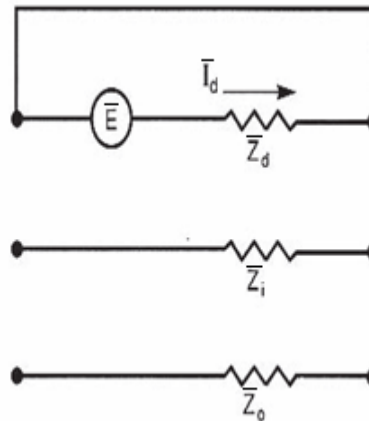
Fig(III-6): défaut triphasé

**b- Résolution des équations**

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d}, \quad \bar{I}_i = \bar{I}_o = 0$$

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_o = 0$$

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d} \\ \bar{I}_2 = a^2 \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d} \\ \bar{I}_3 = a \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d} \end{cases}$$



Fig(III-7):Schéma du réseau selon les composantes symétriques

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0$$

On retiendra que, en cas de défaut triphasé :

- les tensions au point de défaut sont nulles ;
- les courants constituent un système triphasé symétrique direct ;
- les résultats sont indépendants des valeurs  $\bar{Z}$ ,  $\bar{Z}_i$  et  $\bar{Z}_o$
- le courant de court-circuit au point de défaut est donné par :  $\bar{I}_1 = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d}$

**III-8-5 Défaut biphasé**

**III-9-5-1 Défaut biphasé terre (sans impédance Z)**

**a- Ecriture des équations**

➤ Dans la zone (D)

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{V}_3 = \bar{V}_2 = \bar{Z}(\bar{I}_2 + \bar{I}_3) \end{cases}$$

➤ Dans la zone (S)

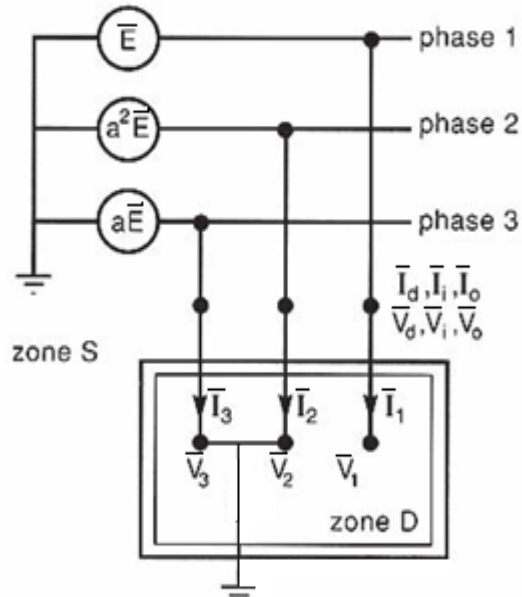
$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_o \end{cases}$$

➤ Dans la zone (D) et (S)

$$\begin{cases} \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0 \\ \bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_o \end{cases}$$

➤ Fonctionnement de (S)

$$\begin{cases} \bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ 0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i \\ 0 = \bar{V}_o + \bar{Z}_o \bar{I}_o \end{cases}$$



Fig(III-8):Défaut biphasé terre avec Z=0

Résolution des équations

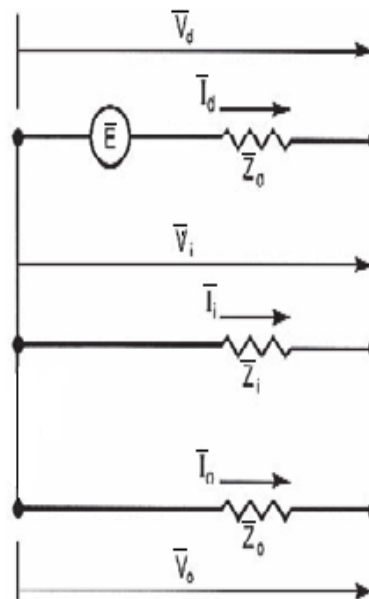
$$\begin{cases} \bar{I}_d = \frac{\bar{E} - \bar{V}_d}{\bar{Z}_d} \\ \bar{I}_i = -\frac{\bar{V}_i}{\bar{Z}_i} \\ \bar{I}_o = -\frac{\bar{V}_o}{\bar{Z}_o} \end{cases}$$

On sait que

$$\bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0 \text{ et } \bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_o$$

Donc :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_o = \bar{E} \frac{\bar{Z}_i \bar{Z}_o}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i}$$



Fig(III-9):Schéma du réseau selon les composantes symétriques

$$\begin{cases} \bar{I}_d = \frac{(\bar{Z}_i + \bar{Z}_o) \bar{E}}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \\ \bar{I}_i = \frac{-\bar{Z}_o \bar{E}}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \\ \bar{I}_o = \frac{-\bar{Z}_i \bar{E}}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \end{cases}$$

- Valeurs des tensions et des courants réels

Pour les courants :

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{I}_2 = -j\sqrt{3} \bar{E} \frac{\bar{Z}_o - a\bar{Z}_i}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \\ \bar{I}_3 = j\sqrt{3} \bar{E} \frac{\bar{Z}_o - a^2\bar{Z}_i}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \end{cases}$$

Pour les tensions :

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = 3\bar{E} \frac{\bar{Z}_i \bar{Z}_o}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \\ \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0 \end{cases}$$

**III-8-5-2 Défaut biphasé terre (avec impédance Z)**

$$\begin{cases} \bar{I}_d = \bar{E} \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3\bar{Z}}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i)(\bar{Z}_o + 3\bar{Z})} \\ \bar{I}_i = \bar{E} \frac{-(\bar{Z}_o + 3\bar{Z})}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i)(\bar{Z}_o + 3\bar{Z})} \\ \bar{I}_o = \bar{E} \frac{-\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i)(\bar{Z}_o + 3\bar{Z})} \end{cases}$$

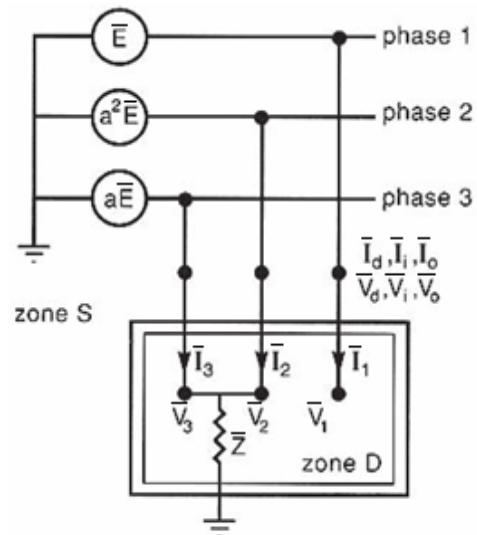


Fig (III- 10) :Défaut biphasé avec Z

$$\begin{cases} \bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{E} \frac{\bar{Z}_i (\bar{Z}_o + 3\bar{Z})}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i) (\bar{Z}_o + 3\bar{Z})} \\ \bar{V}_o = \bar{E} \frac{\bar{Z}_i \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i) (\bar{Z}_o + 3\bar{Z})} \end{cases}$$

-Valeurs des tensions et des courants réels

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{I}_2 = -j\sqrt{3}\bar{E} \frac{\bar{Z}_o + 3\bar{Z} - a\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i) (\bar{Z}_o + 3\bar{Z})} \\ \bar{I}_3 = j\sqrt{3}\bar{E} \frac{\bar{Z}_o + 3\bar{Z} - a^2\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i) (\bar{Z}_o + 3\bar{Z})} \end{cases}$$

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{E} \frac{3\bar{Z}_i (\bar{Z}_o + 2\bar{Z})}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i) (\bar{Z}_o + 3\bar{Z})} \\ \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = \bar{E} \frac{-3\bar{Z} \bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i) (\bar{Z}_o + 3\bar{Z})} \end{cases}$$

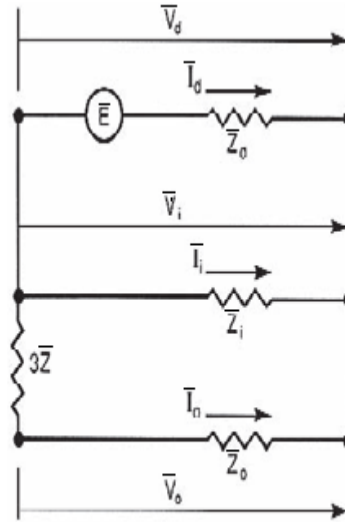


Fig (III-11):Schéma du réseau selon les composantes symétriques

### III-8-5-3 Défaut biphasé isolé

#### a- Ecriture des équations

➤ Dans la zone (D)

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{V}_2 = \bar{V}_3 \end{cases}$$

➤ Dans la zone (S)

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_o \end{cases}$$

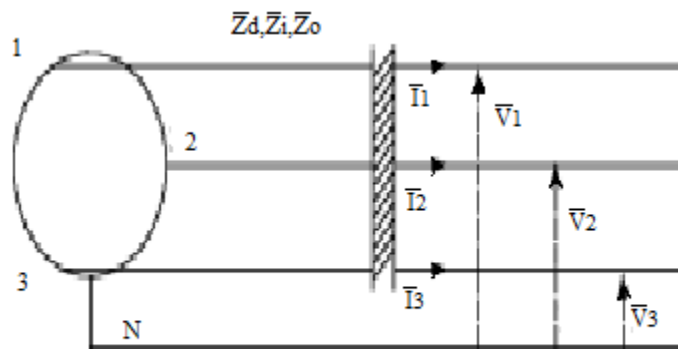


Fig (III- 12) :Défaut biphasé isolé

➤ Dans la zone (D) et (S)

$$\begin{cases} \bar{I}_d = -\bar{I}_i \\ \bar{V}_d = \bar{V}_i \end{cases}$$

➤ Fonctionnement de (S)

$$\begin{cases} \bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ 0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i \\ \bar{I}_o = 0, \bar{V}_o = 0 \end{cases}$$

**b- Résolution des équations**

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = -\bar{Z}_i \bar{I}_i = \bar{Z}_i \frac{\bar{E} - \bar{V}_d}{\bar{Z}_d} = \bar{V}_d$$

$$\begin{cases} \bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{E} \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \\ \bar{V}_o = 0 \end{cases}$$

$$\begin{cases} \bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \\ \bar{I}_i = -\frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \\ \bar{I}_o = 0 \end{cases}$$

Valeurs des tensions et des courants réels

Pour les courants :

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{I}_2 = \bar{I}_3 = -j\sqrt{3} \frac{E}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \end{cases}$$

-pour les tensions

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = 2\bar{E} \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \\ \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = -\bar{E} \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \end{cases}$$

On retiendra que, en cas de défaut biphasé isolé :

- il y a apparition de composantes inverses des courants et des tensions ;
- si  $\bar{Z}_d$  et  $\bar{Z}_i$  sont égaux en module, le courant de court-circuit dans les phases en défaut est égal à  $\frac{\sqrt{3}}{2}$  fois le courant de court-circuit triphasé.

### III-9 Calcul des impédances [5]

Le calcul des courants de défaut passe par la détermination des impédances directe, inverse et homopolaire équivalentes vues du point de défaut. Elles sont obtenues par la réduction du schéma global d'impédance de tous les matériels constituant le circuit électrique.

Le calcul de différentes impédances existant entre le départ 220 kV et le point de défaut qui se trouve sur le départ MT (30 kV) s'effectue comme suit :

#### III-9-1 Impédance du réseau HT ramenée en MT

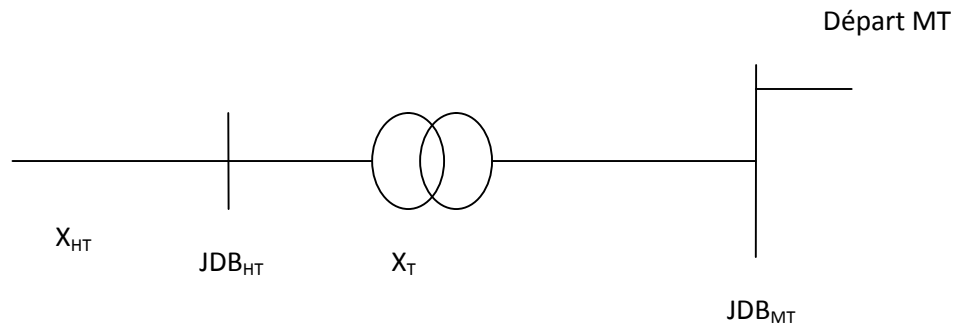


Fig (III - 13) : Impédance du réseau HT ramené en MT.

$$X_{HT} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} \quad U_n (kV) \quad S_{cc} (MVA)$$

Avec :  $U_n$  : Tension composée du réseau MT.

$S_{cc}$  : Puissance de court circuit coté HT.

### III-9-2 Impédance du transformateur HT/MT

Pour les gros transformateurs, la résistance est négligeable devant la réactance. Donc l'impédance est égale à la réactance.

$$X_T = \frac{U_{cc} \%}{100} \times \frac{U_{nt}^2 (kV)}{S_n (MVA)}$$

Avec :

$U_{cc}(\%)$ =Tension de court-circuit du transformateur.

$U_{nt}$ =Tension nominale secondaire du transformateur.

$S_n$ =Puissance nominale du transformateur.

Le tableau suivant donne la tension de court-circuit en fonction des puissances pour des tensions d'un réseau HT/MT données.

Tension des réseaux HT et MT (kV)	Puissance (MVA)	Tension de court-circuit (%)	Couplage	Rapport de transformation n
60/10	20	12.5	$Y_N/d_{11}$	60/10.5
	30			
60/30	20	12.5	$Y_N/Y_{n0}$	60/31.5
	30			
	40			
220/10	30	12.5	$Y_N/d_{11}$	220/10.5
220/30	20	12.5	$Y_N/Y_{n0}$	220/31.5
	30			
	40			
	60	15.3		

### III-9-3 Impédance du réseau MT

La résistance de la ligne R est égale à  $R_0L$

La réactance de la ligne X est égale à  $X_0L$

Avec :  $\left\{ \begin{array}{l} R_0 = \text{résistance linéaire de la ligne en } \Omega/\text{km.} \\ X_0 = \text{réactance linéaire de la ligne en } \Omega/\text{km.} \\ L = \text{longueur de la ligne en km.} \end{array} \right.$

Le tableau ci-dessous donne la résistance et le courant limite thermique en fonction de la section et de la nature du conducteur.

Nature	Section (mm <sup>2</sup> )	R 20°C ( $\Omega/\text{km}$ )	R 50°C ( $\Omega/\text{km}$ )	I <sub>LT</sub> (A)
Cuivre	30	0.627	0.701	109
	50	0.379	0.424	180
	70	0.269	0.300	210
	95	0.194	0.217	250
	120	0.157	0.176	300
	146	0.126	0.141	340
	185	0.099	0.111	400
Aluminium	25	1.200	1.345	78
	35	0.868	0.973	95
	50	0.641	0.918	114
	70	0.443	0.497	142
	95	0.320	0.359	172
	120	0.253	0.284	198
	150	0.206	0.231	225
	185	0.164	0.184	245
	240	0.125	0.140	305

### III-9-4 Impédances des lignes et des câbles

Les lignes et les câbles utilisés dans les réseaux de distribution possèdent une résistance souvent non négligeable devant leur réactance.

Ces éléments sont passifs, présentent au passage d'un courant équilibré une impédance dont la valeur est indépendante de l'ordre de succession des phases.

En conséquence les impédances directe et inverse de ces éléments sont identiques ( $\bar{Z}_d = \bar{Z}_i$ )

### III-10 Méthode des valeurs réduites pour le calcul du courant de court-circuit [4]

Les grandeurs physiques utilisées dans le calcul des courants de court-circuit sont :

- La puissance ;
- La tension ;
- Le courant ;
- L'impédance.

Elles peuvent être exprimées soit :

- En grandeurs absolues (avec dimensions) ;
- En pourcentages(%) ;
- En valeurs réduites (sans dimension).

Pour les systèmes complexes, il est préférable de faire le calcul des courants de court-circuit à l'aide des valeurs réduites.

#### Définition

La valeur réduite d'une grandeur physique donnée est le rapport de cette dernière sur une autre grandeur physique de même nature, choisit arbitrairement comme référence appelée «Grandeur de base ».

$$\text{Grandeur réduite} = \frac{\text{Grandeur réelle}}{\text{Grandeur de base}}$$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}, \quad Z_b = X_b = \frac{U_b}{I_b} = \frac{U_b^2}{S_b} \quad (R=0).$$

$I_b$  : Courant de base.

$U_b$  : Tension de base.

$S_b$  : Puissance de base.

$Z_b$  : Impédance de base.

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

$$S^* = \frac{S}{S_b}, \quad U^* = \frac{U}{U_b}, \quad I^* = \frac{I}{I_b}, \quad X^* = \frac{X}{X_b}.$$

### III-10-1 Réactances réduites des éléments constituant le réseau

#### ❖ Composantes directes et inverses

##### a- Ligne

$$X_L^* = X_0 L \frac{S_b}{U_b}$$

Avec

$X_0$  : Réactance de la ligne.

$L$  : Longueur de la ligne.

$S_b, U_b$  : Puissance et tension de base.

##### b-Alternateur

$$X^* = X_d'' \frac{S_b}{S_n} \frac{U_n^2}{U_b^2},$$

$X_d''$  : Réactance subtransitoire.

##### c-Transformateur à deux enroulements

$$X_{tr}^* = U_{cc}^{12} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_n^2}{U_b^2}$$

Avec :

$U_{cc}^{12}$  : Tension de court-circuit du transformateur.

$U_n, S_n$  : Puissance et tension nominales.

##### d-Transformateur à trois enroulements

Le calcul se fait en deux étapes :

Première étape :

$$X_{12}^* = U_{cc}^{12} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{ln}^2}{U_b^2}$$

$$X_{23}^* = U_{cc}^{23} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{ln}^2}{U_b^2}$$

$$X_{31}^* = U_{cc}^{31} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{ln}^2}{U_b^2}$$

Deuxième étape :

$$X_1^* = \frac{1}{2} (X_{12}^* + X_{31}^* - X_{23}^*)$$

$$X_2^* = \frac{1}{2} (X_{12}^* + X_{23}^* - X_{31}^*)$$

$$X_3^* = \frac{1}{2} (X_{31}^* + X_{23}^* - X_{12}^*)$$

**Remarque :**

Toutes les réactances sont ramenées au primaire.

### e-Réseaux amont

$$X_r^* = \frac{S_b}{S_{cc}}$$

Avec :  $S_{cc}$  : puissance de court-circuit.

$S_b$  : Puissance de base.

### B-Composantes homopolaires

La réactance homopolaire dépend :

- Du mode de liaison couplage des enroulements ;
- Du mode de couplage des enroulements ;
- De la nature du circuit magnétique.

On utilise les valeurs pratiques, à savoir :

**a- Ligne :**  $X_0^* = 3X_d^*$  (deux lignes sur le même pylône)

### b- Transformateur :

$$X_0^* = X_d^* \quad (\text{Y/Y}) \text{ Flux libre}$$

$$X_0^* = 10X_d^* \quad (\text{Y/Y}) \text{ Flux forcé}$$

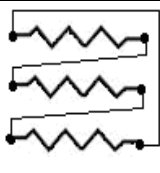
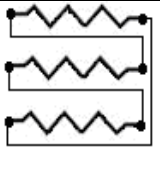

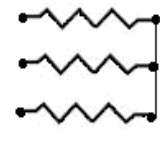
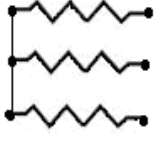

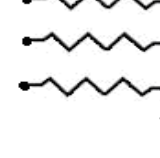
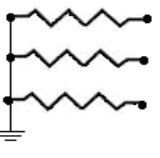

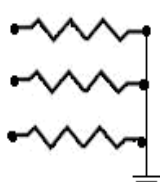
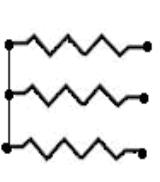
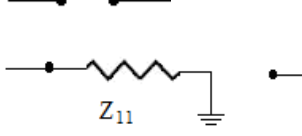
$$X_0^* = X_d^* \quad (\text{Y/ } \Delta \text{ /Y})$$

Transformateur (vu du secondaire)		Réactance homopolaire
Pas de neutre		
Yyn ou Zyn	F.L	
	F.F	10 à 15 $Z_d$
Dyn ou YNyn		$Z_d$
Primaire zn		0,1 à 0,2 $Z_d$

F.L : Flux libre

Tableau (III-4) :

F.F : Flux forcé

Groupement		Schéma unifilaire équivalent	Valeur de la réactance homopolaire du transformateur, vue	
Primaire	Secondaire		primaire	secondaire
				
				
			$Z_d$	$Z_d$
			F. L. : F. F : $Z_{11} = 10$ à $15$ fois $Z_d$	F. L. : F. F. :

			$Z_{12}=Z_d$	
				$Z_{22}=1\%$ de $S_n$

Tableau (III-5) : les valeurs de l'impédance homopolaire en fonction du couplage des transformateurs.

### III-11 Conclusion

D'après ce chapitre, nous concluons que pour nous permettre de bien dimensionner les protections, il faut tout d'abord une analyse mathématique (méthodes des composantes symétriques) des courants de court-circuit. C'est une étape très importante car elle nous renseigne sur l'ordre de grandeur des courants des différents types de court-circuit.

En effet, les courants de court-circuit sont des incidents qu'il faut éliminer dans un laps de temps pour limiter les conséquences et les effets néfastes sur le fonctionnement des réseaux, la tenue du matériel et surtout la sécurité des personnes.

### IV-1 Introduction

Toutes les protections doivent être conçues afin d'assurer le maximum de service. Pour cela, on utilise différents appareils de protection comme les relais.

Notre application consiste à régler les relais sur deux départs d'un poste HT/MT Oued-Aissi.

### IV-2 Calcul des courants de court circuit

#### IV-2-1 Courant de court circuit triphasé

Le courant de court circuit est donné par la formule suivante :

$$I_{cc3ph} = \frac{E}{Z_d} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_d}$$

E : fem de la source ou tension simple V.

Z<sub>d</sub> : impédance équivalente dans le système direct.

#### IV-2-2 Courant de court circuit biphasé

Le courant dans la phase en défaut est :

$$I_{cc2ph} = \frac{U}{Z_d + Z_i}$$

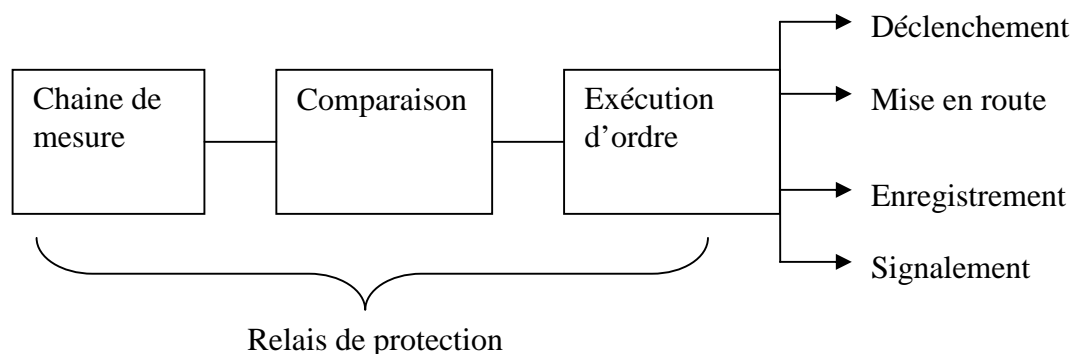
$$Z_d = Z_i$$

$$\Rightarrow I_{cc2ph} = \frac{U}{2 Z_d}$$

Z<sub>i</sub> : impédance équivalente dans le système inverse.

Z<sub>d</sub> : impédance équivalente dans le système directe.

### IV-3 Plan de protection



Le relais de protection utilisé peut être un relais Ampèremétrique, Voltmétrique....  
Pour leurs identifications il faut voir les références et la désignation du constructeur qui a sa propre désignation.

**Exemple :** Siemens TA5320R/TA5321R

- Siemens commence par T
- La lettre A représente le courant.
- Le premier chiffre donne le nombre des TC (5).
- Le deuxième chiffre donne le nombre de seuils qui peuvent être affichés (3).
- Le troisième chiffre donne le nombre de temporisation.
- Le quatrième chiffre (0) : pas de déclenchement en instantané ;  
(1) : nombre de sorties instantanées.
- La lettre R représente le régime spécial exploitation.

### IV-3-1 Les transformateurs de courant TC

#### IV-3-1-1 Les caractéristiques du TC

- Les TC avec une sortie 5A ou 1A, exp : 100/5 A, 100 /1 A, 200/5 A, 60/5 A.
- Rapport de transformation, exp : 100/5=20 A ...
- Classe de précision : c'est l'erreur qui peut être provoquée sur le module et la phase.
- Puissance de précision : puissance consommée par le secondaire sans modification de la classe de précision.
- Le TC possède 5 bornes : S<sub>1</sub>, S<sub>2</sub>, P<sub>1</sub>, P<sub>2</sub>, Terre.
- Le secondaire du TC n'est jamais ouvert (S<sub>2</sub>).
- Un TC doit avoir : S<sub>1</sub> et S<sub>2</sub> court circuitées avant de rentrer à l'ampèremètre (quand il est en charge).

#### IV-3-1-2 L'interconnexion des TC

Dans la fig (IV-1) qui suit on a :  $I_R = I_1 + I_2 + I_3$

$I_R$  : Courant résiduel

- Si on inverse les pôles et le courant pénètre par P<sub>2</sub>, on aura :  $I_1 + I_2 - I_3 \neq I_R$ , donc il faut prendre P<sub>1</sub> comme entrée du courant et P<sub>2</sub> comme sortie du courant.

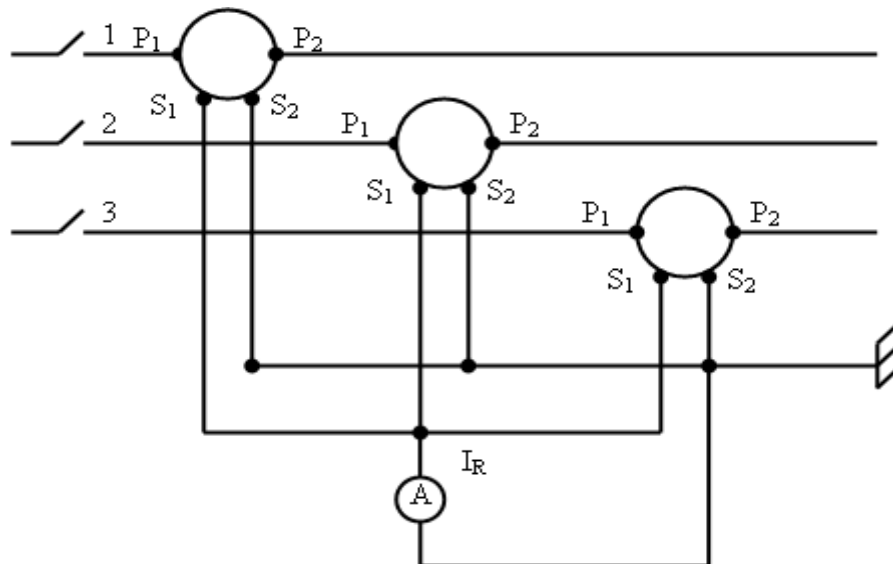
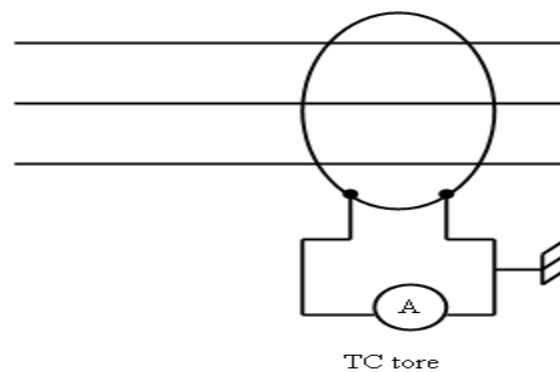


Fig : (IV-1)

$$TC_1 = TC_2 = TC_3$$

Du point de vue précision, le TC tore est plus précis que les trois TC. Pour un câble, de préférence d'utiliser un TC tore, comme suit :



### IV-3-1-3 Détection de défauts polyphasés

Il suffit de deux relais pour détecter n'importe qu'elle défaut entre phases :  
Le schéma suivant le montre. (Fig (IV-2))

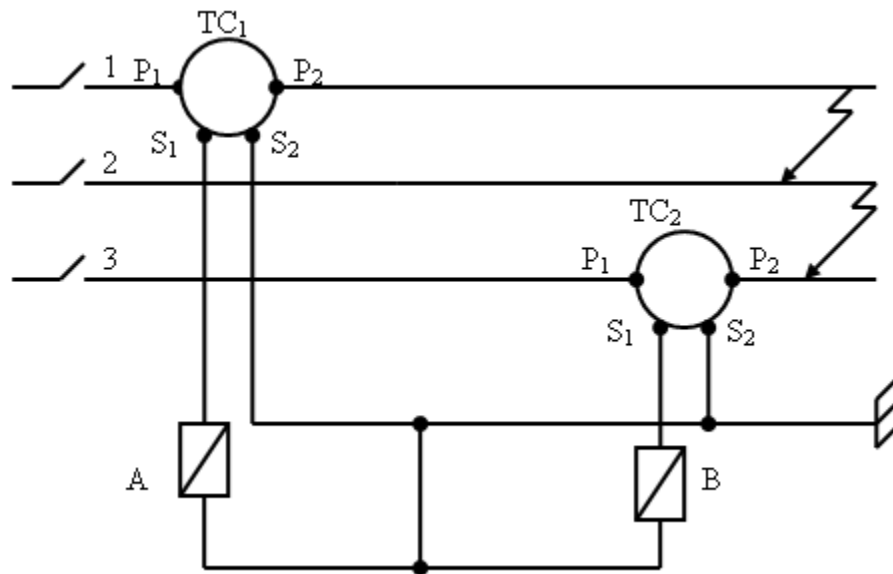


Fig (IV-2)

$$TC_1 = TC_2$$

- Si on a un court-circuit entre la phase (1) et la phase (2)  $\Rightarrow$  le courant augmente, le relais A va être excité et si le courant atteint le seuil affiché il doit se déclencher.
- Si on a un court-circuit entre phase (2) et (3) donc il sera détecté par le relais B.
- Si on a un court-circuit entre phase (1) et (3) donc il sera détecté par les relais A et B.
- Pour le cas de défaut à la terre, on utilise le système avec deux TC de phase et un TC homopolaire. Fig (IV-3)

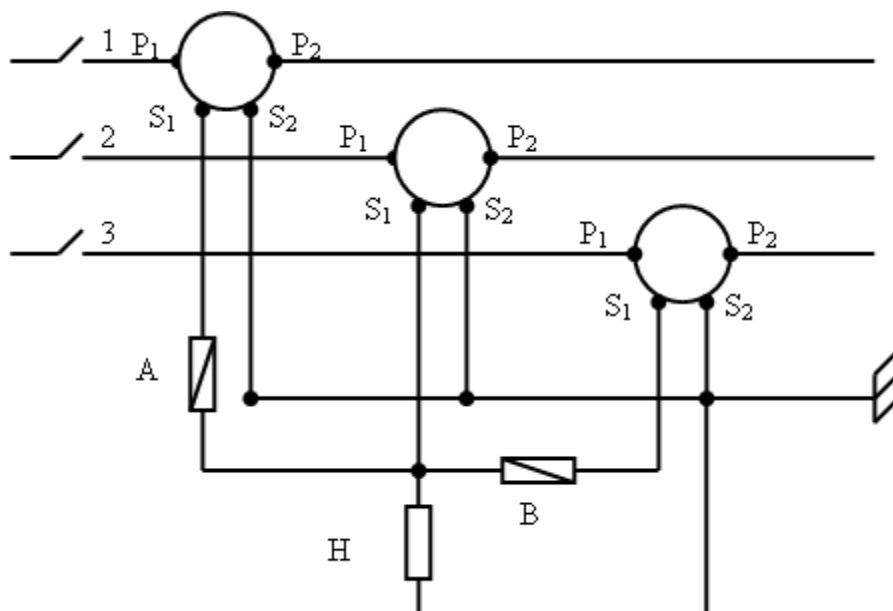


Fig (IV-3)

La somme des courants de sortie au niveau de  $S_1$  donne le courant homopolaire qui passe par le relais H.

Le TC homopolaire peut être placé sur n'importe quelle phase.

### IV-4 Réglage du relais

Le réglage du relais de phase se fera par rapport à la valeur du courant le plus faible qui correspond à  $I_{cc2ph}$

Si le courant atteint 80% du courant de court-circuit biphasé le déclenchement doit se faire. On a :  $I_{Reg} \geq 0.8 I_{cc2ph}$

Pour intégrer la surcharge, on prend

$$\begin{cases} 1.3 I_{N_{TC}} \geq I_{Reg} \geq 0.8 I_{cc2ph} \\ 1.3 I_{N_{TC}} \geq I_{Reg} \geq K.I_{LTh} \end{cases}$$

$I_{LTh}$  : Courant limite thermique

K : Facteur de surcharge

### IV-5 Méthode de calcul

Pour un schéma type suivant :

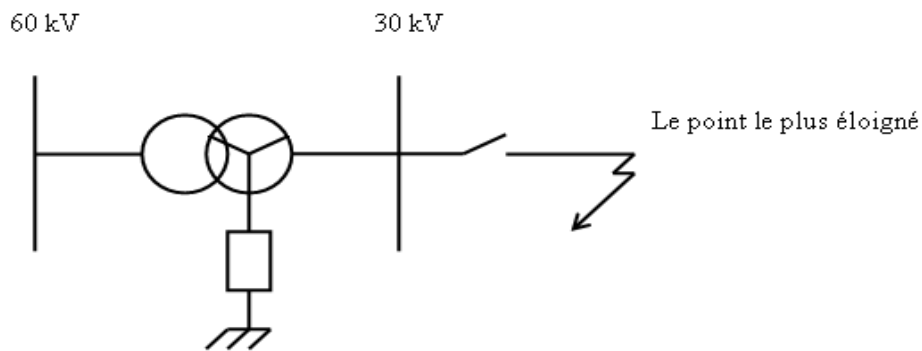
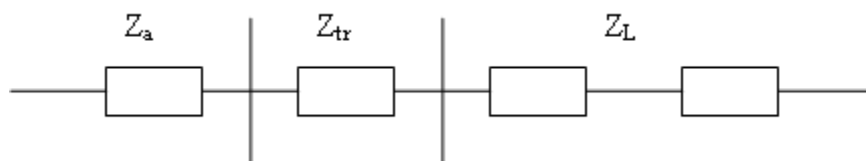


Fig (IV-4)

Le schéma électrique équivalent



$Z_a$  : Impédance amont (jeu de barres 60 kV)

$Z_{tr}$  : Impédance du transformateur

$Z_L$  : Impédance de la ligne

- Pour le réseau amont

$$Z_{da} = \frac{U^2}{S_{cc}}$$

$S_{cc}$  : Puissance de court-circuit du jeu de barres (60 kV)

$Z_{da}$  : Impédance direct amont

- Pour le transformateur

$$Z_{dtr} = \frac{U_{cc}}{100} \frac{(1.1 U_n)^2}{S_n}$$

On utilise  $(1.1 U_n)$  si le transformateur à un régleur en charge et  $(U_n)$  si le transformateur est sans régleur.

$S_n$  : Puissance nominale du transformateur.

- Pour la ligne

$$Z_{dL} = L(R_0 + jX_0)$$

$R_0$  : Résistance de la ligne en  $\Omega/km$

$X_0$  : Réactance de la ligne en  $\Omega/km$

$$Z_d = jX_a + jX_{tr} + jX_L + R_L$$

### IV-6 Application sur deux départs

Le schéma qu'on va utiliser pour notre application est le suivant :

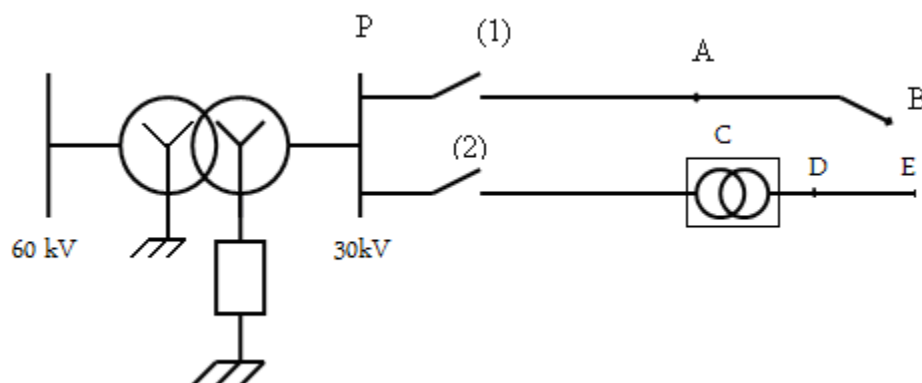


Fig (IV-5)

B : le point le plus loin

[PA]=30 km pour une section =93.3mm<sup>2</sup>

[AB]=14 km pour une section =34.4mm<sup>2</sup>

### IV-6-1 Les données technique du départ (1)

Transformateur

60/30 kV

S<sub>n</sub>=40 MVA

U<sub>cc</sub>=10%

Jeu de barres amont 60 kV

S<sub>cc</sub>=300 MVA

Ligne

$$L_{\text{totale}} = \begin{cases} 100 \text{ km (avec dérivation)} \\ 2 \text{ km (de câble)} \end{cases}$$

On doit calculer  $X_a, X_{tr}, X_L \text{ et } R_L$

**- Pour le jeu de barres amont**

$$X_a = \frac{U^2}{S_{cc}}$$

$$X_a = \frac{30^2}{300} = j3 \Omega$$

**- Pour le transformateur**

$$Z_{tr} = \frac{U_{cc}}{100} \frac{(1.1 U_n)^2}{S_n}$$

$$Z_{tr} = \frac{10}{100} \frac{(1.1 \cdot 30)^2}{40} = j2.72 \Omega$$

**- Pour la ligne**

$$Z_{d_L} = L(R_{0L} + X_{0L})$$

On a

$$X_{0L} = 0.4 \frac{\Omega}{Km} \quad \text{Quelque soit la section}$$

Et pour le calcul de R<sub>0L</sub> on a le tableau suivant :

La nature	La résistivité ( $\Omega/km$ )
cuivre	$\frac{18}{S}$ (S en mm <sup>2</sup> )
L'almélec	$\frac{33}{S}$ (S en mm <sup>2</sup> )
L'acier +l'aluminium	$\frac{36}{S}$ (S en mm <sup>2</sup> )

Dans notre cas on a l'almélec donc :

$$R_{0L} = \frac{33}{93.3} = 0.353 \quad \Omega/km \quad \text{Pour } s=93.3\text{mm}^2$$

$$R_{0L} = \frac{33}{34.4} = 0.96 \quad \Omega/km \quad \text{Pour } s=34.4\text{mm}^2$$

$$Z_L = R_L + jX_L$$

$$Z_{dL} = L(R_{0L} + X_{0L})$$

$$Z_{dL} = 30(0.353 + j0.4) + 14(0.96 + j0.4)$$

$$Z_{dL} = 10.6 + j12 + 13.44 + j5.6$$

$$Z_{dL} = 24.04 + j17.6$$

Pour tout le schéma, on aura

$$Z_{dTotale} = j3 + j2.72 + 24.04 + j17.6$$

$$Z_{dTotale} = 24.04 + j23.32$$

#### IV-6-1-1 Calcul de courant de court-circuit biphasé et triphasé

$$I_{cc2ph} = \frac{U}{2 Z_{dTotale}}$$

$$\Rightarrow I_{cc2ph} = \frac{U}{2 \sqrt{R_{Tot}^2 + X_{Tot}^2}}$$

$$\Rightarrow I_{cc2ph} = \frac{30000}{2 \sqrt{24.04^2 + 23.32^2}} = 447.86 \text{ A}$$

$$I_{cc2ph} = 447.86 \text{ A}$$

$$I_{cc3ph} = \frac{2 I_{cc2ph}}{\sqrt{3}} = \frac{2 \times 447.86}{\sqrt{3}} = 517.14 \text{ A}$$

### IV-6-1-2 Réglage du relais de phases

On a :

$$\begin{cases} 1.3 I_{NTC} \text{ p } I_{Reg} \text{ p } 0.8 I_{cc2ph} \\ 1.3 I_{NTC} \text{ p } I_{Reg} \text{ p } K.I_{LTh} \end{cases}$$

$$0.8 I_{cc2ph} = 0.8 \times 447.68 = 359 \text{ A}$$

D'après le tableau (I-3) on a :

$$I_{Lth(93,3^2)} = 270 \text{ A (Limite thermique pour } s=93.3\text{mm}^2)$$

$$I_{Lth(34,3^2)} = 140 \text{ A (Limite thermique pour } s=34.3\text{mm}^2)$$

$$1.3 I_{NTC} = 1.3 \times 100 = 130 \text{ A}$$

$$K = 1.2 \quad \text{Pour l'almélec}$$

$$K I_{Lth} = 1.2 \times 140 = 168 \text{ A}$$

Dans ce cas le réglage se fait uniquement par rapport à la limite thermique pour la section  $S = 34.3\text{mm}^2$ .

Donc :

$$130 \text{ A p } I_{Reg} \text{ p } 168 \text{ A}$$

On peut prendre  $I_{Reg} = 140 \text{ A}$  (C'est un choix)

Si on a un TC 100/5 A donc le rapport égale à 20

$$\Rightarrow I_{RegBT} = \frac{140}{20} = 7 \text{ A}$$

Donc les relais de phase au bout de la ligne doivent être réglés à 7A puisque les TC ont un rapport de 100/5 A = 20A.

$$\text{Si le TC a un rapport de } 200/5 \text{ A} = 40 \text{ A} \Rightarrow I_{RegBT} = \frac{140}{40} = 3.5 \text{ A} .$$

$$\text{Si le TC a un rapport de } 100/1 \text{ A} = 100 \text{ A} \Rightarrow I_{RegBT} = \frac{140}{100} = 1.5 \text{ A} .$$

Ce sont les valeurs à afficher sur les relais de phase au bout de la ligne

Le I violent se produit si on a un défaut dans la première moitié de la ligne

$$\Rightarrow \begin{cases} I_{Reg} = 140 \text{ A} & \text{Pour le bout de la ligne} \Rightarrow I_{RegBT} = 7 \text{ A pour TC } 100/5 \text{ A} \\ I_{Reg} = 2 \times 140 \text{ A} = 280 \text{ A} & \text{Pour le I violent (deux fois le bout de la ligne)} \\ \Rightarrow I_{RegBT} = 14 \text{ A pour TC } 100/5 \text{ A} \end{cases}$$

Dans le cas de défaut violent, on règle sans réenclenchement

### IV-6-1-3 Réglage du relais homopolaire

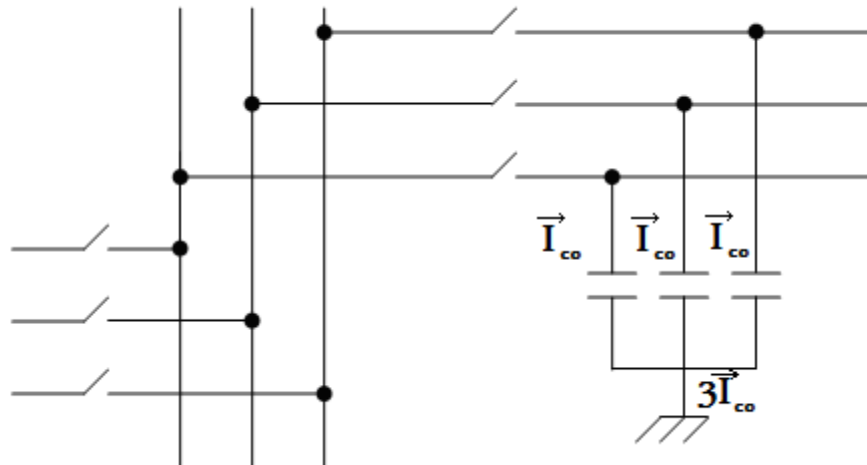


Fig (IV-6)

$$I_{co} = VC\omega$$

On ajoute le coefficient  $K$  pour que le relais ne se déclenche pas pour des courants capacitif  $I_{co}$ , donc le courant de réglage doit être supérieure à  $K 3 I_{co}$

En 30 kV :

$$3 I_{co} = 0.081 \text{ A/km} \quad (\text{Aérien})$$

$$3 I_{co} = 5.38 \text{ A/km} \quad (\text{Sous terrain})$$

On a :

$$3 I_{co} (\text{Départ}) = 3 I_{co} (\text{Aérien}) + 3 I_{co} (\text{Sous terrain})$$

$$3 I_{co} (\text{Départ}) = 0.081 \times 100 (\text{km}) + 5.38 \times 2 (\text{km})$$

$$3 I_{co} (\text{Départ}) = 8.1 + 10.76 = 18.86 \text{ A}$$

Pour  $K = 1.5$

$$I_{oR} \text{ f } 1.5 \times 18.86$$

$$I_{oR} \text{ f } 28.29 \text{ A}$$

La valeur affichée en BT pour des TC 100/5 A, soit un rapport de 20

$$\Rightarrow I_{oRBT} \text{ f } \frac{28.29}{20}$$

$$\Rightarrow I_{oRBT} \text{ f } 1.4 \text{ A}$$

Donc on prend  $I_{oRBT} = 1.5 \text{ A}$  (courant affiché pour la protection pour le défaut homopolaire).

L'objectif est que le relais ne se déclenche pas pour le courant capacitif  $3 I_{co}$  qu'il faut calculer, pour une valeur supérieure à celle-ci, on est sûr que le relais se déclenchera pour un défaut homopolaire.

En cas de défaut juste à la sortie du transformateur, la résistance R est utilisée pour limité le courant de défaut qui est inférieur à 300A en aérien et inférieur à 1000A en souterrain. Pour un alternateur, le courant qui revient par le neutre ne doit pas dépasser 20A.

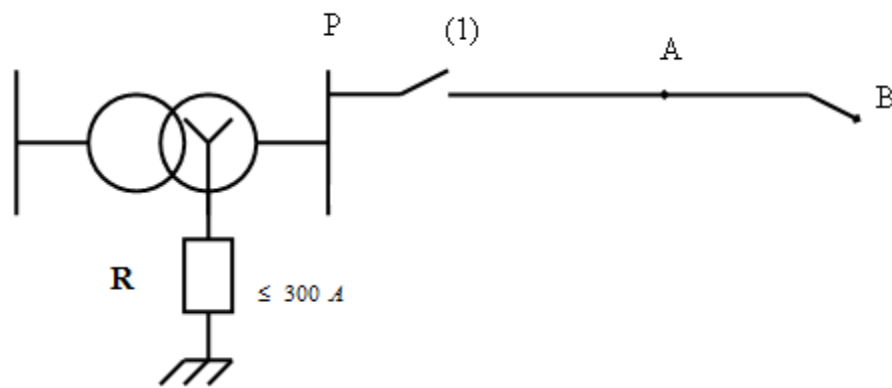


Fig (IV-7)

Pour avoir donc un courant  $I \leq 300 \text{ A}$ , on utilise une résistance :

$$R = \frac{E}{I} = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 300} = 57.7 \text{ } \Omega$$

$R = 57.7 \text{ } \Omega$  : C'est une résistance mise en série avec le neutre du transformateur.

Pour un  $I_{oRBT} = 1.5 \text{ A} \Rightarrow I_{oRHT} = 30 \text{ A}$

On aura en régime de défaut

$$\frac{U}{\sqrt{3}} = I_{oRHT} (R + R_{def})$$

$$\Rightarrow R_{def} = \frac{U}{\sqrt{3} I_{oRHT}} - R$$

$$R_{def} = \frac{30000}{30 \times \sqrt{3}} - 57.7 = 519.65 \Omega$$

Donc pour tout défaut dont la résistance est supérieure à 519.65 Ω est considéré comme terre résistante et il ne sera pas détecté par la protection.

### IV-6-2 Les données technique du départ (2)

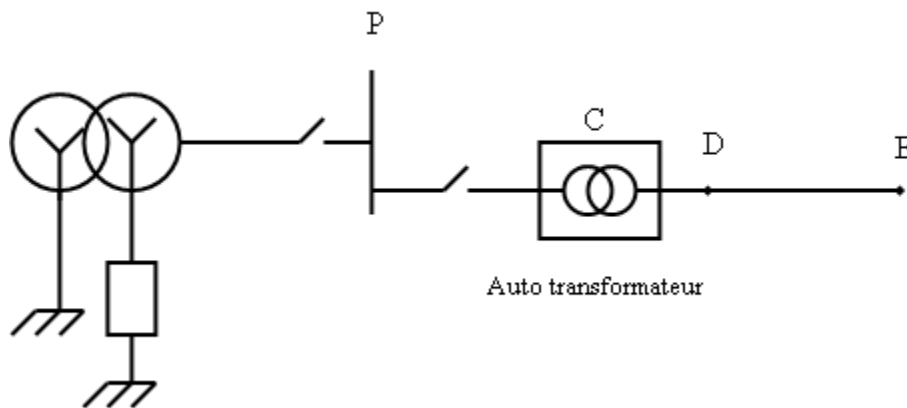


Fig (IV-8)

Transformateur 60/30kV

$$S_n = 40 \text{ MVA}$$

$$U_{cc} = 10\%$$

Jeu de barres amont 60 kV

$$S_{cc} = 300 \text{ MVA}$$

Le tronçon [PC] (Almélec)

$$L = 10 \text{ km} / 30 \text{ kV}$$

$$S = 93.3 \text{ mm}^2$$

Autotransformateur 30/10 kV

$$S_n = 10 \text{ MVA}$$

$$U_{cc} = 4\%$$

Le tronçon [CD]

$$L = 12 \text{ km}$$

$$S = 93.3 \text{ mm}^2$$

Le tronçon [DE]

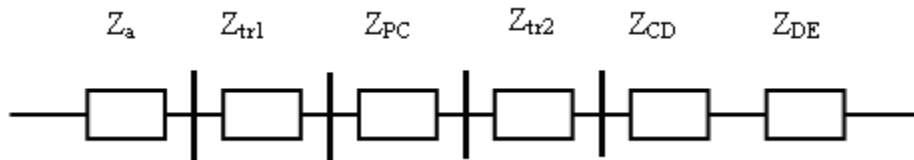
$$L = 7 \text{ km}$$

$$S = 34.3 \text{ mm}^2$$

Longueur totale aérien (30kV) = 10 km

Longueur totale aérien (10kV) = 80 km

Le schéma électrique équivalent :



On doit calculer  $X_a, X_{tr1}, Z_{PC}, X_{tr2}, Z_{CD}$  et  $Z_{DE}$

Réseau amont

$$X_a = j3 \Omega$$

$$Z_{tr1} = j2.72 \Omega$$

Tronçon [PC]

$$Z_{PC} = L(R_0 + jX_0)$$

$$Z_{PC} = 10(0.35 + j0.4) = 3.5 + j4 \Omega$$

Autotransformateur

$$X_{tr2(30kV)} = \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{4}{100} \times \frac{30^2}{10} = j3.6 \Omega$$

$$X_{tr2(10kV)} = \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{4}{100} \times \frac{10^2}{10} = j0.4 \Omega$$

Tronçon [CD]

$$Z_{CD(10kV)} = L(R_0 + jX_0) = 12(0.35 + j0.4) = 4.2 + j4.8 \Omega$$

Pour ramener l'impédance  $Z_{CD}$  au niveau de tension 30 kV, on la multiplie par le

rapport  $\left(\frac{30}{10}\right)^2$ .

$$Z_{CD(30kV)} = Z_{CD(10kV)} \left(\frac{30}{10}\right)^2 = 37.8 + j43.2 \Omega$$

Tronçon [DE]

$$Z_{DE(10kV)} = L(R_0 + jX_0) = 7(0.96 + j0.4) = 6.72 + j2.8 \Omega$$

$$Z_{DE(30kV)} = Z_{DE(10kV)} \left( \frac{30}{10} \right)^2 = 60.48 + j25.2 \Omega$$

Le résultat total

$$Z_d = X_a + X_{tr1} + Z_{PC} + X_{tr2} + Z_{CD(30)} + Z_{DE(30)}$$

$$Z_d = j3 + j2.72 + 3.5 + j4 + j3.6 + 37.8 + j43.2 + 36.8 + j25.2$$

$$Z_d = 101.78 + j81.72 \Omega$$

#### IV-6-2-1 Calcul de courant de court-circuit biphasé

$$I_{cc2ph} = \frac{U}{2 Z_{dTotale}}$$

$$\Rightarrow I_{cc2ph} = \frac{U}{2 \sqrt{R_{Tot}^2 + X_{Tot}^2}} = \frac{30000}{2 \sqrt{101.78^2 + 82.32^2}} = 114.6 \text{ A}$$

#### IV-6-2-2 Réglage du relais de phase

On prend 80% du courant biphasé de défaut (coté 30 kV)

$$\begin{cases} 1.3 I_{N_{TC}} \text{ p } I_{Reg} \text{ p } 0.8 I_{cc2ph} \\ 1.3 I_{N_{TC}} \text{ p } I_{Reg} \text{ p } K \cdot I_{LTh} \end{cases}$$

$$0.8 I_{cc2ph} = 0.8 \times 114.6 = 91.68 \text{ A}$$

$$\text{Pour le TC } 60/5 \text{ A} \Rightarrow 1.3 \times 60 = 78 \text{ A}$$

$$K = 1.2 \text{ Pour l'almélec}$$

$$K I_{Lth} = 1.2 \times 140 = 168 \text{ A}$$

$$\begin{cases} 78 \text{ A p } I_{Reg} \text{ p } 91.68 \text{ A} \\ 78 \text{ A p } I_{Reg} \text{ p } 168 \text{ A} \end{cases}$$

$$\text{On prend : } I_{Reg} = 80 \text{ A}$$

#### IV-6-2-3 Réglage du relais homopolaire

$$I_{oR} \text{ f } K \text{ } 3 I_{co}$$

$$\text{En } 30 \text{ kV : } 3 I_{co} = 0.081 \text{ A/km (aérien)}$$

$$3 I_{co} (\text{Départ}) = 0.081 \times 10 (\text{km}) = 0.81 \text{ A}$$

Pour  $K = 1.5 \Rightarrow I_{oR} \text{ f } 1.5 \times 0.81$

$$\Rightarrow I_{oR} \text{ f } 1.21 \text{ A}$$

La valeur à afficher en BT pour des TC 60/5 soit un rapport de 12  $\Rightarrow I_{oRBT} \text{ f } \frac{1.21}{12}$

$$\Rightarrow I_{oRBT} \text{ f } 0.1 \text{ A}$$

Donc on prend :  $I_{oRBT} = 0.2 \text{ A}$  courant affiché pour la protection de défaut homopolaire.

La figure suivante représente le schéma final avec la protection

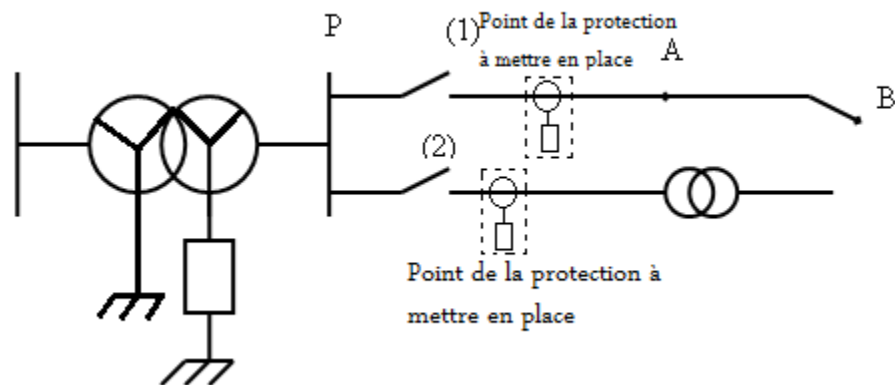


Fig (IV-9)

### IV-7 Conclusion

Dans notre application nous avons montré que le réglage d'un relais se fait par rapport au courant de court-circuit biphasé le plus faible, et ce courant correspond à une impédance  $Z_d$  la plus élevée ce qui fait la longueur la plus importante. Quand un courant de défaut plus important survient la protection fonctionnera.

# Conclusion générale

Notre projet consistait à installer les relais de protection au niveau de deux départs sur le poste HT/MT de Oued-Aissi Tizi-Ouzou.

Durant notre travail, nous nous sommes basé sur l'étude des protections d'un réseau de distribution moyenne tension. Nous avons débuté notre travail par des généralités sur les réseaux électriques qui assurent le lien entre les sites de production et les différents points de consommation, et traité successivement le système de protection et les différents appareils de protection qui sont une condition nécessaire pour l'amélioration de la continuité et la qualité de service.

Notre étude des défauts qui peuvent affecter un réseau moyenne tension et la méthode de calcul des courants de court-circuit nous est été d'un plus à nos informations.

L'application de cette méthode sur le poste HT/MT Oued-Aissi Tizi-Ouzou précisément sur deux départs, nous a permis d'avoir une idée de la méthode utilisée au niveau de la SONELGAZ pour le réglage des relais de protection.

# BIBLIOGRAPHIE

[1] : « Restructuration du réseau électrique moyenne tension 30 kV du centre de Tizi-Ouzou » Mémoire d'ingénieur université de Tizi-Ouzou année 1999.

[2] : Mr A.CHIBAH « Etude de la protection du réseau MT de l'ENEL » Mémoire d'ingénieur université de Tizi-Ouzou année 2008.

[3] : H.BOYER, M.NORBERT et R.PHILIPPE « Production, transport et distribution de l'énergie électrique tome 4 » édition de la Capitelle.

[4] : M<sup>elle</sup> H.BELMAHDI et M<sup>elle</sup> N.ABDELLI « Etude de la protection d'un réseau de distribution moyenne tension. Application au poste de transformation et de distribution HT/MT Oued Aissi/Tizou-Ouzou » Mémoire d'ingénieur université de Tizi-Ouzou année 2008.

[5] : M<sup>elle</sup> S.Khmri et M<sup>elle</sup> B.Maouel « Dimensionnement, protection numérique et mise en service d'une installation électrique et de son réseau de distribution » Mémoire d'ingénieur université de Tizi-Ouzou année 2009.

[6] : CRISTIAN PURET « Les réseaux de distribution publiques moyenne tension dans le monde » Cahier technique N°155, année 1991.

[7] : MICHEN ORTHAC « Le transformateur de courant pour la protection en HT » Cahier technique N°164, année 1992.

[8] : Technique d'ingénieur d 4810.

[9] : MERLIN GERIN « Protection des réseaux par le système de sélectivité logique » Cahier technique N°002, édition 1990.

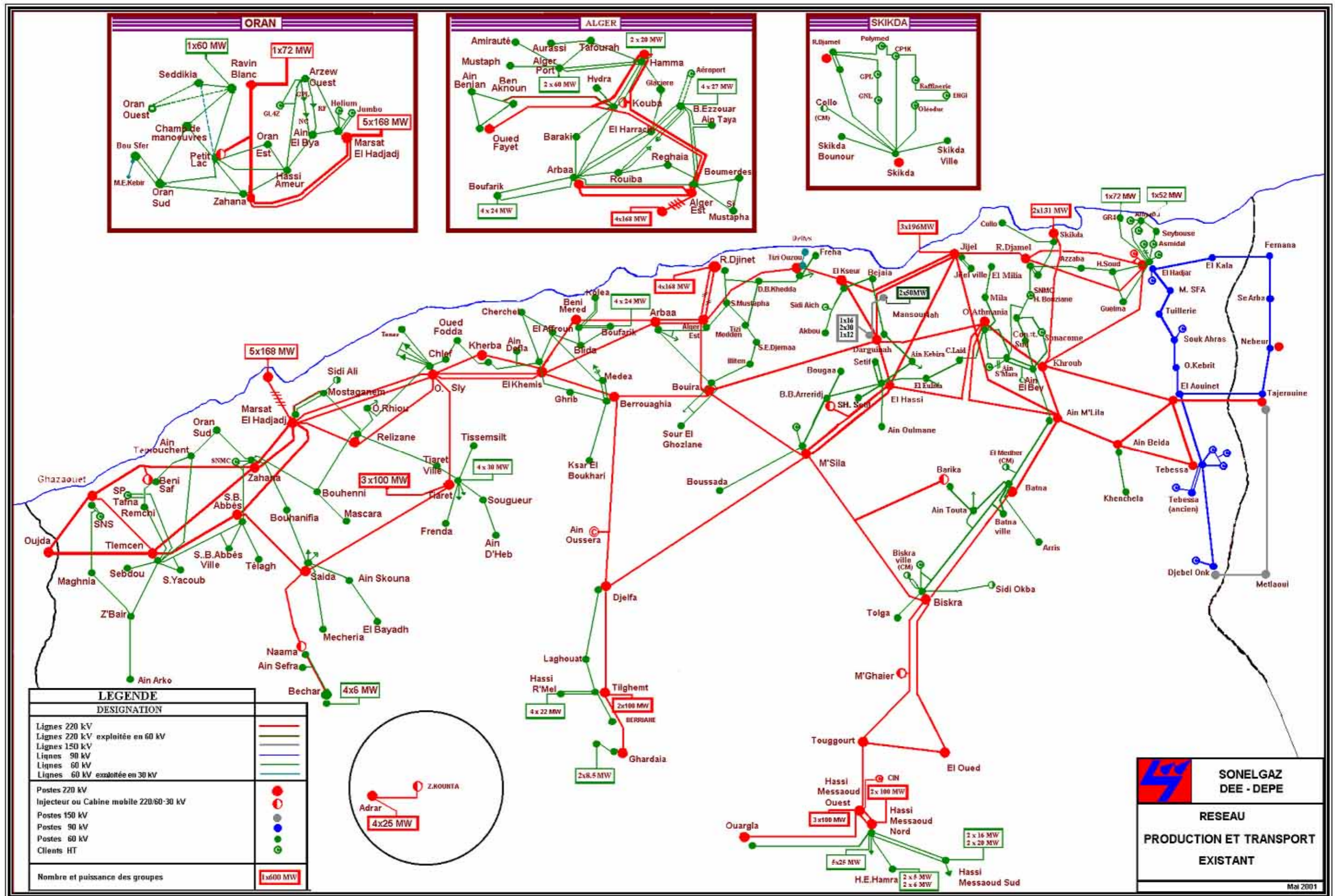
[10] : PIERRE-GOSEPH LAURENT, L.PAMELARD « Le relais de protection thermique ».

[11] : CHARLES MULERTT « Fusible moyenne tension EUROPEENS » année 2005.

[12] : Technique d'ingénieur d4805.

[13] : MERLIN GERIN « Calcul des courants de court-circuit » Cahier technique N°158, Schneider électrique.

[14] : MERLIN GERIN « Analyse des réseaux triphasé en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques » Cahier technique N°18, Schneider électrique



Carte du Réseau National de Production et de Transport d'Electricité

# RESUME

Notre projet consiste à l'étude de la protection d'un réseau de distribution MT avec une application d'un réglage des relais de protection au niveau de deux départs du poste de Oued-Aissi.

L'utilisation de l'énergie électrique pour les besoins quotidiens de la société c'est traduite par la mise en place d'un système électrique comprenant la production d'électricité et le transport de celle-ci jusqu'aux consommateurs. Ce développement s'est effectué par le biais d'une structure hiérarchique du système qui consiste à produire l'énergie électrique en grande quantité grâce aux centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques, transporter ces grandes quantités d'énergie électrique de façon à les répartir sur l'ensemble du territoire en haute tension et enfin distribuer l'énergie à l'ensemble des consommateurs en moyenne tension puis en basse tension.

Toute installation électrique est protégée contre les défauts, qui doivent être identifiés et éliminés dans des temps très brefs au moyen des différentes protections afin d'assurer l'alimentation aux meilleurs conditions de coût et de qualité de service.

Notre travail consiste à étudier la protection d'un réseau de distribution MT. Pour cela, nous allons partager notre mémoire en quatre chapitres comme suit :

- Le premier chapitre traitera les généralités sur les réseaux électriques en particulier le réseau MT qui est l'élément le plus important pour acheminement de l'énergie électrique.
- Le deuxième chapitre sera réservé à l'étude de dispositif de protection et les conditions de fonctionnement, ainsi que la présentation des différents appareils de protection.
- Le troisième chapitre sera consacré à l'étude des différents défauts susceptibles d'affecter un réseau MT et l'utilité du calcul des courants de court-circuit.
- Dans le dernier chapitre nous allons mettre en application notre étude sur un poste HT/MT Oued-Assi Tizi-Ouzou.