

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou
Faculté de Génie Électrique et d'Informatique
Département d'Électrotechnique.**



Mémoire de fin d'études

**En vue de l'obtention du diplôme
d'ingénieur d'état en électrotechnique
Option
Réseaux Electriques**

Thème

**Etude de la protection d'un réseau moyenne tension
Application au départ MT Ait Sâada issu du poste source
60/30 kV Souk-El-Djemâa (SED)**

Proposé par :

M^r: A. BELKESSAM

(Sonelgaz)

Dirigé par :

M^r : C. BIROUCHE

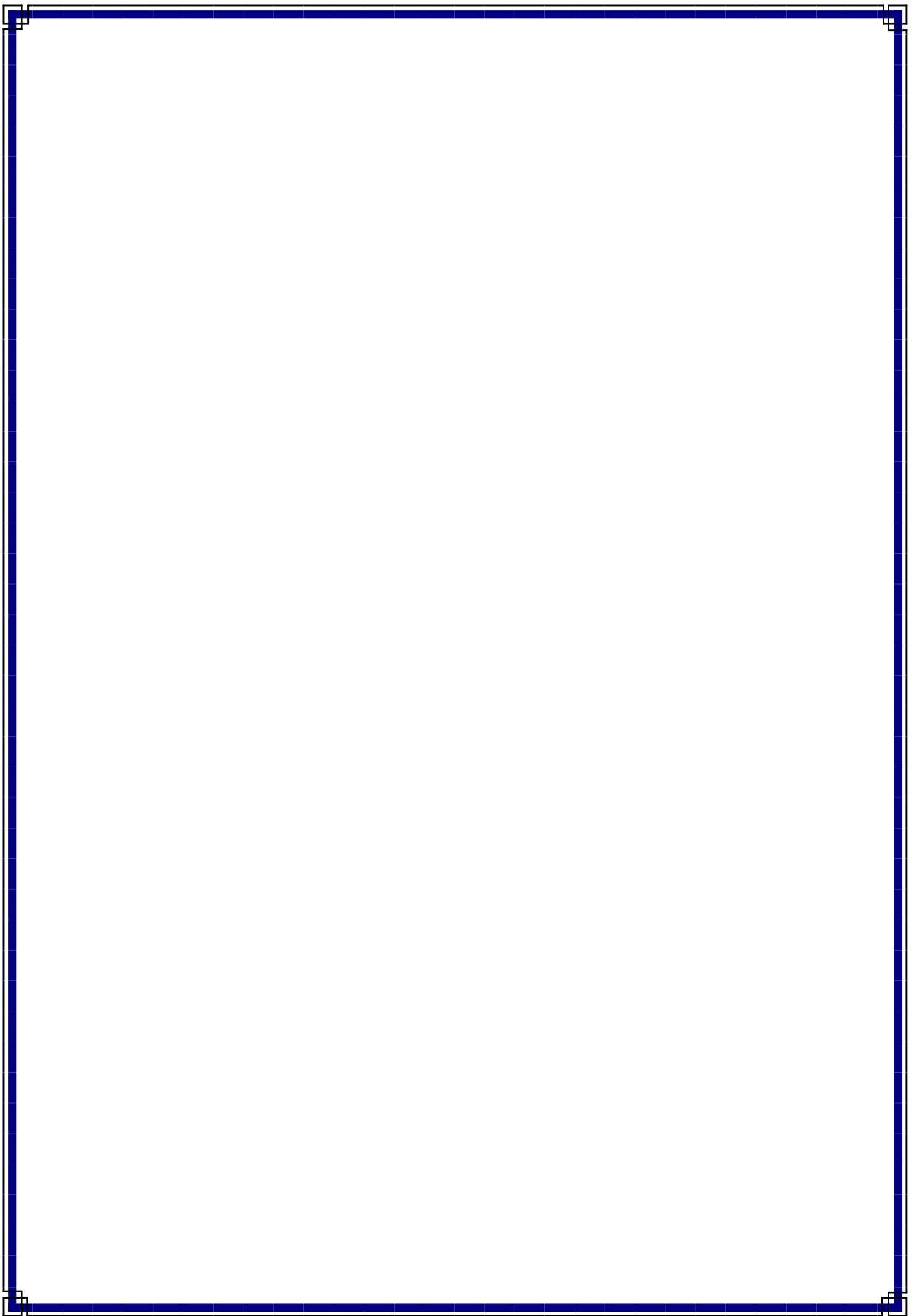
Réalisé par :

M^r: H. DEHLOUM

M^r: K. SAOULI

M^r: H. FAKHEUR

Promotion : 2011-2012



Remerciements

Nous tenons à remercier particulièrement notre promoteur Mr C. BIROUCHE, maître assistant chargé de cours à l'université MOULOUD MAMMERI (Tizi Ouzou) de nous avoir encadré et orienté durant notre projet de fin d'études.

Également, nous présentons notre gratitude à tout le personnel de la Sonelgaz et spécialement, M^r A.BELKESSAM, de nous avoir proposé ce sujet et aidé durant notre stage au sein de l'entreprise. Ainsi que tout le personnel de direction générale de la Sonelgaz, en particulier Mr HADAD.

Nous tenons aussi à présenter notre profonde considération aux membres du jury qui nous font l'honneur d'évaluer ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

mes très chers parents ;

mes très chers frères et sœur ;

toute ma famille ;

tout mes amis (es).

D.Hocine

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

mes très chers parents ;

mes très chers frères et sœurs ;

toute ma famille ;

tout mes amis (es) .

S.Khelifa



Sommaire

Sommaire

<i>Introduction Générale</i>	1
------------------------------------	---

Chapitre I : Architecture des Réseaux Électriques de Distribution MT

I.1) - Introduction	2
I.2)- Structure topologique des réseaux de transport	2
I.2.1) – Réseau maillé	2
I.2.2) – Réseau bouclé	3
I.2.3) – Réseau radial	3
I.3) - Différents types de réseaux électriques	4
I.3.1) - Réseaux de transport et d’interconnexion.....	4
I.3.2) - Réseaux de répartition.....	4
I.3.3) - Réseaux de distribution.....	5
I.3.3.1) - Réseaux de distribution à moyenne tension.....	5
I.3.3.2) - Réseaux de distribution à basse tension.....	5
I.4) - Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ.....	7
I.5) - Architectures des postes sources HT (livraison)	8
I.5.1) –Définition poste source.....	8
I.5.2) -Les éléments constitutifs d’un poste source.....	8
I.5.2.1) -Transformateur électrique.....	8
I.5.2.2)-Jeux de barre	8
I.5.3) - Simple antenne.....	9
I.5.3.1) – Architecture.....	9
I.5.3.2) - Mode d'exploitation.....	9
I.5.3.3) - Avantages et Inconvénient	9
I.5.4) - Double antenne.....	10
I.5.4.1) – Architecture.....	10
I.5.4.2) - Mode d'exploitation.....	10
I.5.4.3) - Avantages et Inconvénient	10
I.5.5) - Double antenne avec double jeu de barres.....	11
I.5.5.1) – Architecture.....	11
I.5.5.2) - Mode d'exploitation.....	11
I.5.5.3) - Avantages et Inconvénient	12
I.6) - Modes d'alimentation des postes MT.....	12
I.6.1) - Un jeu de barres avec une source.....	12
I.6.1.1)- Architecture.....	12
I.6.1.2) – Fonctionnement.....	12
I.6.2) - Un jeu de barres sans couplage avec deux sources.....	13
I.6.2.1) -Architecture.....	13
I.6.2.2) - Fonctionnement.....	13
I.6.3) Deux demi-jeux de barres avec couplage et deux sources.....	13
I.6.3.1)- Architecture.....	13

I.6.3.2)- Fonctionnement.....	14
I.6.4) - Un jeu de barres sans couplage et trois sources.....	14
I.6.5) - Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation.....	14
I.6.6) - Sources et Départs en " DUPLEX "	15
I.6.7) - Deux jeux de barres, deux attaches par départ et deux sources d'alimentation.....	16
I.6.8) - Deux doubles jeux de barres couplés entre eux.....	17
I.7) - Architectures des réseaux HTA.....	18
I.7.1) - Radial en simple antenne.....	18
I.7.2) - Radial en double antenne sans couplage.....	19
I.7.3) - Radial en double antenne avec couplage.....	20
I.7.4) - En boucle.....	21
I.7.4.1) - Boucle ouverte.....	21
I.7.4.2) - Boucle fermée.....	22
I.7.5) - En double dérivation.....	23
I.8) - Conclusion.....	24

Chapitre II: Équipements de Protection des Réseaux Électrique de Distribution MT

II.1) - Introduction.....	25
II.2) - Système de protection	25
II.2.1) - Définition.....	25
II.2.2) - Les fonctions principales.....	25
II.3)- Caractéristiques de base de la protection	25
II.3.1) - Rapidité	25
II.3.2) - Sélectivité	26
II.3.2.1) - Sélectivité ampéremétrique	26
II.3.2.2) - Sélectivité chronométrique	27
II.3.3) - Sensibilité	28
II.3.4) - Fiabilité	28
II.4) - Chaîne générale d'un système de protection.....	29
II.4.1) – Définition des éléments de la chaîne de protection.....	29
II.4.1.1) - Transformateur de courant	29
II.4.1.1.1) - Définition	29
II.4.1.1.2) - Les fonctions d'un transformateur de courant	29
II.4.1.2) - Transformateur de tension TT.....	30
II.4.1.2.1) - Définition	30
II.4.1.2.2) - Les fonctions d'un transformateur de tension.....	30
II.4.1.3) - Les relais de protection	30
II.4.1.3.1) - Définition	30
II.4.1.3.2) - Les types.....	31
II.4.1.4) - Disjoncteur moyenne tension	34
II.4.1.4.1) - Définition et rôle	34
II.4.1.4.2) - Principe de fonctionnement	34
II.4.1.4.3) - Essais	35
II.4.1.4.4) - Caractéristiques électrique : suivant la norme CEI 56-87.....	36

II.4.1.4.5) - Différentes techniques de coupure d'arc électrique.....	37
II.4.1.5) - Sectionneur	41
II.4.1.5.1) - Définition	41
II.4.1.5.2) - Fonctionnement	41
II.4.1.6)-Parafoudre.....	41
II.4.1.7)-Eclateur.....	42
II.4.1.8) - Fusible moyenne tension et basse tension MT/BT	43
II.4.1.8.1) -Définition	43
II.4.1.8.2) - Caractéristiques	44
II.4.1.8.3) - Courbes de fusion temps/courant.....	45
II.5) - Conclusion.....	46

Chapitre III: Déférentes Types des Protections Électriques

III.1) - Introduction	47
III.2) - Zones de Protection	47
III.3) - Protection des Transformateurs HTB/HTA	48
III.3.1) - Introduction	48
III.3.2) - connexions du transformateur	48
III.3.3) - Transformateurs spéciaux à trois enroulements	49
III.3.4) - Protection externe	50
III.3.4.1) - Protection à maximum de courant phase	50
III.3.4.2) - Protection de neutre HTA	50
III.3.4.3) - Protection différentielle	51
III.3.4.4) - Protection contre la surtension	53
III.3.5) - Protection interne	54
III.3.5.1) - Protection par Buchholz	54
III.3.5.2) - Protection de masse cuve	55
III.3.5.3) - La protection thermique	56
III.3.5.4) - La protection par DGPT	57
III.4) - Protection des transformateurs HTA/BT	57
III.5) - Protection des Départs HTA	58
III.5.1) - Protection à maximum de courant phase	58
III.5.2) - Protection de maximum de courant homopolaire	59
III.5.3) - Protection de terre résistant	61
III.5.4) - Automate de réenclencheur	62
III.6) - Conclusion	63

Chapitre IV: Défauts et calcul des courants de court-circuit

IV.1-Introduction	64
IV.2-Objectifs des calculs	64
IV.3-Schémas de liaison à la terre (SLT).....	64
IV.3.1-Principe des schémas de liaison à la terre (SLT).....	64
IV.3.3.1-Schéma TN dit « mise au neutre ».....	65
IV.3.3.2-Schéma TT dit «neutre à la terre »	66

IV.3.3.3-Schéma IT dit « neutre isolé »	67
IV.4) Définition d'un défaut	68
IV.5) Origines des défauts.....	68
IV.6) - Les courts-circuits.....	68
IV.6.1)-Origines.....	68
IV.6.2) - Caractéristiques.....	68
IV.6.2.1) - Types.....	68
IV.6.2.2) - Nature	69
IV.6.3) - Conséquences sur le réseau électrique	69
IV.6.3. 1) - Fonctionnement des réseaux électriques.....	69
IV.6.3.2) - Tenue de matériels.....	69
IV.6.3.3) - Qualité de la fourniture.....	70
IV.6.3.4) - Sécurité des personnes.....	70
IV.7) Utilisation des composantes symétriques pour le calcul	
Des courants de court circuit.....	70
IV.8)- Défaut triphasé.....	72
IV.8.1)- Court circuit triphasé entre conducteurs de phase.....	72
IV.8.2)- Les grandeurs caractéristiques du défaut.....	73
IV.8. 3)- Puissance de court-circuit.....	74
IV.9)- Défauts biphasés.....	74
IV.9.1)- Défaut biphasé isolé.....	74
IV.9.2)- Défaut biphasé à la terre.....	76
IV.9.2.1)- Application du principe de superposition.....	76
IV-10)- Défaut monophasé dans les réseaux MT.....	77
IV.10.1)- Grandeurs électriques liées à l'existence des défauts.....	77
IV.10.1.1)- Condition d'étude d'un défaut monophasé.....	77
IV.10.1.2)- Valeur du courant de défaut franc à la terre.....	79
IV.10.1.3)-Calcul des tensions de chacune des phases	
à l'endroit du défaut à la terre.....	80
IV.10.1.4)- Influence de la résistance du défaut à la terre sur les valeurs des	
courants et tensions homopolaire.....	80
IV.10.2)- Défauts monophasés ayant leur neutre isolé.....	81
IV.10.2.1)- Valeur du courant de défaut franc à la terre.....	82
IV.10.2.2)-Valeur du courant de défaut résistant à la terre.....	83
IV.10.2.3)- Calcul des tensions au lieu de défaut dans le cas d'un défaut	
franc.....	84
IV.10.2.4)- Calcul des tensions au lieu du défaut dans le cas d'un défaut	
résistant.....	85
IV.10.3)-défaut monophasés dans les réseaux MT ayant leur neutre relie à la	
terre.....	85
IV.10.3.1)-Valeur du courant de défaut à la terre.....	86
IV.10.3.2)-Limitation du courant de défaut à la terre.....	88
IV.10-Conclusion.....	90

Chapitre V Application

V.1-Introduction.....	91
V.2)-Méthode des valeurs réduites pour le calcul du courant de court-circuit.....	91
V.2.1)-Définition.....	91
V.3)-Réactances des éléments du réseau.....	92
V.3.1)-Impédance ramené à un seul de tension U_x	92
V.3.2)- Réactances réduites des éléments constituant le réseau.....	92
V.4)- Calcul des courants de court-circuit.....	95
V.4.1)- Courant de court-circuit triphasé.....	95
V.4.2)- Courant de court-circuit monophasé.....	95
V.5)- Application.....	95
V.5.1)- Données techniques.....	95
V.5.2)- Méthode de calcul.....	97
V.5.3)- Choix de valeurs de base.....	97
V.6)- Valeurs des impédances réduites.....	97
V.6 .1)-Composantes directes.....	97
V.6 .2)-Composantes homopolaires.....	97
V.7) –Valeurs des courants de court-circuit se produisant sur le jeu de barre 30 kV.....	98
V.8)-Choix des disjoncteurs.....	100
V.8.1)-valeurs normalisé pour le choix des disjoncteurs.....	101
V.8.2)-valeurs obtenues.....	102
V.9)-Conclusion.....	102
 <i>Conclusion Générale</i>	 103



Introduction générale

Introduction Générale

L'énergie électrique est produite en transformant d'autres formes d'énergie à savoir ; mécanique, hydraulique, thermique, nucléaire,...etc. Cette production prend lieu dans des centrales de génération électrique, qui sont, généralement situés dans des régions éloignées des centres de consommation industriels, au moyen de réseaux électriques, ou elle sera distribuée.

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et surtout continuité du service.

Les lignes et les câbles de distribution d'énergie électrique moyenne tension MT constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de fourniture d'énergie aux consommateurs. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs, pour cela tout défaut doit être identifié et l'ouvrage affecté sera séparé du réseau sans délai, c'est l'objet de la protection des réseaux.

Le but de notre travail est d'effectuer une étude sur la protection d'un réseau de distribution moyenne tension, pour cela nous avons jugé utile de le diviser en cinq chapitres.

Le présent mémoire est structuré comme suit :

- Le premier chapitre traitera l'architecture des réseaux électriques de distribution MT ;
- Le deuxième chapitre étudiera les équipements de protection des réseaux de distribution MT ;
- Le troisième chapitre sera consacré à l'étude des différents types des protections électriques ;
- Le quatrième chapitre, sera réservé à l'étude des défauts et calcul des courants de court-circuit ;
- Le dernier chapitre sera dédié à l'application qui consiste à calculer les courants de courts-circuits qui peuvent exister dans un réseau de distribution MT.

Nous terminerons notre travail par une conclusion générale.

A decorative border resembling a scroll, with rounded corners and a vertical strip on the left side that looks like the edge of a rolled-up document. The border is thin and black.

Chapitre I:

Architectures des réseaux électriques
de distribution MT

I.1) - Introduction :

On appelle réseau électrique, l'ensemble des infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

L'architecture d'un réseau de distribution électrique moyenne tension est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise.

Selon la définition de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI), un poste électrique est la partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution de l'appareillage électrique des bâtiments et éventuellement des transformateurs.

Il existe plusieurs types de postes électriques [1]:

- *Postes de sortie de centrale* : le but de ces postes est de raccorder une centrale de production d'énergie électrique au réseau ;
- *Postes d'interconnexion* : le but est d'interconnecter plusieurs lignes électriques HTB ;
- *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.

I.2)- 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-1).

I.2.1)-Réseau maillé :

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

➤ Avantages :

- Une sécurité d'exploitation ;
- Une chute de tension réduit.

➤ Inconvénient :

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

I.2.2)-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 :**

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

➤ **Inconvénient :**

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

I.2.3)-Réseau radial :

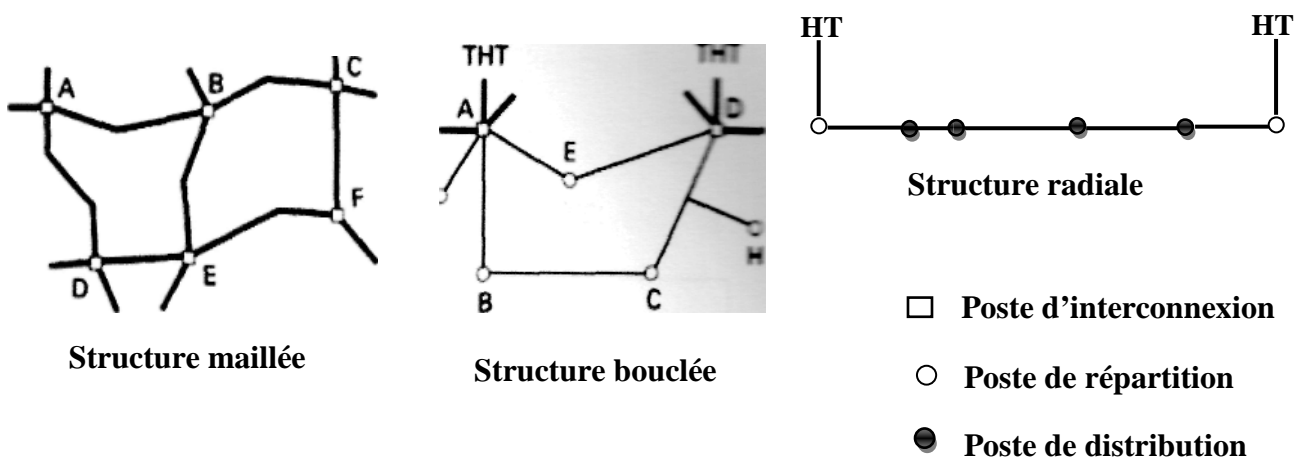
C'est le réseau le plus simple du point de vue conception. Il est disposé de façon à ce qu'en partant du point d'alimentation, toutes les lignes sont développées en antennes et alimentées par une seule ligne principale.

➤ **Avantages :**

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

➤ **Inconvénient :**

- 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.1) : Les différentes structures.

I.3) - Différents types de réseaux électriques [3]:

Les réseaux électriques sont partagés en trois types :

I.3.1) - Réseaux de transport et d'interconnexion:

Le transport de l'énergie électrique en Algérie est assuré par le groupe SONELGAZ (GRTE), ce dernier à pour but :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport) ;
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion) ;
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV ;
- Neutre directement mis à la terre ;
- Réseau maillé.

I.3.2) - Réseaux de répartition :

Les réseaux de répartition ou réseaux haute tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est soit en boucle fermée soit le plus souvent en boucle ouverte mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation.

En zone urbaine dense ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et d'autre part les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension.

- La tension est 90 kV ou 63 kV ;
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre ;
- Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV ;
- Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV ;
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

I.3.3) - Réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution en Algérie sont gérés par plusieurs entreprises spécialisées dans ce dernier tel que SDC, SDE, SDO et SDA. Ces réseaux commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique [1].

I.3.3.1) - Réseaux de distribution à moyenne tension :

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

I.3.3.2) - Réseaux de distribution à basse tension :

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

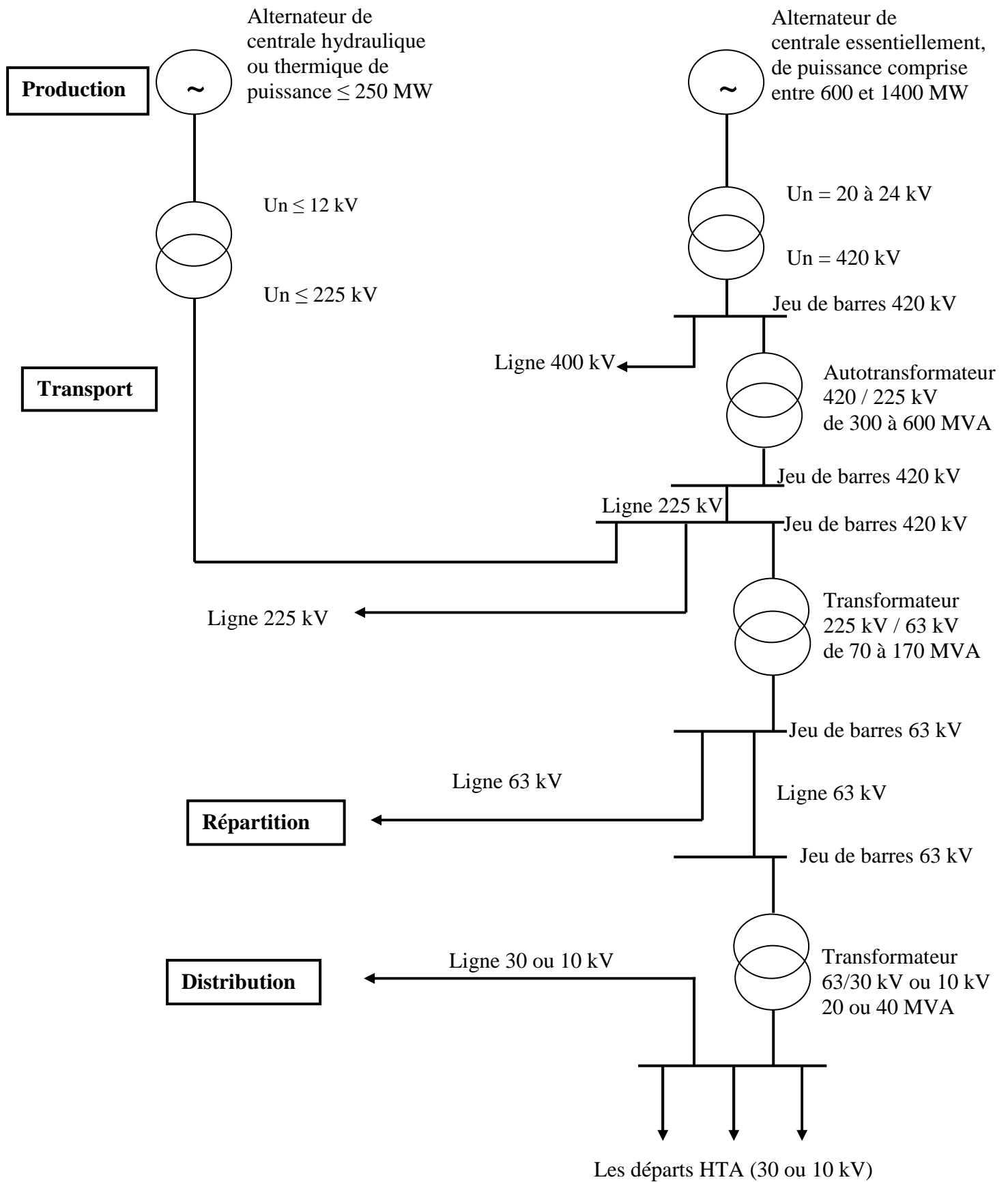


Fig. I.2 - Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie [1].

I.4) - Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ [1]:

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension alternative et continue comme suit :

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

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

Cas particuliers de la très basse tension (TBT) :

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

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

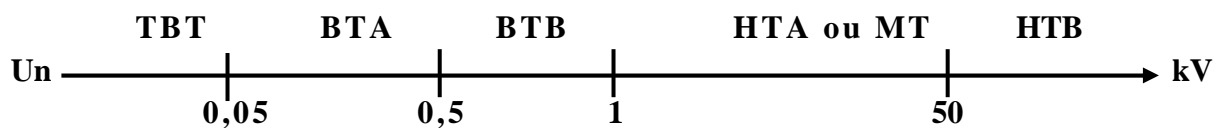


Fig. I.3 - Domaines des tensions électriques utilisées par groupe SONELGAZ [1].

I.5) - Architectures des postes sources HTB (livraison) [4]:

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

- D'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB ;
- D'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HTA ;
- Indice **O** pour la position ouverte et **F** pour la position fermée.

I.5.1) –Définition d'un poste source :

Un poste électrique est un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis de la redescendre en vue de sa consommation par les utilisateurs (particuliers ou industriels). Les postes électriques se trouvent donc aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution. On parle généralement de sous-station à titre d'exemple on peut citer les postes sources de Souk El Djemaâ (SED) qui comporte deux arrivés, et le poste THT de Oued Aissi.

I.5.2) -Les éléments constitutifs d'un poste source :**I.5.2.1) –Transformateur électrique:**

Le transformateur électrique est un convertisseur permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivré par une sources d'énergie électrique alternative, en un système de tensions et de courants de valeurs différents, mais de même fréquence et de même forme.

I.5.2.2)-Jeux de barres :

Un jeu de barres est un rectangle de cuivre ou d'aluminium sur lequel est branché les lignes soit de départ ou d'arrivé il sert à raccorder tout les lignes et tout les tronçons. Le nombre de jeux de barres est définit par le schéma électrique du poste. Un poste peut comporter jusqu'à trois jeux de barres par niveau de tension.

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

I.5.3) - Simple antenne :

I.5.3.1) – Architecture :

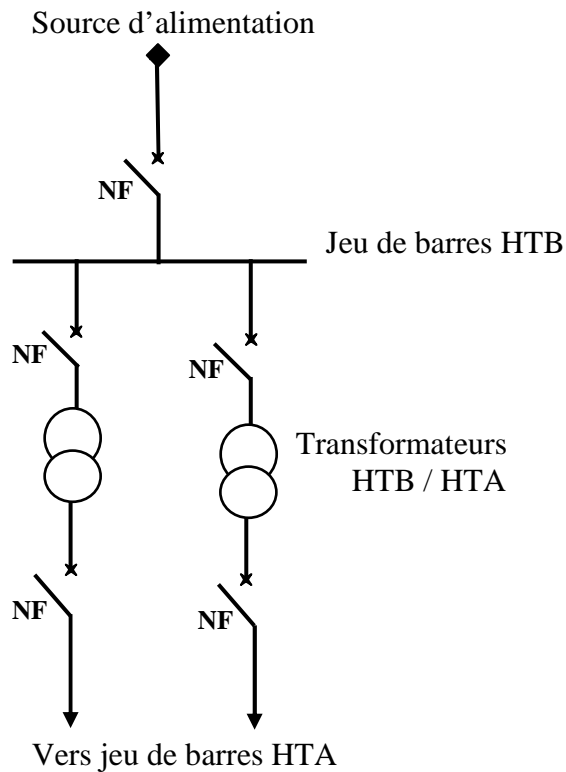


Fig. I.4 - Alimentation simple antenne d'un poste source HTB.

I.5.3.2) - Mode d'exploitation :

➤ **Normal :**

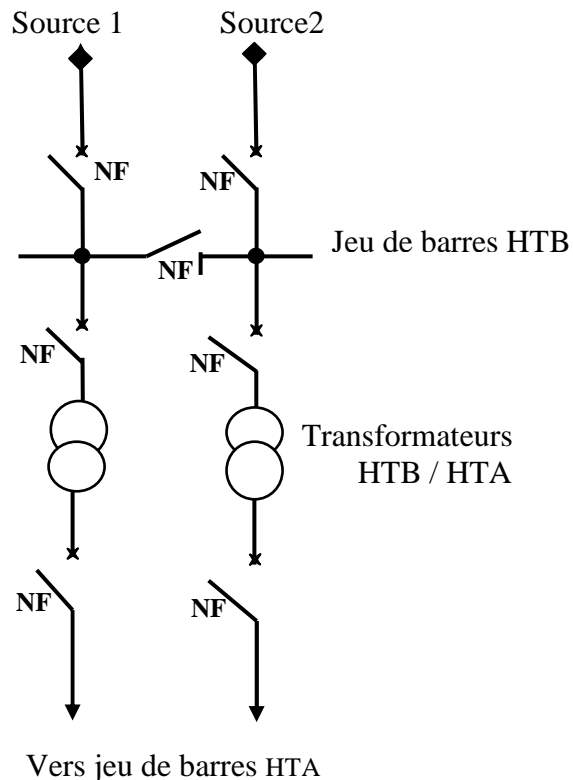
- Les transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un seul jeu de barre HTB.

➤ **Perturbé :**

- En cas de perte d'une source d'alimentation, les transformateurs HTB/HTA sont mis hors service.

I.5.3.3) - Avantage et inconvénient :

- **Avantage :** Coût minimal.
- **Inconvénient :** Disponibilité faible.

I.5.4) - Double antenne :**I.5.4.1) - Architecture :****Fig. I.5-** Alimentation double antenne d'un poste source HTB.**I.5.4.2) - Mode d'exploitation :**➤ **Normal :**

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

➤ **Perturbé :**

- En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

I.5.4.3) - Avantages et inconvénients :➤ **Avantages :**

- Bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau ;
- Maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci.

➤ **Inconvénients :**

- Solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne ;
- Ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci.

I.5.5) - Double antenne avec double jeu de barres :

I.5.5.1) - Architecture :

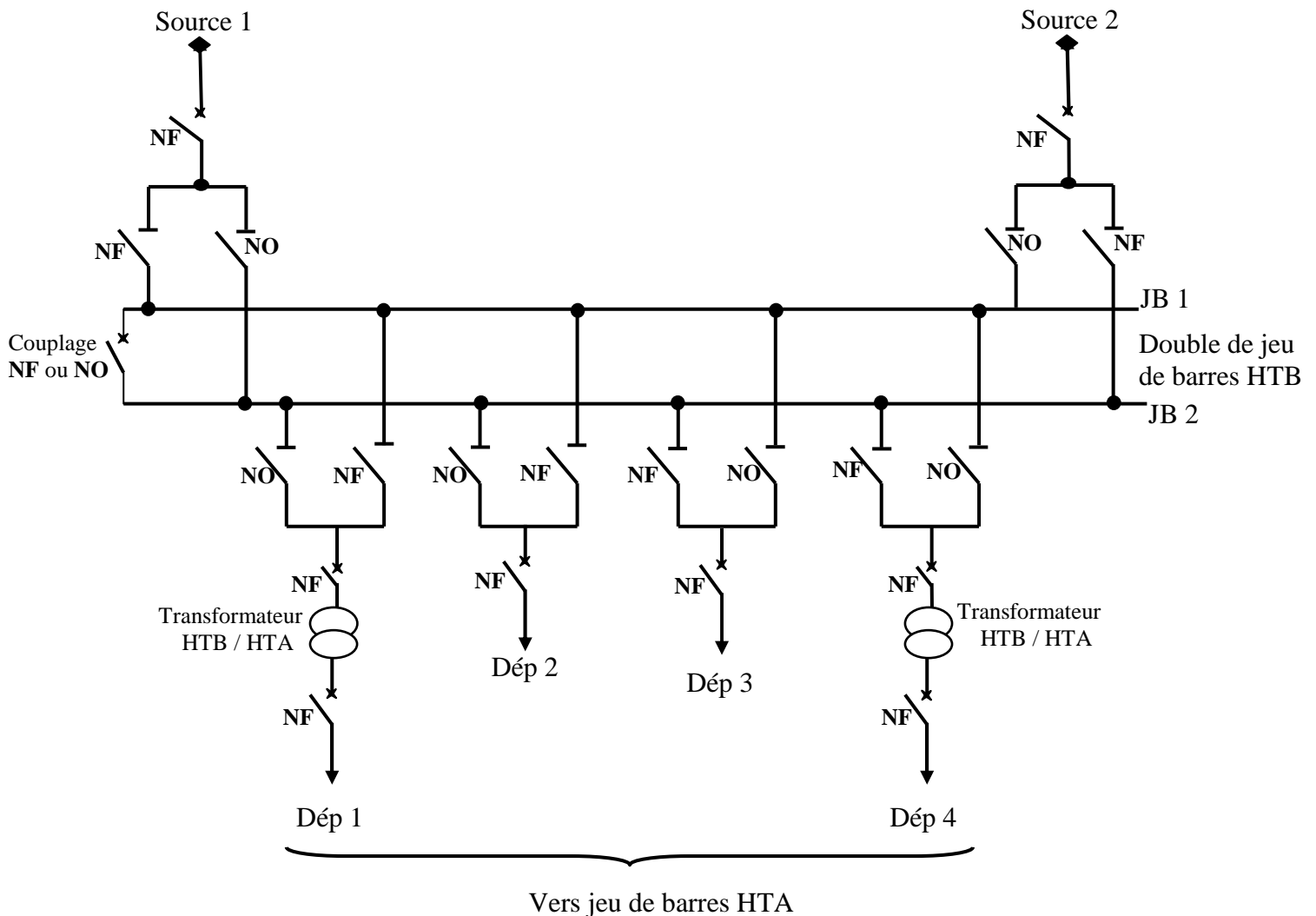


Fig. I.6 - Alimentation double antenne- double jeux de barres d'un poste source HTB.

I.5.5.2) - Mode d'exploitation :

➤ **Normal :**

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

➤ **Perturbé :**

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

I.5.5.3) - Avantages et inconvénients :➤ **Avantages :**

- Bonne disponibilité d'alimentation ;
- Très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres ;
- Possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

➤ **Inconvénients :**

- Surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres.

Remarque : Les sectionneurs d'isolement associés aux disjoncteurs HTB ne sont pas représentés.

I.6) - Modes d'alimentation des postes HTA [4]:

Nous allons identifier les principales solutions d'alimentation d'un tableau HTA, indépendamment de son emplacement dans le réseau. Le nombre de sources et la complexité du tableau diffèrent suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré.

Les schémas sont classés dans un ordre tel que la sûreté de fonctionnement s'améliore tandis que le coût d'installation augmente.

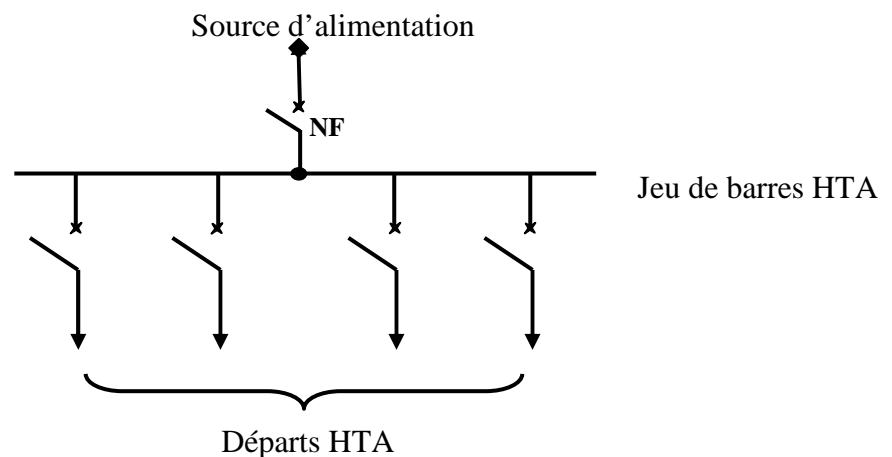
I.6.1) - Un jeu de barres avec une source:**I.6.1.1) - Architecture :**

Fig. I.7 - Architecture d'un jeu de barres avec une source d'alimentation.

I.6.1.2) - Fonctionnement :

En cas de perte de la source d'alimentation, le jeu de barres est hors service jusqu'à l'opération de réparation.

I.6.2) - Un jeu de barres sans couplage avec deux sources:

I.6.2.1) - Architecture :

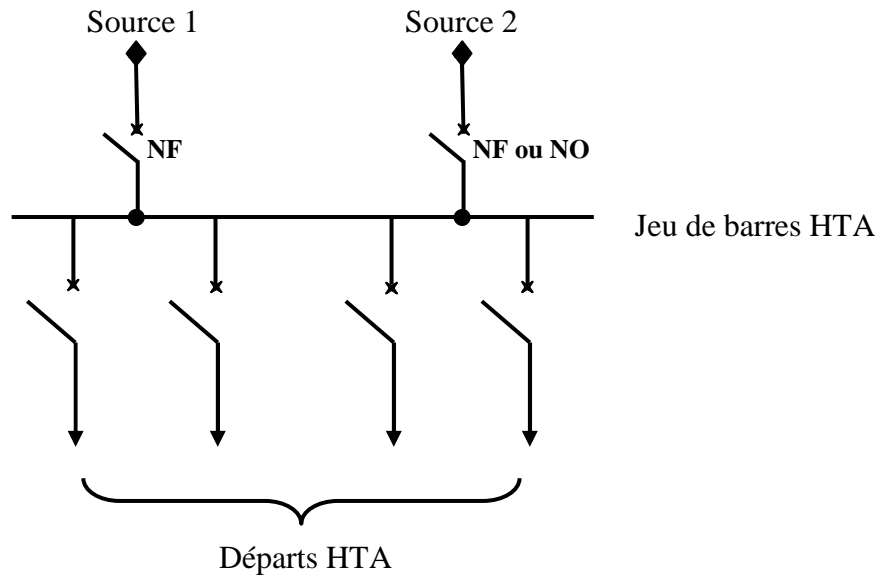


Fig. I.8 - Architecture d'un jeu de barres sans couplage avec deux sources d'alimentation.

I.6.2.2) - Fonctionnement :

Les deux sources peuvent fonctionner en parallèle ou l'une en secours de l'autre. En cas de défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), les départs ne sont plus alimentés.

I.6.3) Deux demi-jeux de barres avec couplage et deux sources :

I.6.3.1) Architecture :

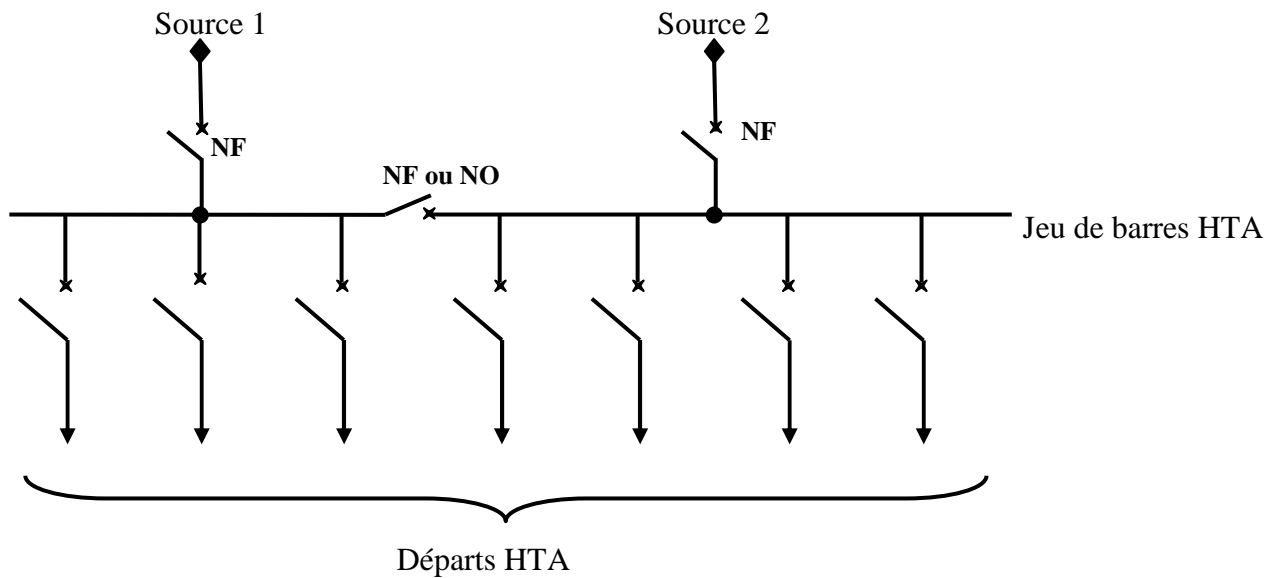


Fig. I.9 - Architecture de deux demi-jeux de barres avec couplage, deux sources d'alimentation.

I.6.3.2) - Fonctionnement :

- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert ;
- S'il est ouvert, chaque source alimente un demi-jeu de barres. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé et l'autre source alimente les deux demi-jeux de barres ;
- En cas de défaut sur un demi-jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), une partie seulement des départs n'est plus alimentée.

I.6.4) - Un jeu de barres sans couplage et trois sources :

I.6.4.1) - Architecture :

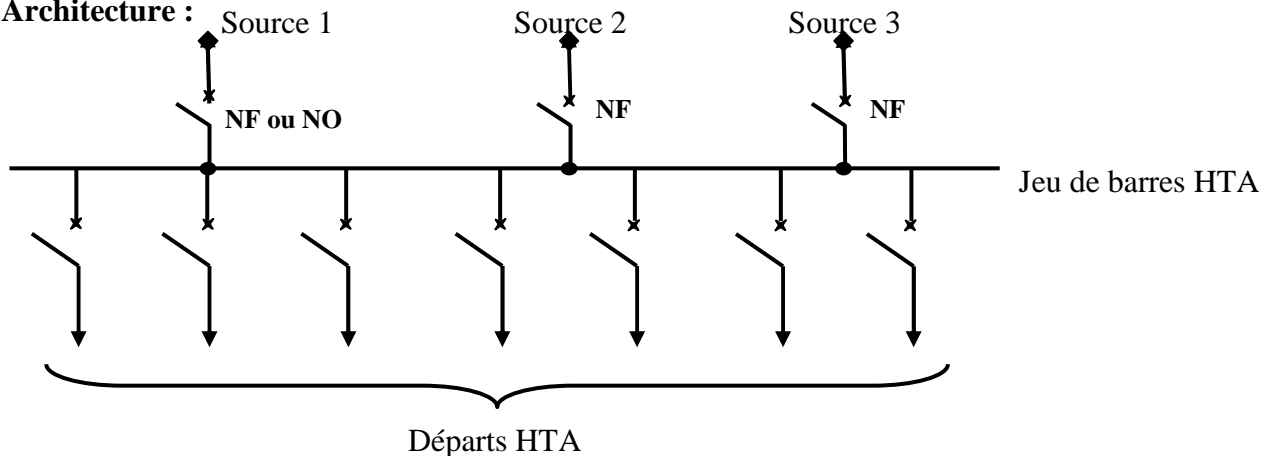


Fig. I.10 - Architecture d'un jeu de barres sans couplage avec trois sources d'alimentation.

I.6.4.2) - Fonctionnement :

- Les trois sources peuvent fonctionner en parallèle ou l'une en secours des deux autres ;
- En cas de défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), les départs ne sont plus alimentés.

I.6.5) - Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation :

I.6.5.1) - Architecture :

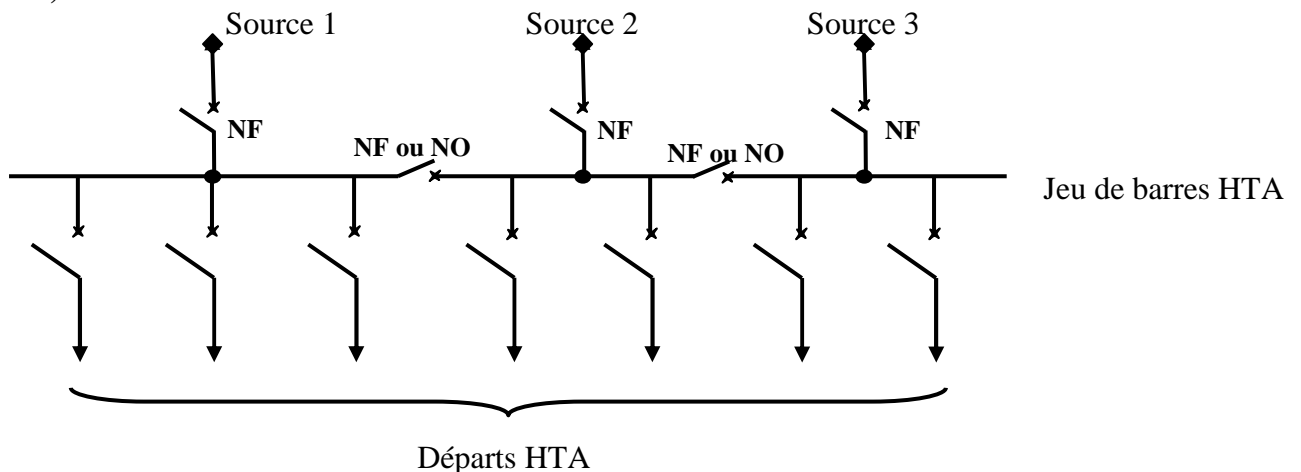
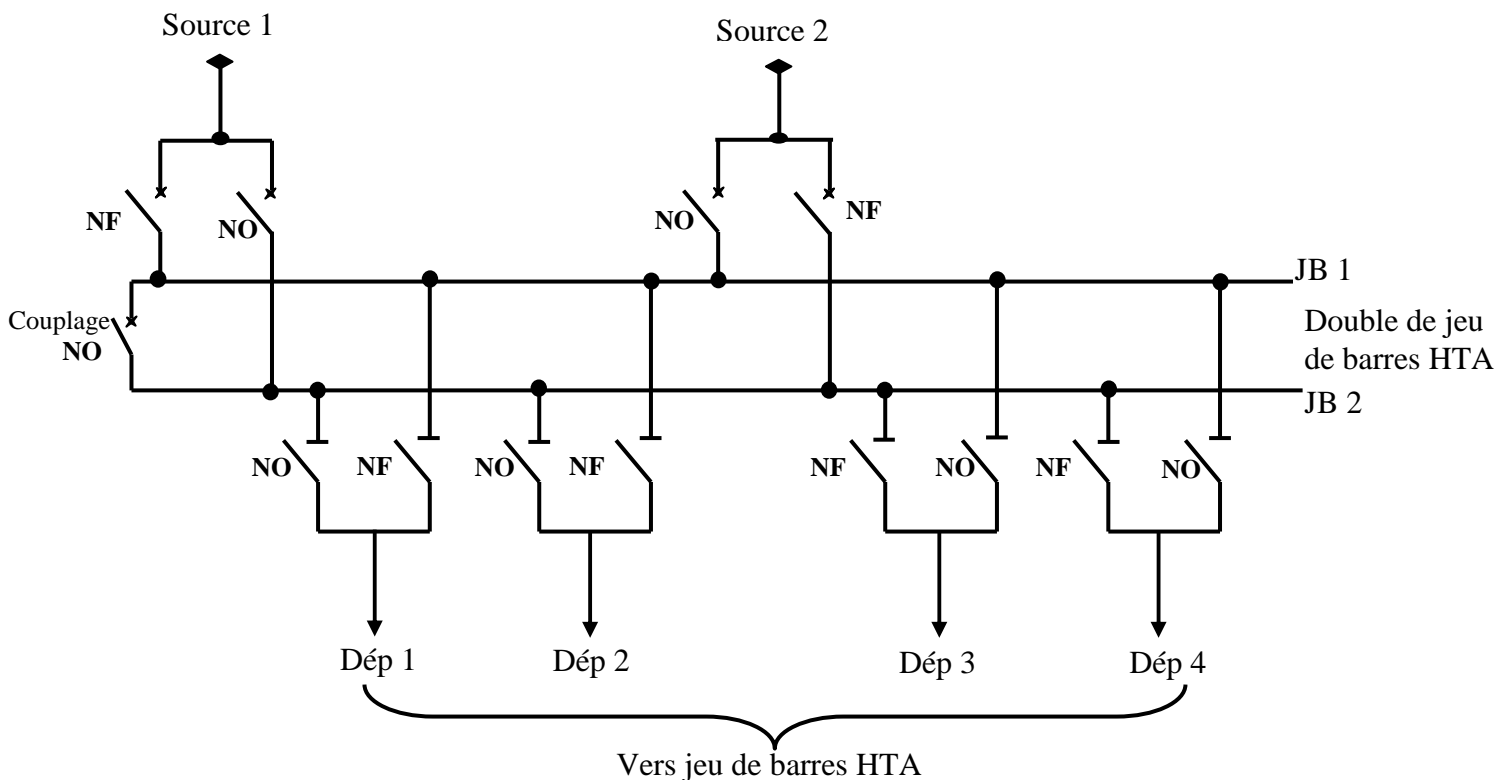


Fig. I.11 - Architecture de trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation.

I.6.5.2) - Fonctionnement :

- Les deux disjoncteurs de couplage peuvent être maintenus ouverts ou fermés ;
- S'ils sont ouverts, chaque source alimente sa section de barres. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage associé est fermée, une source alimente deux sections de barres et l'autre une section de barres ;
- En cas de défaut sur une section de barres (ou maintenance de celle-ci), une partie seulement des départs n'est plus alimentée.

I.6.6) - Sources et départs en " DUPLEX " :**I.6.6.1) - Architecture :****Fig. I.12-** Architectures de couplage des sources et départs en " DUPLEX ".**I.6.6.2) - Fonctionnement :**

- Le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal ;
- Chaque source peut alimenter l'un ou l'autre des jeux de barres par ses deux cellules disjoncteur débouchable. Par souci d'économie, il n'y a qu'un seul disjoncteur pour les deux cellules débouchable qui sont installées tête-bêche. On peut ainsi facilement déplacer le disjoncteur d'une cellule à l'autre. Ainsi, si l'on veut que la source 1 alimente le jeu de barres JB2, on déplace le disjoncteur dans l'autre cellule associée à la source 1 ;

- Le même principe est mis en place pour les départs. Ainsi, à chaque départ sont associées deux cellules débouchables et un seul disjoncteur. Chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres suivant l'emplacement du disjoncteur. Par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JB1 et les départs Dép1 et Dép2. La source 2 alimente le jeu de barres JB2 et les départs Dép3 et Dép4 ;
- En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation ;
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et chaque disjoncteur est placé sur le jeu de barres en service, afin que tous les départs soient alimentés ;
- L'inconvénient du système " DUPLEX " est qu'il ne permet pas les permutations automatiques. En cas de défaut, chaque permutation à effectuer dure plusieurs minutes et nécessite la mise hors tension des jeux de barres.

I.6.7) - Deux jeux de barres, deux attaches par départ et deux sources d'alimentation:

I.6.7.1) - Architecture :

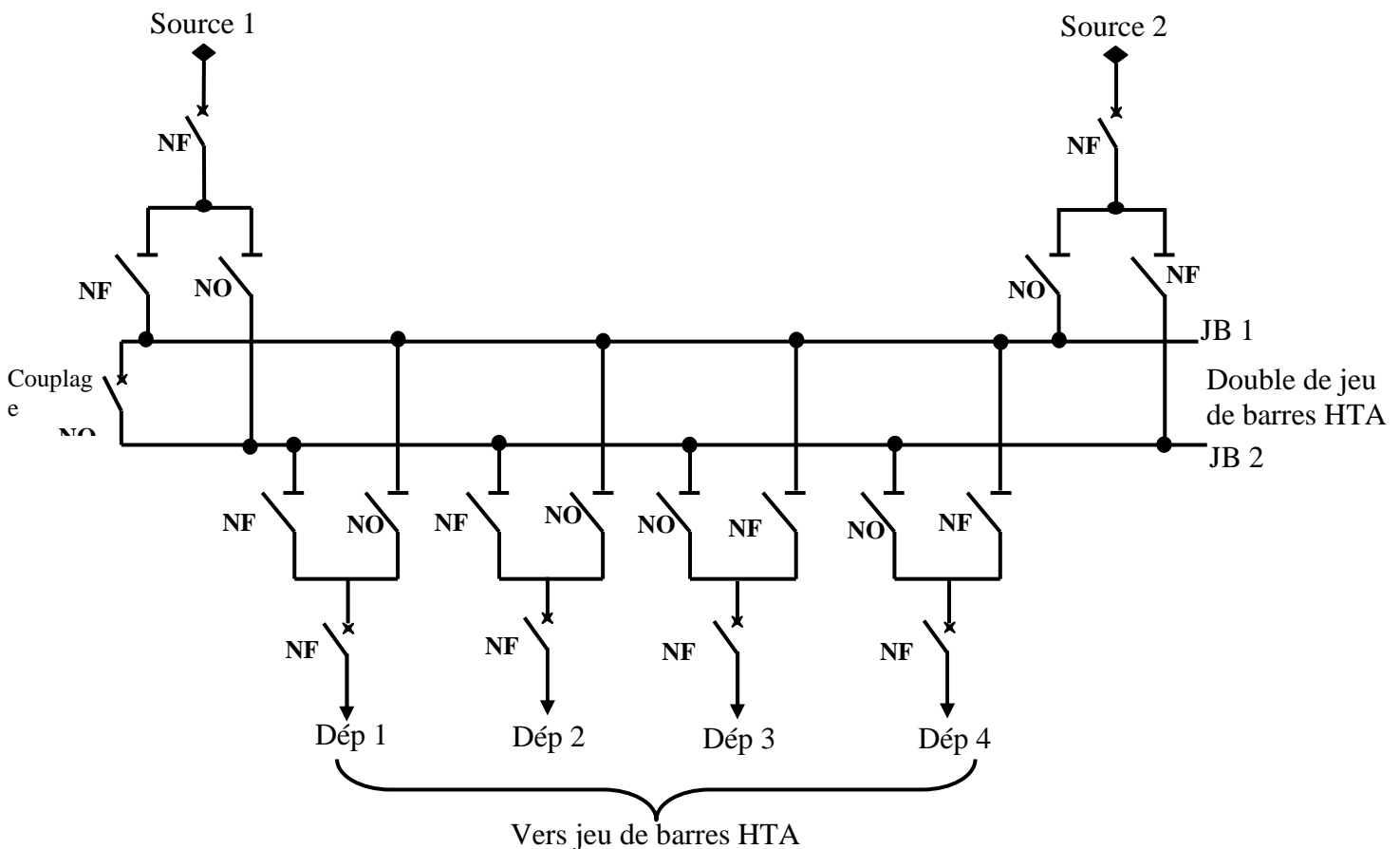


Fig. I.13-Architectures de deux jeux de barres, deux attaches par départ et deux sources.

I.6.7.2) - Fonctionnement :

- Le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal ;
- Chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres suivant l'état de sectionneurs qui lui sont associés, un seul sectionneur par départ doit être fermé ;
- Par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JB 1 et les départs Dép3 et Dép4. La source 2 alimente le jeu de barres JB 2 et les départs moyenne tension Dép1 et Dép2 ;
- En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation ;
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

I.6.8) - Deux doubles jeux de barres couplés entre eux :

I.6.8.1) - Architecture :

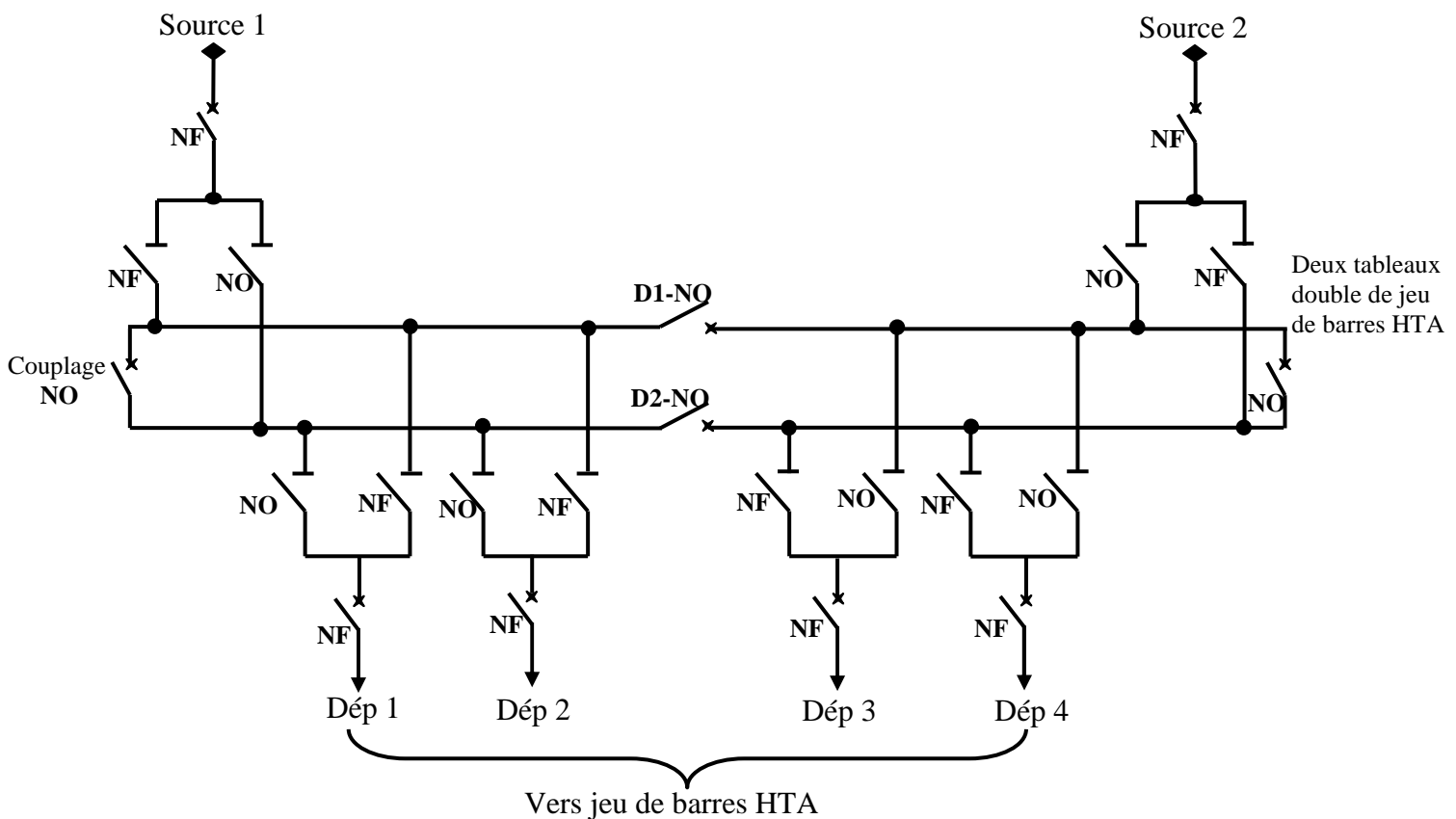


Fig. I.14 - Architectures des deux doubles jeux de barres couplés entre eux.

I.6.8.2) - Fonctionnement :

- Il est presque identique au schéma précédent (deux jeux de barres, deux attaches par départ, deux sources d'alimentation). La décomposition du double jeu de barres en deux tableaux avec couplage (par D1 et D2) permet une plus grande souplesse d'exploitation ;
- Chaque jeu de barres alimente un nombre de départs moins important en fonctionnement normal.

I.7) - Architectures des réseaux HTA [4]:

Nous allons identifier les principales structures de réseaux HTA permettant d'alimenter les tableaux secondaires et les transformateurs HTA/BT. La complexité de la structure diffère suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré.

Les schémas électriques des réseaux HTA les plus souvent rencontrés sont les suivants :

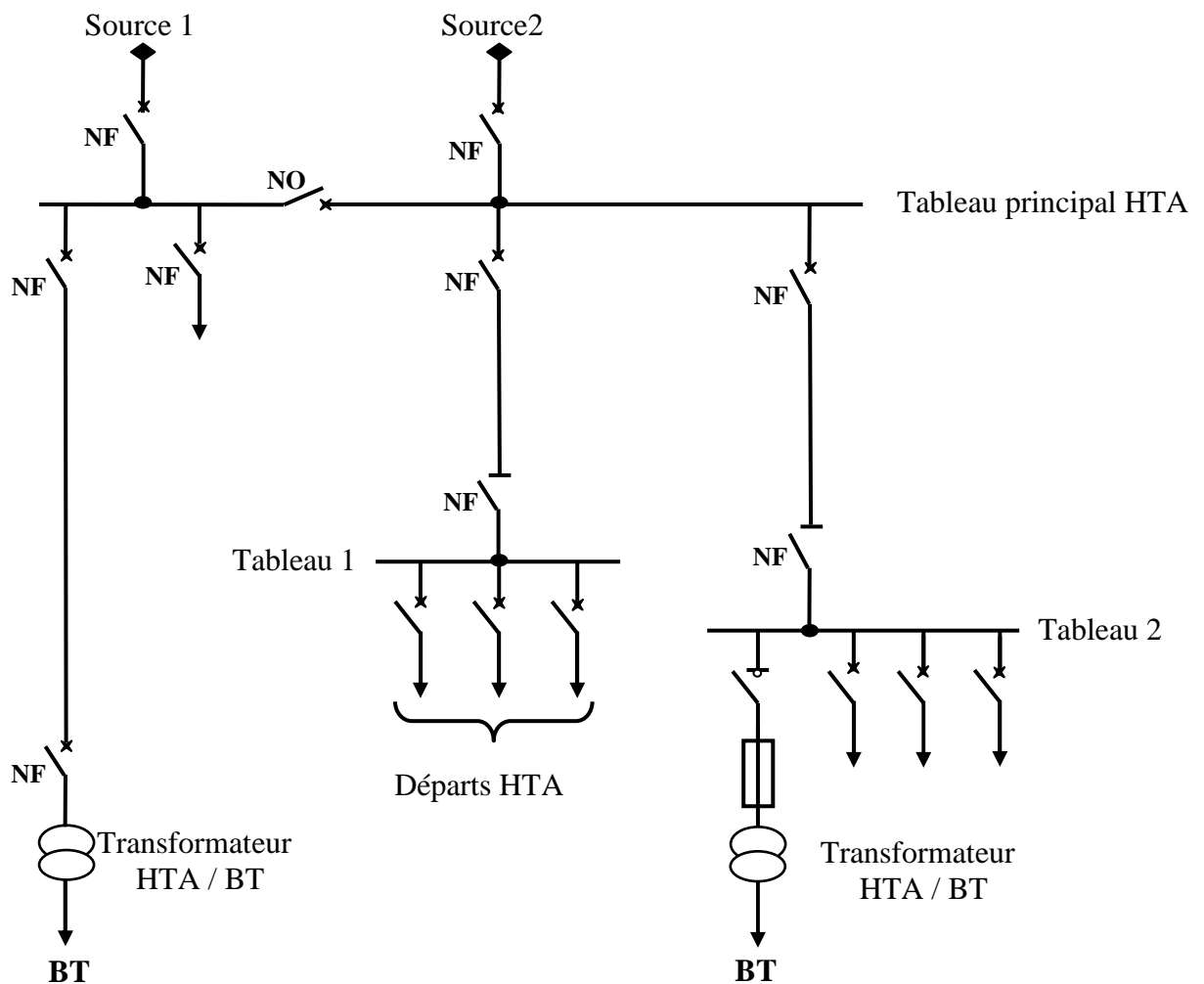
I.7.1) - Radial en simple antenne :**I.7.1.1) - Architecture :**

Fig. I.15 - Réseau HTA radial en simple antenne.

I.7.1.2) - Fonctionnement :

- Les tableaux 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage ;
- Cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux de cimenterie.

I.7.2) - Radial en double antenne sans couplage :

I.7.2.1) - Architecture :

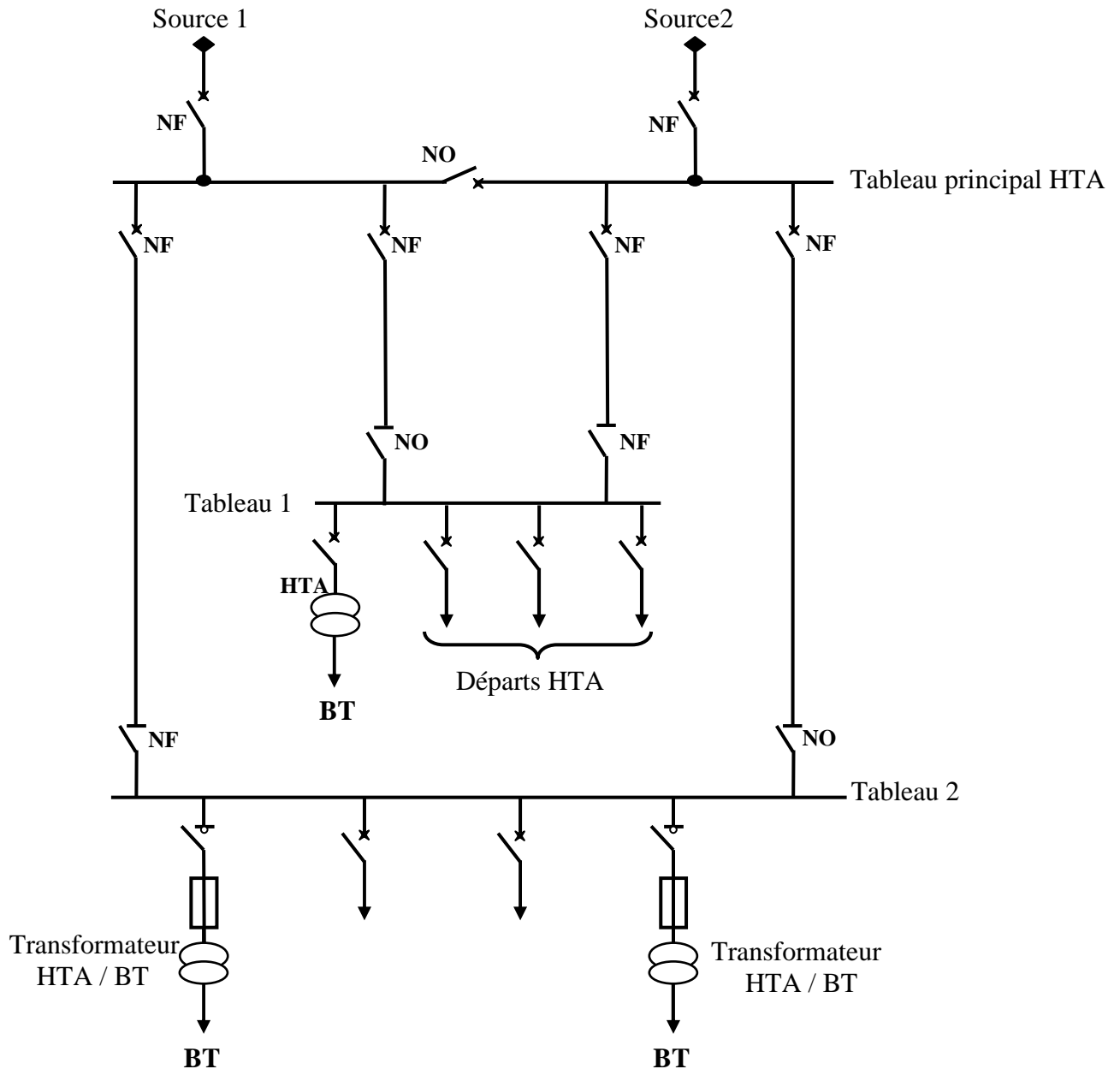


Fig. I.16 – Réseau HTA radial en double antenne sans couplage.

I.7.2.2) - Fonctionnement :

- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par deux sources sans couplage, l'une en secours de l'autre ;
- La disponibilité est bonne ;
- L'absence de couplage des sources pour les tableaux 1 et 2 entraîne une exploitation moins souple.

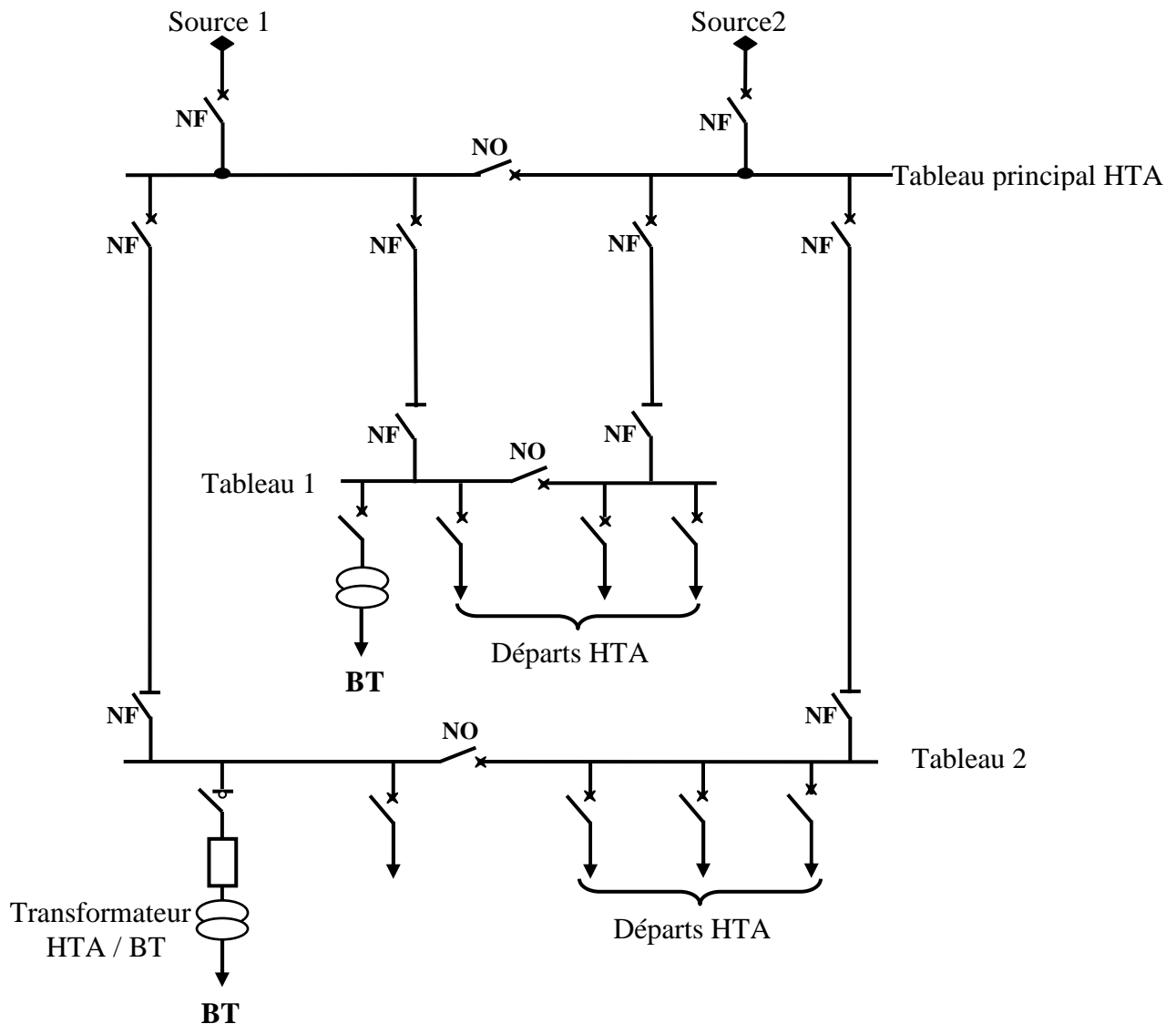
I.7.3) - Radial en double antenne avec couplage :**I.7.3.1) - Architecture :**

Fig. I.17- Réseau HTA radial en double antenne avec couplage.

I.7.3.2) - Fonctionnement :

- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par deux sources avec couplage. En fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts,
- Chaque demi-jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources,
- Cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie.

I.7.4) - En boucle :

Cette solution est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes, il existe deux possibilités suivant que la boucle est ouverte ou fermée en fonctionnement normal.

I.7.4.1) - Boucle ouverte :

I.7.4.1.1) - Architecture :

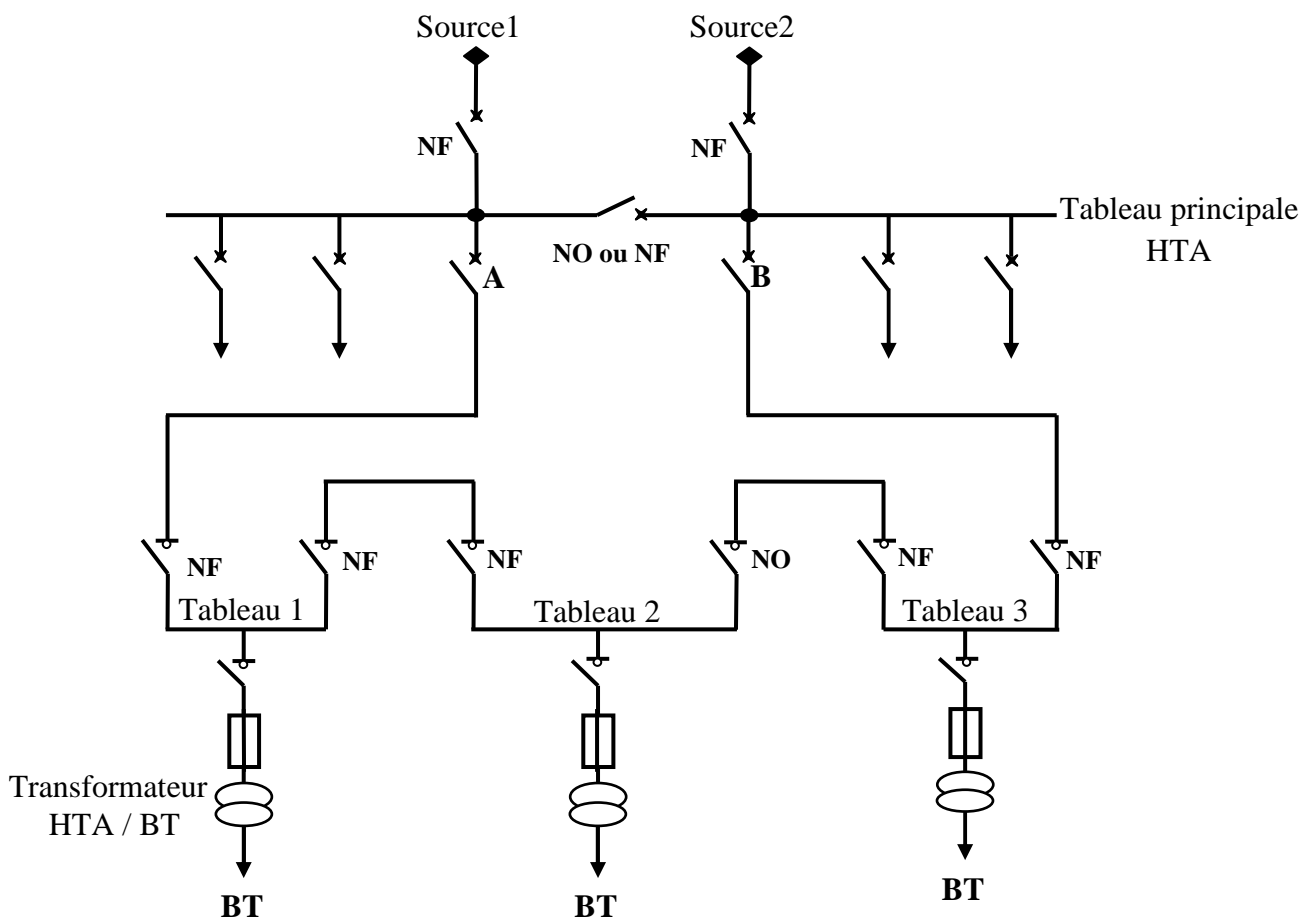
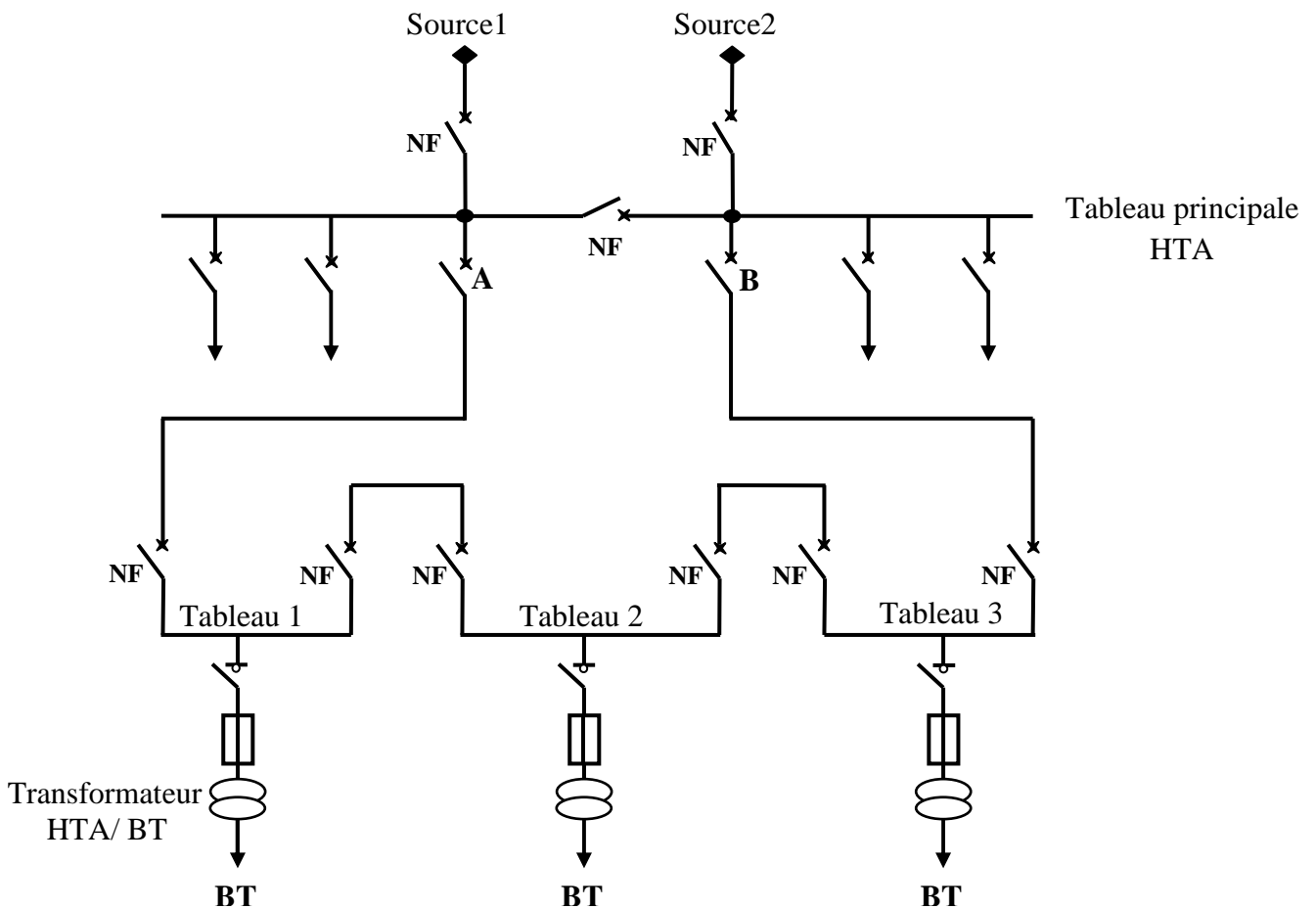


Fig. I.18.a - Réseau HTA en boucle ouverte.

I.7.4.1.2) - Fonctionnement :

- Les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs ;
- Les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs ;
- En fonctionnement normal, la boucle est ouverte (elle est ouverte au niveau du tableau2) ;
- Les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources ;
- Un défaut sur un câble ou la perte d'une source est palier par une reconfiguration de la boucle ;
- Cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automate de reconfiguration de boucle est installé. La coupure est d'au moins plusieurs minutes ou dizaines de minutes si la reconfiguration de boucle est effectuée manuellement par le personnel d'exploitation.

I.7.4.2) - Boucle fermée :**I.7.4.2.1) - Architecture :****Fig. I.18.b - Réseau HTA en boucle fermée.**

I.7.4.2.2) - Fonctionnement :

- Tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs ;
- En fonctionnement normal, la boucle est fermée ;
- Le système de protection permet d'éviter les coupures d'alimentation lors d'un défaut ;
- Cette solution est plus performante que le cas de la boucle ouverte car elle évite les coupures d'alimentation ;
- Par contre, elle est plus onéreuse car elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré.

I.7.5) - En double dérivation :

I.7.5.1) - Architecture :

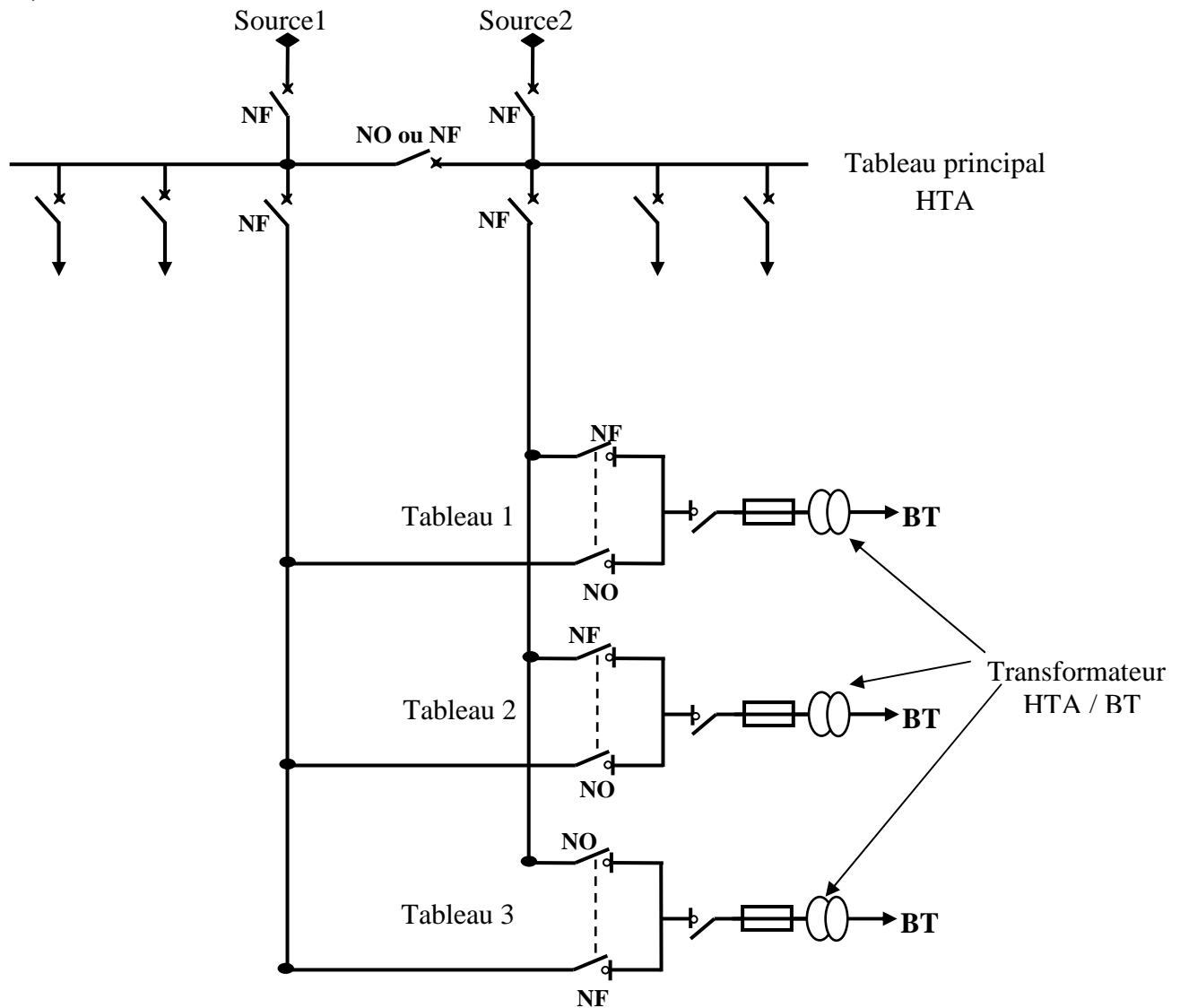


Fig. I.19 - Réseau HTA en double dérivation.

I.7.5.2) - Fonctionnement :

- Les tableaux 1, 2 et 3 peuvent être dépannés et être alimentés par l'une ou l'autre des sources indépendamment ;
- Cette structure est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées et nécessitant une très bonne disponibilité.

I.8) - Conclusion :

Ce premier chapitre a été consacré à l'étude des généralités sur les réseaux électriques, d'où on a cité les différents architecteurs du réseau de distribution moyenne tension et postes HTA (30 et 10 kV). Ces architectures sont très importantes et très sensibles, ce qui nécessite une protection contre les différents types d'anomalies telles que les courts-circuits, les surtensions, les surintensités. La mise en œuvre de la protection des installations électriques nécessite différents appareils dont les fonctions spécifiques doivent être parfaitement maîtrisées.

A decorative border resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip at the top, both ending in rounded, curled ends.

Chapitre II:

Équipements de protection des réseaux
de distribution MT

II.1) - Introduction :

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable: court-circuit, défaut d'isolement, surtension,...etc. Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique.

A partir de l'analyse du comportement des systèmes de protection (fusible, disjoncteurs, ...etc.) sur défauts et des phénomènes qui en découlent, on choisit les dispositifs de protection les mieux adaptés. C'est ce que l'on va présenter dans ce chapitre.

II.2) - Système de protection :**II.2.1) - Définition :**

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs systèmes de protection, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

II.2.2) - Les fonctions principales: [6]

Un système de protection assure les fonctions principales suivantes :

- Protéger la totalité du système pour assurer la continuité de fourniture ;
- Minimiser les dommages et les coûts de réparation ;
- Garantir la sécurité du personnel ;
- Détection, signalisation et localisation des parties en défauts.

II.3) – Caractéristiques de base de la protection [6]:**II.3.1) - Rapidité :**

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

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

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

II.3.2) - Sélectivité :

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

- Sélectivité ampéremétrique par les courants ;
- Sélectivité chronométrique par le temps ;
- Sélectivité combinée.

II.3.2.1) - Sélectivité ampéremétrique :

Se caractérise par le choix du courant de déclenchement du disjoncteur, sur la (fig II.1) il y a sélectivité totale car le seuil de déclenchement du disjoncteur A est supérieur à celui de B. En pratique il y a toujours une zone d'interaction c'est à dire les deux disjoncteurs fonctionnent au même temps, on parlera alors de sélectivité partielle

Dans le cas d'un disjoncteur avec limiteur pour obtenir la sélectivité totale le seuil de déclenchement de A, doit être supérieur au courant limité de B.

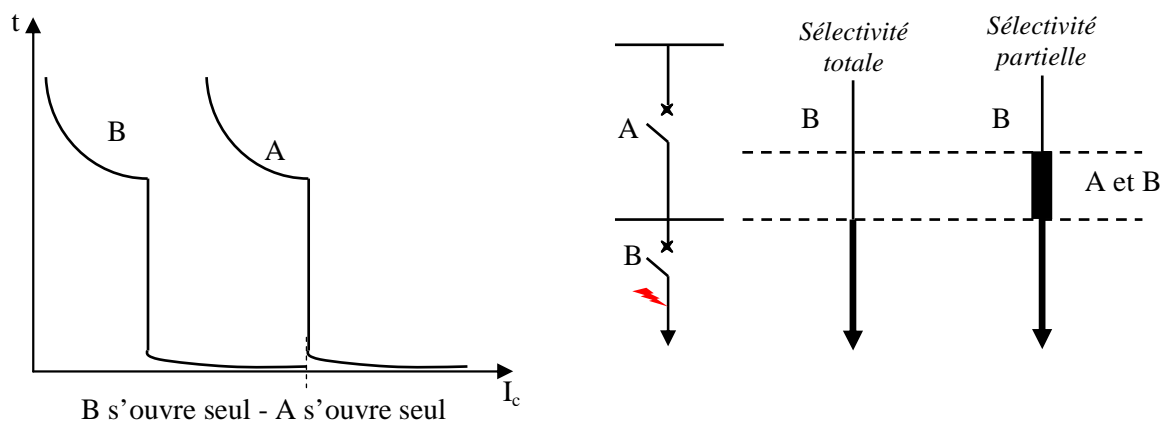


Fig. II.1 - Fonctionnement d'une sélectivité ampéremétrique.

- *Sélectivité totale* : il y a sélectivité totale entre deux appareils de protection si, un défaut est éliminé par l'appareil de protection en amont du défaut pour toute valeur du courant de défaut présumé ;
- *Sélectivité partielle* : l'appareil en amont fonctionne seul lors d'un défaut jusqu'à une certaine valeur du courant de défaut, alors les deux appareils.

II.3.2.2) - Sélectivité chronométrique :

Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner d'une manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source à la temporisation la plus longue.

Ainsi, sur le schéma (Fig. II.2), le court-circuit représenté est vu par toutes les protections (A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B.

Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de court-circuit, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, reviennent à leur position de veille.

La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

Avec :

X_n : selon la temporisation.

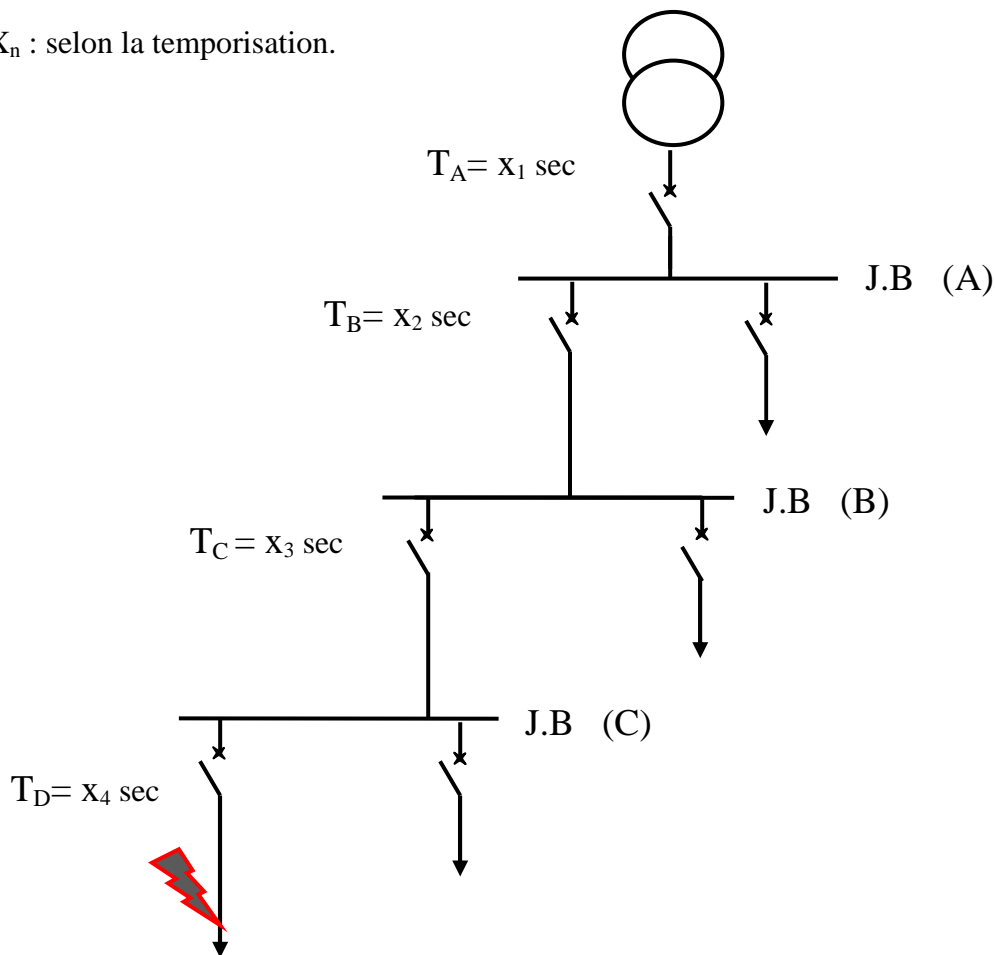


Fig. II.2 - Principe de la sélectivité chronométrique.

➤ Sélectivité combinée

Dans le but d'améliorer la sélectivité entre les disjoncteurs on peut combiner les deux techniques précédentes.

II.3.3) - Sensibilité :

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

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

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

II.3.4) - Fiabilité :

La fiabilité est l'aptitude d'un dispositif à accomplir une fonction requise dans des conditions données pour une période de temps donnée.

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

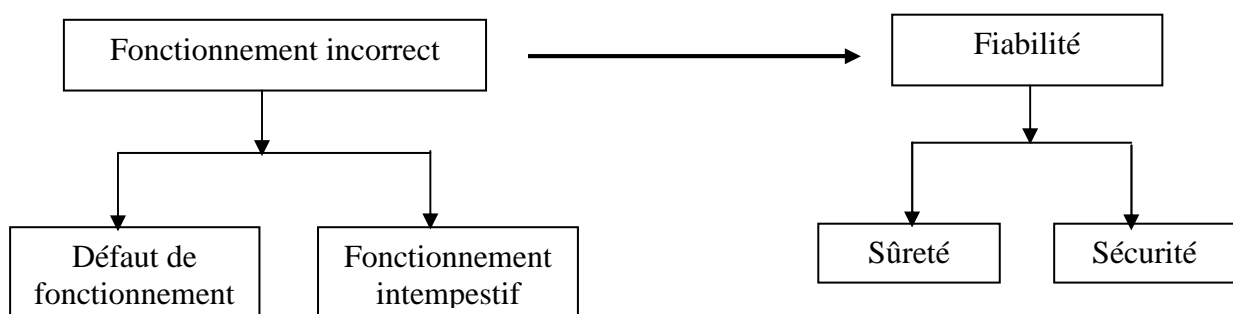


Fig. II.3 - Fiabilité d'une protection.

II.4) - Chaîne générale d'un système de protection: [7]

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau (Fig. II.4). Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

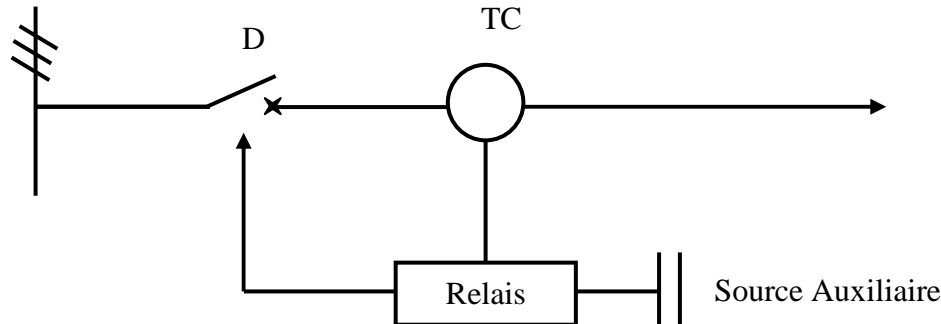


Fig. II.4 - Chaîne principale de la protection électrique.

II.4.1) – Définition des éléments de la chaîne de protection:

II.4.1.1) - Transformateur de courant TC :

II.4.1.1.1) - Définition :

Tous les transformateurs de courant utilisés pour la protection sont pratiquement similaires, de point de vue de leur construction, aux transformateurs standard, car ils se composent d'un primaire et d'un secondaire couplés magnétiquement, bobinés autour d'un noyau ferrique. Toutefois, contrairement aux transformateurs de tension, le bobinage primaire des transformateurs de courant est connecté en série avec le réseau. C'est pourquoi ils doivent résister au courant de court-circuit de ces réseaux. L'expression « transformateur d'intensité » est sans doute plus exacte. On utilise fréquemment les abréviations TC ou TI.

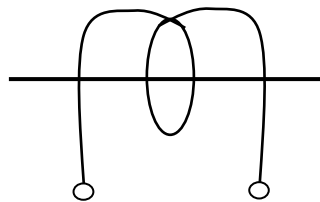


Fig. II.5 - Le symbole normalisé de représentation d'un transformateur de courant.

II.4.1.1.2) - Les fonctions d'un transformateur de courant :

La fonction d'un transformateur de courant est de fournir à son secondaire (I_s) un courant proportionnel au courant primaire (I_p) mesuré. L'utilisation concerne autant la mesure (comptage) que la protection.

Les transformateurs de courant ont deux fonctions essentielles :

- Adapter la valeur du courant MT du primaire aux caractéristiques des appareils de mesure ou de protection en fournissant un courant secondaire d'intensité proportionnelle réduite ;
- Isoler les circuits de puissance du circuit de mesure et/ou de protection.

II.4.1.2) - Transformateur de tension TT: [7]**II.4.1.2.1) - Définition :**

Selon la définition donnée par la Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I), un transformateur de tension ou de potentiel est un « 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 celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions ». On utilise aussi le terme transformateur de potentiel (TP).

II.4.1.2.2) - Les fonctions d'un transformateur de tension :

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 MT ou HT (jusqu'à quelques centaines de kiloVolts) et l'appareil de mesure (voltmètre, ou wattmètre par exemple) ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer des tensions de l'ordre de la centaine de Volts.

II.4.1.3) - Les relais de protection [6]:**II.4.1.3.1) - Définition :**

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance, donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension....etc. Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, détermine quels disjoncteurs à ouvrir et alimente les circuits de déclenchement.

II.4.1.3.2) - Les types :

Il existe trois types des relais de protection :

A) - Les relais électromécaniques :

Ce relais est basé sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage) [9][10].

Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions, détection de seuils et temporisation. Ils ont l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats. Les inconvénients de ces dispositifs, qui demeurent néanmoins largement rencontrés, sont :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance ;
- Le manque de précision, le dispositif étant sensible à son environnement et aux phénomènes d'usure ;
- Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de court-circuit ;
- Son coût de fabrication est élevé ;

A cause de ces inconvénients, ce type de protection tend à disparaître à l'heure actuelle.

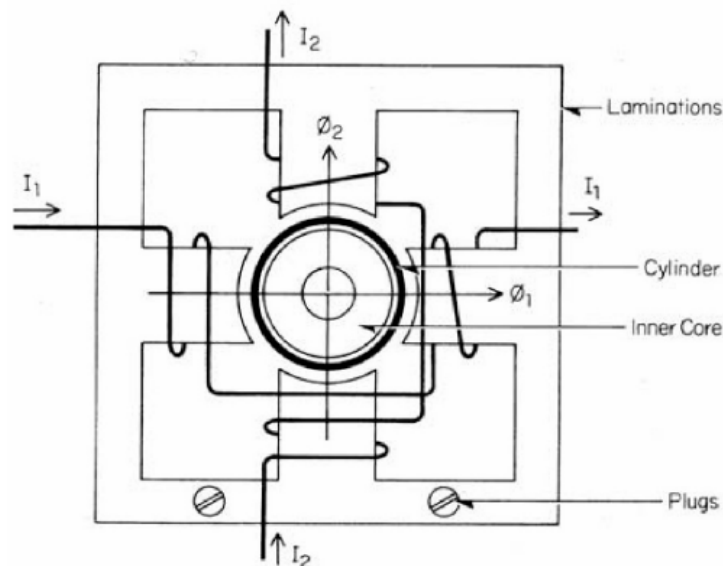


Fig. II.6 - Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique.

B) - Les relais statique :

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

Les circuits de comparaison fournissent des signaux temporisations qui actionnent des relais de sortie à déclencheurs. Ces dispositifs nécessitent en général une source d'alimentation auxiliaire continue :

- Ils procurent une bonne précision et permettent la détection des faibles courants de court-circuit ;
- Chaque unité opère comme une fonction unitaire et plusieurs fonctions sont nécessaires pour réaliser une fonction de protection complète.

Les inconvénients de ces dispositifs demeurent :

- On ne peut pas réaliser un contact normalement fermé avec un relais statique. Cela interdit son utilisation dans les applications qui requièrent la fermeture du contact en l'absence de tension.

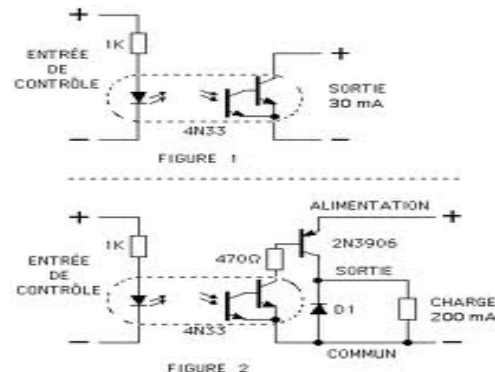


Fig. II.7 - Relais statique.

C) - Les relais numériques :

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrées aux équipements de protection.

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des

algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local.

Ces dispositifs nécessitant une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

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

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmentent leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance.

En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle et de commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue.

C) - Les relais thermique :

Le relais thermique utilise la propriété d'un bilame formé de deux lames minces de métaux ayant des coefficients de dilatation différents. Il s'incurve lorsque sa température augmente.

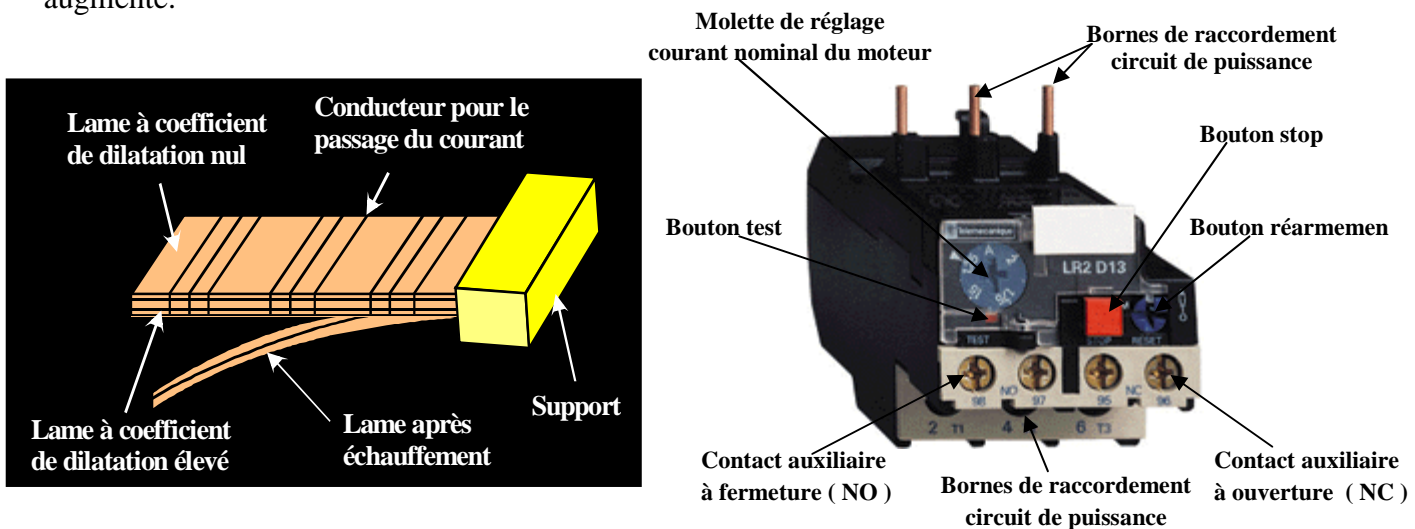


Fig. II.8 - Relais thermique.

II.4.1.4) - Disjoncteur moyenne tension [8]:

II.4.1.4.1) - Définition et rôle :

Selon la définition de la Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I), un disjoncteur MT est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) à la fois :

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

Un disjoncteur est l'appareil de protection essentiel des réseaux électrique MT, car il est seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et donc éviter que le matériel soit endommagé par ce dernier.

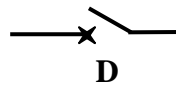


Fig. II.9- Le symbole normalisé de représentation d'un disjoncteur.



Fig. II.10- Disjoncteur Fluarc FB.4 à commande en plastron.

II.4.1.4.2) - Principe de fonctionnement :

La coupure d'un courant électrique par un disjoncteur à haute tension est obtenue en séparant des contacts dans un gaz (air, SF₆..) ou dans un milieu isolant (par exemple l'huile ou le vide). Après séparation des contacts, le courant continue de circuler dans le circuit à travers un arc électrique qui s'est établi entre les contacts du disjoncteur.

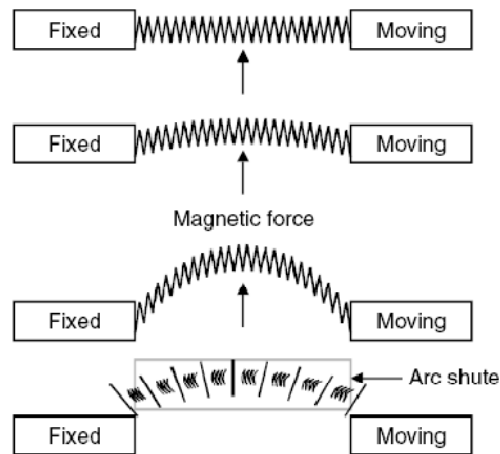


Fig. II.11- Arc électrique entre les contacts d'un disjoncteur MT.

II.4.1.4.3) - Essais [8]:

A) – Essais type :

Les essais de type ont pour but de vérifier les caractéristiques du disjoncteur HTA, de ses dispositifs de commande et des équipements auxiliaires. En principe, chaque essai de type doit être effectué sur un disjoncteur à l'état neuf et propre et les divers essais de type peuvent être effectués à des époques différentes et en des lieux différents.

Les essais de type obligatoires suivant la norme CEI-56 sont :

- Les essais diélectriques :
 - Essai de choc de foudre ;
 - Essai de tenue à la fréquence industrielle du circuit principal, des auxiliaires.
- Les essais d'échauffement et de mesure de la résistance du circuit principal ;
- Les essais de courant admissible de courte durée ;
- Les essais de courant de crête admissible ;
- Les essais mécaniques et climatiques :
 - Essais de fonctionnement mécaniques à la température de l'air ambiant ;
 - Essais à haute et basse température.
- Les essais d'établissement et de coupure de courants de court-circuit ;
- Les essais d'établissement et de coupure de courants capacitifs ;
- Les essais d'établissement et de coupure de faibles courants inductifs.

B) – Essais de routine :

Les essais de routine ont pour but de vérifier les caractéristiques du disjoncteur MT, ses dispositifs de commande et ses équipements auxiliaires. Ils sont réalisés par le constructeur, en usine, pour chaque appareil. Les essais de routine sont :

- Le fonctionnement mécanique ;
- La mesure des durées de manœuvre des auxiliaires ;
- La chute de tension maximale du circuit principal ;
- Le contrôle d'étanchéité ;
- Le temps de fermeture en cycle rapide ;
- Les essais diélectriques à la fréquence industrielle ;
- La vérification de la chaîne de déclenchement pour les disjoncteurs à protection intégrée.

II.4.1.4.4) - Caractéristiques électriques : suivant la norme CEI 56-87 :

- **Tension assignée :**

La tension assignée est la valeur efficace maximale de la tension que le matériel peut supporter en service normal. Elle est toujours supérieure à la tension de service.

- **Niveau d'isolement assigné :**

Le niveau d'isolement fixe la tenue diélectrique des matériels de manœuvre et l'onde de choc de foudre. Il est caractérisé par deux valeurs :

- La tenue à l'onde de choc (1,2/50 μ s) ;
- La tenue à la fréquence industrielle pendant une minute.

- **Courant assigné en service continu :**

Un disjoncteur étant toujours fermé, le courant de charge doit circuler sans emballement thermique.

- **Courant de courte durée admissible :**

C'est la valeur efficace du courant de court-circuit admissible en kA sur un réseau pendant 1 ou 3 secondes, et calculée selon la formule suivant : $I_{cc} = \frac{S_{cc}}{U_S \sqrt{3}}$

- **Tension assignée d'alimentation de circuits auxiliaires :**

Valeurs de tension d'alimentation des bobines d'ouverture et fermeture.

- **Séquence de manœuvre assignée :**

Séquence de manœuvres assignée suivant CEI ; O - t - CO - t' - CO

Avec :

O : représente une manœuvre d'ouverture ;

CO: représente une manœuvre de fermeture suivie immédiatement d'une manœuvre d'ouverture.

- **Pouvoir de coupure en court-circuit :**

Le pouvoir de coupure assigné en court-circuit est la valeur la plus élevée du courant que le disjoncteur peut couper sous sa tension assignée dans un circuit dont la tension transitoire de rétablissement (TTR) répond à une spécification précise.

II.4.1.4.5) - Différentes techniques de coupure d'arc électrique:

Les disjoncteurs moyens tension peuvent être :

A) - Disjoncteur à huile :

L'huile qui servait déjà comme isolant a été utilisée dès le début du siècle comme milieu de coupure car cette technique permet la conception d'appareils relativement simples et économiques. Les disjoncteurs à huile ont été utilisés principalement pour les tensions de 5 à 30 kV (Fig. II.12).

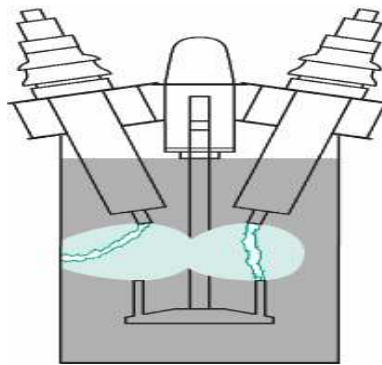


Fig. II.12- Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'huile.

➤ **Disjoncteurs à faible volume d'huile :**

L'arc et la bulle sont confinés dans un pot de coupure isolant. La pression du gaz augmente lors du passage de l'arc dans une succession de chambres puis, quand le courant passe par zéro, se détend à travers une buse sur la zone d'arc.

➤ **Disjoncteurs à grand volume d'huile :**

Dans les premiers appareils utilisant l'huile, l'arc se développait librement entre les contacts créant des bulles de gaz non confinées. Afin d'éviter des amorçages entre phases ou

entre bornes et masse, ces bulles ne doivent en aucun cas atteindre la cuve ou se rejoindre. Les appareils dimensionnés en conséquence, atteignent des dimensions extrêmement grandes.

En MT d'autres techniques ont été préférées car la coupure dans l'air présente plusieurs inconvénients:

- Encombrement de l'appareillage (dimensions plus grandes à cause de l'allongement de l'arc) ;
- Pouvoir de coupure influencé par la présence des cloisons métalliques de la cellule contenant l'appareil et par l'humidité de l'air ;
- Coût et bruit.

Cette technique de coupure a été très employée dans tous les domaines, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. Progressivement, elle est supplantée par les techniques de coupure dans le vide et dans le SF₆, techniques qui ne présentent pas les inconvénients présentés dans les paragraphes précédents.

B) - Disjoncteur à air comprimé :

L'air comprimé est utilisé pour assurer les fonctions suivantes :

- Refroidissement et allongement de l'arc, entraînement des particules ionisées,
- Après passage à zéro du courant, refroidissement de la colonne ionisée résiduelle et entraînement des particules ionisées restant dans l'espace entre contacts,
- Après l'extinction de l'arc, apparition d'une rigidité diélectrique élevée, d'autant plus élevée que la pression d'air est importante.

Les inconvénients de ce type sont :

- Nécessité d'une station d'air comprimé ;
- Bruit violent ;
- Appareil plus cher.

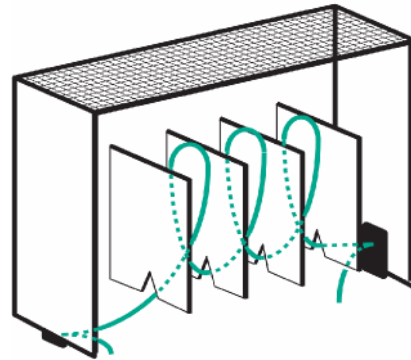


Fig. II.13- Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'air.

C) - Disjoncteur à gaz SF₆ :

La mise au point de nouvelles générations de disjoncteur SF₆ (hexafluorure de soufre) très performantes a entraîné dans les années 1970 la suprématie des appareils SF₆ dans la gamme 7,2 kV à 245 kV. Sur le plan technique, plusieurs caractéristiques des disjoncteurs SF₆ peuvent expliquer leurs succès [12]:

- La simplicité de la chambre de coupure qui ne nécessite pas de chambre auxiliaire pour la coupure ;

- L'autonomie des appareils apportée par la technique auto-pneumatique (sans compresseur de gaz) ;
- La possibilité d'obtenir les performances les plus élevées, jusqu'à 63 kA ;
- Le nombre de chambres de coupure est réduit (une chambre en 245 kV, deux chambres en 420 kV, trois chambres pour la ligne de 550 kV et quatre en 800 kV) ;
- Une durée d'élimination de court-circuit court, de 2 à 2,5 cycles en réseau THT ;
- La durée de vie d'au moins de 25 ans ;
- Faible niveau de bruit ;
- Zéro maintenance (régénération du gaz SF₆ après coupure) ;
- Eteint l'arc dix fois mieux que l'air ;
- L'un des inconvénients de ce type d'appareil est son prix élevé.

D) - Disjoncteur à vide :

En principe le vide est un milieu diélectrique idéal, il n'y a pas de matière donc pas de conduction électrique. Cependant, le vide n'est jamais parfait et de toute façon à une limite de tenue diélectrique. Malgré tout, le « vide » réel à des performances spectaculaires, à la pression de 10 - 6 bar, la rigidité diélectrique en champ homogène peut atteindre une tension crête de 200 kV pour une distance inter électrodes de 12 mm (Fig. II.14).

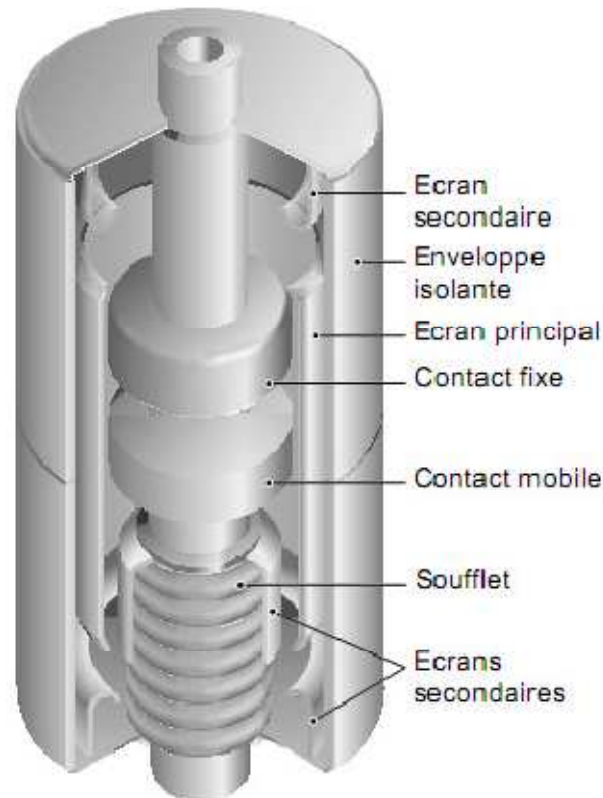


Fig. II.14 - Constitution d'une ampoule de coupure dans le vide.

Tous les constructeurs ont été confrontés aux mêmes exigences :

- Réduire le phénomène d’arrachement de courant pour limiter les surtensions ;
- Éviter l’érosion précoce des contacts pour obtenir une endurance élevée ;
- Retarder l’apparition du régime d’arc concentré pour augmenter le pouvoir de coupure ;
- Limiter la production de vapeurs métalliques pour éviter les re-claquages ;
- Conserver le vide, indispensable pour garder les performances de coupure, pendant la durée de vie de l’appareil.

C’est en MT que cette technique est la plus employée, des disjoncteurs d’usage général sont maintenant disponibles pour les différentes applications avec tous les pouvoirs de coupure habituels (jusqu’à 63 kA). Ils sont utilisés pour la protection et la commande.

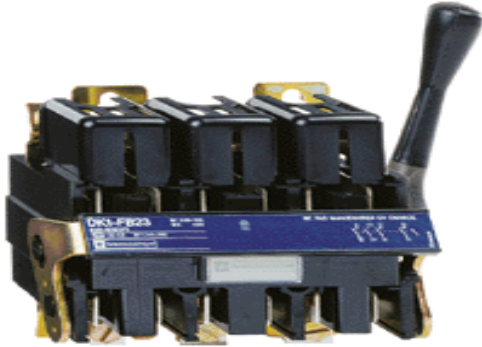
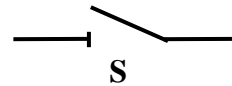
Le tableau suivant met en évidence les caractéristiques des différents types des disjoncteurs :

Facteur	Disjoncteur à huile	Disjoncteur à air	Disjoncteur à gaz SF6
Sécurité	Risques d’explosion et d’incendie dû à une augmentation de la pression pendant plusieurs opérations.	Emission d’air chaud et de gaz ionisé dans les environs.	Aucun risque d’explosion
Taille	Très grande	Moyenne	Plus petite
Maintenance	Remplacement régulier de l’huile	Remplacement des contacts de formation de l’arc	Lubrification minimale des appareils de contrôle
Facteur environnementaux	L’humidité et la poussière de l’atmosphère peuvent modifier les propriétés internes et affecter le diélectrique.		Puisqu’étanche, aucun effet dû à l’environnement
Endurance	En dessous de la moyenne	Moyenne	Excellente

Tableau II-1 : Caractéristiques des différents types des disjoncteurs. [7]

II.4.1.5) - Sectionneur : [1]**II.4.1.5.1) - Définition :**

Le sectionneur est un appareil mécanique de connexion capable d'ouvrir et de fermer un circuit lorsque le courant est nul ou pratiquement nul, afin d'isoler la partie de l'installation en aval du sectionneur.

**Fig. II.16-** Sectionneur.**Fig. II.15 -** Le symbole normalisé de représentation d'un sectionneur.**II.4.1.5.2) - Fonctionnement :**

Il permet d'interrompre la continuité de service (mise hors tension de l'alimentation). Le sectionneur n'a pas de pouvoir de coupure. Il ne doit jamais être manœuvré en charge.

II.4.1.6.) –Parafoudre :

Les parafoudres sont des dispositifs statiques chargés de limiter, en un point donné du réseau, d'amplitudes 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 éclateur :

Sa partie 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 transition d'une onde de tension coupée ;
- Une sensibilité (jusqu'à un certain point) aux agressions extérieures.

B-Parafoudre à oxyde de zinc :

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

- Ils ont un coefficient de non linéarité si important que l'on peut des parafoudres sans éclateurs ;
- Leur capacité d'absorption d'énergie est élevée.

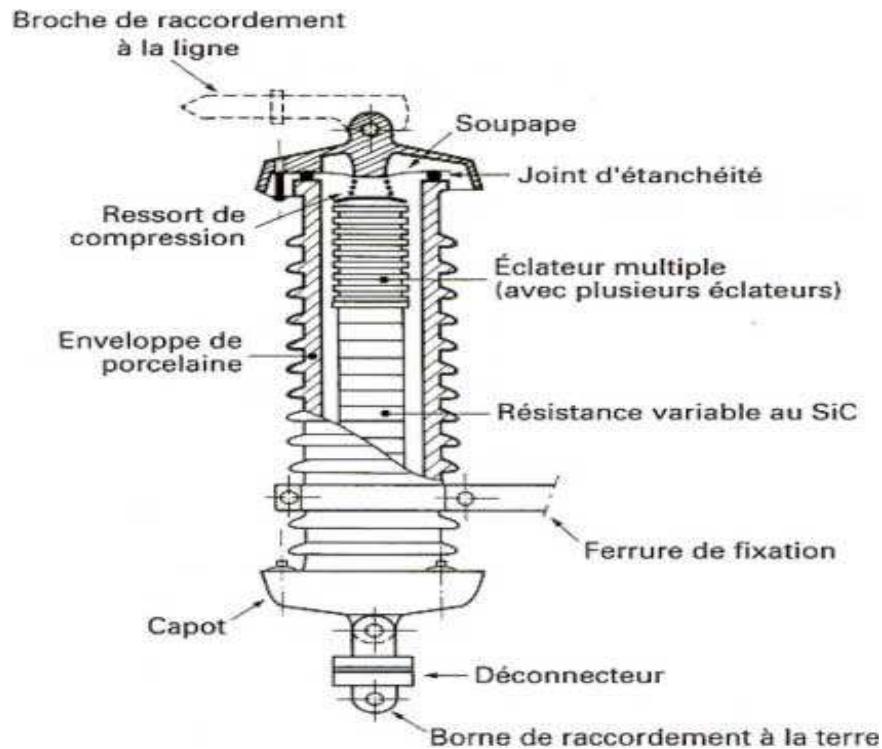


Fig. II.17 - Parafoudre HTA au carbure de silicium et à éclateurs

II.4.1.7.) –Éclateur :

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 de surtension à la terre et protège, ainsi le matériel.

La tension d'amorçage de l'éclateur est réglé 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.

➤ Les avantages :

- Le principale 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 artificielle 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 surtension de manœuvres. Il est par ailleurs, à l'origine de coupures brèves très gênantes pour la qualité de service, spécialement en HTA.

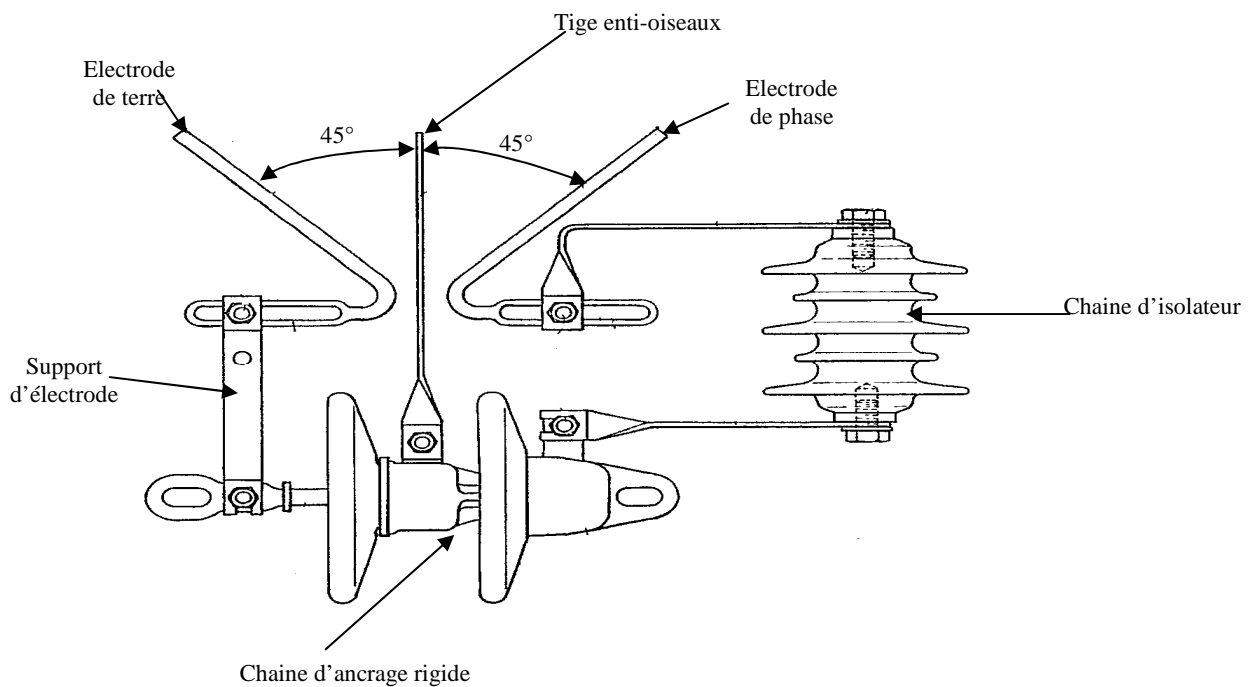


Fig. II.18 - Eclateur HTA.

II.4.1.8) - Fusible moyenne tension et basse tension MT/BT :

II.4.1.8.1) – Définition :

Les fusibles moyennes tensions (Fig. II.19) offrent une protection des dispositifs de distribution moyenne tension (de 3 à 36 kV) contre des effets dynamiques et thermiques causés par les courts-circuits plus élevés que le courant minimal de coupure du fusible. Étant donné leur faible coût d'acquisition et ne nécessitant aucune maintenance, les fusibles moyennes tensions sont une excellente solution pour la protection de différents types de dispositifs de distribution:

- Des réceptrices moyennes tensions (transformateurs, moteurs, condensateurs... etc.),
- Des réseaux de distribution électrique publique et industrielle.

Ils offrent une protection sûre contre des défauts importants qui peuvent survenir d'une part sur les circuits moyenne tension, d'autre part sur les circuits basse tension. Cette protection peut être accrue en combinant les fusibles avec des systèmes de protection basse tension ou un relais de surintensité.

Les caractéristiques les plus importantes qui définissent notre gamme de fusibles sont les suivantes :

- Haut pouvoir de coupure ;
- Basses valeurs de $I^2 t$;
- Interruption sûre des courants critiques ;
- Baisse puissance dissipée ;
- Utilisables pour l'intérieur et l'extérieur ;
- Avec percuteur thermique ;
- Basses valeurs d'intensité minimale de coupure.

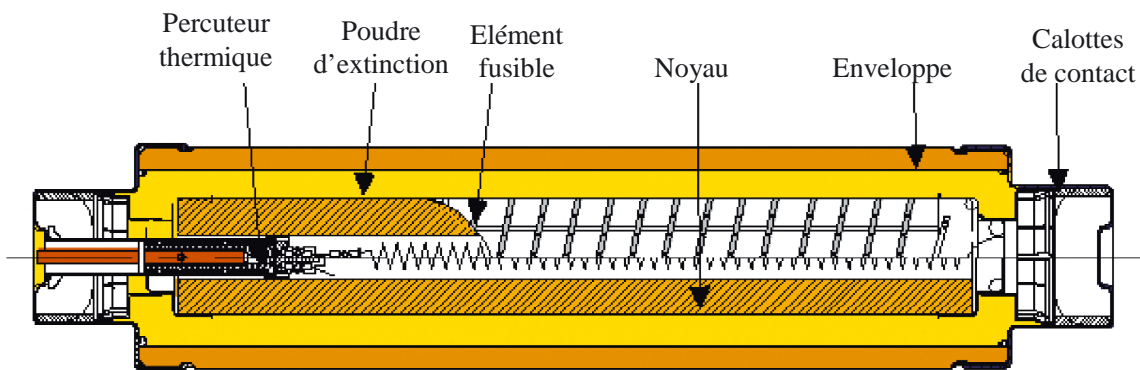


Fig. II.19 - Coupe schématique d'un fusible HTA.

II.4.1.8.2) – Caractéristiques [8][9] :

- **Tension assignée (U_n) :**

C'est la tension entre phases (exprimée en kV) la plus élevée du réseau sur laquelle pourra être installé le fusible. Dans la gamme moyenne tension, des tensions assignées préférentielles ont été fixées : 3,6 - 7,2 - 12 - 17,5 - 24 et 36 kV

- **Courant assigné (I_n) :**

C'est la valeur du courant que le fusible peut supporter en permanence sans échauffement anormal.

- **Courant minimal de coupure assigné (I_3) :**

C'est la valeur minimale du courant qui provoque la fusion et la coupure du fusible. Ces valeurs sont comprises entre 3 et 5 fois la valeur de I_n .

Remarque : il ne suffit pas pour un fusible de fondre pour interrompre le passage du courant. Pour des valeurs de courant inférieures à I_3 , le fusible fond, mais peut ne pas couper le courant. L'arc reste maintenu jusqu'à ce qu'une intervention extérieure interrompe le courant. Il est donc impératif d'éviter la sollicitation d'un fusible dans la zone comprise entre I_n et I_3 .

- **Courants critiques (I_2) :** (courants donnant des conditions voisines de l'énergie d'arc maximale).

Cette intensité soumet le fusible à une plus grande sollicitation thermique et mécanique. La valeur de I_2 varie entre 20 et 100 fois la valeur de I_n , selon la conception de l'élément fusible. Si le fusible peut couper ce courant, il peut aussi garantir la coupure de courant pour toutes les valeurs comprises entre I_3 et I_1 .

- **Courant maximal de coupure assigné (I_1) :**

C'est le courant présumé de défaut que le fusible peut interrompre. Cette valeur est très élevée (allant de 20 à 63 kA).

Remarque : il est nécessaire de s'assurer que le courant de court-circuit du réseau est au plus égal au courant I_1 du fusible utilisé.

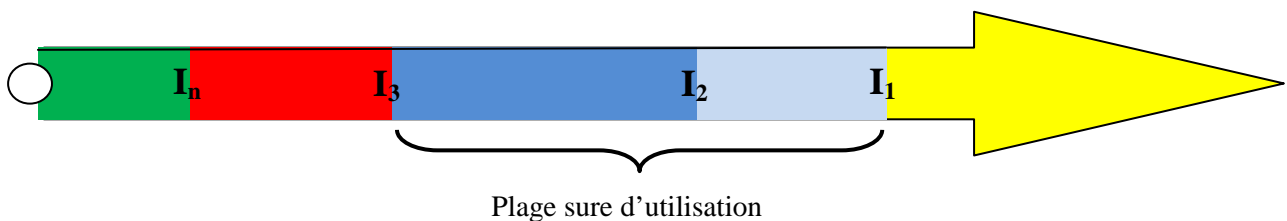


Fig. II.20 - Les zones de fonctionnement des fusibles HTA.

II.4.1.8.3) - Courbes de fusion temps/courant :

C'est la courbe qui représente le temps virtuel de fusion ou pré arc (Fig. II.21), en fonction de la valeur de la composante symétrique de l'intensité prévue. Une soigneuse sélection de tous les éléments qui composent les fusibles, ainsi qu'un sévère contrôle de fabrication, assurent aux clients l'exactitude des courbes temps-courants, bien en dessous des limites de tolérance admises par la norme CEI 60282-1.

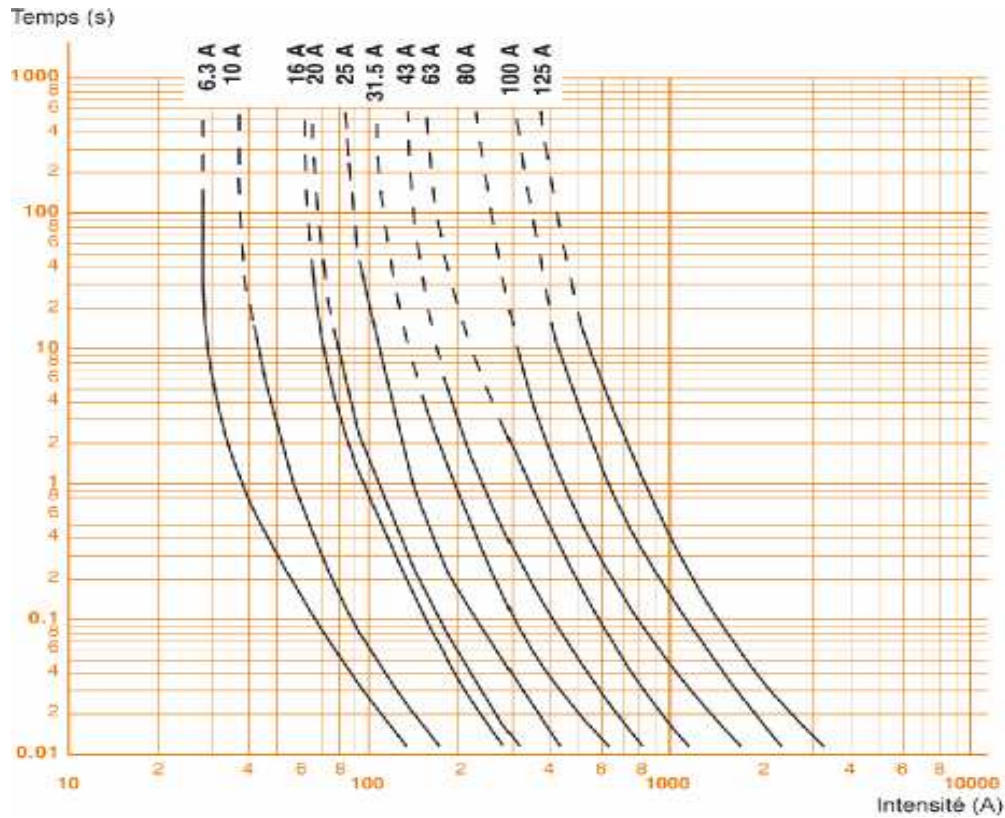


Fig. II.21 - Courbes de fusion et de limitation, Merlin Gerin, type: Soléfuse.

II.5) - Conclusion :

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

A decorative border resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip at the top, both ending in rounded, curled ends.

Chapitre III:

Les différents types des protections électriques

III.1) - Introduction :

L'étude des protections d'un réseau se décompose en deux étapes distinctes :

- La définition du système de protection, appelée plan de protection ;
- La détermination des réglages de chaque unité de protection, appelée coordination des protections ou sélectivité.

Un système de protection, 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 :

- Les capteurs de mesure (courant et tension) fournissant les informations de mesure nécessaires à la détection des défauts ;
- Les relais de protection, chargés 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 ;
- Les organes de coupure dans leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteurs, interrupteurs, fusibles.

III.2) - Zone de protection :

En plus des performances que doivent avoir les éléments de protection, il faut savoir les placer correctement pour les rendre plus efficaces.

Pour atteindre cet objectif, on découpe le réseau industriel en zones délimitées par les positions des organes de coupure. La (fig III.1) montre une disposition caractéristique des zones de protection, correspondant respectivement à des sections de ligne, des jeux de barres, des transformateurs et des machines. Ces zones se recouvrent pour ne laisser aucun point de l'installation sans protection [1].

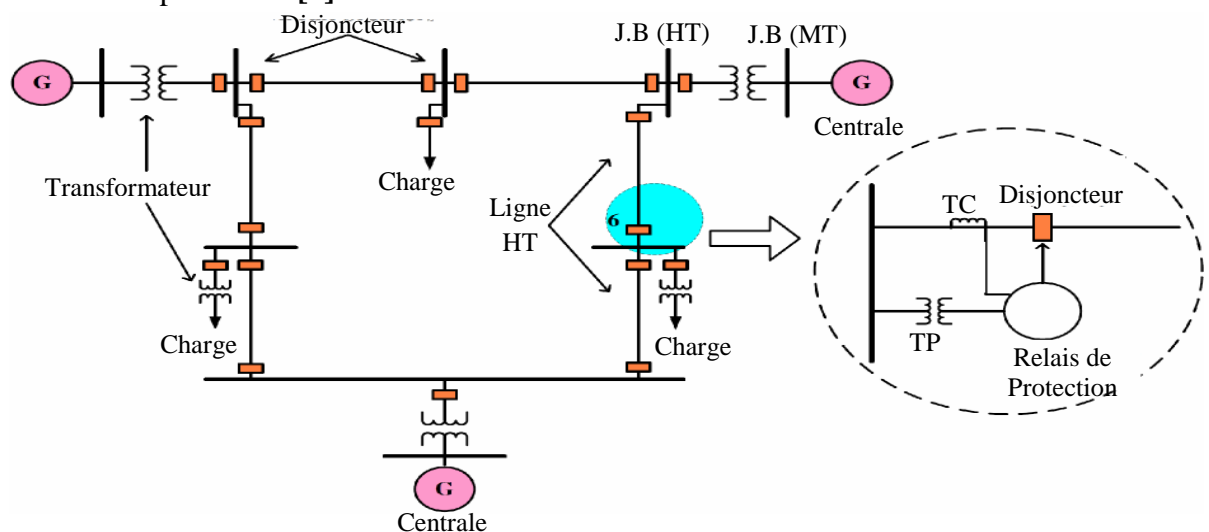


Fig. III.1 - Les zones de protection d'un réseau électrique.

III.3) - Protection des transformateurs HTB / HTA [7]:

III.3.1) - Introduction :

Un transformateur est une machine statique destinée à transformer un courant alternatif donné en un autre courant alternatif de même fréquence, mais de tension en général différente. Ces appareils sont très utilisés sur le réseau de transport où ils servent à convertir à des tensions différentes l'énergie électrique transitée.

En effet, le transport de cette énergie s'effectue avec des pertes dont l'importance est liée à la tension du réseau, puisque ces pertes sont proportionnelles au carré de l'intensité du courant (pertes Joule). Il est donc nécessaire de transporter cette énergie en haute et très haute tension. Bien entendu, il faudra procéder à la transformation inverse en arrivant dans les centres de consommation afin de délivrer l'énergie électrique et la tension du réseau de distribution.

Le transformateur est l'équipement le plus important dans un poste de transport. Son coût est extrêmement élevé et son immobilisation en cas d'incident est toujours très longue.

Pour cette raison, il doit être envisagé de sorte à réduire au maximum l'effet des éventuels incidents. Ceci peut s'effectuer via un système de protection très sophistiqué.

Les principaux défauts qui peuvent affecter un transformateur sont :

- Le court-circuit ;
- La surcharge ;
- Le défaut à la masse.

III.3.2) - Connexions du transformateur :

Il existe plusieurs façons de connecter les enroulements, pour les transformateurs triphasés de puissance, on rencontre surtout les couplages étoile-étoile et étoile-triangle. En pratique, on utilise des présentations schématiques telles que celles de la (fig III.2).

Les enroulements primaires sont repérés par des grandes lettres **A, B, C, N** et les enroulements secondaires par des petites lettres **a, b, c, n**.

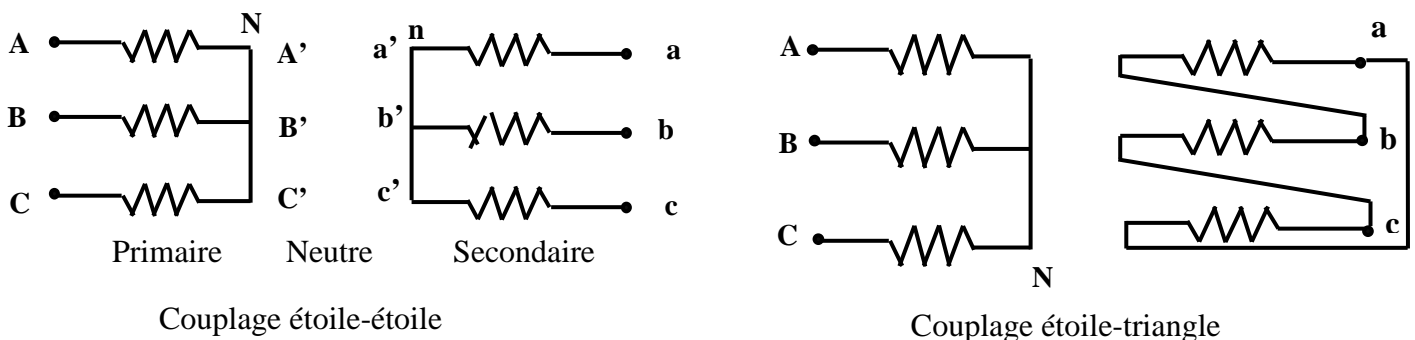


Fig. III.2 - Couplage des enroulements des transformateurs.

III.3.3) - Transformateurs spéciaux à trois enroulements :

Certains transformateurs comportent trois enroulements, appelés primaire, secondaire, et tertiaire, bobinés sur un même circuit magnétique (Fig. III.3). Un exemple en monophasé est donné (Fig. III.4), ainsi que le schéma équivalent qui peut servir pour l'étude des appareils triphasés.

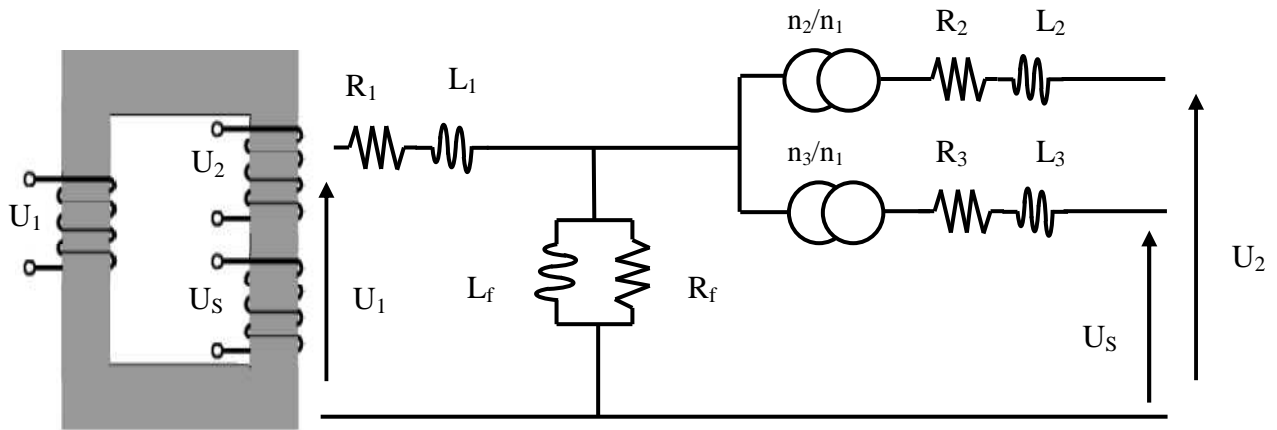


Fig. III.3 - Transformateurs à trois enroulements.

Ce schéma peut s'établir à partir des équations donnant l'expression des tensions U_1 , U_2 et U_3 en fonction des résistances et inductances des enroulements et des différentes mutuelles entre enroulements pris deux à deux.

En général, le tertiaire est connecté en triangle et sa puissance nominale est nettement plus faible que celle des deux enroulements principaux. Il peut être utilisé pour connecter un compensateur ou une réactance ou un transformateur de services auxiliaires ; il peut aussi n'avoir qu'un rôle de stabilisation. La mise en œuvre des grandeurs réduites d'impédance nécessite l'utilisation d'une même puissance de base, on prend le plus souvent comme référence la puissance nominale de l'enroulement le plus puissant.

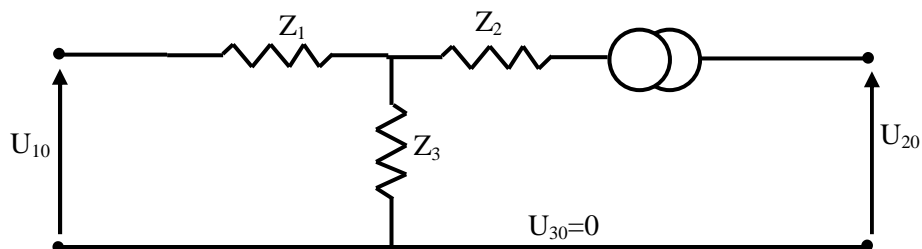


Fig. III.4 - Schéma homopolaire.

Remarque :

Le transformateur est un élément particulièrement important d'un réseau. Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager qu'ils soient internes ou externes.

III.3.4) - Protection externe [1] :**III.3.4.1) - Protection à maximum de courant phase :**

Le transformateur HTB/HTA sera en général protégé par deux protections à maximum de courant, protection coté haute tension (HTB) et protection coté moyenne tension (HTA).

A) - Protection à maximum de courant coté HTB :

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

$$I_{\text{réglage}} = 2I_{n1} \quad \text{temps} = 2,5 \text{ sec}$$

Où, I_{n1} : est le courant nominal du transformateur côté HT.

B) - Protection à maximum de courant coté HTA :

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

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

$$I_{\text{réglage}} = 1,3 - 1,4I_{n2} \quad \text{Temps} = 2,0\text{sec}$$

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

Le choix du temps d'intervention est déterminé aussi bien par l'impératif d'assurer la sélectivité avec la protection de la ligne MT que par la nécessité de permettre la surcharge du transformateur durant de courts laps de temps, suffisants à l'accomplissement des transferts de charge.

III.3.4.2) - Protection de neutre HTA :

La protection cotée haute tension sera à deux seuils d'intervention à temps constant :

- Le premier seuil devra être réglé à:

$$I_{\text{réglage}} = 2 - 3I_{n1} \quad \text{Temps} = 0,8\text{sec}$$

Si on a un seul disjoncteur en aval du disjoncteur au départ MT.

Où:

$t = 0,5\text{sec}$, si on n'a aucun disjoncteur en aval ;

I_{n1} est le courant nominal du transformateur coté HT.

Il est réglé de façon à intervenir pour des courts-circuits intéressant le transformateur, tout en gardant la sélectivité avec les lignes MT.

Il constitue aussi la réserve de la protection de la ligne dans les limites permises par son réglage.

➤ Le second seuil devra être réglé à:

$$I_{\text{réglage}} = 1,3 \cdot S_{nT} \cdot \frac{100}{V_{n1} \cdot V_{cc} \sqrt{3}}$$

Temps = 0,0sec

Où,

1,3 : Coefficient d'insensibilité au défaut MT ;

S_{nT} : Puissance nominale du transformateur en VA ;

V_{cc} : Tension de court-circuit du transformateur en % ;

V_{n1} : Tension composée nominale du transformateur côté HT en Volte ;

I_{n1} : Courant nominal du transformateur côté HT en Ampère.

Le deuxième seuil, côté HT, a pour but d'éliminer rapidement les courts-circuits sur le primaire du transformateur et son courant d'intervention est tel qu'il n'est pas sensible aux courts-circuits dans la tranche MT.

III.3.4.3) - Protection différentielle :

La protection différentielle est obtenue par la comparaison de la somme des courants primaires à la somme des courants secondaires. L'écart de ces courants ne doit pas dépasser une valeur i_0 pendant un temps supérieur à t_0 , au-delà il y a déclenchement.

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

Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants entrants et des courants sortants du transformateur.

Cette protection s'utilise:

- Pour détecter des courants de défaut inférieurs au courant nominal ;
- Pour déclencher instantanément puisque la sélectivité est basée sur la détection et non sur la temporisation.

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

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

A) - Protection différentielle à haute impédance :

La protection différentielle à haute impédance est connectée en série avec une résistance (R_s) de stabilisation dans le circuit différentiel (Fig. III.5).

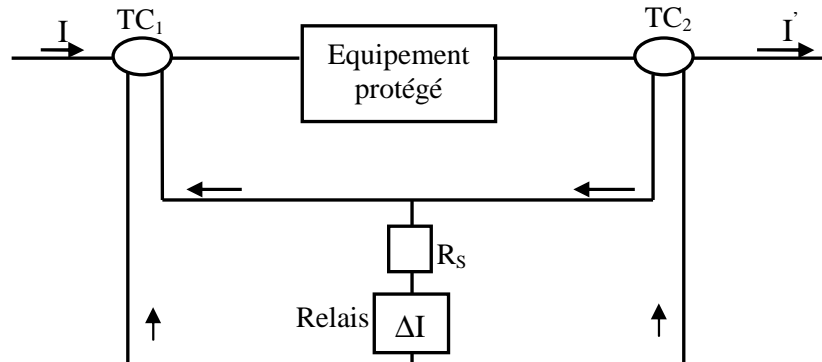


Fig. III.5 - Schéma de protection différentielle à haute impédance.

B) - Protection différentielle à pourcentage :

La protection différentielle à pourcentage (Fig. III.6) est connectée indépendamment aux circuits des courants I et I' . La différence des courants ($I - I'$) est déterminée dans la protection, et la stabilité (1) de la protection est obtenue par une retenue relative à la mesure du courant traversant $(I+I') / 2$.

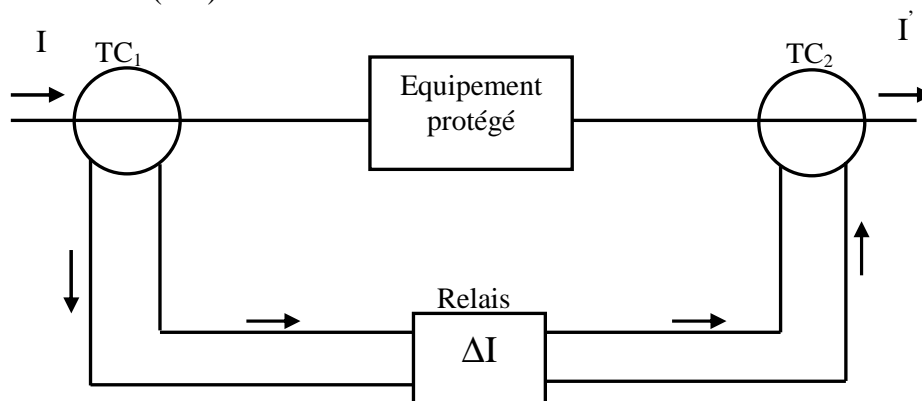


Fig. III.6 - Schéma de protection différentielle à pourcentage.

C) - Réglage de relais de protection :

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

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

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

III.3.4.4) - Protection contre la surtension [7]:

Nous appelons surtension, une tension dépassant des valeurs admissibles par un ouvrage électrique et ses composants. Nous distinguerons d'une part les surtensions provoquées par une défaillance permanente d'un élément d'installation et d'autre part les surtensions dues à un effet transitoire provoqué par événement lié à l'installation ou un événement externe tel qu'une surtension atmosphérique. La durée des surtensions varie entre quelques centaines à quelque milliers de micro-secondes.

Les surtensions peuvent être atténuées mais non supprimées, les appareils de protections consiste à utilisée des éclateurs et des parafoudres.

Le rôle des parafoudres et des éclateurs de protection est de protéger le transformateur contre les surtensions excessives dont l'origine peut être :

- Soit les manœuvres de disjoncteurs dans des circonstances particulières ;
- Soit les coups de foudre en ligne ;
- Soit un défaut d'isolement en ligne etc.

Les parafoudres doivent être choisis, ou l'écartement des éclateurs réglé, de façon telle que la tension maximale qui atteint le transformateur soit, au plus, égale à 80% de la tension d'essai correspondante.

Leur efficacité n'est garantie que s'ils sont placés à proximité immédiate du transformateur à protéger, les éclateurs sont généralement disposés sur les traversées elles-mêmes du transformateur, les parafoudres sont parfois accrochés à la cuve du transformateur.

Dans le cas contraire, en effet, des réflexions d'ondes sur les lignes avec formation de nœuds et ventres peuvent réduire très sensiblement leur efficacité. Les éclateurs de protection sont moins fidèles que les parafoudres, en ce sens que la dispersion des tensions d'amorçage en fonction des conditions atmosphériques, ou de la forme de l'onde, est bien supérieure à celle des parafoudres. En outre, un arc amorcé entre les électrodes d'un éclateur ne s'éteint pas toujours de lui-même lorsque la tension appliquée redevient normale. Les éclateurs doivent donc être utilisés conjointement avec un dispositif de protection contre les défauts.

III.3.5) - Protection interne :

III.3.5.1) - Protection par Buchholz [7]:

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ (Fig. III.7). Ce relais 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 qui se ferme en cas de mouvement important. Les gaz restent enfermés à la partie supérieure du relais, d'où ils peuvent être prélevés, et leur examen permet dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature de défauts :

- Si les gaz ne sont pas inflammables on peut dire que c'est l'air qui provient soit d'une poche d'air ou de fuite d'huile ;
- Si les gaz s'enflamment, il y a eu destruction des matières isolantes donc le transformateur doit être mis hors service.

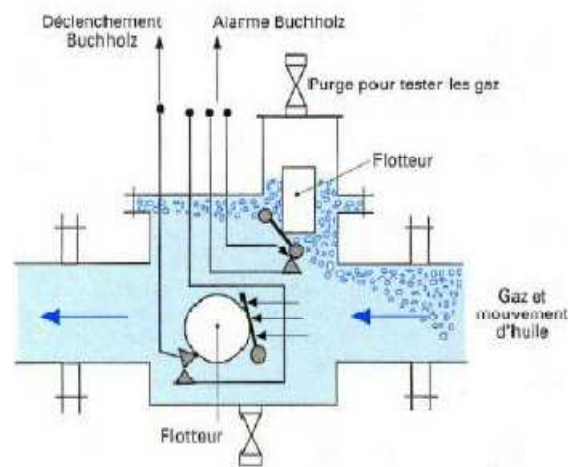


Fig.III.7- Relais BUCHHOLZ

Cette protection sera à deux niveaux pour le transformateur : le premier donnera un signal d'alarme, le second un signal de déclenchement.

- Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent une certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux dont le volume est supérieur à celui de l'huile décomposée ;
- Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve du transformateur et de là, vers le conservateur ;

- Pour détecter le dégagement gazeux, on intercale sur la canalisation reliant la cuve au conservateur un relais BUCHOLZ ;
- Pour le régulateur en charge il est prévu un seul niveau qui donnera un signal de déclenchement ;
- Le gaz qui s'est accumulé dans la cloche du relais peut être récupéré et analysé, ce qui permet d'obtenir des indications sur la nature et l'emplacement du défaut. Il existe trois niveaux d'analyse.

Analyse visuelle, si le gaz est :

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

III.3.5.2) - Protection de masse cuve [1] :

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défaut à la masse de cuve (Fig. III.10). Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, 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.

Tout défaut entre la partie active et la cuve du transformateur est ainsi détecté par un relais de courant alimenté par ce TC. Ce relais envoie un ordre de déclenchement instantané aux disjoncteurs primaires et secondaires du transformateur.

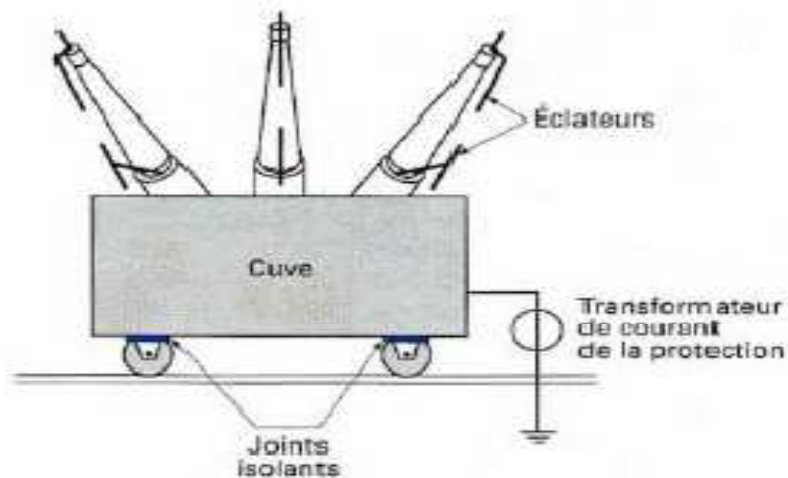


Fig. III.8 - Protection de masse cuve.

Une protection de cuve sera prévue contre les défauts à la terre qui se produisent à l'intérieur du transformateur. La cuve du transformateur doit être isolée de la terre.

La protection de cuve (Fig. III.9) est constituée par un relais à maximum de courant, alimenté par un TC du genre tore dont le primaire est une jonction visible et continue entre la cuve du transformateur et le réseau de terre.

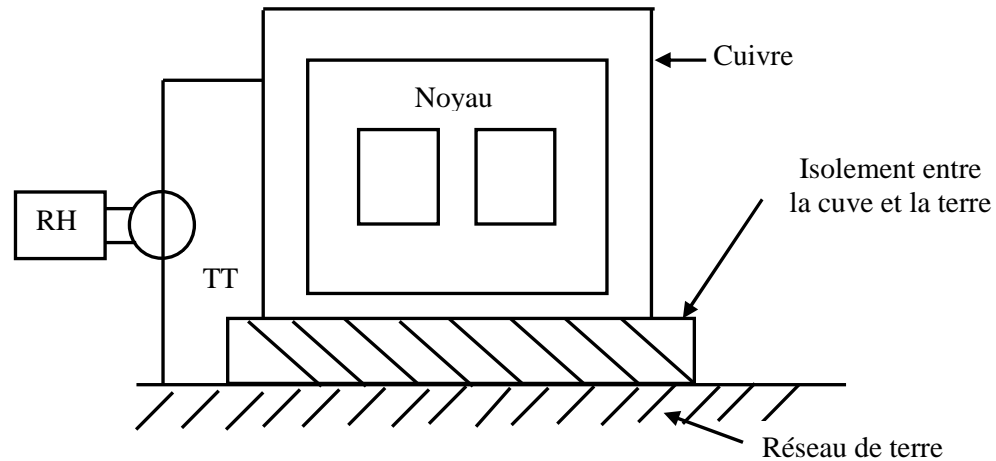


Fig. III.9 - Placement de TC tore.

Remarque : Les transformateurs dotés d'une protection différentielle ne sont pas équipés en protection masse cuve.

III.3.5.3) - La protection thermique:

Elle est utilisée pour protéger les machines (moteur, alternateur et le transformateur de puissance) contre les surcharges. Pour détecter l'existence d'une surcharge, elle fait une estimation de l'échauffement des bobines primaire et secondaire à protéger à partir de la mesure du courant [1].

La protection détermine l'échauffement E des transformateurs à partir d'un modèle thermique défini par l'équation différentielle suivante :

$$\tau \cdot \frac{dE}{dt} + E = \left(\frac{I}{I_n}\right)^2$$

Avec,

E : Échauffement ;

t : Constante de temps thermique du transformateur ;

I_n : Courant nominal ;

I : Courant efficace.

L'apport calorifique par effet de Joule $RI^2 dt$ est égal à la somme de (Fig. III.10) :

- 1- L'évacuation thermique de transformateur par convection avec le milieu extérieur (T_e) ;
- 2- La quantité de chaleur emmagasinée (T_i) par le transformateur par élévation de sa température.

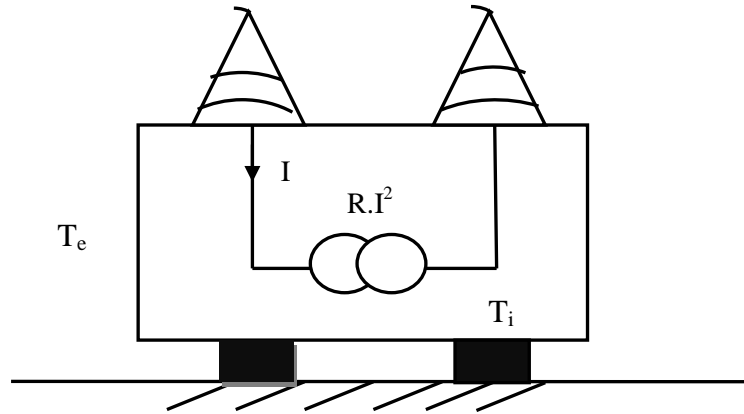


Fig. III.10 - Différentes températures au transformateur.

III.3.5.4) - La protection par DGPT:

Le DGPT (Détecteur Gaz, Pression et Température) est un dispositif de protection utilisé pour les transformateurs isolements liquides. Ce dispositif détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide telles que émission de gaz, élévation de pression ou de température, et provoque la mise hors tension du transformateur. Il est principalement destiné à la protection des transformateurs immergés étanches à remplissage total. Pour un défaut grave, le dégagement gazeux est recueilli en un point haut au relais, une accumulation trop importante provoque une alarme [1].

III.4) - Protection des transformateurs HTA/BT [10]:

Ce type des transformateur est protégé par des fusibles HTA, et le choix de calibre des ces fusible suite au tableau III.1 suivant :

Tension de service (kV)	Tension assignée (kV)	Puissance des transformateurs HTA/BT (kVA)											
		25	50	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800
5.5	7.2	6.3	16	16	31.5	31.5	31.5	63	63	63	80	100	125
10	12	6.3	6.3	16	16	16	31.5	31.5	31.5	43	43	63	80
30	36	-	-	6.3	6.3	6.3	16	16	16	16	16	31.5	31.5

Tab.III.1 - Choix de calibre de fusible HTA pour protection transformateur HTA/BT.

III.5) - Protection des départs HTA [10][1] :**III.5.1) - Protection à maximum de courant phase :**

Ce seuil protège la ligne contre les surcharges inadmissibles (Première seuil : $I_{ph} >$) et les courts-circuits entre phases (Deuxième seuil: $I_{ph} \gg$). Son réglage tient compte du courant de surcharge maximal (défini par le courant admissible des conducteurs ou par le courant de surcharge maximal des transformateurs de courant de la ligne) et du courant de défaut minimal en bout de la ligne (défaut biphasé). Le temps d'action de cette protection ne dépasse en aucun cas une seconde.

$$I_{\text{surchage}} < I_{\text{cc.min}} \quad \text{Temps(MT)} \leq 1\text{sec}$$

A) - La protection à temps indépendant :

La temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré, le seuil de réglage sont généralement réglables par l'utilisateur (Fig.III.11).

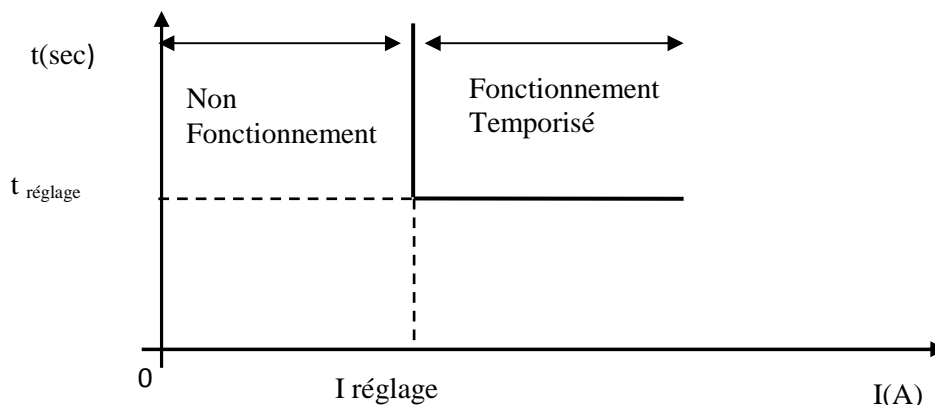


Fig. III.11 - Protection à maximum de courant à temps indépendant.

B) - La protection à temps dépendant :

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. Plus le courant est élevé et plus la temporisation est faible (Fig. III.12). Elle définit plusieurs types : à temps inverse, très inverse, et extrêmement inverse. Pour une temporisation réglée à une seconde le courant de déclenchement est $10.I_s$.

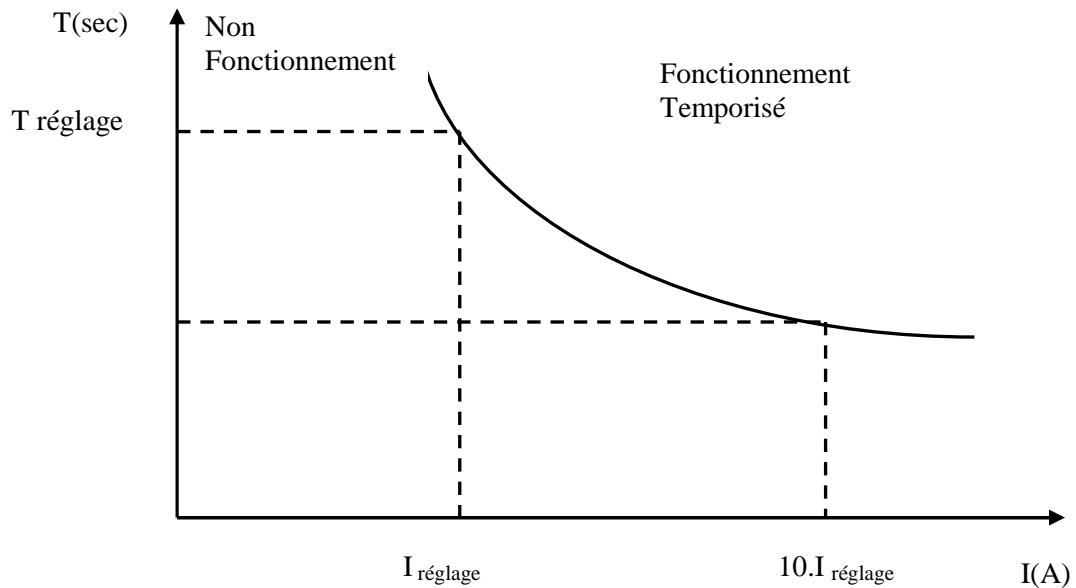


Fig. III.12 - Protection à maximum de courant à temps dépendant.

III.5.2) - Protection de maximum de courant homopolaire :

Cette protection pour protège le départ contre les défauts à la terre. Le courant résiduel qui caractérise le courant de défaut à la terre est égale à la somme vectorielle des 3 courants de phase. Le courant résiduel est égal à 3 fois le courant homopolaire I_o .

$$I_{rsd} = 3.I_o = I_1 + I_2 + I_3$$

Il y a deux méthodes pour caractériser le courant résiduel:

- Par la mesure directe sur le TC tore ;
- Par le calcul à partir de trois TC phase.

Le réglage est choisi de façon à rester insensible au courant capacitif circulant dans le neutre lors des défauts proches sur les autres départs du poste. Il doit pouvoir détecter le courant de court-circuit minimal. Sa temporisation est commune au seuil violent du courant de phase. Elle est généralement très basse.

$$I_{co} < I_{\text{réglage}} < I_{cc.min} \quad \text{Temps(MT)} \leq 1\text{sec}$$

Avec: I_{co} c'est le courant capacitif du départ.

La composante homopolaire de la tension et du courant d'un système triphasé (a, b et c) se calcule grâce à la matrice de **Fortescue** :

$$\begin{cases} V_o = \frac{1}{3} \cdot (V_a + V_b + V_c) \\ I_o = \frac{1}{3} \cdot (I_a + I_b + I_c) \end{cases}$$

Ainsi d'un système équilibré: $V_o = 0$ et $I_o = 0$.

Le courant de neutre $I_n = (I_a + I_b + I_c)$ dans un branchement étoile d'une charge est donc lié au courant homopolaire par la relation: $I_n = 3.I_o$.

Le courant capacitif dans les lignes (Fig. III.13) et les câbles (Fig. III.14) moyenne tension est calculer suit ces formules [10] :

1) - Pour les lignes aériennes :

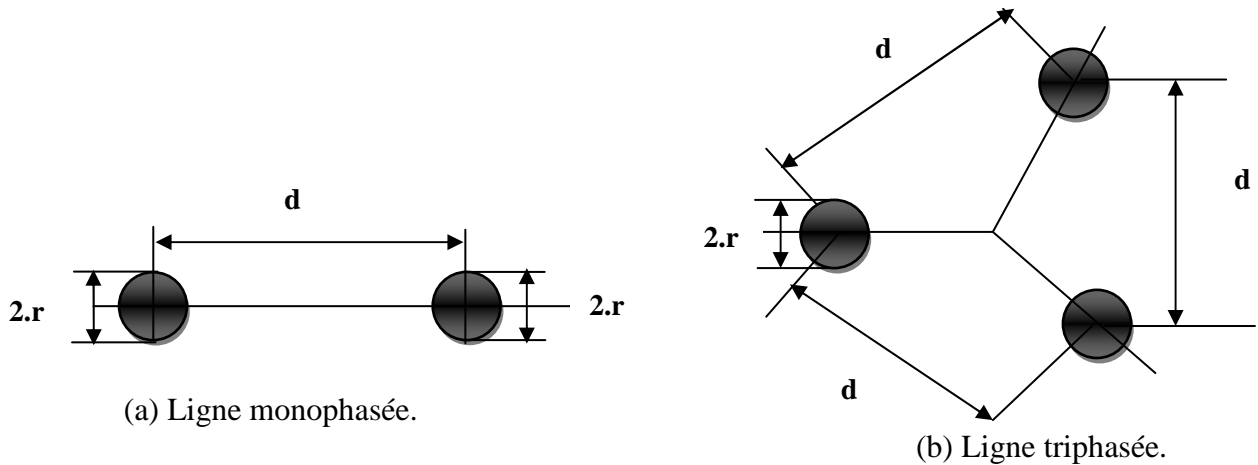
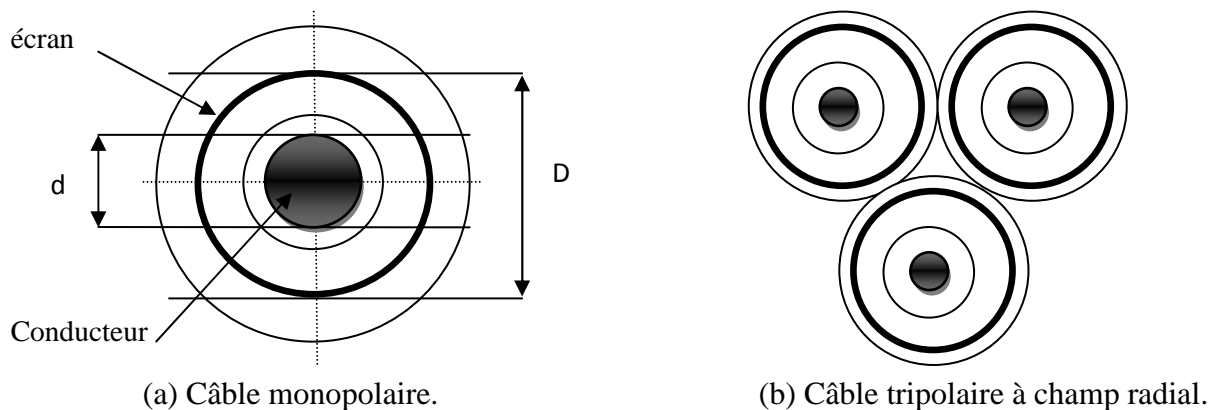


Fig. III.13 - La capacité des lignes électriques moyenne tension.

- Pour la ligne monophasée : $C = \frac{\pi\epsilon_0}{\ln(\frac{d}{r})}$

- Pour la ligne triphasée : $C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln(\frac{d}{r})}$

2) - Pour les câbles souterrains :



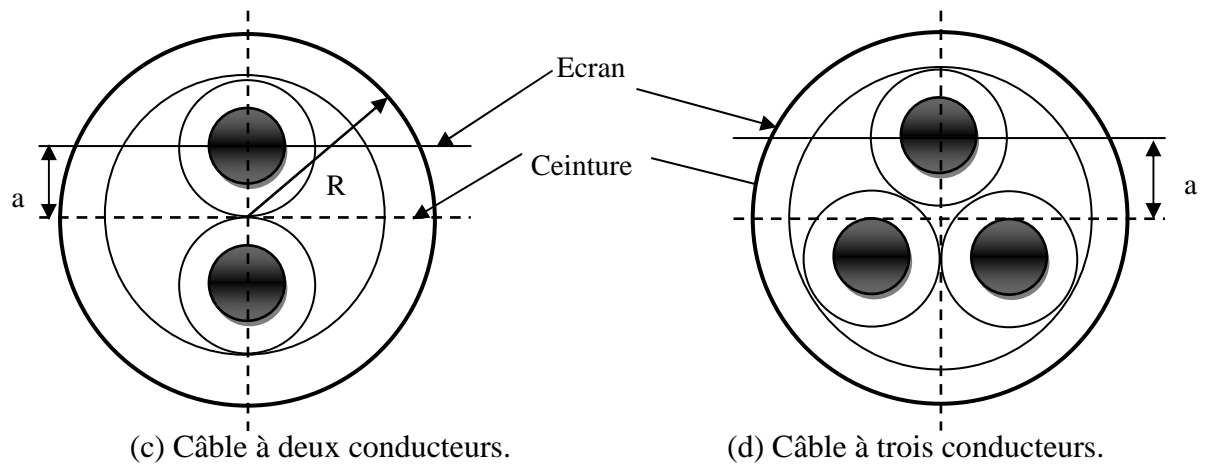


Fig. III.14 - La capacité des câbles électriques moyenne tension.

- Pour les câbles monopolaire et tripolaire à champ radial :

$$C = \frac{\epsilon_0 \epsilon_r}{18 \cdot \ln\left(\frac{D}{d}\right)} \quad \text{en } \mu\text{F/km}$$

- Pour le câble à deux conducteurs :

$$C = \frac{\epsilon_0 \epsilon_r}{36 \cdot \ln\left(\frac{2a(R^2 - a^2)}{r(R^2 + a^2)}\right)} \quad \text{en } \mu\text{F/km,}$$

- Pour le câble à trois conducteurs :

$$C = \frac{\epsilon_0 \epsilon_r}{9 \cdot \ln\left(\frac{3a(R^2 - a^2)^3}{r^2(R^6 + a^6)}\right)} \quad \text{en } \mu\text{F/km,}$$

III.5.3) - Protection de terre résistant :

Cette protection est destinée à protéger les lignes moyennes tension contre les courts-circuits à la terre avec résistance très résistant d'ordre 11 kΩ en 10 kV et 35 k Ω en 30 kV [10].

$$I_{\text{réglage}} = 5\text{A} \quad \text{Temps} = 5\text{sec}$$

III.5.4) - Automate de réenclencher :

La plupart des défauts dans les réseaux de distribution MT aérien sont du type défaut fuyatif, afin de limiter la durée de la coupure d'électricité des clients au minimum, les différents automates de reprise de service (réenclencher) sont installés sur les départs. Sur les départs aériens du réseau de distribution MT issue d'un poste source, on peut trouver un disjoncteur commandé par un dispositif de réenclenchement triphasé avec les cycles rapide et lent (Fig. III.15). L'instruction d'action de réenclencher est automatiquement effectuée selon les étapes consécutives ci-dessous :

Cycle rapide : c'est le cycle de déclenchement réenclenchement triphasé rapide. Après 150 ms du moment de l'apparition du défaut, le disjoncteur est ouvert pour coupure de l'alimentation du réseau en défaut. La durée de mise hors tension est d'environ 300 ms pour permettre la désionisation de l'arc électrique. Si le défaut est éliminé après un cycle rapide, il est de type défauts fugitifs.

Cycles lents : si le défaut réapparaît après la fermeture du disjoncteur à la fin du cycle rapide, on effectue automatiquement un cycle de déclenchement-réenclenchement triphasé lent. Un deuxième déclenchement a lieu 500 ms après la réapparition du défaut. La durée de coupure est de 15 à 30 secondes. Ce cycle peut être suivi d'un deuxième cycle analogue; c'est le cas général lorsqu'il est fait usage d'interrupteurs aériens à ouverture dans le creux de tension (IACT). Si le défaut est éliminé après les cycles lents, il est de type défauts semi permanents.

Déclenchement définitif : si le défaut persiste encore après des cycles de réenclenchement (Cycle rapide, 1 ou 2 cycles lents), c'est un défaut permanent. Le disjoncteur est déclenché après 500 ms jusqu'à la fin de l'intervention nécessaire.

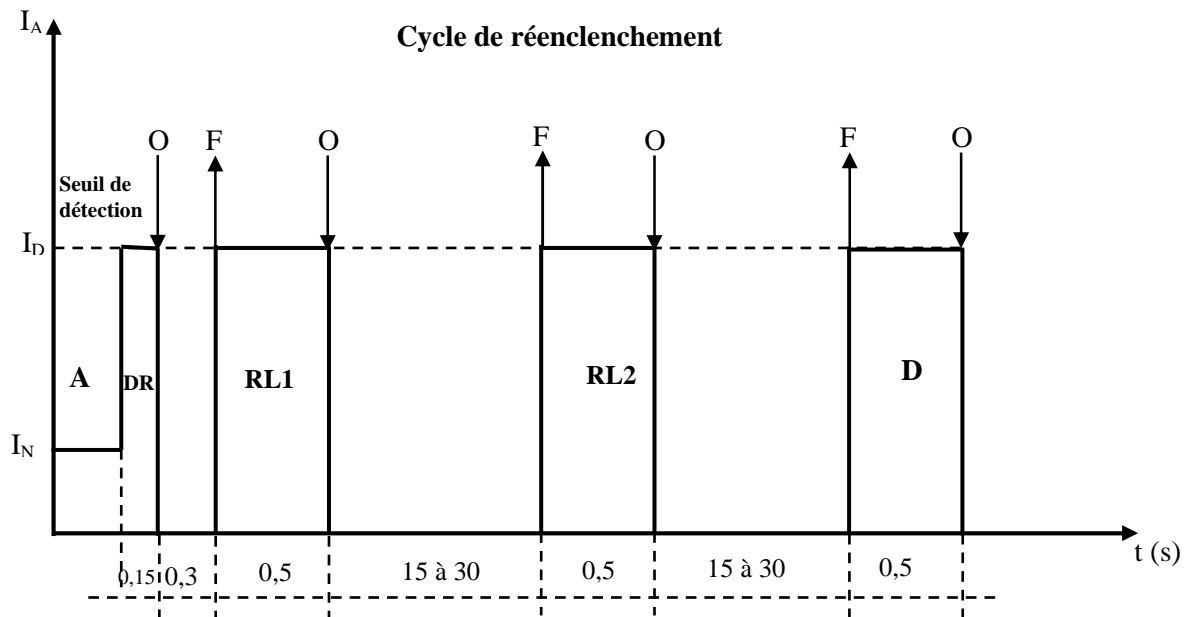


Fig. III.15 – Diagramme des cycles de réenclencheur.

Avec :

- A : Apparition d'un courant de défaut sur le départ ;
- D : Déclenchement définitif ;
- F : Fermeture du disjoncteur ;
- O : Ouverture du disjoncteur ;
- RL : Réenclenchement lent (lent 1 et lent 2) ;
- DR : Déclenchement rapide ;

III.6) - Conclusion :

Dans ce chapitre, on a fait l'état de l'art de la protection qui existe au niveau du réseau de distribution électrique moyenne tension HTA (utilisé aussi par la société algérienne SONELGAZ) tout en donnant un aperçu sur la technologie de développement de cette dernière ainsi qu'une étude des réglages de ces protections pour éliminer tous défauts dans les réseaux de transport et de distribution d'énergie peuvent être naturelles (foudre) ou accidentelles. Il n'y a en général pas de raison qu'ils respectent une symétrie particulière. Ils sont alors étudiés par la méthode dite des composantes symétriques.

A decorative border resembling a scroll, with rounded corners and a vertical strip on the left side that looks like a scroll's edge. The border is black and frames the text.

Chapitre IV:

Défauts et calcul des courants
de court-circuit

IV.1-Introduction :

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

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 extrême divers des défauts ; en particulier, s'ils sont alimenté par des transformateurs de forte puissance.

IV.2-Objectifs des calculs [7] :

Les calculs des installations électriques ont quatre objectifs :

- Choisir les sections des conducteurs en fonction de leurs condition de pose et d'exploitation afin d'éviter des échauffements excessifs pouvant compromettre leur longévité, voir même entrainer des risque d'incendie ;
- Evaluer les chutes de tensions dans des conditions normales d'exploitation ;
- Calculer les courants de courts-circuits maxima afin de définir les performances des dispositifs de protection contre les courts-circuits (pouvoir de coupure, courants limités) ;
- Calculer les courants de courts-circuits minima afin de protéger les personnes et les canalisations, en application des schémas de liaison a la terre (SLT).

IV.3-Schémas de liaison à la terre (SLT) :[7]

Les schémas de liaison à la terre ou SLT d'écrivent la situation d'un réseau de distribution par rapport à la terre. Pendant long temps et encore aujourd'hui, l'expression régime du neutre a été utilisée pour désigné cette configuration. La symbolisation des SLT par deux lettres signifiant la situation d'un réseau et des masses par rapport à la terre a été introduit, dans la norme NFC15-100 de 1976.

IV.3.1-Principe des schémas de liaison à la terre (SLT):

Le but des schémas de liaison à la terre est de permettre la prévision du parcours des courants de défaut et d'évaluer, avec une précision suffisante, leur grandeur.

Cela permet de définir :

- Le type de dispositifs de protection approprié ;
- L'emplacement du montage de ces dispositifs ;
- Leur réglage ;
- Eventuellement les procédures de surveillances à mettre en œuvre.

- **Codification des SLT :**

Trois configurations des SLT ont été retenues par la normalisation internationale. Elles d'écrivent la manière selon laquelle le réseau d'une part et le conducteur de protection (PE), d'autre part sont reliés à la terre. La description est réunie dans le tableau suivant :

<i>Code du SLT</i>	<i>Première lettre</i>	<i>Situation du neutre de la source par rapport à la terre</i>	<i>Deuxième lettre</i>	<i>Méthode de raccordement à la terre du PE</i>
TT	T	Mis à la terre au poste de transformations	T	Relié à une autre terre
TN	T	Mis à la terre au poste de transformations	N	Relié au neutre du poste, lequel est mis à la terre
IT	I	Isolé de la terre	T	Relié à la terre

Tableau IV-1 : Tableau configurations des SLT selon la normalisation internationale.

IV.3.3.1-Schéma TN dit « mise au neutre » :

- **Fonctionnement du schéma TN :**

Il faut d'abord se souvenir que le but des SLT est de provoquer le fonctionnement des dispositifs de protection lorsqu'un défaut d'isolement entre un conducteur actif et une masse peut entraîner l'apparition d'une tension de contact dangereuse. Dans le cas du schéma TN, dit « mise au neutre », toutes les masses sont reliées ensemble par l'intermédiaire d'un conducteur de protection nommé PE. Ce conducteur est relié au neutre de la source (transformateur ou groupe), lequel est relié à la terre.

En cas de défaut d'isolement entre une phase et une masse, une situation équivalente à un court-circuit phase –neutre créée. En principe le courant de défaut ainsi produit provoque le fonctionnement du dispositif de protection contre les courts-circuits (DPCC).

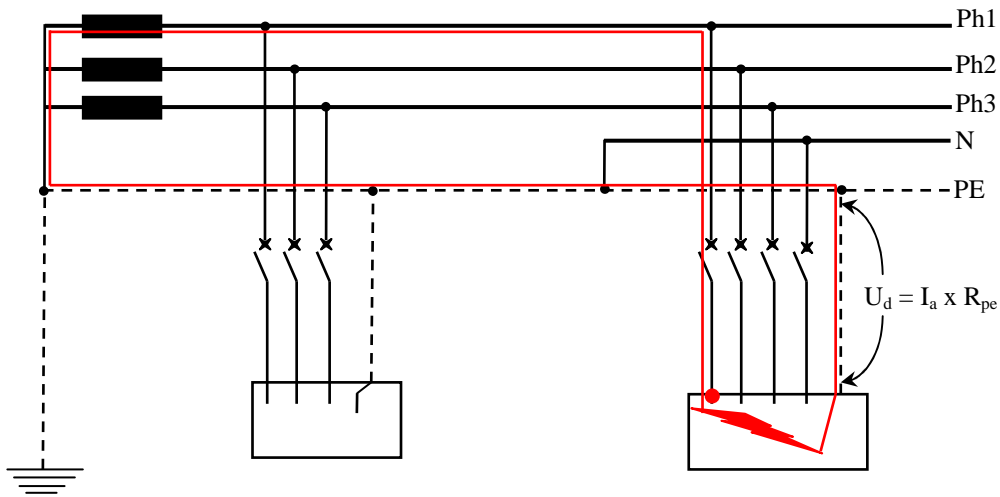


Figure IV-1 : Tension de défaut en schéma TN.

Avec :

U_d : La tension de défaut ;

I_a : Le courant de défaut ;

R_{pe} : La résistance du conducteur de protection.

IV.3.3.2-Schéma TT dit «neutre à la terre» :

- **Fonctionnement du schéma TT :**

Comme la syntaxe de son appellation l'explique, dans le schéma TT, le neutre de la source est relié à la terre, tandis que les masses sont reliées à une autre terre par l'intermédiaire du conducteur de protection.

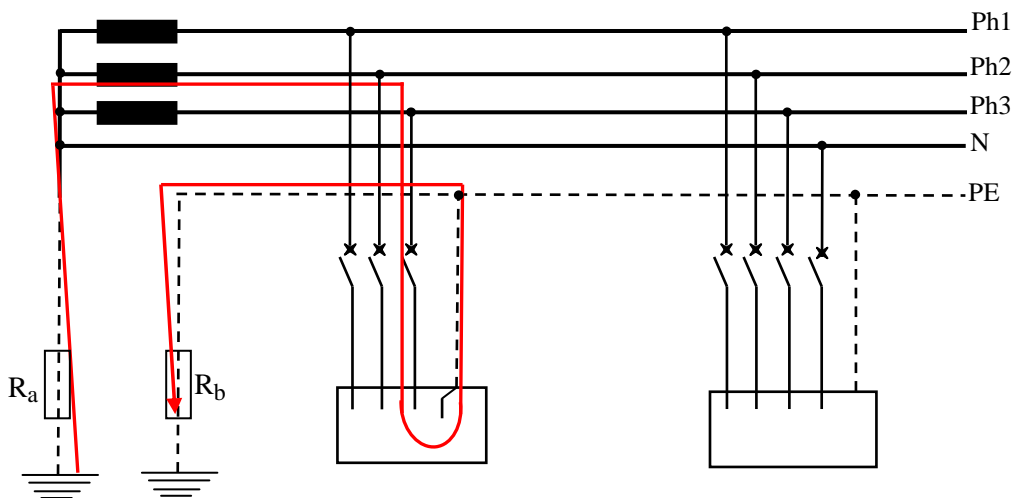


Figure IV-2 : Principe du schéma TT.

En cas de défaut d'isolement, un courant de circulation se produit, passant par les deux prises de terre, dont les résistances sont R_a et R_b . La valeur de celles-ci est au mieux de quelques Ohms, plus probablement voisine de quelques dizaines d'Ohms. Alors que la résistance des conducteurs s'exprime en $m\Omega$, on peut donc négliger sa valeur devant celle des résistances de terre et écrire que le courant de défaut est égale:

$$I_a = \frac{U_0}{R_a + R_b}$$

IV.3.3.3-Schéma IT dit « neutre isolé » :

➤ Fonctionnement du schéma IT :

C'est le régime utilisé par la plupart des grandes entreprises industrielles car il assure la meilleure **continuité de service**. Le transformateur est la propriété de l'entreprise. La livraison est faite en HT par Sonalgaz. Le neutre du transformateur est isolé de la terre ou mis à la terre à travers une grande impédance Z_n . Les masses sont mises à la terre.

Un **contrôleur permanent d'isolement (CPI)** est nécessaire pour signaler tout défaut d'isolement (alarme sonore). Le défaut doit être éliminé avant l'apparition d'un second défaut, qui produirait la coupure de l'installation.

La coupure a lieu lors de deux défauts d'isolement simultanés par déclenchement des protections contre les surintensités (disjoncteurs, fusibles). Un **limiteur de surtension C** est nécessaire.

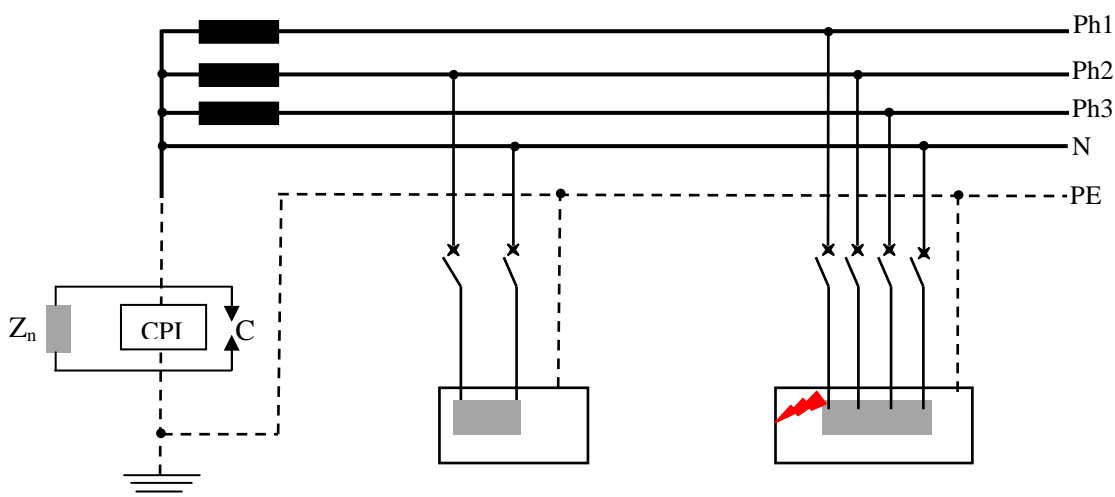


Figure IV-3: schéma IT en premier défaut.

IV.4) – Définition d’un défaut :

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.

VI.5) – Origine des défauts : [12]

Les défauts dans les réseaux de transport et de distribution d’énergie peuvent être dus à des ruptures de conducteurs, à des courts-circuits. Les causes peuvent être naturelles (foudre) ou accidentelles. Il n’y a en général pas de raison qu’ils respectent une symétrie particulière. Ils sont alors étudiés par la méthode dite des composantes symétriques.

IV.6) - Les courts-circuits:**IV.6.1) - Origines :**

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n’est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques.

-Les lignes aériennes : sont soumises aux perturbations atmosphériques (foudre, tempêtes, etc.), les régions montagneuses par exemple sont beaucoup plus exposées que d’autres à la foudre.

-Les câbles souterrains : sont exposés aux agressions extérieures (d’engins mécaniques de terrassement par exemple) qui entraînent systématiquement des courts-circuits permanents.

-Les matériels de réseaux et des postes électriques : comportent des isolants (solides, liquides ou gaz) constitués d’assemblages plus ou moins complexes placés entre parties sous tension et masse. Les isolants subissent des dégradations conduisant à des défauts d’isollements.

IV.6.2) - Caractéristiques :

Les courts-circuits sont caractérisés par leur forme, leur durée et l’intensité du courant.

IV.6.2.1) - Types :

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

- **Monophasé :** entre une phase et la terre ou une masse.
- **Biphasé :** entre deux phases raccordées ensemble, peut être un court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé.
- **Triphasés :** entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre.

IV.6.2.2) - Nature [15]:

- **Court-circuits fugitifs** : Les courts-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).
- **Courts-circuits permanents** : Ces courts-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.
- **Courts-circuits auto-extincteurs** : c'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.
- **Court -circuit semi permanents** : Ces courts-circuits exigent pour disparaître une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation.

IV.6.3) - Conséquences sur le réseau électrique :

Les courts-circuits dans les réseaux électriques ont des effets néfastes :

IV.6.3. 1) - Fonctionnement des réseaux électriques :

Les effets néfastes des courts-circuits sont surtout à redouter sur les réseaux électriques THT sur lesquels débitent des groupes générateurs de forte puissance.

Les courts-circuits, surtout polyphasés et proches des centrales de production, entraînent une diminution du couple résistant (C_r) des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur (C_m), s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la *perte de stabilité* de groupes générateurs et à des *fonctionnements hors synchronisme* préjudiciables aux matériels.

Des temps d'élimination des courts-circuits de l'ordre de 100 à 150 ms sont généralement considérés comme des valeurs à ne pas dépasser sur les réseaux électriques THT [9].

IV.6.3.2) - Tenue de matériels :

Les courts-circuits provoquent des surintensités, dans le cas d'un court-circuit triphasé le courant de court-circuit peut dépasser 20 à 30 fois le courant nominal (I_n). Ces surintensités amènent deux types de contraintes [9] :

- **Contraintes thermiques** : dues aux dégagements de chaleur par effet Joule ($R.I^2$) dans les conducteurs électriques.
- **Contraintes mécaniques** : dues aux efforts électrodynamiques, ceux-ci entraînent notamment le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs, ces efforts, s'ils dépassent les limites admises lors de la construction, sont souvent à l'origine d'avaries graves.

De plus l'arc électrique, consécutif à un court-circuit, met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer d'importants dégâts au matériel et être dangereux pour le personnel travaillant à proximité.

IV.6.3.3) - Qualité de la fourniture :

Pour les utilisateurs, les courts-circuits se traduisent par une chute de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs tels que la nature du court-circuit, la structure du réseau effectué, du mode mise à la terre, du mode d'exploitation, des performances des protections, ...etc.

IV.6.3.4) - Sécurité des personnes :

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiel liées à l'écoulement des courants de court-circuit à la terre, les conducteurs tombés au sol ...etc. sont autant de situations pouvant présenter des risques pour la sécurité des personnes. Le mode de mise à la terre des points neutres joue de ce fait un rôle essentiel [9].

IV.7)-Utilisation des composantes symétriques pour le calcul des courants de court-circuit [13]:

En fonctionnement normal, les réseaux triphasés forment des ensembles sensiblement équilibrés, mais dans le cas où ils sont le siège de défaut, cet équilibre fait souvent place à une dissymétrie importante. Le calcul des courants de défauts en régime déséquilibré devient alors assez compliqué. On emploie la méthode des composantes symétriques qui consiste à ramener le système réel à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants appelés :

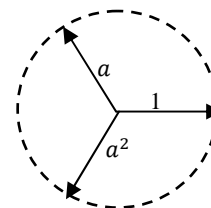
- Système direct (d) ou séquence positive (1) ;
- Système inverse (i) ou séquence négative (2) ;
- Système homopolaire (O) ou séquence nulle (0).

Cette méthode s'étend immédiatement à des grandeurs sinusoïdales qu'on l'on sait représenter par des vecteurs fixes, suivant la représentation dites de Fresnel, ou par des nombres complexes.

Soit donc trois grandeurs sinusoïdales de même pulsation, représentées sous leurs formes complexes (V_1, V_2, V_3), et $\mathbf{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ l'opérateur appliqué à un vecteur, qui fait tourner celui-ci d'un angle de $\frac{2\pi}{3}$ dans le sens direct.

$$\mathbf{a} \text{ a pour propriétés remarquables : } \quad \mathbf{a}^* = \mathbf{a}^2$$

$$\text{et } 1 + \mathbf{a}^2 + \mathbf{a} = 0$$



On définit trois nouvelles grandeurs par les relations suivantes :

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

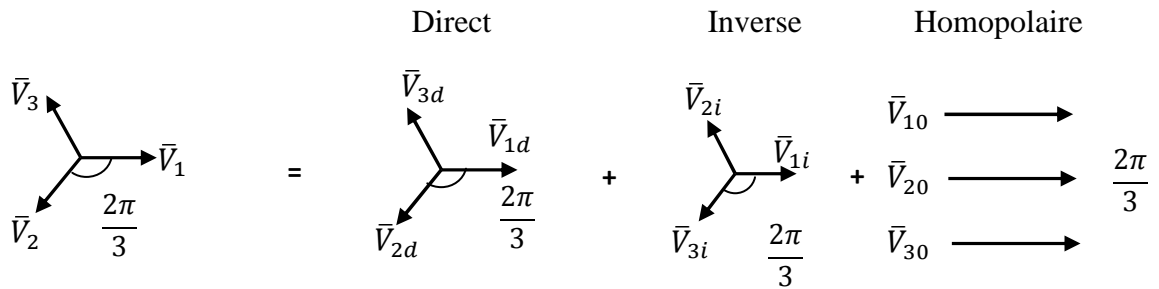


Fig. IV.4 : Disposition d'un système triphasé en composantes symétriques.

Pour chaque système respectivement d, i, o, les tensions : V_d, V_i, V_o et les courant : I_d, I_i, I_o sont liés par les impédances: Z_d, Z_i, Z_o du même système.

Les impédances symétriques sont fonction des impédances réelles, notamment des impédances mutuelles.

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

En fonctionnement normal le système est réduit à la composante directe (V_d, a^2V_d, aV_d).

En fonctionnement perturbé, on simplifiera les écritures :

- Par application du principe de superposition des états, c'est-à-dire $I = 0$ avant le fonctionnement perturbé.
- En admettant que, par construction, les générateurs sont équilibrés, donc $E_d = E$ et $E_i = E_o = 0$

Les équations générales d'un défaut :

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

IV.8)- Défaut triphasé [13] [12] :

IV.8.1)- Court circuit triphasé entre conducteurs de phase :

La valeur du courant de court-circuit triphasé en un point du réseau : $I_{cc} = \frac{U}{Z_{cc}\sqrt{3}}$

Avec :

U : Tension entre phase en un point avant le défaut ;

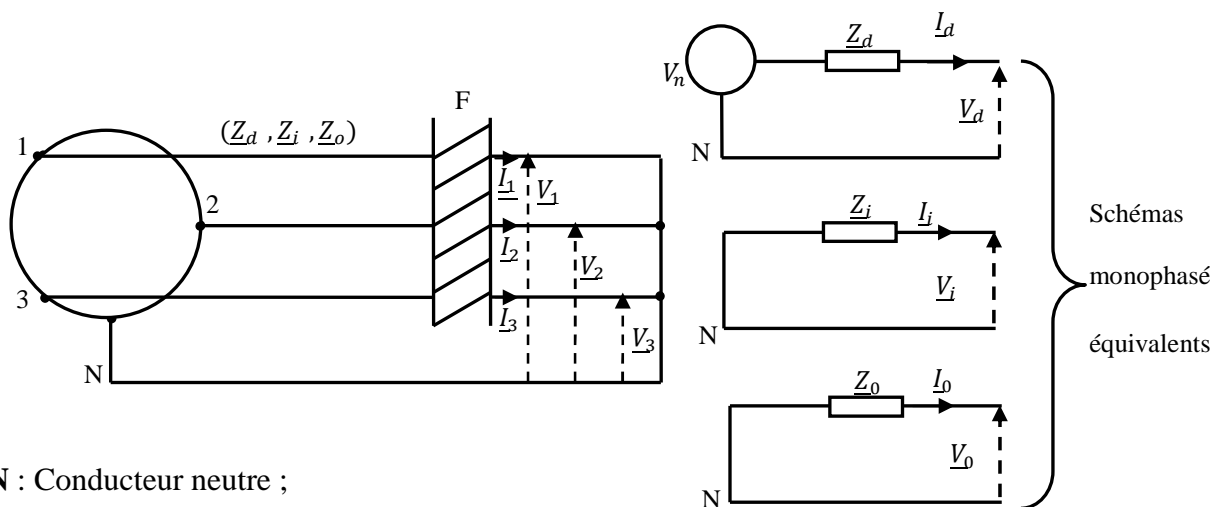
Z_{cc} : Impédance équivalente du réseau en amont vue du point de défaut.

Ce calcul est donc en principe :

Sa complexité pratique résulte de la difficulté à calculer Z_{cc} , impédance équivalente à toutes les impédances unitaires en série et en parallèle des composants au réseau situés en amont du défaut. Ces impédances sont elle mêmes la somme quadratique de réactances et résistances : $Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2}$.

Une simplification importante consiste en particulier à connaître la puissance de court-circuit S_{cc} au point du raccordement du réseau de distributeur ; on en déduit l'impédance Z_a

équivalente en amont de ce point : $Z_a = \frac{V^2}{S_{cc}}$; $I_{cc} = \frac{V}{Z_a\sqrt{3}}$



N : Conducteur neutre ;

F : Frontière de la zone dissymétrique.

Fig. IV.5 -Défaut triphasé.

En considérant les schémas monophasés équivalents dans chacun des trois systèmes direct, inverse et homopolaire, on peut écrire :

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

IV.8.2)- Les grandeurs caractéristiques du défaut :

- Les relations caractérisant le défaut sont les suivantes :

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

- Pour calculer les grandeurs symétriques à l'extérieur de la zone contenant le défaut, on écrit :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o = 0 \\ \bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_o = 0 \\ \bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_o = 0 \end{array} \right.$$

On déduit :

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

Donc :

$$\bar{I}_o = \bar{I}_i = 0$$

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d}$$

On a :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o \end{array} \right.$$

Ce qui donne :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_1 = \bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d} \\ \bar{I}_2 = a^2 \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d} = a^2 \bar{I}_1 \\ \bar{I}_3 = a \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d} = a \bar{I}_1 \end{array} \right.$$

En conclusion, on retiendra que, en cas de défaut triphasé :

- Les tensions au point de défaut sont nulles ;
- Les courants constituent un système triphasé symétrique direct ;
- Le courant de court-circuit au point de défaut est donné par : $\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d}$

IV.8.3)- Puissance de court-circuit :

On utilise couramment la notion de puissance de court-circuit triphasé en un point du réseau ; notée P_{cc} , elle a pour expression : $P_{cc} = 3EI_{cc} = 3 \frac{E^2}{R_d}$

Ou encore : $P_{cc} = \frac{V^2}{R_d}$

IV.9)- Défauts biphasés:

IV.9.1)- Défaut biphasé isolé:

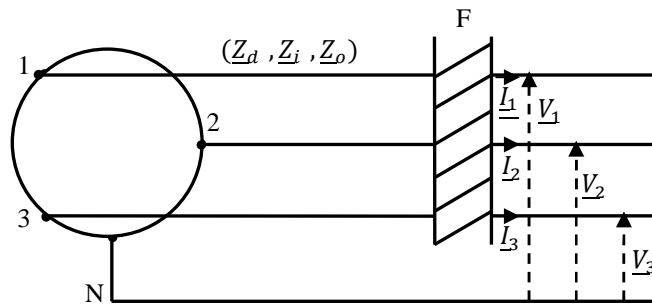


Fig. IV.6 : Défaut biphasé isolé.

a- Application du principe de superposition :

L'alternateur fournit une f.e.m directe \bar{E} . Soit \bar{Z}_d et \bar{Z}_i les impédances direct et inverse de l'alternateur et de la ligne comprise entre la source et le point du défaut, \bar{Z}_o est l'impédance homopolaire de l'ensemble alternateur et tronçon de la ligne en défaut. Elle dépend du circuit de retour sol-réseau.

La loi d'Ohm permet d'écrire :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ 0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i \\ \bar{I}_o = 0, \quad Z_o = \infty \text{ et } \bar{V}_o = \infty 0 \quad (\text{Pas de contact à la terre}). \end{array} \right.$$

b- Relation caractérisant le défaut :

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

c- Les composantes symétriques des courants et des tensions :

$$\bar{I}_o = 0$$

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i = 0 \Rightarrow \bar{I}_d = -\bar{I}_i = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

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

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

d- Les courants dans les phases en défaut :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i \\ \bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i \end{array} \right.$$

Ce qui donne :

$$\bar{I}_1 = 0$$

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_3 = \frac{(a^2 - a)\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

Si les impédances \bar{Z}_d et \bar{Z}_i ont le même argument, ce qui est vrai la plupart du temps, tout au moins en première approximation, la valeur efficace du courant de défaut est :

$$\bar{I}_{cc} = \frac{E\sqrt{3}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} = \frac{\bar{U}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

e- Les tensions dans les phases en défaut :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i \\ \bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i \\ \bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i \end{array} \right.$$

Ce qui donne :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_1 = 2 \frac{\bar{Z}_i \bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \\ \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = (a^2 + a) \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \bar{E} \end{array} \right. \quad \text{Avec : } a^2 + a = -1$$

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 égale à $\frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc}$ triphasé.

IV.9.2)- Défaut biphasé à la terre [14] :

IV.9.2.1)- Application du principe de superposition :

L'alternateur fournit une f.e.m directe \bar{E} . Soit \bar{Z}_d et \bar{Z}_i les impédances direct et inverse de l'alternateur et de la ligne comprise entre la source et le point du défaut. \bar{Z}_o est l'impédance homopolaire de l'ensemble alternateur et tronçon de la ligne en défaut. Elle dépend du circuit de retour sol-réseau.

La loi d'Ohm permet d'écrire :

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

a- Equations du défaut :

$$\begin{aligned} \bar{I}_1 &= 0 \\ \bar{V}_2 &= \bar{V}_3 \\ \bar{I}_3 + \bar{I}_2 &= \bar{I} \end{aligned}$$

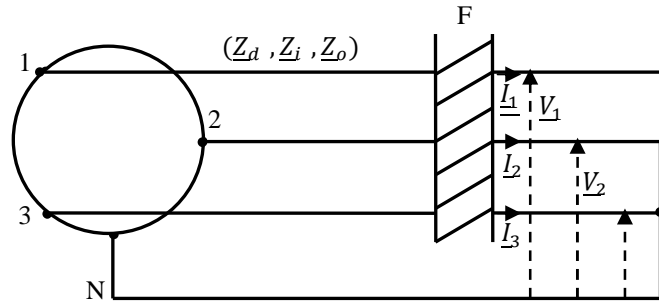


Fig. IV.7 : Défaut biphasé à la terre.

b- Les composantes symétriques :

$$\begin{aligned} \bar{I}_1 = 0 &\Rightarrow \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0 \\ \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0 &\Rightarrow \bar{V}_d = \bar{V}_i \\ \bar{V}_2 &= a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_o = 0 \\ \bar{V}_3 &= a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_2 + \bar{V}_3 = 0 &\Rightarrow \bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_o \end{aligned}$$

De l'application du principe de superposition, on obtient :

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

On sait que : $\bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0 \Rightarrow \frac{\bar{E} - \bar{V}_d}{\bar{Z}_d} - \frac{\bar{V}_i}{\bar{Z}_i} - \frac{\bar{V}_o}{\bar{Z}_o} = 0$

Or : $\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_o$

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

Et on déduit :

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

c- Courant de défaut :

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o \end{cases}$$

On remplace \bar{I}_d , \bar{I}_i , \bar{I}_o par leurs valeurs, on obtient :

$$\bar{I}_2 = \frac{\bar{Z}_i(a^2-1) + \bar{Z}_o(a^2-a)}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \bar{E}$$

$$\bar{I}_3 = \frac{\bar{Z}_i(a^2-1) + \bar{Z}_o(a-a^2)}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \bar{E}$$

IV.10) - Défaut monophasé dans les réseaux MT :

Plus de 80 % des défauts qui affectent les lignes aériennes sont monophasés, il est donc important de rechercher les mesures les plus efficaces pour les éliminer et ainsi maintenir la continuité de service.

IV.10.1) - Grandeurs électriques liées à l'existence des défauts :

L'étude des défauts monophasés consiste à déterminer les valeurs des courants, des tensions et puissances qui interviennent dans le fonctionnement des réseaux MT, c'est-à-dire :

- Réseaux ayant leur neutre isolé ;
- Réseaux ayant leur neutre relié à la terre.

IV.10.1.1)- Condition d'étude d'un défaut monophasé :

On considère le cas d'un transformateur HT / MT alimentant un réseau formé de plusieurs départ MT, l'un de ces départs est affecté d'un défaut à la terre sur sa phase 1 par exemple.

On suppose que le réseau fonctionne à vide, ce qui revient à négliger les courants de charge.

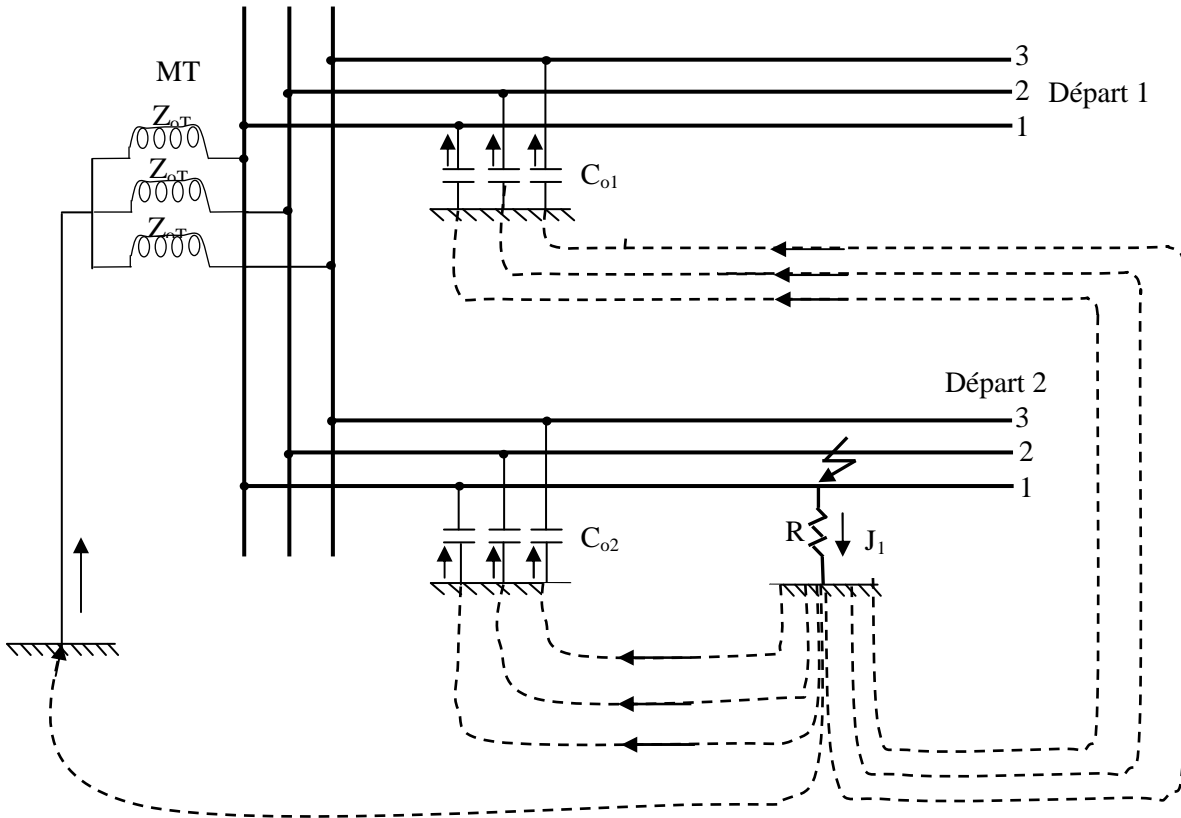


Fig. IV.8: Défaut monophasé sur un départ MT.

Si le neutre du réseau est isolé, le courant de défaut à la terre ne peut se refermer que par la capacité homopolaire du réseau. Si le neutre du réseau est à la terre, le courant de défaut peut se refermer par la capacité homopolaire du réseau, mais aussi et surtout par le circuit du neutre.

La valeur de l'impédance \bar{Z}_{or} du trajet de retour se trouvant liée au mode d'exploitation du réseau, ce dernier conditionne la valeur du courant de défaut à la terre. Les notions utilisées sont les suivantes :

- \bar{E} est la force électromotrice ou tension simple secondaire à vide du transformateur HT/MT ;
- \bar{Z}_d, \bar{Z}_i sont les impédances directe et inverse de l'ensemble, transformateur HT / MT, et tronçon de ligne MT en défaut ;
- \bar{Z}_o est l'impédance homopolaire de l'ensemble transformateur HT / MT, tronçon de ligne MT, en défaut et circuit de retour sol-réseau.

$$\bar{Z}_o = \bar{Z}_{oT} + \bar{Z}_{oL} + \bar{Z}_{oR}$$

$\bar{I}_1, \bar{I}_2, \bar{I}_3$: Courants de défaut dans chacune des phases ;

$\bar{I}_d, \bar{I}_i, \bar{I}_o$: Composantes symétriques du système des courants ;

$\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3$: Tensions par rapport au sol de chacune des phases au lieu de défaut ;

$\bar{V}_d, \bar{V}_i, \bar{V}_o$: Composantes symétriques du système des tensions.

IV.10.1.2)- Valeur du courant de défaut franc à la terre :

a- Equations de défaut

Les phases 2 et 3 ne sont pas concernées par le défaut donc on peut écrire :

$$\bar{J}_2 = \bar{J}_3 = 0 \text{ Le défaut est supposé franc, donc la tension de la phase 1 par rapport au sol est nulle : } \bar{V}_1 = 0$$

b- Application du principe de superposition :

Les équations résultantes de l'application du principe de superposition s'écrivent :

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

c- Calcul des composantes symétriques des courants :

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

Comme : $\bar{I}_2 = \bar{I}_3$,

on a : $a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o$

$$\bar{I}_d(a^2 - a) = \bar{I}_i(a^2 - a)$$

D'où : $\bar{I}_d = \bar{I}_i \dots \dots \dots (a)$

Mais, $\bar{I}_2 = \bar{I}_3 = 0$ s'écrit aussi : $\bar{I}_2 + \bar{I}_3 = 0$

D'où :

$$\bar{I}_d(a^2 + a) + \bar{I}_i(a^2 + a) + 2\bar{I}_o = 0$$

On sait que : $a^2 + a = -1$

Et $\bar{I}_d + \bar{I}_i = 2\bar{I}_o \dots \dots \dots (b)$

D'après les relations (a) et (b), on peut écrire :

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o$$

La somme des trois équations du principe de superposition donne :

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

Mais,

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o = 0$$

Donc : $\bar{E} = (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o)\bar{I}_d$

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

d-Valeur du courant de défaut :

$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o$

Comme

$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o$

Alors $\bar{I}_1 = 3\bar{I}_d = 3\bar{I}_i = 3\bar{I}_o$

$\bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o}$

Le courant de défaut vaut trois fois le courant homopolaire.

IV.10.1.3)-Calcul des tensions de chacune des phases à l'endroit du défaut a la terre :

Les équations du principe de superposition donnent pour les composantes symétriques des tensions les valeurs suivantes :

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

Les tensions de chacune des phases sont donc :

$\bar{V}_2 = \frac{\bar{Z}_i(a^2 - a) + \bar{Z}_o(a^2 - 1)}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E}$

$\bar{V}_3 = \frac{\bar{Z}_i(a - a^2) + \bar{Z}_o(a - 1)}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E}$

IV.10.1.4)- Influence de la résistance du défaut à la terre sur les valeurs des courants et tensions homopolaire :

On suppose que la phase 1 est le siège d'un défaut de résistance R.

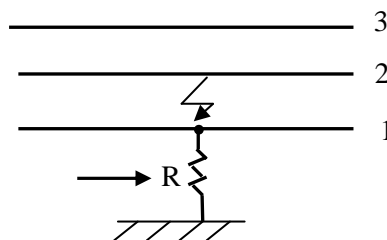


Fig.IV.9 : Défaut résistant

La tension \bar{V}_1 qui était nulle dans le cas d'un défaut franc devient égale à :

$$\bar{V}_1 = R\bar{I}_1$$

Les résultats obtenus pour les composantes symétriques des courants restent valables puisque la relation $\bar{I}_2 = \bar{I}_3 = 0$ est toujours vraie.

$$\text{Donc : } \bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o$$

$$\text{Et : } \bar{I}_1 = 3\bar{I}_o$$

L'addition des trois équations de principe de superposition donne :

$$\bar{E} = \bar{V}_1 + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o)\bar{I}_o$$

$$\bar{E} = R\bar{I}_1 + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o)\bar{I}_o$$

$$\bar{E} = R3\bar{I}_o + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o)\bar{I}_o$$

$$\bar{E} = \bar{I}_o(\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R)$$

$$\text{D'où : } \bar{I}_o = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R} \bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R}$$

En ce qui concerne les tensions, seul la composante homopolaire \bar{V}_o présente un réel intérêt, dans le cas d'un défaut résistant, son expression devient :

$$\bar{V}_o = \frac{-\bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R}$$

IV.10.2)- Défauts monophasés ayant leur neutre isolé :

Un défaut à la terre qui affecte un réseau MT (fig IV-10) ayant son neutre isolé se caractérise par :

- Un courant dont la valeur maximale est voisine de 10A ;
- Une tension homopolaire dont la valeur maximale est égale à la tension simple du réseau.

De plus, si le contact avec la terre de l'une des phases est un contact franc, les deux autres phases sont portées à la tension composée par rapport au sol.

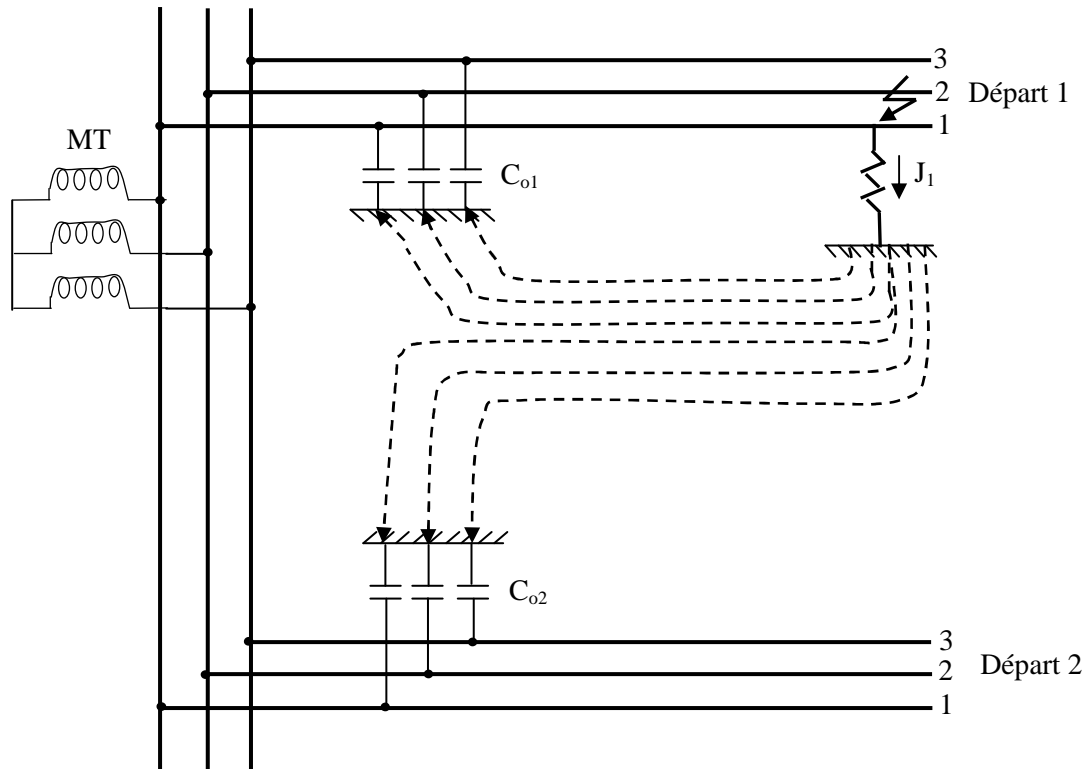


Fig. IV.10 : Défaut monophasé dans le réseau MT ayant sans neutre isolé.

IV.10.2.1)- Valeur du courant de défaut franc à la terre :

Le réseau ayant son neutre isolé par rapport au sol, les seuls courants susceptibles de circuler entre le réseau et le sol sont :

- Des courants de capacité provenant de la capacité homopolaire des lignes ;
- Des courants de résistance de fuite provenant de l'imperfection des isolants utilisés (Fig IV-10).

La formule générale donnant la valeur du courant de défaut franc est :

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

Avec : $\bar{Z}_o = \bar{Z}_{oT} + \bar{Z}_{oL} + \bar{Z}_{oR}$

Z_{oT} : Impédance du transformateur ;

Z_{oL} : Impédance de la ligne ;

Z_{oR} : Impédance due à la capacité homopolaire C_o du réseau considéré.

$$C_o = C_{o1} + C_{o2} + \dots \dots \dots \sum_{i=1}^n C_{oi}$$

C_o : la capacité homopolaire de chaque départ.

La valeur C_o est voisine de 500 pF / km pour une ligne aérienne.

$$\bar{Z}_o = \bar{Z}_{oR}$$

D'où :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_{oR}} = j3C_o\omega\bar{E}$$

Le courant de défaut est déphasé de $\frac{\pi}{2}$ en avant sur la force électromotrice qui lui donne naissance.

IV.10.2.2)-Valeur du courant de défaut résistant à la terre :

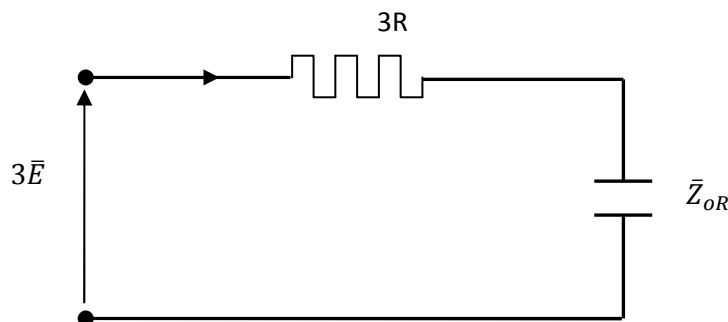
Le défaut présentant une résistance R, la relation qui permet de calculer \bar{I} s'écrit :

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

Si R est grande, le terme $\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_{oT} + \bar{Z}_{oL}$ est négligeable devant $\bar{Z}_{oR} + 3R$ ce qui donne :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_{oR} + 3R}$$

Cette relation nous permet de réaliser le schéma équivalent suivant :



IV.10.2.3)- Calcul des tensions au lieu de défaut dans le cas d'un défaut franc :

a- Tension homopolaire :

Elle s'exprime par la relation :

$$\bar{V}_o = -\bar{Z}_o \bar{I}_o$$

$$\text{Avec : } \bar{Z}_o = \frac{-j}{\bar{c}_o \omega} \quad \text{et} \quad \bar{I}_o = \frac{1}{3} \bar{I} = j\omega C_o \bar{E}$$

$$\text{D'où : } \bar{V}_o = -\bar{E}$$

b-Tension direct :

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

Or \bar{Z}_d a été négligé dans les calculs, de plus \bar{I}_d est faible d'où $\bar{Z}_d \bar{I}_d$ est négligeable. On

$$\text{a alors : } \bar{V}_d = \bar{E}$$

c-Tension inverse :

Elle s'exprime par la relation :

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

Comme précédemment \bar{Z}_i est négligeable, \bar{I}_i est faible alors $\bar{Z}_i \bar{I}_i$ est négligeable.

$$\text{D'où : } \bar{V}_i = 0$$

d- Tension sur les trois phases du réseau :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o$$

$$\bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_o$$

$$\bar{V}_i = 0 \quad \text{Donc :}$$

$$\bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + \bar{V}_o = a^2 \bar{E} - \bar{E} = \bar{E}(a^2 - 1)$$

On sait que : $|a^2 - 1| = \sqrt{3}$

$$\text{Donc : } \bar{V}_2 = E\sqrt{3}$$

$$\bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_o = a \bar{E} - \bar{E} = \bar{E}(a - 1)$$

$$\text{D'où : } \bar{V}_3 = E\sqrt{3}$$

IV.10.2.4)- Calcul des tensions au lieu du défaut dans le cas d'un défaut résistant :**a- Tension homopolaire :**

$$\bar{V}_0 = -\bar{Z}_0 \bar{I}_0 = \frac{-\bar{E}}{1+j3R\bar{C}_0\omega}$$

b- Tension direct :

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

Comme précédemment : $\bar{V}_d = \bar{E}$

c- Tension inverse :

On a aussi : $\bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i = 0$ et $\bar{V}_i = 0$

d- Tension sur les trois phases du réseau :

Elles s'expriment par les relations suivantes :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_0$$

$$\bar{V}_i = 0 \Rightarrow \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_0$$

$$\bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_0$$

$$\bar{V}_i = 0 \Rightarrow \bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + \bar{V}_0$$

$$\bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_0$$

$$\bar{V}_i = 0 \Rightarrow \bar{V}_3 = a \bar{V}_d + \bar{V}_0$$

IV.10.3)- Défaut monophasés dans les réseaux MT ayant leur neutre relié à la terre :

Un défaut à la terre qui affecte un réseau MT ayant son neutre relié à la terre se caractérise par :

- Un courant susceptible d'atteindre plusieurs milliers d'Ampères en cas d'un défaut franc et quelques Ampères en cas de défaut résistant ;
- Une tension homopolaire égale à la tension simple du réseau en cas de défaut franc et seulement à quelques volts en cas de défaut résistant.

Le courant de défaut franc atteignant souvent des valeurs trop importantes, afin d'éviter l'usure du matériel il est nécessaire de le limiter à 300A dans les réseaux aériens et à 1000A dans les souterrains.

IV.10.3.1)-Valeur du courant de défaut à la terre :

Si l'on suppose une liaison du point neutre à la terre par l'intermédiaire d'une impédance de valeur Z_n qui est équivalent à trois impédances placées chacune sur une phase du réseau et ayant pour valeur unitaire $3Z_n$.

Le défaut à la terre existant en un point M de la phase 1, peut être considéré comme un générateur de puissance homopolaire, de résistance interne égale à $3R$, est traversé par un courant I_o . La circulation de courant est assurée par deux voies en parallèle :

- La première comprend l'impédance de neutre $3Z_n$, la réactance homopolaire du transformateur Z_{oT} et l'impédance homopolaire du tronçon de la ligne en défaut Z_{oL} .

Si on pose : $Z_{oTL}=Z_{oT}+Z_{oL} \Rightarrow$ l'impédance globale est : $3Z_n+Z_{oTL}$

- La deuxième comprend l'ensemble des circuits capacitifs d'impédance égale à $\frac{-j}{\bar{C}_o\omega}$, les impédances Z_{oT} et Z_{oL} sont négligeable devant le terme $\frac{-j}{\bar{C}_o\omega}$.

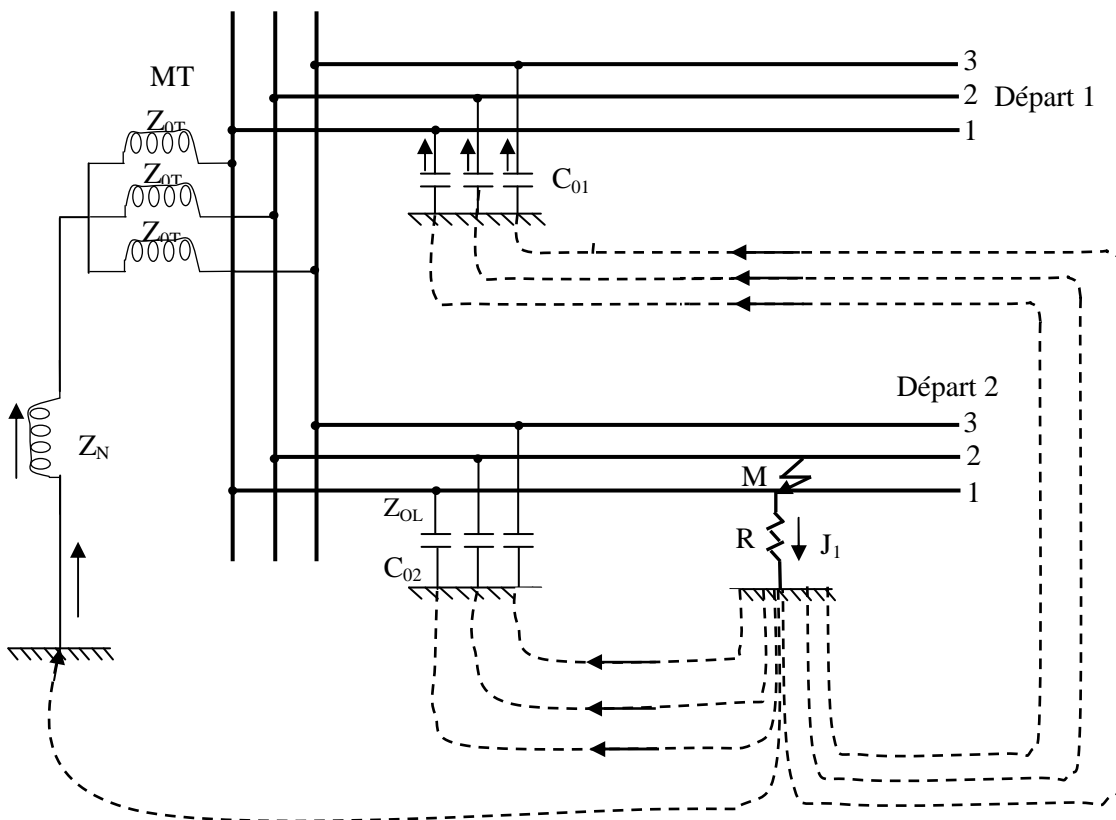


Fig. IV.11 : Défaut monophasé sur un départ MT.

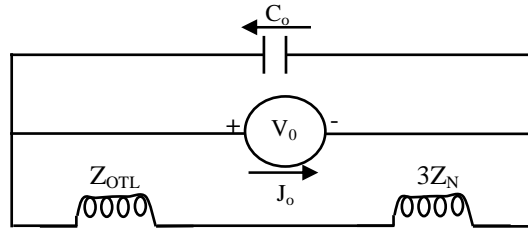


Fig. IV.12 : Schéma homopolaire correspondant au défaut à la terre en M.

L'impédance homopolaire résultante Z_o est constituée de deux impédances en parallèle dont les valeurs respectives sont :

$$(3Z_n + Z_{oTL}) // \frac{-j}{\bar{C}_o \omega}$$

$$\bar{Z}_o = \frac{(3Z_n + Z_{oTL}) \left(\frac{-j}{\omega \bar{C}_o} \right)}{Z_n + Z_{oTL} - \frac{j}{\omega \bar{C}_o}} = \frac{3Z_n + Z_{oTL}}{1 + j(z_n + Z_{oTL}) \omega \bar{C}_o}$$

La formule générale du courant de défaut est donnée par :

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

Il suffit de remplacer \bar{Z}_o par sa valeur pour obtenir la valeur du courant de défaut :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E} [1 + I(3\bar{Z}_n + \bar{Z}_{oTL}) \omega \bar{C}_o]}{[\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R] [1 + I(3\bar{Z}_n + \bar{Z}_{oTL}) \omega \bar{C}_o] + [3\bar{Z}_n + \bar{Z}_{oTL}]}$$

Z_d , Z_i et Z_{oTL} sont négligeable devant $3\bar{Z}_n$ que plus, si le défaut est franc ($R=0$) l'expression prend l'une des deux formes approchées suivantes :

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}}{\bar{R}_n} + j3\bar{E} \omega \bar{C}_o$$

Si la mise à la terre du neutre est réalisée par une résistance de valeur R_n .

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}}{\bar{X}_n} + j3\bar{E} \omega \bar{C}_o$$

Si la mise à la terre du neutre est réalisée par une inductance de valeur X_n .

Le courant I est alors la somme de deux termes, le premier représente le courant de neutre et le second, le courant capacitif qui joue le rôle essentiel dans les réseaux à neutre isolé.

IV.10.3.2)-Limitation du courant de défaut à la terre :

L'intensité du courant de défaut à la terre sur le jeu de barres d'un poste HT/MT dépend essentiellement :

- De la puissance du transformateur HT/MT ;
- Du couplage de ce transformateur ;
- Du mode de liaison du neutre à la terre.

Pour un transformateur donné, la puissance et le couplage constituent des éléments fixes.

La seule variable sur laquelle on agit pour réduire le courant de défaut est donc l'impédance du circuit de mise à la terre du neutre.

a- Mise à la terre du neutre :

- Il faut que le neutre MT du transformateur HT/MT soit accessible, ce qui suppose un couplage triangle-étoile à neutre sorti ou étoile-étoile à neutre sorti ;
- La réactance du transformateur HT/MT doit être suffisante pour limiter les courants de défaut, ce qui suppose un appareil de faible puissance ;
- La valeur du courant de défaut franc à la terre sur le jeu de barre MT du transformateur HT/MT est :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_{dT} + \bar{Z}_{iT} + \bar{Z}_{oT}} .$$

b- Mise à la terre du neutre à travers une résistance :

Cette solution s'applique lorsque le neutre du transformateur est accessible et lorsque sa réactance propre est insuffisante pour limiter convenablement les courants de défaut. En désignant par R_n la valeur de la résistance intercalée dans le circuit du neutre, la valeur du courant de défaut franc à la terre sur le jeu de barre MT du transformateur HT/MT est :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_{dT} + \bar{Z}_{iT} + \bar{Z}_{oT} + 3R_n}$$

$\bar{Z}_{dT}, \bar{Z}_{iT}, \bar{Z}_{oT}$, peuvent être négligées pour le calcul de I , si le couplage du transformateur est triangle-étoile à la terre, $\bar{Z}_{oT} = \bar{Z}_{dT}$

Dans ce mode de couplage: $\bar{I} = \frac{\bar{E}}{\bar{R}_n}$

IV.10-Conclusion :

Dans ce chapitre nous concluons que l'étude des courants de défaut est très importante, pour bien dimensionner les protections, en nous renseignant sur l'ordre des grandeurs des différents types des défauts.

Les défauts qui affectent les réseaux MT peuvent se traduire :

- Par des coupures de l'alimentation de la clientèle ;
- Par des courts-circuits.

L'élimination des défauts est obtenue par des appareils de protection qui ont un rôle primordiale dont la fonction est la protection des réseaux de distribution. Ces appareils doivent être bien dimensionnés pour assuré une bonne protection des personnes et les matériels contre les électrisations et les effets destructifs des courants forts sur les câbles.

A decorative border resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip at the top, both with rounded ends and a slight shadow effect.

Chapitre V: Application

V.1)- Introduction

Toutes les protections doit être conçue pour assurer le maximum de service. Pour cela, on utilise plusieurs appareils de protection comme les disjoncteurs.

Dans ce chapitre, on va dimensionner le disjoncteur du départ d'Ait Sâada du poste HT/MT Souk-El-Djemâa.

V.2)- Méthode des valeurs réduites pour le calcul du courant de court-circuit:

L'énergie électrique est généralement transportée avec des tensions élevées (kV). Comme on transporte de grandes quantités, l'unité la plus appropriée est le (kW) ou (MW) et le (kVA) ou (MVA).

Avec le système des unités réduites, ces unités ainsi que les Ampères (A) et les Ohm (Ω) sont exprimées en pourcentage (%) d'une grandeur de base spécifiée pour chacune.

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

V.2.1)- 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.

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

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} \quad , \quad Z_b = X_b = \frac{U_b}{I_b} = \frac{U_b^2}{S_b}$$

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 :

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

V.3)- Réactances des éléments du réseau :**V.3.1)- Impédance ramenée à un seul niveau de tension U_x :**

Pour calculer le courant de court-circuit à un endroit bien déterminé du réseau, est indispensable de ramener toutes les impédances à une certaine tension de référence U_x pour pouvoir utiliser les notions d'impédances séries et parallèle.

$$\text{Pour cela on utilise : } \bar{U} = U \left(\frac{U_x}{U} \right), \bar{Z} = Z \left(\frac{U_x}{U} \right), \bar{I} = I \left(\frac{U_x}{U} \right)$$

$\bar{U}, \bar{Z}, \bar{I}$: Valeurs ramenées à U_x

V.3.2)- Réactances réduites des éléments constituant le réseau :**A- Composantes directes et inverses :****a- Ligne :**

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

Avec :

X_0 : réactance de la ligne

L : longueur de la ligne

S_b, U_b : puissance et tension de base.

b- Alternateur :

$$X^* = X_d'' \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2} \quad \text{Avec : } X_d'' : \text{réactance subtransitoire}$$

c- Transformateur à deux enroulements :

$$X_{tr}^* = \frac{U_{cc}}{100} \cdot \frac{S_b}{S_n}$$

Avec :

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

S_n, U_n : puissance et tension nominales.

d-transformateur à trois enroulements :

Le calcul ce fait en deux étapes :

Première étape :

$$\left\{ \begin{array}{l} X_{12}^* = U_{cc}^{12} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2} \\ X_{23}^* = U_{cc}^{23} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2} \\ X_{31}^* = U_{cc}^{31} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2} \end{array} \right.$$

Deuxième étape :

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

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

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

e-Réseaux amont :

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

Avec :

S_{cc} : puissance de cout circuit ;

S_b : puissance de base.

A- Composantes homopolaires :**a- Ligne :**

$$X_{oL}^* = 3X_d^*$$

b- Transformateur :

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

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

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

e-Réseaux amont :

$$X_{or}^* = 3 \cdot \frac{S_b}{U_{cc}} - 2X_r^*$$

Avec :

U_{cc} : Tension de cout circuit ;

S_b : Puissance de base.

V.4)- Calcul des courants de court-circuit :**V.4.1)- Courant de court-circuit triphasé :**

$$I_{ccT} = \frac{E}{Z_d}$$

Avec :

E : fem de la source ou tension simple V ;

Z_d : impédance équivalente dans le système directe.

V.4.2)- Courant de court-circuit monophasé :

$$I_{ccM} = \frac{3E}{Z_d + Z_i + Z_o}$$

Avec :

Z_i : impédance équivalente dans le système inverse ;

Z_o : impédance équivalente dans le système homopolaire.

V.5)- Application :

Le but de cette application est de dimensionner les appareils de coupure (disjoncteurs).

V.5.1)- Données techniques :

- Niveau de tension primaire U = 60 kV avec une puissance de court-circuit S_{cc}=2500MVA ;
- Niveau de tension secondaire U = 30 kV avec une puissance de court-circuit S_{cc}=500MVA ;
- La longueur de la ligne L= 12,777 km ;
- Puissance nominal d'un transformateur S_n= 40 MVA ;
- Tension de court-circuit des transformateurs U_{cc}= 12% ;
- La réactance linéique de la ligne X₀= 0,4 Ω / km.

V.5.2)- Méthode de calcul :

Ce schéma représente la distribution de l'énergie électrique vers les différentes régions, dans notre application, on va s'intéresser à un seul départ qui est le départ MT 30 kV Ait Sâada issu du poste source 60 / 30 kV Souk-El-Djemâa.

On ramène toutes les impédances à la tension aux points de défaut.

On va simplifier le schéma en associant les impédances série parallèles.

Le travail demandé consiste à :

- Calculer les courants de court-circuit triphasé et monophasé franc à la terre ;
- Dimensionner les disjoncteurs nécessaires pour la protection.

V.5.2)- Choix de valeurs de base :

On choisit les valeurs nominales comme grandeur de base :

$$U_b = 30 \text{ kV}, S_b = 100 \text{ MVA}$$

Donc on déduit:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} \qquad I_b = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 30} = 1,92 \text{ kA}$$

$$Z_b = X_b = \frac{U_b}{I_b} = \frac{U_b^2}{S_b} \qquad Z_b^{30} = \frac{(30 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 10^6} = 9 \Omega$$

V.6)- Valeurs des impédances réduites :

V.6.1)- Composantes directes :

a- Ligne :

$$X_{dL}^* = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_b}{U_b^2} \qquad X_{dL}^* = 0,4 \cdot 12,777 \cdot \frac{100}{30^2} = 0,56$$

b- Transformateur à deux enroulements :

$$Z_{dtr}^* = \frac{U_{CC} \cdot S_b}{100 S_n} \qquad Z_{dtr}^* = \frac{12 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,3$$

c- Réseau amont :

$$X_{dr}^* = \frac{S_b}{S_{cc}} \qquad X_{dr}^* = \frac{100}{2500} = 0,04$$

V.6.2)- Composantes homopolaires :

a- Ligne :

$$Z_{oL}^* = 3Z_{dL}^* \qquad Z_{oL}^* = 3 \cdot 0,56 = 1,68$$

b-Transformateur à deux enroulements :

Le transformateur utilisé est à couplage étoile-étoile dont le neutre primaire est à la terre au moins de deux et on déduit la valeur de Z_{otr} du tableau 1.

$$Z_{otr}^* = Z_{dtr}^* \qquad Z_{otr}^* = 0,3$$

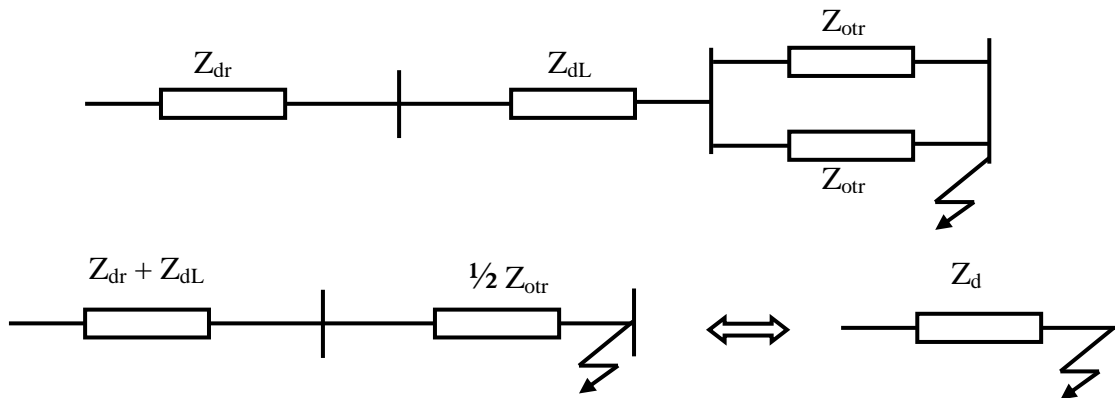
c-Réseau amont :

$$Z_{or}^* = 3 \cdot \frac{S_b}{U_{cc}} - 2Z_{dr}^* \qquad Z_{or}^* = 3 \cdot \frac{100}{2500} - 2 * 0,04 = 0,04$$

V.7) –Valeurs des courants de court-circuit se produisant sur le jeu de barre 30 kV :

a- Courant de court-circuit triphasé :

Le schéma direct correspond est le suivant :



$$Z_d^* = (Z_{dr}^* + Z_{dL}^*) + \frac{1}{2} Z_{otr}^* \qquad Z_d^* = (0,04 + 0,56) + \frac{0,3}{2} = 0,75$$

Z_d réelle : $Z_d = (Z_d^* \cdot Z_b^{30}) = 0,75 * 9 = 6,75 \Omega$

Le courant de court-circuit triphasé est :

$$I_{ccT2} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_d} \qquad I_{ccT2} = \frac{30}{\sqrt{3} * 6,75} = 2,56 \text{ kA}$$

Si on tient pas compte de la ligne on trouve :

$$Z_d^* = \left(Z_{dr}^* + \frac{1}{2} Z_{otr}^* \right) \qquad Z_d^* = 0,04 + \frac{0,3}{2} = 0,19$$

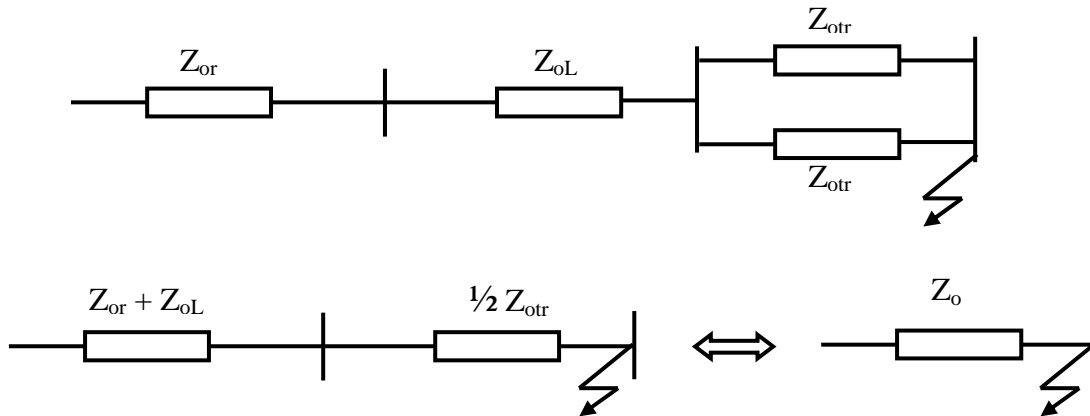
Z_d réelle : $Z_d = Z_d^* \cdot Z_b^{30} = 0,19 * 9 = 1,71 \Omega$

Le courant de court-circuit dans ce cas est :

$$I_{ccT2} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_d} \qquad I_{ccT2} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 1,71} = 10,12 \text{ kA}$$

a- Courant de court-circuit monophasé :

Le schéma homopolaire correspond est le suivant :



$$Z_o^* = (Z_{or}^* + Z_{oL}^*) + \frac{1}{2} Z_{otr}^* \qquad Z_o^* = 0,04 + 1,68 + \frac{0,3}{2} = 1,87$$

Z_o réelle : $Z_o = Z_o^* \cdot Z_b^{30} = 1,87 \cdot 9 = 16,83 \Omega$

Le courant de court-circuit monophasé est :

$$I_{ccM2} = \frac{U\sqrt{3}}{2 \cdot Z_d + Z_o} \qquad I_{ccM2} = \frac{30\sqrt{3}}{2 \cdot 1,71 + 16,83} = 2,56 \text{ kA}$$

Si on ne tient pas compte de la ligne, on trouve :

$$Z_o^* = Z_{or}^* + \frac{1}{2} Z_{otr}^* \qquad Z_o^* = 0,04 + \frac{0,3}{2} = 0,19$$

Z_o réelle : $Z_o = Z_o^* \cdot Z_b^{30} = 0,19 \cdot 9 = 1,71 \Omega$

$$I_{ccM2} = \frac{U\sqrt{3}}{2 \cdot Z_d + Z_o} \qquad I_{ccM2} = \frac{30\sqrt{3}}{2 \cdot 1,71 + 1,71} = 10,128 \text{ kA}$$

V.8)- Choix des disjoncteurs :

Le choix des disjoncteurs tient compte de :

- *La tension nominale* : elle correspond à l'endroit où est placé le disjoncteur.
- *Le courant nominal* : il doit être plus grand que le courant de charge maximum du circuit à l'endroit où est placé le disjoncteur.
- *Pouvoir de coupure* : c'est le courant maximal que le disjoncteur est capable de couper.

On définit aussi la puissance de coupure qui est une grandeur fictive puisqu'elle est produit de deux grandeurs n'ayant pas lieu simultanément.

(Puissance de coupure) = (I_{effmax} avant coupure) \times (U_{effmax} après coupure).

$$S_{\text{coup}} = \sqrt{3}U_n \cdot I_{\text{coup}}$$

Avec :

$$I_{\text{coup}} = K_{\text{coup}} \cdot I_{\text{ccmax}} \quad \text{et} \quad K_{\text{coup}} \text{ est une fonction de } (t_{\text{coup}} \text{ et } \frac{I_{\text{pd}}}{\sum I_n}).$$

I_{coup} : courant de coupure ;

T_{coup} : temps de coupure du disjoncteur ;

I_{pd} : composante périodique direct ;

$\sum I_n$: Somme des courants nominaux de tous les générateurs du réseau ;

I_{ccmax} : courant de court-circuit maximal.

Le coefficient K_{coup} ne peut être déterminé qu'en connaissant les courants nominaux des générateurs du réseau, ces derniers étant inconnus. On considère alors le cas le plus défavorable correspondant à un $K_{\text{coup}} = 1$.

Il on découle que :

$$I_{\text{coup}} = I_{\text{ccmax}}$$

$$S_{\text{coup}} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{\text{ccmax}}$$

➤ **Disjoncteur au niveau de tension 30 kV :**

Le courant de court-circuit maximal est :

$$I_{coup} = I_{ccmax} = I_{ccT2} = 10128 \text{ A}$$

$$S_{coup} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{ccmax} = \sqrt{3} * 30 * 10^3 * 10128 = 526,26 \text{ MVA}$$

$$S_{coup} = 526,26 \text{ MVA}$$

V.8.1)-Valeurs normalisé pour le choix des disjoncteurs :

Les valeurs sont données dans le tableau suivant :

<i>Valeurs normalisées</i>	<i>Disjoncteurs du jeu de barre 30 kV</i>
<i>Tension de service U_n (kV)</i>	36
<i>Pouvoir de coupure S_{coup} (MVA)</i>	750
<i>Courant nominal I_n (A)</i>	800
<i>Courant de courte durée admissible (3 sec) (kA)</i>	30

Tableau V.1: Tableau des valeurs normalisé pour le choix des disjoncteurs.

V.8.2)-Valeurs obtenues :

Les valeurs obtenues sont données dans le tableau suivant :

<i>Valeurs obtenues</i>	<i>Disjoncteurs du jeu de barre</i>
	<i>30 kV</i>
<i>Tension de service</i> <i>U_n (kV)</i>	30
<i>Pouvoir de coupure</i> <i>S_{coup} (MVA)</i>	526
<i>Courant nominal</i> <i>I_n (A)</i>	770

Tableau V.2: Tableau des valeurs obtenues.

Après l'étude du départ, on constate que le disjoncteur choisit ont les caractéristiques suivantes :

➤ ***Disjoncteur du jeu de barres 30 kV :***

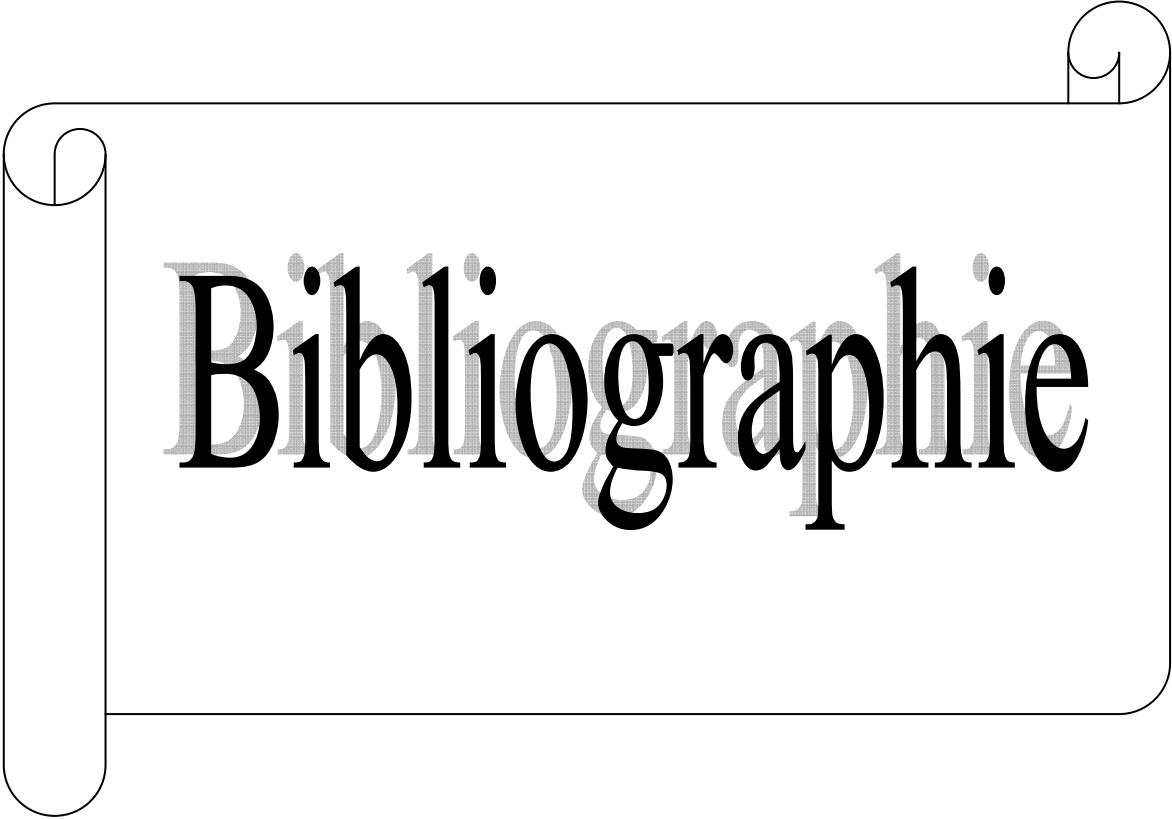
- $U_n = 36$ kV
- $I_n = 800$ A
- $S_{coup} = 750$ MVA

V.9)- Conclusion :

Après avoir fait le calcul du courant de court-circuit concernant le départ d'Ait-Sâada issu du poste source 60kV/30kV de SED, on constate que les valeurs obtenues sont proches aux valeurs données par la SONELGAZ.

De ce fait le choix de certains paramètres comme la tension de service et le courant nominal...etc, influent directement sur l'exactitude des calculs.

Donc ces résultats permettent d'affirmer que la sécurité des personnes et des matériels est assurées



Bibliographie

Conclusion générale

Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique.

Le travail que nous avons effectué nous a permis d'approfondir nos connaissances dans le domaine des protections électrique d'un réseau de distribution MT. Nous avons étudié les moyens de protection des réseaux MT qui sont une condition nécessaire pour l'amélioration de la continuité et la qualité de service, nous avons aussi traité successivement les différents défauts qui peuvent affecter un réseau MT et les méthodes de calcul des courant de court-circuit.

Le bon choix des réglages de la protection contre les défauts à la terre on pour double objectif de protéger les personnes contre l'électrocution et des biens contre les effets destructif des courants forts sur les câbles, lignes, jeux de barres, ... etc., ainsi qu'une bonne continuité de service globale du réseau HTA en isolant la partie en défaut du réseau afin d'en préserver le fonctionnement.

Les valeurs du courant de court-circuit déterminées sur les jeux de barres 60kV et 30kV du poste, nous ont permis de dimensionner avec exactitude les disjoncteurs nécessaires à la protection du départ d'Ait Sâada issu du poste source de Souk-El-Djemâa (SED).

[1] Groupe Sonelgaz, XD « **Guide Technique de Distribution** », Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.

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

[3] J.M. Delbarre, « **Postes à HT et THT - Rôle et Structure** », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.

[4] Christophe Prévé, « **Les réseaux électrique industriels 1** », Edition Lavoier 2005.

[5] Ph. Carrive, « **Réseaux de Distribution - Structure et Planification** », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique D 4210, 2006.

[6] M. Lami, « **Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique** », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.

[7] Jacques Marie Broust, « **Appariellages et installations électriques industriels** », Edition Dunod, Paris 2008.

[8] S. Theoleyre, « **Les Techniques de Coupure en MT** », Cahier technique N°193, Schneider Electric.

[9] C. Claude & D. Pierre, « **Protection des Réseaux de Transport et de Répartition**» Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.

[10] D. Fulchiron, « **Protection des Transformateurs des Postes MT/BT** », Cahier technique N°192, Schneider Electric, 2003.

[11] L.G. Hewitson, Mark Brown, Ramesh Balakrishnan « **Guide de la protection des équipements électrique** » Edition DUNOD Paris 2007.

[12] Claud Corroyer, « **Protection des réseaux. Généralités** », Techniques de l'Ingénieur, D 4800, 1991.

[13] Guide de la protection«**CG0021FR2**», Schneider électrique, Merlin Gerin édition 2003.

[14] Archives Sonelgaz (mémoire d'ingénieur, université de Tizi-Ouzou)

[15] C.Prévé, «**Protection des réseaux électriques** », Edition HERMES,Paris1998













[

Abréviation

Les abréviations mentionné ci-dessus selon les normes international CEI 27-1 :

Indice	Mot clé	Unité
<i>AC</i>	Courant Alternatif	A
<i>DC</i>	Courant Direct	A
<i>BT</i>	Basse tension	A
<i>HT ou HTB</i>	Haute tension	V
<i>MT ou HTA</i>	Moyenne tension	V
<i>kV</i>	Kilo Volt	kV
<i>TC</i>	Transformateur de mesure de courant	-
<i>TT</i>	Transformateur de mesure de tension	-
<i>JB</i>	Jeu de barre (nœud)	-
<i>l</i>	Longueur de la ligne ou câble	km
<i>R_L</i>	Résistance de la ligne ou câble	Ω/km
<i>L</i>	Inductance de ligne ou câble	H
<i>L₁, L₂, L₀</i>	Réactance directe, inverse et homopolaire	H
<i>X_L</i>	Réactance de la ligne ou câble	Ω/km
<i>C</i>	Capacité de la ligne ou câble	F/km
<i>X₁, X₂, X₀</i>	Réactance directe, inverse et homopolaire	Ω/km
<i>R₁, R₂, R₀</i>	Résistance directe, inverse et homopolaire	Ω/km
<i>Z_L = R_L + j X_L</i>	Impédance de la ligne	a/km
<i>R_t</i>	Résistance de terre	
<i>R_f</i>	Résistance de défaut	
<i>S</i>	Section de la ligne ou câble	mm ²
<i>I_n</i>	Courant nominal	A
<i>U_n</i>	Tension composé nominale	V
<i>I_{max}</i>	Courant maximal	A
<i>I_{cc}</i>	Courant de court-circuit	A
<i>I_{cc.min}</i>	Courant de court-circuit minimum	A
<i>I_{cc.max}</i>	Courant de court-circuit maximum	A
<i>P</i>	Puissance active	W
<i>Q</i>	Puissance réactive	VAr
<i>S</i>	Puissance apparente	VA
<i>V₁, V₂, V₀</i>	Composantes symétriques de tension	V
<i>I₁, I₂, I₀</i>	Composantes symétriques de courant	A
<i>U_{cc}</i>	Tension de court-circuit d'un transformateur	%
<i>f_n</i>	Fréquence nominale	Hz
<i>a</i>	L'opérateur égale 1L 120°	-
<i>I_{phase}</i>	Courant de réglage phase	A
<i>I_{homp}</i>	Courant de réglage homopolaire	A
<i>t</i>	Temporisation	sec
<i>D</i>	Déclenchement	sec
<i>R</i>	Rapide	sec
<i>1L</i>	Première lent	sec
<i>2L</i>	Deuxième lent	sec
<i>T</i>	La terre	-

Symbole Graphiques

Symbole	Mot clé
	Ligne ou câble triphasé
	La terre
	Arrivée HTA
	Départ HTA ou BT
	Court-circuit
	Sectionneur
	Disjoncteur
	Interrupteur fusible
	Transformateur de puissance
	Fusible
	Transformateur de courant
	Transformateur de tension (potentiel)