



Sommaire

Sommaire

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

I.1 Introduction.....	2
I.2 Organisation des réseaux électriques.....	2
I.3 Les différents niveaux de tensions.....	2
I.3.1 Réseaux de transport.....	3
I.3.2 Réseaux d'interconnexion.....	3
I.3.3 Réseaux de répartition.....	3
I.3.4 Réseaux de distribution.....	4
I.4 Structure topologique des réseaux électriques.....	4
I.4.1 Réseau maillé.....	5
I.4.2 Réseau radial.....	5
I.4.3 Réseau bouclé.....	6
I.4.4 Réseau arborescent.....	6
I.5 Réseaux électriques de distribution MT.....	7
I.5.1 Réseaux aériens.....	8
I.5.1.1 Nature et section des conducteurs.....	8
I.5.2 Réseaux souterrains.....	9
I.5.2.1 Nature et section des conducteurs.....	9
I.6 Les lignes électriques.....	9
I.7 Propriétés des lignes de transport.....	10
I.8 Poste de transformation HT/MT.....	10
I.9 Poste de distribution MT/BT.....	11
I.10 Les réseaux BT.....	12
I.10.1 Constitution des réseaux.....	12
I.10.1.1 Réseaux aériens.....	12
I.10.1.2 Réseaux souterrains.....	12
I.11 Conclusion.....	13

Sommaire

Chapitre II: Défauts dans les réseaux électriques

II.1 Introduction.....	14
II.2 Définition d'un défaut.....	14
II.3 Les causes des défauts	14
II.4 Nature des défauts.....	15
II.4.1 Défaut permanent.....	15
II.4.2 Défaut momentané.....	15
II.5 Type des défauts	15
II.6 Différentes perturbations touchant les réseaux électriques.....	15
II.6.1 Le déséquilibre.....	16
II.6.2 Les surtensions.....	16
II.6.2.1 Origine des surtensions	16
II.6.2.2 Classification des surtensions	17
II.7 Conséquences des défauts.....	17
II.7.1 Le fonctionnement des réseaux.....	17
II.7.2 La tenue de matériel.....	17
II.7.3 Les chutes de tension	18
II.7.4 Les explosions des disjoncteurs	18
II.7.5 Les circuits de télécommunications	18
II.7.6 La sécurité des personnes	18
II.8 Définition de l'intensité de courant de court-circuit.....	18
II.8.1 Utilité de calcul de courant de court-circuit.....	19
II.8.2 Paramètres influençant la valeur du court-circuit	20
II.9 Utilisation des composantes symétriques pour le calcul.....	20
II.9.1 Définition de l'opérateur « a ».....	20
II.9.2 Principe de superposition.....	21
II.9.3 Principe de décomposition d'un système sinusoïdale.....	22
II.10 Calcul des impédances des éléments du réseau	22
II.10.1 Impédance du réseau HT ramené en MT.....	22
II.10.2 Impédance du transformateur HT/MT	23
II.10.3 Impédances des lignes et des câbles	23
II.10.3.1 Impédances des lignes aériennes	23
II.10.3.2 Impédances des câbles souterrains.....	25

Sommaire

II.11 Calcul des courants de court-circuit.....	25
II.11.1 Défaut monophasé	25
II.11.1.1 Régime de neutre en MT	25
II.11.1.2 Calcul de défaut monophasé-Terre	27
II.11.2 Défaut biphasé	28
II.11.2.1 Défaut biphasé sans contact avec la terre	28
II.11.2.2 Défaut biphasé avec contact à la terre	29
II.11.3 Défaut triphasé.....	31
II.12 Méthode des valeurs réduites pour le calcul de courant de court-circuit.....	31
II.12.1 Définition	31
II.12.2 Changement de base	32
II.12.3 Réactances des éléments du réseau.....	32
II.12.3.1 Impédance ramenée à un seul niveau de tension	32
II.12.3.2 Réactance réduite des éléments constituant les réseaux	32
II.13 Conclusion	34

Chapitre III : Protection et réglage des protections des réseaux MT

III.1 Introduction	35
III.2 Système de protection.....	35
III.2.1 Définition et rôle des protections	35
III.2.2 Elimination des défauts	35
III.3 Caractéristiques des protections des réseaux.....	36
III.3.1 Notion de sensibilité	36
III.3.2 Notion de rapidité	36
III.3.3 Notion de sélectivité	36
III.3.3.1 La sélectivité ampèremétrique.....	36
III.3.3.2 La sélectivité chronométrique	36
III.3.3.3 La sélectivité logique.....	37
III.3.4 Notion de fiabilité.....	37
III.4 Appareillages des protections.....	37
III.4.1 Matériels de protection contre les surtensions.....	37
III.4.1.1 Parafoudre.....	37
III.4.1.2 Eclateur.....	38

Sommaire

III.4.2 Matériels de protection contre les surintensités.....	39
III.4.2.1 Disjoncteur	39
III.4.2.2 Sectionneur	40
III.4.2.3 Coupe-circuit à fusible	40
III.4.2.4 Relais	41
III.5 Protection des transformateurs	43
III.5.1 Protection par Buchholz	43
III.5.2 Protection de masse-cuve	44
III.5.3 Protection différentielle	45
III.5.4 Protection thermométrique de cuve.....	45
III.5.5 Protection par relais thermique.....	46
III.5.6 Protection par image thermique.....	46
III.6 Protection des réseaux MT	46
III.6.1 Protection des transformateurs HT/MT	46
III.6.2 Protection des départs MT	47
III.6.2.1 Protection contre les défauts entre phase.....	47
III.6.2.2 Protection contre les défauts entre phase et terre	47
III.6.3 Protection des jeux de barres.....	47
III.6.3.1 Protection différentielle de jeu de barres.....	48
III.6.3.2 Protection masse-barres.....	49
III.7 Principe de réglage	49
III.7.1 Réglage des protections contre les défauts à la terre	49
III.7.2 Réglage des protections contre les défauts entre phases	50
III.8 Réglage des relais de protection d'un départ.....	50
III.8.1 Réglage des relais de phase 1 ^{er} seuil.....	50
III.8.2 Réglage des relais de phase 2 ^{eme} seuil	50
III.8.3 Réglage de relais homopolaire	51
III.8.4 Relais de temps.....	51
III.9 Réglage des relais de l'arrivée.....	51
III.9.1 Réglage des relais de phase	51
III.9.2 Réglage de relais homopolaire	52
III.9.3 Réglage de relais de temps	52
III.10 Réglage des protections d'un transformateur	52

Sommaire

III.10.1 Réglage de la protection côté MT	52
III.10.2 Réglage de la protection côté HT	53
III.11 Réglage d'une protection de terres résistantes	53
III.11.1 Détecteur de terres résistantes	54
III.11.2 Réglage d'une protection ampèremétrique de terres résistantes	54
III.11.3 Réglage de la temporisation	54
III.12 Conclusion	54

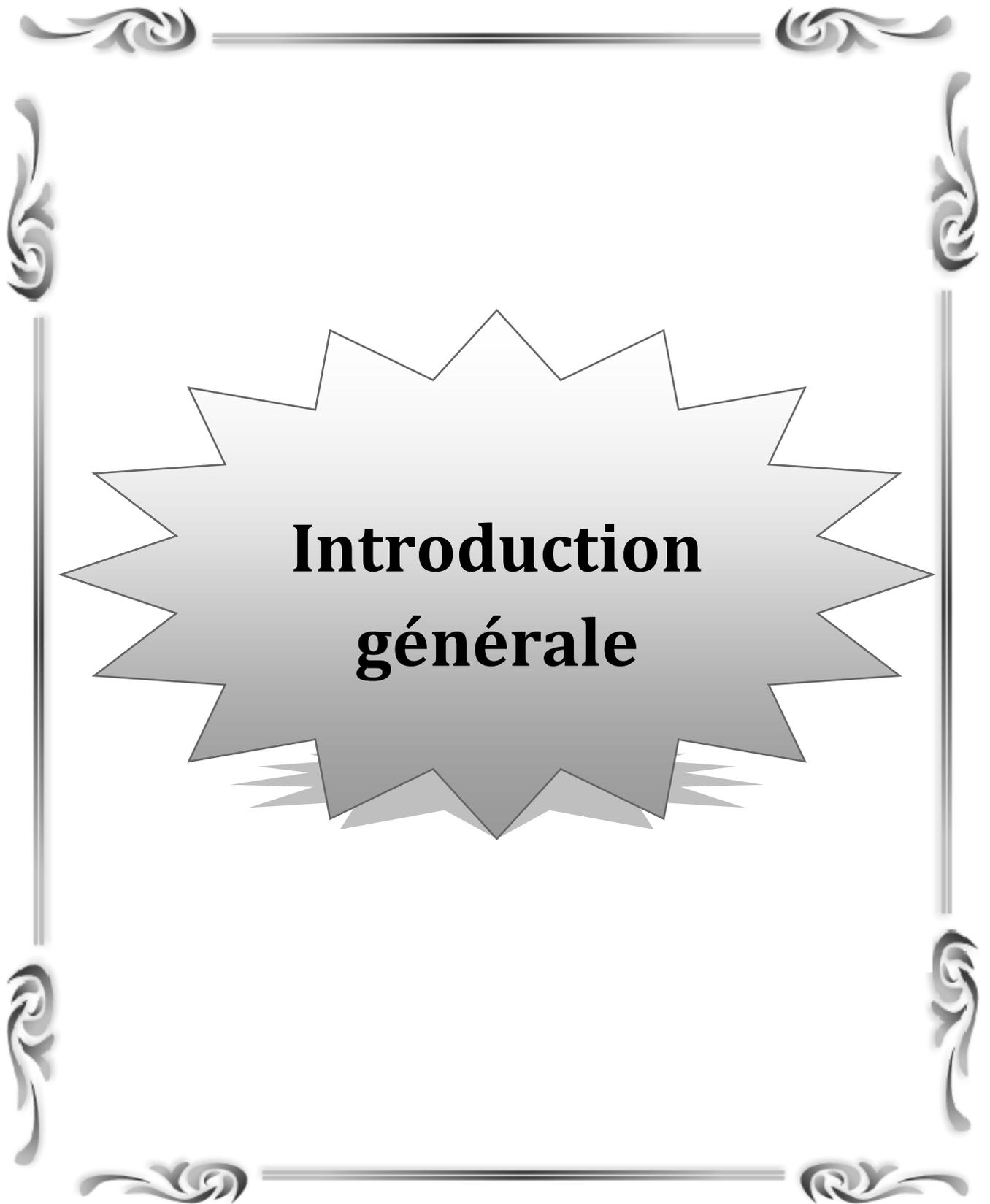
Chapitre IV : Calcul des courants de court-circuit et réglage des protections

IV.1 Application aux départs MT de l'ENIEM	56
IV.1.1 Présentation de l'entreprise	56
IV.1.2 Répartition des transformateurs sur les ateliers	57
IV.1.3 Distribution de l'énergie dans l'entreprise	58
IV.1.4 Descriptif de l'équipement	58
IV.1.4.1 Présentation	58
IV.1.4.2 Technologie des cellules	59
IV.1.5 Schéma électrique unifilaire des cellules de départs	59
IV.1.5.1 Cellules MERLIN GERIN départ MT vers poste MT/BT	59
IV.1.5.1.1 Poste MT/BT comportant deux transformateurs	60
IV.1.5.1.2 Poste MT/BT comportant un transformateur	61
IV.1.5.2 Cellules SCHNEIDER alimentant les postes SIEMENS	62
IV.1.5.2.1 Poste MT/BT SIEMENS	63
IV.2 La méthode de calcul des impédances et réglage des protections	64
IV.3 Exemple de réglage	72
IV.3.1 Données des bases	72
IV.3.2 Tableau récapitulatif des paramètres de la ligne	73
IV.3.3 Schéma simplifié unifilaire du poste C ₂ - livraison et répartition 10KV de l'ENIEM	74
IV.4 Réglage des protections	78
IV.4.1 Calcul des impédances et les courants de court-circuit des lignes et des transformateurs	78
IV.4.1.1 Impédance du réseau HT ramené en MT	78
IV.4.1.2 Impédance du transformateur HT/MT	78

Sommaire

IV.4.1.3 Impédances des lignes et des transformateurs des départs MT/BT et les départs MT ainsi que leurs courants de court-circuit correspondants	78
IV.4.2 Réglage des protections des départs MT et MT/BT.....	83
IV.4.2.1 Pour les départs MT/BT	83
IV.4.2.2 Pour les départs MT	85
IV.4.3 Réglage de la protection de l'arrivée.....	88
IV.5 Conclusion.....	89
Conclusion générale	90

ClicCours.com



**Introduction
générale**

Introduction générale

Un réseau est l'ensemble des composantes requises pour conduire l'énergie électrique des points de production aux points de consommation. Cet ensemble comprend des transformateurs, des lignes de transmission, des générateurs, des moteurs, des éléments de chauffage, des réactances, des condensateurs, des moyens de mesure et de contrôle des protections contre la foudre et les courts-circuits, etc.

Les points de production sont les centrales qui génèrent l'énergie électrique à partir de différentes énergies primaires (nucléaire, hydraulique, charbon,...).

Les points de consommation, en MT, sont des postes ou des ouvrages, à partir desquels l'énergie est livrée aux clients (abonnés), ceci par l'intermédiaire de la «distribution MT».

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

L'objectif de ce travail est la détermination des seuils de réglage des protections des départs moyenne tension du complexe de L'ENIEM, pour se faire nous avons subdivisé ce manuscrit en quatre chapitres, chacun concerne un but bien déterminé.

- Le premier chapitre rappelle brièvement les principales structures des réseaux électriques et leurs différents niveaux de tensions.
- Le second chapitre est relatif à l'étude des défauts dans les réseaux électriques ainsi qu'à l'utilité du calcul des courants de court-circuit.
- Le troisième chapitre met en évidence les moyens de protection des réseaux électriques et leur réglage.
- Dans le quatrième et dernier chapitre, nous allons effectuer le calcul et ensuite le réglage des relais de protection des installations « MERLIN GERIN » et « SCHNEIDER »
- Une conclusion générale vient enfin clore ce travail.

Clicours.COM



Chapitre I

I.1 Introduction :

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

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

I.2 Organisation des réseaux électriques : [3]

Pour réaliser la liaison entre la production et la consommation, il est nécessaire d'établir les lignes aériennes et des canalisations souterraines. Les lignes sont raccordées à des nœuds appelés postes. Ces postes, particulièrement importants, comportent habituellement des transformateurs avec dispositifs de contrôle, de réglage et de protection.

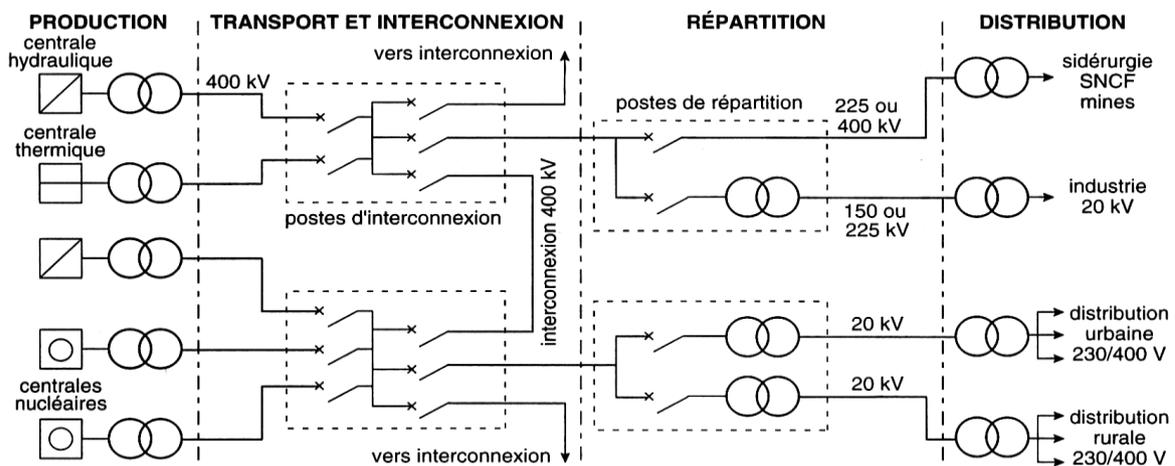


Figure (I-1): Organisation d'un réseau électrique (réseau nationale)

I.3 Les différents niveaux de tensions :

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

- Réseaux de transport
- Réseaux d'interconnexion
- Réseaux de répartition
- Réseaux de distribution

Domaine de tension		Valeur de la tension nominale (U_n en Volt)	
		Courant alternatif	Courant continu
Très basse tension TBT		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse tension BT	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute tension HT	HTA	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB	$U_n \geq 50000$	$U_n \geq 75000$

Tableau (I-1) : Les différents niveaux de tensions réglementaires

I.3.1 Réseaux de transport :

Les réseaux de transport sont à très haute tension (de 150 kV à 800 kV) et ont pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit.

I.3.2 Réseaux d'interconnexion : [3]

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

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

I.3.3 Réseaux de répartition : [8]

Les réseaux de répartition sont à haute tension (de l'ordre de 30 à 150 kV) et ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyennes puissances (inférieures à environ 100 MW). Les réseaux de répartition sont distribués de manière assez homogène sur le territoire d'une région.

I.3.4 Réseaux de distribution : [8]

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

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

- les réseaux à moyenne tension (de 3 à 33 kV) ;
- les réseaux à basse tension (de 110 à 600 V), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs domestiques.

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

I.4 Structure topologique des réseaux électriques : [16]

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs structures topologiques qui répondent aux objectifs suivants :

- Assurer la sécurité des personnes et des biens
- Obtenir un niveau de qualité de service fixe
- Assurer le résultat économique souhaité

Mais doit aussi soumettre à des impératifs :

- Etre en adéquation avec la densité d'habitat et/ou de consommation, aussi appelé densité de charge qui joue un rôle de plus en plus prépondérant
 1. Zone à faible densité de charge $<1\text{MVA}/\text{km}^2$
 2. Zone à forte densité de charge $>5\text{MVA}/\text{km}^2$
- Satisfaire aux contraintes d'environnement, en particulier climatiques (température minimale et maximale, vent et neige).

I.4.1 Réseau maillé :

Est un réseau où des liaisons qui forment des boucles, réalisant une structure aux mailles d'un filet. Cette structure apporte une meilleure solution dans la mesure où elle permet par l'usage des transformateurs de choisir la tension la mieux adaptée à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'énergie électrique et aussi à la maîtrise des courts-circuits, en revanche son étude est très complexe et sa réalisation est coûteuse.

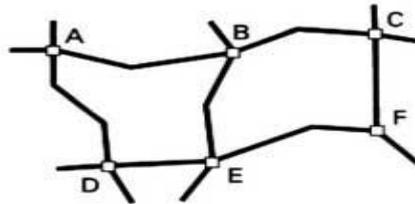


Figure (I-2) : exemple de structure maillée

- Poste d'interconnexion

I.4.2 Réseau radial :

Est un réseau, à partir d'un poste d'alimentation, où chaque artère se séparant des autres à la manière des branches d'un arbre et ne présentant donc qu'un point commun avec une autre liaison.

Ce mode de distribution (MT et BT) radial est plus employé dans les installations industrielles



Figure (I-3) : exemple de structure radiale

- Poste de distribution
- Poste de répartition

I.4.3 Réseau bouclé :

Des postes HT/MT, deux lignes réunies par leurs extrémités. Chaque ligne alimente en cascade un certains nombres de postes MT/BT.

Ce réseau nous donne la possibilité d'alimenter les abonnés par un autre poste dans le cas d'une coupure en attendant le dépannage.

Avantage :

- ❖ Grande continuité de service
- ❖ Un bon rendement
- ❖ Faible chute de tension

Inconvénients :

- ❖ Fort courant de court-circuit
- ❖ Plus cher et plus difficile à exploiter

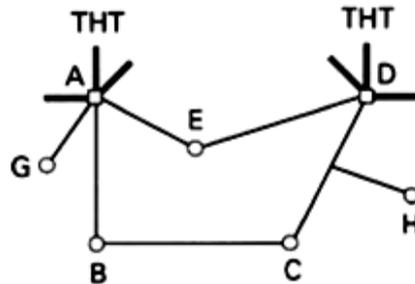


Figure (I-4) : exemple de structure bouclée

- Poste d'interconnexion
- Poste de répartition

I.4.4 Réseau arborescent :

Est un réseau à deux ordres de lignes : dorsales et dérivations

Des sous-dérivations peuvent être utilisées pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sur un même interrupteur à commande manuel un ensemble MT/BT.

Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation.

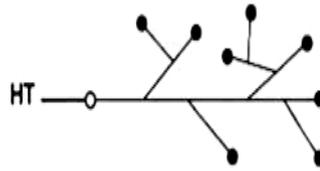


Figure (I-5) : exemple de structure arborescente

- Poste de distribution
- Poste de répartition

Avantage :

- ❖ Facile à étudier et à construire
- ❖ Pour effectuer des travaux, il suffit d'ouvrir l'appareil (sectionneur, interrupteur....) placé au début du réseau.

Inconvénients :

- ❖ Des grandes chutes de tension pour les longueurs dépassant 500m.
- ❖ La mise hors tension des consommateurs, en cas d'une panne en tête de ligne.

I.5 Réseaux électriques de distribution MT: [13]

Les réseaux à moyenne tension (MT) ont de façon très majoritaire une structure arborescente, qui autorise des protections simples et peu coûteuses à partir d'un poste source (lui-même alimenté par le réseau de répartition), le courant parcourt une artère sur laquelle sont reliées directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes MT/BT de distribution publique, qui alimentent les réseaux basse tension (BT) sur lesquels sont raccordés les plus petits consommateurs.

La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique MT entraînera forcément la coupure des clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent.

On rencontrera successivement en allant de l'amont à l'aval :

- Des postes sources HT/MT
- Des lignes aériennes ou des câbles souterrains MT.
- Des postes de distribution publique MT/BT ou des postes clients MT.

Il existe deux types de réseaux, aériens et souterrains.

I.5.1 Réseaux aériens :

Les réseaux aériens sont majoritaires en zone rurale, où la structure arborescente prédomine largement. Par contre en zone urbaine les contraintes d'encombrement, d'esthétique et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains.

I.5.1.1 Nature et section des conducteurs : [2]

La nature et les sections des conducteurs à utiliser sont données dans le tableau ci-dessous. Ces sections se justifient par leur aptitude à alimenter les charges de ce type de réseau en regard des différentes contraintes (tenue au court-circuit, capacité, chute de tension et tenue mécanique)

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

Tableau (I-2) : Nature et section des conducteurs

(1): Valeur rapportée à la température ambiante de 40°C et à la température du conducteur de phase 70°C

I.5.2 Réseaux souterrains :

Les réseaux souterrains étant soumis potentiellement à de longues indisponibilités en cas d'avarie (plusieurs dizaines d'heures), il est fait appel à des structures en double dérivation ou à des structures radiales débouclées munies d'appareils automatiques de réalimentation, permettant une meilleure sécurité d'alimentation.

I.5.2.1 Nature et section des conducteurs : [2]

Réseau (kV)	Conducteur	Section (mm ²)	Limite thermique (1) (A)
10	Cuivre	120	300
	Aluminium	180	
30	Cuivre	70	230

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

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

- Température du sol 20°C
- Résistance thermique du sol
- Température des conducteurs : Câble en papier-huile 75°C
 Câble en caoutchouc 90°C

On y distingue deux grandes familles de réseaux souterrains :

- Les réseaux en double dérivation
- Les réseaux en coupure d'artère

I.6 Les lignes électriques : [13]

Nous distinguons quatre types de lignes :

- Ligne de distribution à basse tension ;
- Ligne de distribution à moyenne tension ;
- Ligne de transport à haute tension ;
- Ligne de transport à très haute tension.

a) Lignes de distribution BT :

Ce sont les lignes installées à l'intérieur des édifices, usines et maisons pour alimenter les moteurs, cuisinières, lampes, etc.

b) Lignes de distribution MT :

Ce sont les lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie d'électricité.

c) Lignes de transport HT :

Ce sont les lignes reliant les postes de transformation principaux aux centrales de génération.

d) Lignes de transport THT :

Ce sont les lignes qui relient les centrales éloignées aux centres d'utilisation. Ces lignes peuvent atteindre des longueurs de 1000 km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 765 kV.

I.7 Propriétés des lignes de transport :

Le rôle fondamental d'une ligne est de transporter une puissance active. Si elle doit également transporter une puissance réactive, celle-ci doit être faible par rapport à la puissance active.

En plus de ces exigences, une ligne de transport doit posséder les caractéristiques de base suivantes :

- a. La tension doit demeurer constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges entre zéro et la charge nominale.
- b. Les pertes doivent être faibles afin que la ligne possède un bon rendement.
- c. Les pertes joules ne doivent pas faire surchauffer les conducteurs.

I.8 Postes de transformation HT/MT:

Les postes HT/MT alimentent et protègent le réseau MT; ils assurent l'abaissement de la tension et l'alimentation du réseau MT, en le protégeant par des disjoncteurs.

Dans la première période d'exploitation d'un poste, l'alimentation peut se faire en antenne en raison de l'importance réduction de la charge des possibilités d'apport d'un réseau MT.

I.10 les réseaux BT : [14]

Les réseaux à basse tension (BT : < 1 kV) sont en grande majorité exploités en antenne et généralement en structure arborescente. Certains réseaux de grandes villes, sont exploités maillés pour assurer une meilleure qualité de service.

I.10.1 Constitution des réseaux :

Les réseaux BT sont généralement issus de sources triphasées (4 fils, 3 phases et neutre), mais dans de nombreux pays, les réseaux BT sont monophasés (2 fils, phase et neutre).

Suivant les contraintes d'environnement, les ouvrages peuvent être réalisés par deux techniques soit en lignes aériennes, soit en câbles enterrés.

I.10.1.1 Réseaux aériens :

Ils existent généralement dans les zones rurales et sont constitués par :

- ☞ Des conducteurs isolés torsadés assemblés en faisceaux ; un faisceau comprend un neutre porteur, autour duquel sont torsadés les trois conducteurs de phase en cuivre ou aluminium et, éventuellement, le ou les conducteurs d'éclairage public.
- ☞ Des conducteurs nus en cuivre ou en alliage d'aluminium. Des conducteurs nus, présente de nombreux avantages : meilleure fiabilité, meilleure qualité de service, exploitation plus aisée, amélioration de la sécurité des tiers et des intervenants.

I.10.2 Réseaux souterrains :

Ils sont constitués de câbles isolés comprenant les conducteurs de phase et le conducteur du neutre.

Cette structure est plus coûteuse, mais c'est la seule qui puisse être employée en zone urbaine dense ; les câbles sont en général de forte section (150 ou 240 mm²) en prévision des aléas d'évolution des charges.

I.11 Conclusion :

Ce premier chapitre a été consacré à l'étude des généralités sur les réseaux électriques où nous avons fait quelques rappels sur les différentes structures topologiques et les différents éléments constitutifs des réseaux électriques.

Vu l'objectif de notre travail, nous avons beaucoup insisté sur le réseau de distribution moyenne tension (MT), afin de faciliter la compréhension de la suite de travail.



Chapitre II

II.1 Introduction :

Les réseaux de distribution d'énergie peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents qui sont dû, en général à l'apparition de défaut. Ces défauts donnent lieu à l'établissement de courant de court-circuit soit entre un ou plusieurs conducteurs et le sol.

II.2 Définition d'un défaut : [1]

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

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

II.3 Les causes des défauts : [4]

Ils existent de nombreux incidents qui affectent le fonctionnement d'un réseau électrique et peuvent être catégorisés :

1. Par leur origine :

- Mécanique (rupture de conducteurs, liaison électrique établie entre deux conducteurs par un mauvais câblage, un outil oublié, une branche ou par un animal).
- Surtension électrique d'origine interne (surtension de manœuvre) ou atmosphérique (foudre).
- Dégradation de l'isolement consécutive à la chaleur, à l'humidité, au vieillissement ou à une atmosphère corrosive.

2. Par leur localisation :

- Interne ou externe à une machine, sur une ligne aérienne ou souterraine.

3. Par la nature de la connexion :

- Court circuit franc lorsque deux points mis en court-circuit se touchent directement.
- Court-circuit impédant lorsque les deux points mis en court-circuit sont reliés par un milieu impédant (un arbre par exemple).

II.4 Nature des défauts : [8]

II.4.1 Défaut permanent :

Permanent, si le défaut provoque un déclenchement définitif et nécessite l'intervention du personnel pour la reprise du service, c'est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne ou bien la détérioration d'un câble souterrain.

II.4.2 Défaut momentané :

- ❖ Défaut auto-extincteur : si le défaut disparaît de lui-même en un temps très court, sans provoquer de déclenchement des organes de protection (fusible ou disjoncteur) ;
- ❖ Défaut fugitif : si le défaut disparaît après une ou plusieurs coupures brèves du réseau d'alimentation sans nécessité d'intervention.
- ❖ Défaut semi-permanent : si le défaut disparaît après une ou plusieurs coupures longues du réseau d'alimentation (quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention.

II.5 Type des défauts :

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

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

II.6 Différentes perturbations touchant les réseaux électriques:[4]

Elles se résument en trois catégories principales:

Le déséquilibre, les surtensions et les courts-circuits qui sont l'objet de ce chapitre.

II.6.1 Le déséquilibre

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

➤ Les causes des déséquilibres :

Le déséquilibre est causé par :

- Le courant de court-circuit.
- La rupture de phase.
- Le mauvais fonctionnement de disjoncteur.

➤ Conséquences :

Les conséquences de déséquilibre sont :

- Echauffement des conducteurs.
- Vibration des moteurs.

II.6.2 Les surtensions :

Une surtension est la tension entre un conducteur de phase et la terre, ou entre conducteurs de phase, dont la valeur de crête dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel.

Une surtension est dite de mode différentiel si elle apparaît entre conducteurs de phase ou entre circuits différents. Elle est dite de mode commun si elle apparaît entre un conducteur de phase et la masse ou la terre.

II.6.2.1 Origine des surtensions :

Les surtensions peuvent être d'origine interne ou externe.

• Origine interne:

Ces surtensions sont causées par un élément du réseau considéré et ne dépendent que des caractéristiques et de l'architecture du réseau lui-même.

A titre d'exemple, la surtension qui apparaît à la coupure du courant magnétisant d'un transformateur.

- **Origine externe:**

Ces surtensions sont provoquées ou transmises par des éléments externes au réseau, dont on peut citer à titre d'exemple :

- surtension provoquée par la foudre.
- propagation d'une surtension HT à travers un transformateur vers un réseau interne d'usine.

II.6.2.2 Classification des surtensions :

Les surtensions peuvent être classées selon leur durée

- **Surtension temporaire** : surtension à fréquence industrielle de durée relativement longue (de quelques périodes à quelques secondes).
- **Surtension transitoire** : surtension de courte durée ne dépassant pas quelques millisecondes, oscillatoire ou non, généralement fortement amortie.

Les surtensions transitoires sont divisées en :

- 1) Surtension à front lent.
- 2) Surtension à front rapide.
- 3) Surtension à front très rapide.

II.7 Conséquences des défauts :

Les courts-circuits ont des conséquences néfastes sur :

II.7.1 Le fonctionnement des réseaux :

Les défauts sur les réseaux provoquent des perturbations affectant leur fonctionnement, c.à.d. la présence des défauts sur les réseaux entraîne des creux de tension ou des coupures brèves, le nombre de défauts dépend des caractéristiques des ouvrages, notamment de leur niveau d'isolement et de leur environnement, en particulier de leur exposition aux perturbations atmosphériques. La qualité de leur élimination est directement fonction des performances des systèmes et des équipements de protection.

II.7.2 La tenue de matériel :

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

II.7.3 Les chutes de tension :

Souvent dues à un court-circuit. Elles sont plus importantes lorsqu'elles sont proches du point de défaut, elles peuvent être source de graves désordres, même sur les parties saines du réseau. Limiter la durée de tous ces défauts de tension contribue à réduire leurs incidences sur les utilisations.

II.7.4 Les explosions des disjoncteurs : [1]

La valeur importante des courants de court-circuit peut provoquer l'explosion des disjoncteurs, surtout s'ils sont placés sur des réseaux MT alimenté par des transformateurs MT/HT de grande puissance et qu'ils sont aussi de type ancien.

II.7.5 Les circuits de télécommunications : [3]

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

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

II.7.6 La sécurité des personnes : [3]

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations du potentiel liées à l'écoulement des courants de défaut 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 la mise à la terre des points neutres joue un rôle essentiel.

II.8 Définition de l'intensité de courant de court-circuit : [8]

L'intensité du courant de court-circuit (abrégée I_{cc}) est une grandeur théorique qui correspond au courant que l'on pourrait mesurer en un point du réseau si ce point était relié directement à la terre. Elle est égale au courant circulant dans un ouvrage lors d'un défaut triphasé franc à la terre (c'est-à-dire qui relie directement les 3 phases à la terre). Elle est élevée dans les nœuds du réseau que sont les postes électriques .Le courant de court-circuit devient de plus en plus faible au fur et à mesure que les niveaux de tension décroissent et que l'on s'éloigne des postes électriques.

L'intensité I du courant de court circuit dans un réseau monophasé est définie simplement par application de la loi d'ohm : $I = \frac{V}{Z}$

V : étant la tension de la source.

Z : représente l'impédance totale du court-circuit y compris celle du défaut.

L'intensité J du courant de court circuit dans un réseau triphasé se définit toujours par phase à partir de la tension simple du réseau et de l'impédance correspondant à une phase.

II.8.1 Utilité de calcul de courant de court-circuit :

Il est impératif de connaître la valeur du courant de court-circuit I_{cc} à tous les endroits d'une installation, où l'on veut placer un dispositif de protection (fusible ou disjoncteur) chargé de l'interrompre. Il faut en effet s'assurer que le pouvoir de coupure du fusible ou du disjoncteur est bien supérieur au courant de court-circuit à cet endroit. L'incapacité d'un fusible ou d'un disjoncteur d'interrompre un courant de court-circuit peut conduire à des résultats catastrophiques.

En effet deux valeurs du courant de court-circuit doivent être déterminées :

- ✓ Sa valeur maximale, quand le court-circuit se produit aux bornes même de l'organe de protection, et dans le cas le plus défavorable (défaut triphasé)
- ✓ Sa valeur minimale, quand le court-circuit se produit à l'extrémité de la liaison protégée, c'est-à-dire à l'entrée du prochain organe de protection, et dans le cas le plus favorable (défaut biphasé).

La valeur maximale définit :

- Le pouvoir de coupure nécessaire du fusible ou du disjoncteur chargé de la protection à cet endroit
- Le pouvoir de fermeture nécessaire de ce même disjoncteur (en cas de fermeture sur un court-circuit)
- La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage électrique

La valeur minimale définit le choix de la courbe de déclenchement du disjoncteur ou du fusible, assurant la sélectivité des déclenchements.

II.8.2 Paramètres influençant la valeur du court-circuit : [1]

La valeur du courant de court circuit d'un réseau est fonction :

- de la nature des éléments constituant le réseau (alternateurs, transformateurs, lignes, câble.....)
- de la nature du réseau (réseau en antenne, ligne en parallèle.....)
- du mode d'exploitation du réseau (neutre isolé de la terre ou neutre mis à la terre).
- De la résistance du défaut.
- Du type de défaut (triphase, biphasé ou monophasé).

II.9 Utilisation des composantes symétriques pour le calcul de courant de court-circuit : [5]

Le calcul du courant de court circuit engendré par un défaut nécessite l'utilisation des composantes symétriques pour la quasi-totalité des défauts. En effet seul le défaut triphasé symétrique qui ne provoque aucun déséquilibre entre les phases du réseau fait exception de l'utilisation des composantes symétriques pour l'étude d'un défaut, cette étude n'est possible qu'à condition de définir au préalable un principe d'application qui est appelé « principe de superposition ».

II.9.1 Définition de l'opérateur « a » : [12]

Est un opérateur vectoriel qui consiste à faire tourner de $+ 2\pi/3$ le vecteur auquel l'opération est appliquée

On voit alors que :

- a^2 fait tourner un vecteur de :

$$2 \frac{2\pi}{3} = \frac{4\pi}{3} \text{ (Équivalent à } \frac{-2\pi}{3} \text{)}$$

- a^3 fait tourner un vecteur de :

$$3 \frac{2\pi}{3} = 2\pi \text{ (Équivalent à } 0 \text{)}$$

$$a = -0.5 + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = -0.5 - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

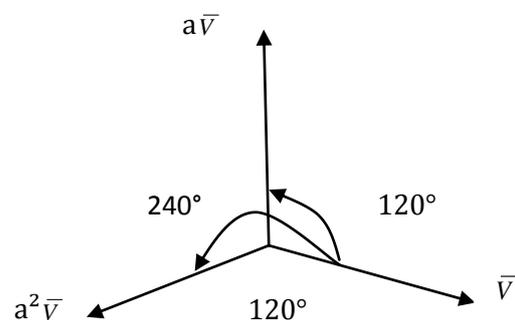


Figure (II-1): Système de trois vecteurs équilibrés

D'où

$$a^2 = a^3 = a^6 \dots = 1$$

$$a = a^4 = a^7 \dots \quad a^2 = a^{-2} = a^{-5} \dots$$

$$a - a^2 = j\sqrt{3}$$

$$\bar{V} + a\bar{V} + a^2\bar{V} = 0$$

$$1 + a + a^2 = 0$$

II.9.2 Principe de superposition: [5]

Soit une portion du réseau de constitution symétrique ne comportant qu'une fem équilibrée \bar{E} , mais dont les tensions et les courants peuvent se trouver déséquilibrés suite à l'apparition d'un défaut en un point du réseau.

\bar{E} , par convention constitue un système direct c'est-à-dire que ses composantes inverses et homopolaires sont nulles.

Soit un système de trois grandeurs sinusoïdales de même pulsation mais d'amplitude et de phase quelconques, caractérisé par les nombres complexes $\bar{V}_1, \bar{V}_2, \text{ et } \bar{V}_3$

Soient $\bar{V}_d, \bar{V}_i, \text{ et } \bar{V}_0$ les composantes symétriques des tensions au lieu du défaut et $\bar{J}_d, \bar{J}_i, \text{ et } \bar{J}_0$ Les composantes symétriques des courants de défaut.

L'impédance de réseau comprise entre la source et le point du défaut, prend dans chacun des systèmes direct, inverse et homopolaire les valeurs $\bar{Z}_d, \bar{Z}_i, \text{ et } \bar{Z}_0$

Les trois régimes superposés nous donnent :

$$\bar{E}_d = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \cdot \bar{J}_d \quad \text{Régime direct.}$$

$$0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i \cdot \bar{J}_i \quad \text{Régime inverse.}$$

$$0 = \bar{V}_0 + \bar{Z}_0 \cdot \bar{J}_0 \quad \text{Régime homopolaire.}$$

Le principe de superposition est applicable dans tous les cas où il s'agit de calculer le courant de court circuit dans un réseau triphasé.

Est caractérisé par deux types d'équations, dont le premier type met en jeu les tensions existantes entre chaque phase et la terre, le deuxième type d'équation fait intervenir les courants de chaque phase.

$$\begin{cases} \bar{J}_1 = \bar{J}_d + \bar{J}_i + \bar{J}_0 \\ \bar{J}_2 = a^2 \bar{J}_d + a \bar{J}_i + \bar{J}_0 \\ \bar{J}_3 = a \bar{J}_d + a^2 \bar{J}_i + \bar{J}_0 \end{cases} \quad \text{Et} \quad \begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_0 \\ \bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_0 \\ \bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_0 \end{cases}$$

II.9.3 Principe de décomposition d'un système sinusoïdale : [2]

Les composantes symétriques de système sont définies par la transformation de FORTESCUE

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

II.10 Calcul des impédances des éléments du réseau :

Le calcul des courants du défaut passe par la détermination des impédances directe, inverse et homopolaire qui s'obtiennent par la réduction du schéma globale d'impédance de tous les éléments constituant le circuit électrique.

II.10.1 impédance du réseau HT ramenée en MT:

On calcul cette impédance de la façon suivante :

$$Z_{HT} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} \quad (\text{II.9.1})$$

S_{cc} : puissance de court-circuit côté HT (en MVA)

U : tension composée du réseau MT (en KV)

II.10.2 Impédance du transformateur HT/MT :

Pour les gros transformateurs, la résistance est négligeable devant la réactance, c.à.d. que l'impédance est considérée comme une réactance pur ($Z_T = X_T$).

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

Avec :

U_{cc} (%): tension de court-circuit du transformateur.

U_{nt} : tension nominale secondaire du transformateur.

S_n : puissance nominale du transformateur.

II.10.3 Impédances des lignes et des câbles : [1]

A l'inverse des transformateurs les lignes et les câbles utilisés dans les réseaux de distribution ont une résistance souvent non négligeable devant leur réactance.

II.10.3.1 Impédances des lignes aériennes :

A. Impédance directe (ou inverse)

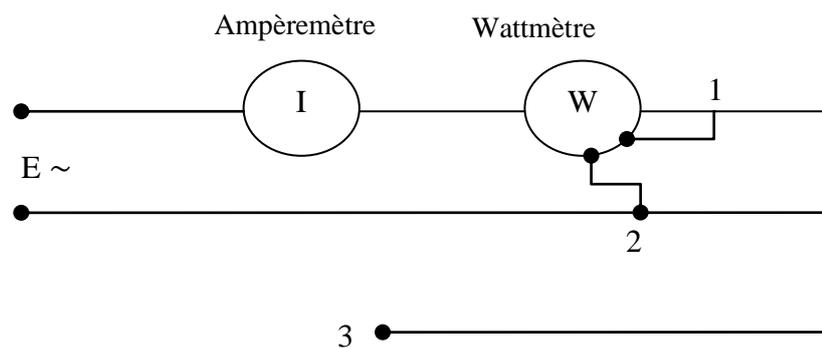
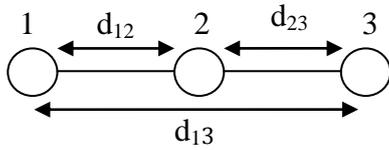
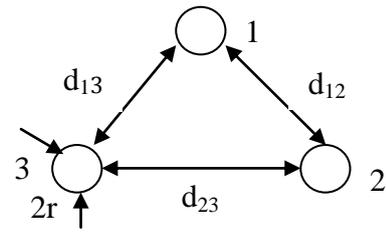


Figure (II.2) : impédance directe (ou inverse)

La réactance d'une ligne aérienne dépend de la position relative de ces conducteurs dans l'espace (en nappe horizontale ou triangle) et du rayon de ces conducteurs.



Conducteurs en nappe horizontale



Conducteurs en triangle

Si on distingue par R la résistance de la ligne et par Z_d (ou inverse Z_i) est égale à :

$$Z_d = Z_i = R + j\omega \left[0.5 + 4.6 \log_{10} \left(\frac{D}{r} \right) \right] \cdot 10^{-4} \Omega/\text{Km}$$

$$D = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{13}}$$

r : rayon du conducteur

d_{12}, d_{23}, d_{13} : distances entre conducteurs

B. Impédance homopolaire :

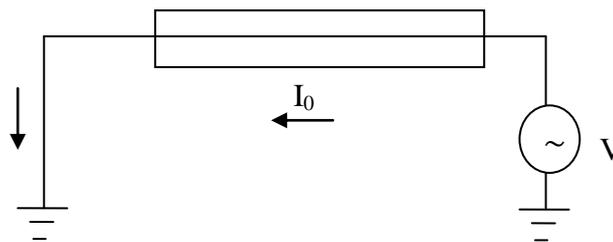


Figure (II.3): Impédance homopolaire

L'impédance $Z_0 = \frac{V}{I_0}$ d'une ligne triphasée se mesure en réalisant le montage suivant

Cette impédance par phase est déterminée par la formule de CARSON

$$Z_0 = R + 3 \left[\frac{\pi\omega}{2} + j4.6\omega \log \frac{d''}{\sqrt[3]{r'' D^2}} \right] \cdot 10^{-4} \Omega/\text{Km}$$

r' : le rayon géométrique équivalent d'un conducteur cylindrique homogène ($r'=0.779 r$)

d'' : la profondeur de conducteur fictif retour dans le sol tel que

$$d'' = 0.522 / \sqrt{\sigma \cdot \omega} \quad (cm)$$

σ (C.G.S): la conductibilité du sol dont la valeur dépend de la nature de terrain

ω : la pulsation

II.10.3.2 Impédances des câbles souterrains :

A. Impédance directe (ou inverse)

Le calcul de l'impédance directe (ou inverse) est définie par la relation :

$$Z_d = f_1 \times R_c \quad \text{généralement } Z_d = Z_i \cong 0.1 \quad \Omega/Km$$

Tel que :

R_c : résistance en courant continu d'un conducteur de câble ($R_c = \rho \frac{L}{S}$)

ρ : la résistivité de métal en Ω/cm^2

S : la section de conducteur en mm^2

f_1 : facteur d'impédance donnée par les fabricants de câble

B. Impédance homopolaire :

L'impédance homopolaire Z_0 d'un câble se mesure de la même façon qu'une ligne aérienne.

II.11 Calcul des courants de court-circuit: [8]

II.11.1 Défaut monophasé:

II.11.1.1 Régime de neutre en MT:

Le choix du régime du neutre d'un réseau MT engage l'avenir, car chaque système entraîne l'installation de matériels spécifiques pour le niveau d'isolement, les conditions d'exploitation et d'entretien, les systèmes de protection contre les défauts. Le système de neutre adopté doit être cohérent avec la structure du réseau MT (niveau de tension, longueur des départs, réseau souterrain ou aérien, densité de charge) et a une incidence sur les niveaux de sécurité et de qualité de service.

A. Défaut monophasé ayant leur neutre isolé :

L'intérêt de ce système est de favoriser une bonne qualité de service. En cas de défauts entre phase et terre, il permet d'éviter des déclenchements, les courants de défauts étant limités à des valeurs très faibles (sauf lorsque les départs, surtout s'ils sont constitués de câbles souterrains, sont longs et la tension de desserte élevée, auquel cas le courant capacitif devient non négligeable).

Mais, pour bénéficier de cet avantage, une surveillance attentive est nécessaire de manière à éviter le maintien prolongé d'un défaut entre phase et terre ; sinon, on risquerait trop souvent l'apparition de court-circuit biphase, en cas de nouveau défaut à la terre sur une des autres phases.

En revanche, la montée des phases saines à la tension composée nécessite l'utilisation d'un matériel sur isolé, ou bien d'un dispositif d'élimination des défauts associé à la surveillance de l'isolement entre phase et terre. De plus, le système à neutre isolé a l'inconvénient de générer des surtensions importantes en régime transitoire (lors de manœuvres).

B. Défaut monophasé ayant leur neutre relié directement à la terre :

Cette technique engendre des courants de défauts entre phase et terre très importants. C'est pourquoi, pour des raisons de sécurité, afin de limiter le retour du courant par le sol, on installe un conducteur de neutre relié à la terre de proche en proche et par lequel circule une part notable du courant de défaut. Ce système présente l'avantage de minimiser les surtensions éventuelles. Il conduit à des déclenchements fréquents, mais permet une élimination sélective des défauts, en utilisant par exemple des fusibles adaptés en différents emplacements des départs. Ce système nécessite une surveillance de la continuité du conducteur de neutre. Une rupture de celui-ci serait dangereuse, entraînant de forts gradients de potentiel autour des connexions de terre, liés aux courants élevés d'écoulement à la terre.

La présence du conducteur de neutre permet la réalisation de dérivations monophasées (système à neutre distribué).

C. Défaut monophasé ayant leur neutre relié à la terre par bobine d'extinction (dite de Petersen) :

Le principe consiste à insérer, entre le point neutre du réseau et la terre, une bobine dont la réactance est telle qu'il y ait résonance, à la fréquence industrielle, avec la capacité homopolaire du réseau. Le courant de défaut est donc nul lorsqu'un conducteur est relié accidentellement à la terre.

Ce système ne fait pas l'objet des limitations rencontrées avec le neutre isolé, mais nécessite une réadaptation de la valeur de la réactance de la bobine à chaque changement de configuration du réseau.

II.11.1.2 Calcul de défaut monophasé-terre : [7][5]

Ce défaut est constitué par un court-circuit entre une phase et la terre. Il fait intervenir les 3 systèmes de composantes : direct, inverse et homopolaire

Equation de courant de défaut :

$$\bar{V}_1 = R.\bar{J}_1 \dots \dots \dots (1)$$

$$\bar{J}_2 = \bar{J}_3 = 0 \dots \dots \dots (2)$$

$$(2) \Rightarrow \bar{J}_0 = \bar{J}_i = \bar{J}_d$$

$$\bar{J}_1 = \bar{J}_d + \bar{J}_i + \bar{J}_0 \Rightarrow \bar{J}_1 = 3\bar{J}_d = 3\bar{J}_i = 3\bar{J}_0$$

$$(1) \Rightarrow \bar{V}_1 = 3R.\bar{J}_d = 3R.\bar{J}_i = 3R.\bar{J}_0$$

$$\bar{J}_0 = \bar{J}_i = \bar{J}_d = \frac{\bar{V}_0 + \bar{V}_i + \bar{V}_d}{3R} \dots \dots \dots (3)$$

D'autre part on a :

$$\bar{V}_0 = -\bar{J}_0.\bar{Z}_0 \Rightarrow \bar{J}_0 = \frac{-\bar{V}_0}{\bar{Z}_0} \dots \dots \dots (4)$$

$$\bar{V}_i = -\bar{J}_i.\bar{Z}_i \Rightarrow \bar{J}_i = \frac{-\bar{V}_i}{\bar{Z}_i} = \bar{J}_0 \dots \dots \dots (5)$$

$$\bar{V}_d = \bar{E}_d + \bar{J}_d.\bar{Z}_d \Rightarrow \bar{J}_d = \frac{\bar{V}_d - \bar{E}_d}{\bar{Z}_d} = \bar{J}_0 \dots \dots \dots (6)$$

En superposant les équations 3, 4, 5 et 6, on trouve le courant de défaut de la terre

$$\bar{J}_0 = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R}$$

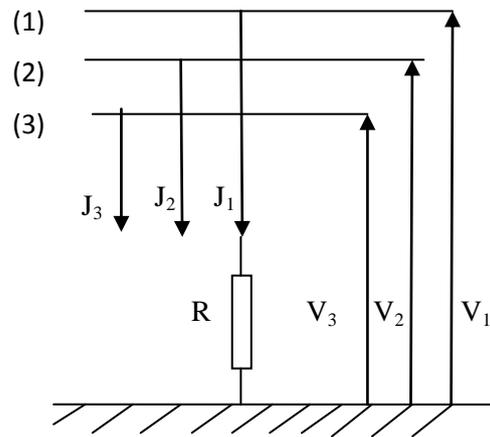


Figure (II-2) : court-circuit monophasé

En remplaçant les valeurs de \bar{J}_0 dans les équations 4, 5, et 6 on obtiendra les expressions des composantes symétriques de tension :

$$\bar{V}_0 = \frac{-\bar{Z}_0 \bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R}$$

$$\bar{V}_i = \frac{-\bar{Z}_i \bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R}$$

$$\bar{V}_d = \frac{(\bar{Z}_i + \bar{Z}_0) \bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R}$$

Le courant de court-circuit est tel que :

$$\bar{I}_{cc1\phi} = \bar{J}_1 = \bar{J}_d + \bar{J}_i + \bar{J}_0 = 3\bar{J}_0 = \frac{3\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R}$$

Pour les défauts résistants à la terre, 3R est prépondérant devant les autres impédances

$$\bar{I}_{cc1\phi} = \frac{\bar{E}_d}{R}$$

Pour un courant de court-circuit franc à la terre (R=0):

$$\bar{I}_{cc1\phi} = \bar{J}_1 = \bar{J}_d + \bar{J}_i + \bar{J}_0 = 3\bar{J}_0 = \frac{3\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R}$$

II.11.2 Défaut biphasé : [3] [5]

II.11.2.1 Défaut biphasé sans contact avec la terre :

C'est un court-circuit entre deux phases. Il faut tenir compte de deux systèmes de composantes : direct et inverse.

Equations du défaut

$$\bar{J}_1 = 0 \dots \dots \dots (1)$$

$$\bar{J}_2 = -\bar{J}_3 \dots \dots \dots (2)$$

$$\bar{V}_3 = \bar{V}_2 \dots \dots \dots (3)$$

Des équations (1) et (2), on tire :

$$\bar{J}_0 = 0 \quad \text{Et} \quad \bar{J}_d = -\bar{J}_i$$

De l'équation (3) on aura :

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

$$\bar{E}_d = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \cdot \bar{J}_d = \bar{Z}_i \cdot \bar{J}_d + \bar{Z}_d \cdot \bar{J}_d = \bar{J}_d (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i)$$

$$\bar{J}_d = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \quad \text{Et} \quad \bar{J}_i = -\bar{J}_d = -\frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

$$\bar{J}_{cc2\phi} = \frac{\bar{E}_d (a^2 - a)}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

$$\text{Avec } (a^2 - a) = \sqrt{3} \quad \text{donc} \quad \bar{I}_{ccb} = \bar{J}_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3} \bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

\bar{I}_{ccb} : Courant de court-circuit biphasé

Pour les tensions des phases :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i = \frac{2\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \bar{E}_d$$

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

$$\bar{V}_3 = \bar{V}_2 = -\frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \bar{E}_d$$

II.11.2.2 Défaut biphasé avec contact à la terre :

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

- directe
- inverse, car le défaut est dissymétrique
- homopolaire, car le défaut retourne partiellement par la terre suivant le mode de mise à la terre du neutre.

Equations du défaut :

$$\begin{cases} \bar{J}_1 = 0 \dots \dots \dots (1) \\ \bar{J}_2 + \bar{J}_3 = \bar{J} \dots \dots \dots (2) \\ \bar{V}_3 = \bar{V}_2 = 0 \dots \dots \dots (3) \end{cases}$$

De l'équation (3) on aura :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = \frac{\bar{Z}_i \bar{Z}_0}{\bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{E}_d$$

D'autre part on a :

$$\bar{V}_d = \bar{E}_d - \bar{J}_d \bar{Z}_d \Rightarrow \bar{J}_d = \frac{\bar{E}_d - \bar{V}_d}{\bar{Z}_d} \dots\dots\dots(4)$$

$$\bar{V}_i = -\bar{J}_i \bar{Z}_i \Rightarrow \bar{J}_i = \frac{-\bar{V}_i}{\bar{Z}_i} \dots\dots\dots(5)$$

$$\bar{V}_0 = \bar{J}_0 \bar{Z}_0 \Rightarrow \bar{J}_0 = \frac{\bar{V}_0}{\bar{Z}_0} \dots\dots\dots(6)$$

De l'équation (1) on peut écrire :

$$\bar{J}_1 = 0 = \bar{J}_d + \bar{J}_i + \bar{J}_0 \dots\dots\dots(7)$$

On remplaçant $\bar{J}_d, \bar{J}_i, \text{et } \bar{J}_0$ par leurs expressions dans l'équation (7), on aura :

$$\frac{\bar{E}_d - \bar{V}_d}{\bar{Z}_d} - \frac{\bar{V}_i}{\bar{Z}_i} - \frac{\bar{V}_0}{\bar{Z}_0} = 0 \dots\dots\dots(8)$$

$$\bar{J}_d = \frac{(\bar{Z}_i + \bar{Z}_0) \bar{E}_d}{\bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_i \bar{Z}_0}$$

$$\bar{J}_i = -\frac{\bar{Z}_0 \bar{E}_d}{\bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_i \bar{Z}_0}$$

$$\bar{J}_0 = -\frac{\bar{Z}_i \bar{E}_d}{\bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_i \bar{Z}_0}$$

Alors on peut avoir les valeurs des courants de défauts qui s'écrivent comme suit :

$$\bar{J}_2 = \frac{\bar{Z}_i (a^2 - 1) + \bar{Z}_0 (a^2 - a)}{\bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{E}_d$$

$$\bar{J}_3 = \frac{\bar{Z}_i (a - 1) + \bar{Z}_0 (a - a^2)}{\bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{E}_d$$

L'expression de courant de court-circuit biphasé-terre, sera donner par :

$$\bar{I}_{cct} = \bar{J}_2 + \bar{J}_3 = \frac{-3\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{E}_d = 3\bar{J}_0$$

II.11.3 Défaut triphasé : [3] [5]

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

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0 \dots \dots \dots (1)$$

$$\bar{J}_1 + \bar{J}_2 + \bar{J}_3 = 0 \dots \dots \dots (2)$$

D'autre part, on a :

$$\bar{V}_d = \frac{1}{3} [\bar{V}_1 + a\bar{V}_2 + a^2\bar{V}_3] \Rightarrow \frac{1}{3} (1+a+a^2)\bar{V}_1 = 0$$

$$\bar{V}_i = \frac{1}{3} [\bar{V}_1 + a^2\bar{V}_2 + a\bar{V}_3] \Rightarrow \frac{1}{3} (1+a^2+a)\bar{V}_1 = 0$$

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

$$\bar{V}_0 = \bar{V}_i$$

$$\bar{V}_o = \frac{1}{3} [\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3] \Rightarrow \frac{1}{3} (1+1+1)\bar{V}_1 = \bar{V}_1$$

On a aussi :

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

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

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

D'où l'équation (2) devient :

$$\bar{J}_1 + \bar{J}_2 + \bar{J}_3 = 0 \Rightarrow (1+a^2+a)\bar{J}_d + (1+a^2+a)\bar{J}_i + 3\bar{J}_0 = 0$$

$$\Rightarrow 3\bar{J}_0 = 0 \Rightarrow \bar{J}_0 = 0$$

D'autre par on a :

$$\bar{V}_o = -\bar{Z}_0\bar{J}_0 \Rightarrow \bar{V}_0 = 0$$

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = 0 \Rightarrow \bar{V}_1 = \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0$$

$$\text{Donc on aura : } \bar{I}_{cc3\phi} = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d}$$

$$\bar{E}_d = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \cdot \bar{J}_d \Rightarrow \bar{J}_d = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d}$$

II.12 Méthode des valeurs réduites pour le calcul de courant de court-circuit : [10]

II.12.1 Définition :

La valeur réduite d'une grandeur physique donnée est le rapport de cette dernière par une autre grandeur physique de même nature, qui a été choisi arbitrairement comme référence est appelée « grandeur de base ».

On choisit généralement comme grandeur de base S_b et U_b et on déduit alors :

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} \quad \text{Et} \quad Z_b = X_b = \frac{U_b}{S_b} \quad (R_b=0)$$

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

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

II.12.2 Changement de base :

Comme toutes les impédances doivent s'exprimer par rapport à une même impédance de base, il est nécessaire de trouver un moyen de passer d'un système de base à un autre.

$$Z_2^* = Z_1^* \left(\frac{U_{b1}}{U_{b2}} \right)^2 \cdot \frac{S_{b2}}{S_{b1}} \quad \text{Par Unité (PU)}$$

U_{b1}, S_{b1} : Tension et puissance respectives dans l'ancienne base

U_{b2}, S_{b2} : Tension et puissance respectives dans la nouvelle base

II.12.3 Réactances des éléments du réseau : [3]

II.12.3.1 Impédance ramenée à un seul niveau de tension :

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

Avec:

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

II.12.3.2 Réactance réduite des éléments constituant les réseaux :

➤ **Lignes :**

$$Z_L^* = X_L^* = \frac{X_L}{Z_b} \quad \text{avec:} \quad Z_b = \frac{U_b^2}{S_b}$$

Avec : U_b : tension de la ligne

X_L : réactance linéique

➤ **Transformateurs à deux enroulements :**

L'impédance en unité réduite d'un transformateur à deux enroulements est définie comme suit :

$$Z_T^* = U_{cc\%} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \cdot \frac{S_b}{U_b^2}$$

Avec :

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

S_n : puissance nominale en MVA vu du primaire

U_n : tension nominale en kV de secondaire

➤ **Transformateurs à trois enroulements :**

Les impédances de ce transformateur en unité réduite s'expriment comme suit :

• **Première étape :**

$$\bar{X}_{12} = U_{cc}^{12} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \cdot \frac{S_b}{U_b^2}$$

$$\bar{X}_{23} = U_{cc}^{23} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \cdot \frac{S_b}{U_b^2}$$

$$\bar{X}_{31} = U_{cc}^{31} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \cdot \frac{S_b}{U_b^2}$$

• **Deuxième étape**

$$\bar{X}_1 = \frac{1}{2} (\bar{X}_{12} + \bar{X}_{31} - \bar{X}_{23})$$

$$\bar{X}_2 = \frac{1}{2} (\bar{X}_{12} + \bar{X}_{32} - \bar{X}_{31})$$

$$\bar{X}_3 = \frac{1}{2} (\bar{X}_{31} + \bar{X}_{23} - \bar{X}_{12})$$

Remarque : toutes les réactances sont ramenées au primaire

II.13 Conclusion :

Après traitement de ce chapitre nous pouvons facilement conclure l'importance de l'étude mathématique des courants de court-circuit, ceci étant quelle nous renseigne sur l'ordre de grandeur des différents types de court-circuit, ce qui aide fortement à bien dimensionner les protections.

La protection précitée consiste en des appareils munis d'un réglage minutieux qui joue un rôle primordial dans la protection des réseaux de distribution, et qui seront le sujet du chapitre qui s'en suit.



Chapitre III

III.1 Introduction :

Les réseaux de distribution moyenne tension -MT- sont construits en utilisant deux paramètres fondamentaux influençant la majorité de leurs constituants ainsi que leur exploitation. Ces paramètres sont le mode de gestion du neutre et la tension de service. Leur choix a un impact très fort sur l'ensemble du réseau, et leur remise en cause est très difficile, voir impossible ou économiquement irréaliste. Il est donc capital de bien comprendre les influences de ces choix sur les autres paramètres du réseau que sont le système de protection, la sécurité, la gestion des défauts.

III.2 Système de protection :

III.2.1 Définition et rôle des protections :

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique.

Le système de protection doit détecter les fonctionnements électriques anormaux dus aux déséquilibres.

La protection du réseau électrique est assurée lorsque les éléments défectueux sont mis hors tension le plus rapidement possible par les dispositifs de coupure en charge (disjoncteur, contacteur, fusible, ...).

Ce rôle peut être assuré :

- ✓ soit directement à partir d'éléments incorporés au dispositif de coupure (relais magnétothermique),
- ✓ soit indirectement à partir d'ensembles extérieurs au dispositif de coupure, comprenant les éléments suivants : réducteurs de mesure, relais de protection, circuit de déclenchement.

III.2.2 Elimination des défauts :

Pour remplir leurs rôles, les protections doivent :

- a) détecter la présence d'un défaut.
- b) identifier l'ouvrage atteint.
- c) commander les organes de coupure, dont l'ouverture conduira à l'isolement de cet ouvrage par rapport au reste du réseau.

III.3 Caractéristiques des protections des réseaux : [8]

Un système de protection doit répondre aux notions suivantes :

III.3.1 Notion de sensibilité :

Elle traduit la facilité de détecter de faibles courants de défauts sans être sensible aux phénomènes transitoires dus au réseau (manœuvres) ou aux effets électromagnétiques environnants, donc avant l'existence d'un risque pour les personnes et les biens, et cela sans déclenchement intempestif.

III.3.2 Notion de rapidité :

Pour réduire les conséquences néfastes des courts-circuits du moins lorsque ceux-ci ne sont pas des défauts auto-extincteurs.

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

III.3.3 Notion de sélectivité :

L'ensemble des protections d'un réseau constitue un système. La sélectivité a pour but d'isoler le plus rapidement possible la branche en défaut, et d'éviter de couper injustement des branches saines. On distingue trois types de sélectivité :

III.3.3.1 La sélectivité ampèremétrique :

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

III.3.3.2 La sélectivité chronométrique :

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

III.3.3.3 La sélectivité logique :

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

III.3.4 Notion de fiabilité :

C'est l'aptitude des protections à éviter les déclenchements intempestifs (sécurité) et à assurer le bon fonctionnement en cas de défaut.

III.4 Appareillage des protections :

III.4.1 Matériels de protection contre les surtensions :

III.4.1.1 Parafoudre: [11]

a) Définition :

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

b) Types de parafoudres :

Les parafoudres sont de plusieurs types parmi lesquels on a ;

- Parafoudres à résistances variables avec éclateur : qui sont les plus répandus dans les installations HT et MT.
- Parafoudre à expulsion.

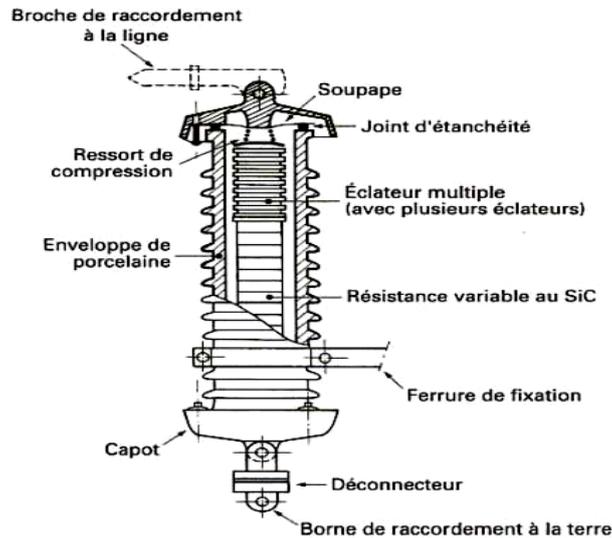


Figure (III-1) : Parafoudre MT au carbure de silicium et à éclateurs

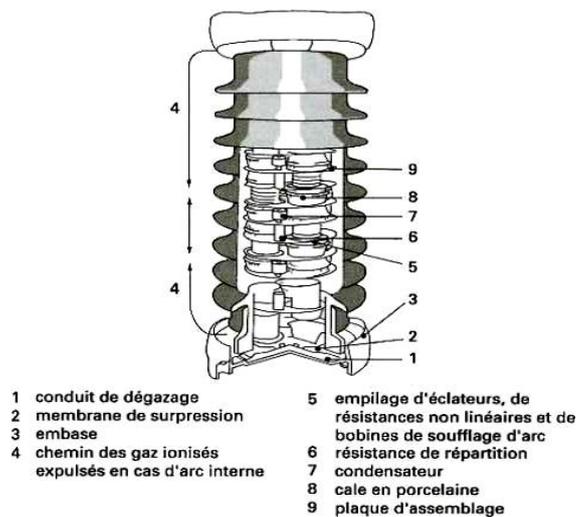


Figure (III-2) : Parafoudre HT au carbure de silicium et à éclateurs

III.4.1.2 Éclateur: [4]

a) Définition :

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre.

A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel.



b) Types d'éclateurs :

On peut citer deux importants types d'éclateurs ;

- Eclateur à cornes
- Eclateur à tige

III.4.2 Matériels de protection contre les surintensités :

La surintensité est tout courant supérieur à la valeur assignée.

III.4.2.1 Disjoncteur : [2] [8]**a) Définition :**

Dispositif de sécurité coupant automatiquement une alimentation électrique en cas de surtension. Fonctionnant avec un électro-aimant, un disjoncteur réagit instantanément, ce qui permet d'éviter la détérioration d'appareils électriques, ou même un incendie en cas de court-circuit. La tension critique supportée par un disjoncteur est réglée en fonction des besoins des utilisateurs (usines, commerces, foyers domestiques). Les disjoncteurs remplacent avantageusement les fusibles au plomb.

b) Choix du disjoncteur :

Ce choix est fonction:

- des caractéristiques électriques du réseau sur lequel il est installé (tension nominale, courant nominal, pouvoir de coupure, fréquence nombre de pôles)
- des impératifs d'exploitation (continuité de service, sélectivité, ...)
- de l'environnement dans le quel il est supposé de s'y trouver (température ambiante, installation, ...)

c) Différents types de disjoncteurs :

- Disjoncteur à huile
- Disjoncteur à air comprimé
- Disjoncteur à l'hexafluorure de soufre(SF6)
- Disjoncteur à vide
- Disjoncteur à faible volume d'huile

III.4.2.2 Sectionneur : [8]

a) Définition :

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique et son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement. L'objectif est d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique, et d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties.

b) Différents types de Sectionneurs :

On distingue selon leurs rôles deux types de sectionneurs :

- Sectionneur de ligne, reliant deux parties de réseau
- Sectionneur de terre, permettant de relier galvaniquement à la terre des parties flottantes du réseau

III.4.2.3 Coupe-circuit à fusible : [2]

a) Définition :

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

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

En pratique on peut distinguer deux types de fusible :

- Fusible à haute tension ($U > 100V$)
- Fusible à basse tension ($U < 100V$) enfermé dans une cartouche de section circulaire ou rectangulaire, contenant une matière étouffant l'arc.

b) Caractéristiques du fusible :

Les fusibles sont caractérisés par leur :

1. Tension nominale, qui est la grandeur que peut supporter le fusible en régime nominal.
2. Courant nominal, qui est la grandeur que peut supporter le fusible en régime normal.

3. Pouvoir de coupure, qui est l'intensité maximale que le fusible peut couper lors d'un court-circuit.

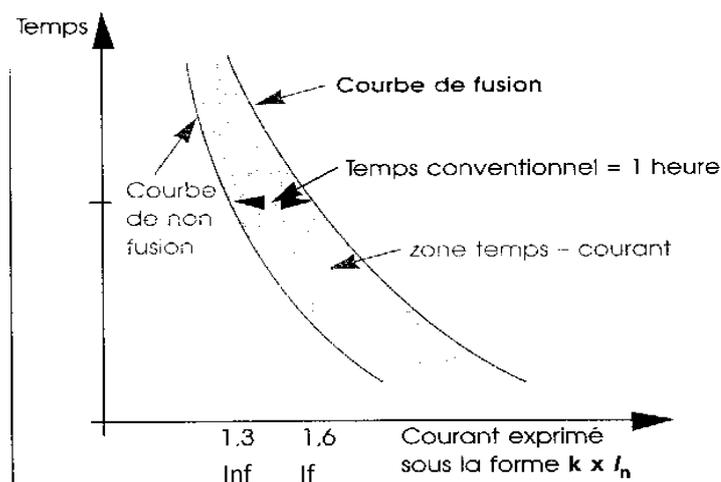


Figure (III-3) : courbe caractéristique d'un fusible

Avec : Inf : intensité de non fusion,

If : intensité de fusion.

III.4.2.4 Relais : [8]

a) Définition :

C'est un dispositif de surveillance continue de l'état électrique du réseau. Il est destiné à donner des ordres de mise hors tension du circuit de ce réseau, siège d'un fonctionnement anormal lorsque les grandeurs électriques qui l'alimentent (courant, tension, température...) franchissent un seuil prédéterminé.

b) Types de relais :

1. Relais de tension :

Ce sont des relais sensibles à toutes variations de la tension de l'installation, soit par accroissement soit par diminution

Dans ce type, on distingue :

- Les relais instantanés : ils fonctionnent dès qu'on atteint la tension de réglage.
- Les relais temporisés : ils réagissent si et seulement si la tension dépasse le seuil de réglage pendant un temps égale à la temporisation prédéterminée.

2. Relais de courant :

Ces relais réagissent pour toutes variations de courant dans l'installation considérée. Il existe plusieurs types de relais d'après le mode de temporisation :

❖ Relais instantanés de courant de phase :

Ces relais sont caractérisés par leur rapidité d'action

❖ Relais instantané de courant de pourcentage :

Ce relais de mesure compare la valeur instantanée de courant à une valeur de courant au lieu d'une valeur fixe comme pour les autres relais. Ce deuxième courant est souvent lié au premier. Cette méthode de mesure réduit le risque de fonctionnement intempestif lié aux erreurs de mesure lors d'un régime transitoire.

❖ Relais instantané de courant :

Dans ce type, le détecteur de seuil est suivi d'une temporisation qui peut être :

- A temps indépendant :

Dans ce cas, la temporisation est indépendante de la valeur du courant mesuré. la temporisation est constante.

- A temps dépendant :

Dans ce cas la temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement (I_s), plus le courant mesuré est élevé, plus la temporisation est faible.

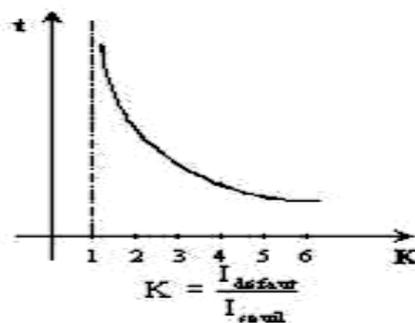


Figure (III-4): Caractéristique de réponse temps-courant d'un relais à temps dépendant

3. Relais différentielle :

Ils sont sensibles à la différence de deux grandeurs électriques. Leur principe repose sur la comparaison de deux grandeurs; l'une d'entrée l'autre de sortie. Ils sont utilisés dans la protection des machines (alternateurs, transformateurs..) ou des lignes de distribution.

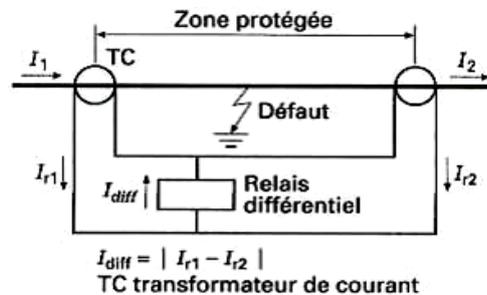


Figure (III-5) : Protection différentielle de courant

III.5 Protection des transformateurs :

La protection des transformateurs est assurée selon les principes suivants :

III.5.1 Protection par relais Buchholz :

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

Ces relais ont deux modes différents de détection :

- Sur une accumulation lente de gaz, due probablement à une surcharge, le gaz s'accumule dans la partie supérieure du relais tandis que le niveau d'huile diminue. Une détection par flotteur est utilisée dans ce cas pour générer un signal d'alarme. Ce système détecte aussi les fuites d'huile.
- Si un arc se forme, l'accumulation de gaz est rapide, et l'huile s'écoule rapidement dans le vase d'expansion. Cet écoulement d'huile actionne un commutateur fixé à une palette située dans le chemin de circulation d'huile. Ce commutateur

normalement actionnera un disjoncteur pour arrêter (isoler) l'appareil avant que le défaut ne crée plus de dommages.

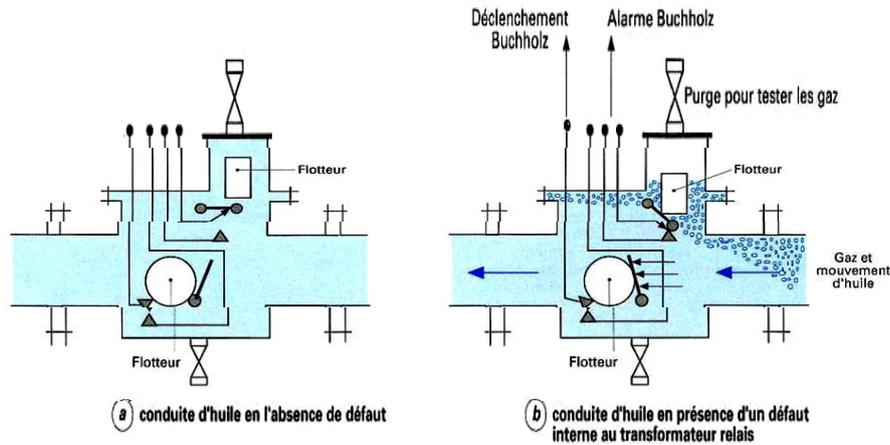


Figure (III-6): Principe de fonctionnement de relais Buchholz

III.5.2 Protection masse cuve: [15]

Elle complète la précédente et détecte un amorçage interne ou externe entre un élément sous tension et la cuve du transformateur par mesure du courant circulant dans la mise à la terre de la cuve (ce qui impose que la cuve soit isolée du sol par des cales isolantes).

Pour utiliser cette protection (figure III-6) 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.

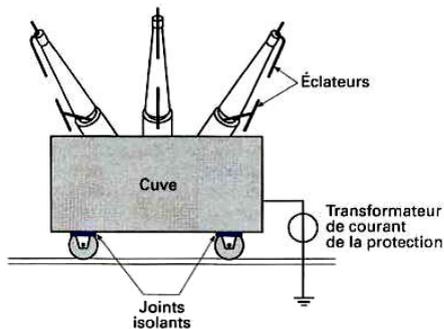


Figure (III-7) : Protection masse-cuve

III.5.3 Protection différentielle : [2]

Son principe est basé sur le fait que tout courant entrant dans un organe électrique est égal à celui qui en sort et toute inégalité indique un défaut. Toutefois, cette inégalité n'entraîne pas un déséquilibre, elle peut être due à l'incertitude des transformateurs de mesure ou encore au courant magnétisant du transformateur protégé. Ces sources de déséquilibres sont inévitables et c'est pour cette raison que le relais différentiel est à pourcentage et ne fonctionne que si le déséquilibre dépasse un certain pourcentage de courant de charge (20 à 40%).

Des transformateurs de courant auxiliaires sont en général nécessaires pour compenser les rapports et les déphasages des différents enroulements du transformateur.

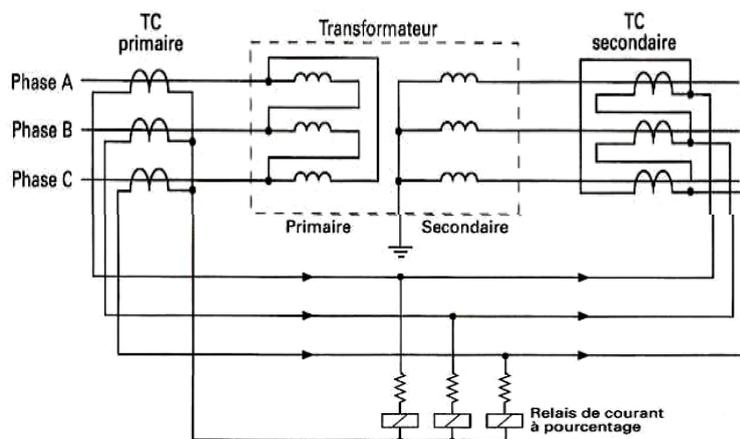


Figure (III-8): Protection différentielle de transformateur (sans transformateurs auxiliaires)

III.5.4 Protection thermométrique de cuve : [2]

Son principe est basé sur la mesure de la température d'huile contenue dans la cuve du transformateur. A une certaine température, la protection réagit par la fermeture d'un contact d'alarme puis, si la température continue à augmenter au-delà d'une température prédéterminée, la protection se déclenche (ces températures sont fixées à l'avance et elles sont généralement de 70°C pour l'alarme et de 80°C pour le déclenchement).

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

III.5.5 Protection par relais thermique :

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

III.5.6 Protection par image thermique :

Permet la relève et le contrôle de la température des enroulements du transformateur par la mesure du point le plus chaud de ces enroulements.

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

III.6 Protection des réseaux MT : [3]

Comme vu précédemment, les réseaux moyenne tension s'étendent des postes sources, constitués de transformateurs HT/MT, jusqu'aux abonnés MT ou BT en passant par des lignes aériennes ou souterraines.

La protection du réseau MT consiste à la protection des différents équipements qui le constituent.

III.6.1 Protection des transformateurs HT/MT : [3]

En plus des protections principales (Buchholz, température, masse-cuve et différentielle), les transformateurs HT/MT sont généralement protégés par des protections à maximum de courant.

- La première, côté MT : est une protection à un seuil contre les surcharges du transformateur, elle constitue aussi une protection de secours vis-à-vis des défauts polyphasés sur les lignes MT
- La deuxième, côté HT : est une protection à maximum de courant à deux seuils.
 - Le premier seuil temporisé.
 - Le deuxième seuil instantané pour les courts-circuits sur le primaire du transformateur. Il est réglé à un courant très élevé de façon à ne pas être sensible aux courts-circuits dans la tranche MT.

III.6.2 Protection des départs MT : [3]

Les protections sont installées en tête de départ. La protection est réalisée par trois relais ; deux relais de phase qui assurent la protection contre les défauts entre phases (polyphasé) et un relais homopolaire qui assure la protection contre les défauts entre phase et terre (monophasé). Ces relais sont alimentés par des transformateurs de courant insérés dans les phases.

III.6.2.1 Protection contre les défauts entre phase :

Cette protection s'effectue pour chaque départ MT, à l'aide de deux relais à maximum de courant montés au secondaire de deux transformateurs de courant placé sur deux phases. La phase ne comportant pas de relais se trouve protégée par les relais des deux autres phases, puisque tout défaut entre phase intéresse au moins deux phases.

III.6.2.2 Protection contre les défauts entre phase et terre :

Elle est effectuée par un relais homopolaire associé à un TC placé dans la connexion du transformateur.

III.6.3 Protection des jeux de barres : [15]

Un défaut sur un jeu de barres est, la plupart du temps, très contraignant pour le réseau (courant de court-circuit élevé et grand nombre d'ouvrages à mettre hors service pour éliminer le défaut). Il doit donc être éliminé rapidement. Sans protection spécifique, un tel défaut est éliminé par les protections de distance des postes adjacents en un temps de (250 à 600 ms) dans le cas le plus favorable.

Le rôle des protections de barres est d'améliorer la situation en éliminant le plus rapidement et plus sélectivement possible tout type de défaut survenant dans la zone des barres.

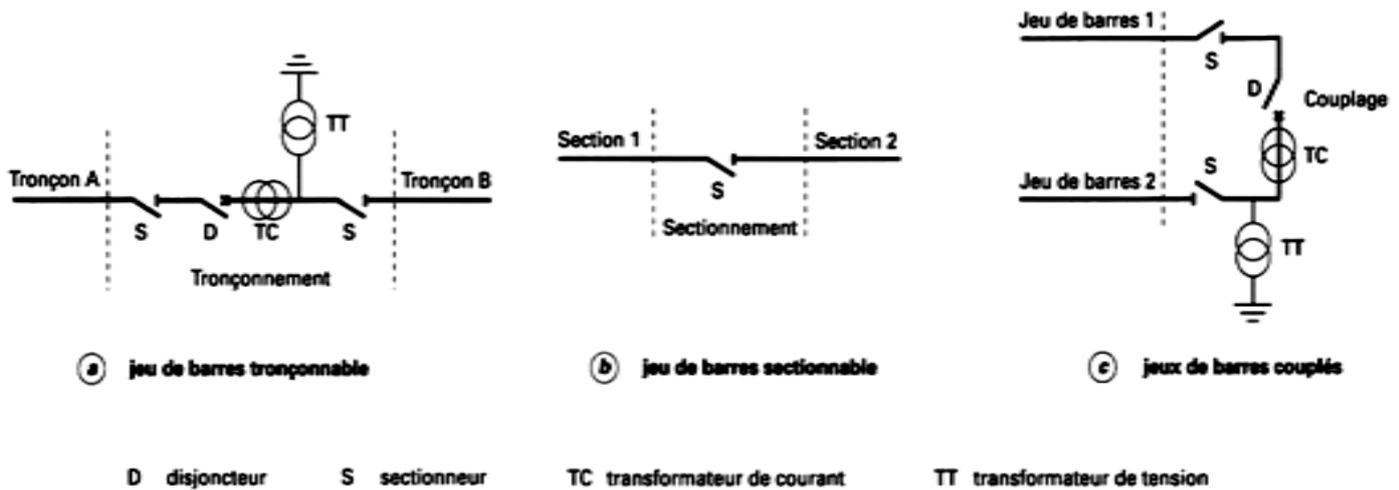


Figure (III-9) : Jeu de barres

III.6.3.1 Protection différentielle de jeu de barres : [15]

C'est la protection la plus utilisée pour protéger les jeux de barres car elle est très rapide et sélective. Elle est la plus efficace pour garantir l'élimination sûre de tout défaut sur le jeu de barres.

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

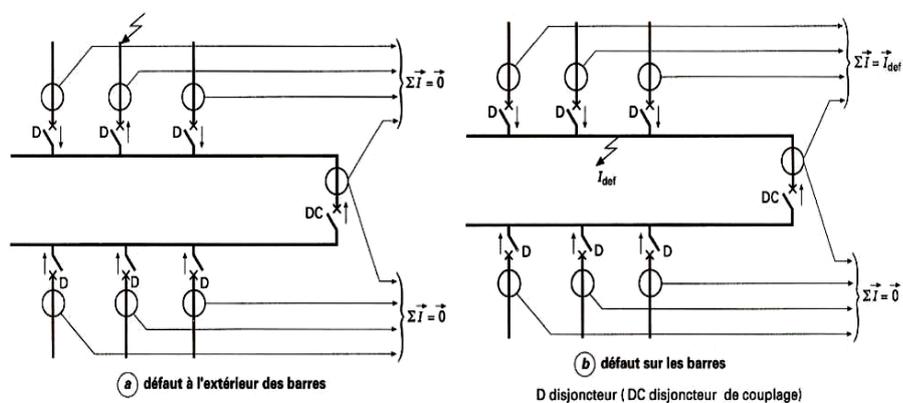


Figure (III-10) : Principe de fonctionnement d'une protection différentielle de barres

III.6.3.2 Protection masse-barres : [15]

Cette protection, également appelée protection « *masse charpente* » est réalisée de la manière suivante. Tous les châssis supportant les isolateurs de barres, les appareils HT (sectionneurs, disjoncteurs) et les réducteurs de mesure sont isolés du sol par une cale isolante. Ils sont reliés à la terre du poste par une seule connexion qui traverse un TC tore lequel mesure, à l'aide d'un relais, le courant d'écoulement à la terre. Tout défaut « barres à la masse » (masse = charpente) va se traduire par un écoulement de courant vers la terre et donc entraîner le fonctionnement d'au moins un relais de courant d'une connexion de mise à la terre.

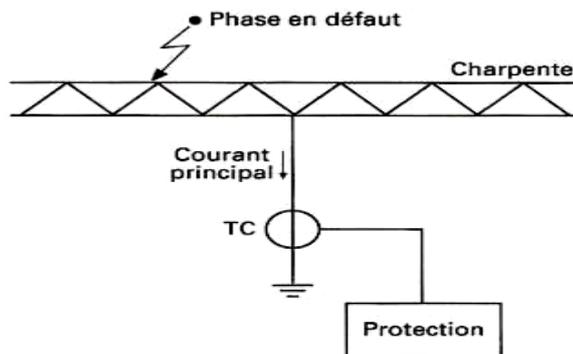


Figure (III-11) : Principe de fonctionnement d'une protection masse-barres

III.7 Principe de réglage:

III.7.1 Réglage des protections contre les défauts à la terre : [1]

Lorsqu'un départ est le siège d'un défaut monophasé, le relais homopolaire sera traversé par un courant de $3I_0$ inversement proportionnel à la résistance du défaut. Cependant le réglage doit être fait de façon à ce que la protection ne soit pas sensible au courant capacitif pour éviter les déclenchements intempestifs.

Le courant de réglage doit être :

$$I_{R0} = K3I_0 = K3VC_0\omega$$

Avec : $k=1.5$: coefficient qui tient compte des multiples imprécisions des TC.

C_0 : capacité homopolaire du départ à l'état sain.

Calcul de $3I_0$:

$$3I_0 = \sqrt{3}I \quad \text{Avec} \quad I = UC_0\omega \quad \text{d'où ;} \quad 3I_0 = \sqrt{3}UC_0\omega$$

Le courant de réglage à prendre en compte sera :

$$I_{R0} \geq 3KI_0$$

III.7.2 Réglage des protections contre les défauts entre phases :

Le réglage en intensité des deux relais à maximum de courant doit être à une valeur inférieure ou au plus petit courant de défaut susceptible de se manifester entre phases (courant résultant d'un défaut biphasé).

III.8 Réglage des relais de protection d'un départ : [3]

III.8.1 Réglage de relais de phase du 1^{er} seuil :

Ce seuil temporisé protège la ligne contre les surcharges et contre les défauts en bout de ligne. Le réglage de ce seuil tient compte des deux critères ; la limite thermique de la ligne et l'élimination des défauts biphasés en bout de ligne.

Le réglage est fait comme suit :

On prend :

$$I_{R1} \leq KI_{LT} \quad \text{Si} \quad 0.85I_{ccb} > KI_{LT}$$

Ou

$$I_{R1} \leq 0.85I_{ccb} \quad \text{Si} \quad 0.85I_{ccb} < KI_{LT}$$

Avec :

I_{R1} : courant de réglage du premier seuil

I_{LT} : courant limite du câble

K : coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs $K=1.2$

I_{ccb} : courant biphasé à l'extrémité de la ligne

III.8.2 Réglage de relais de phase du 2^{ème} seuil :

Ce seuil violent a pour rôle l'élimination des courts-circuits de la ligne MT d'une façon rapide. Son réglage doit être suffisamment élevé. Généralement on prend :

$$2I_{R1} \leq I_{R2} \leq 1.3I_{cc}$$

Tel que :

$$I_{cc} = \frac{S_{nT} * 100}{\sqrt{3} * U_n * U_{CC}}$$

Avec :

I_{R1} : courant de réglage du premier seuil.

I_{R2} : courant de réglage du premier seuil.

I_{cc} : courant de court-circuit maximum côté BT.

S_{nT} : puissance nominale du transformateur MT/BT.

U_n : tension composée nominale du transformateur MT/BT.

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

1.3 : coefficient d'insensibilité aux défauts BT.

III.8.3 Réglage de relais homopolaire:

Afin de pouvoir détecter les défauts monophasés dont la résistance est la plus grande possible, l'intensité de réglage I_{R0} de ce relais doit être donc la plus faible possible.

L'intensité de réglage doit être :

$$I_{R0} \geq 3KI_0 \quad \text{Avec : } k=1.5$$

K est le coefficient qui tient compte :

- Du faux rendement homopolaire
- De l'erreur du rapport de TC
- De l'erreur de phase de TC
- D'un coefficient de sécurité

$3I_0$: le courant capacitif du départ

III.8.4 Réglage de relais de temps :

Afin d'assurer la sélectivité entre les éléments successifs, l'échelon sélectif est de 1s pour le premier seuil et de 0.3 s pour le deuxième seuil

III.9 Réglage des relais de l'arrivée :

III.9.1 Réglage des relais de phase :

L'intensité de réglage I doit satisfaire deux conditions suivantes :

- Etre assez élevé pour permettre d'utiliser les possibilités de surcharge du transformateur HT/MT sans risque de déclenchement intempestif
- Etre aussi faible que possible pour que la protection d'arrivée assure un certain secours aux protections des départs

$$I_R = (1.3 \div 1.4)I_{nT}$$

$$S_n = \sqrt{3}U_n I_{nT} \qquad I_{nT} = \frac{S_n}{U_n \sqrt{3}} \qquad \text{(III.9.1)}$$

I_{nT} : représente le courant nominal du transformateur côté MT

III.9.2 Réglage de relais homopolaire :

Pour éviter les réenclenchements intempestifs, le relais homopolaire de l'arrivée ne doit pas détecter les défauts qui ne sont pas détectés par le relais homopolaire des départs, le réglage doit être égal à :

$$\frac{1.2I_{R0 \max}}{\beta} \quad (\text{III.9.2})$$

Tel que :

$I_{R0 \max}$: l'intensité de réglage du relais homopolaire du départ réglé au seuil le plus élevé

1.2 : coefficient de sélectivité entre départ et arrivée

$\beta > 0.9$

III.9.3 Réglage de relais de temps :

La temporisation de l'arrivée doit être de 0.3s (plus élevée de celle des départs)

III.10 Réglage des protections d'un transformateur : [2]

III.10.1 Réglage de la protection côté MT :

A. Réglage en courant :

Ce seuil est réglé à : $I_R = 1.3 * I_{n2}$

Avec :

I_{n2} : courant nominal du transformateur côté MT

I_R : courant de réglage

B. Réglage en temporisation :

La temporisation de cette protection est augmentée de 0.4s par rapport à la protection du départ MT $t_T = t_D + 0.4$

Avec :

t_T : temporisation du transformateur

t_D : temporisation du départ

Donc la temporisation de cette protection ne peut pas dépasser 1.4s

III.10.2 Réglage de la protection côté HT :

A. Réglage de premier seuil :

Réglage de ce seuil est :

$$I_{R1} = 2.5I_{n1}$$

Avec :

I_{n1} : courant nominal du transformateur côté HT

I_{R1} : courant de réglage de premier seuil

B. Réglage de deuxième seuil :

Le réglage de ce seuil est choisi de façon à l'empêcher de réagir aux défauts côté MT

$$I_{R2} \leq \frac{1.3 * S_{nT} * 100}{\sqrt{3} * U_n * U_{cc}}$$

Avec :

I_{R2} : courant de réglage de deuxième seuil

S_{nT} : puissance nominale du transformateur HT/MT

U_n : tension composée nominale du transformateur HT/MT

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

1.3 : coefficient d'insensibilité aux défauts

C. Réglage de la temporisation :

1^{er} seuil : le réglage de la temporisation dépend des protections des départs MT vis-à-vis desquelles on observe un échelon sélectif :

➤ La protection MT dispose d'un seul seuil :

$$t_T = t_D + 0.4$$

➤ La protection MT dispose de deux seuils :

$$t_T = t_2 + 0.5 = 0.8s \quad \text{Avec :} \quad t_2 = 0.3s$$

2^{ème} seuil : le réglage de la temporisation est instantané

III.11 Réglage d'une protection de terres résistantes :

Les protections sélectives utilisées sur les départs MT possèdent un certain seuil de sensibilité et ce fait, ne permet pas la détection des défauts à la terre résistante, il est donc

indispensable de les compléter par un détecteur de terre résistante de manière à assurer un contrôle total du réseau et cela quelque soit le mode de la mise à la terre du neutre MT.

III.11.1 Détecteur de terres résistantes :

Son rôle est de limiter à une signalisation lorsqu'un départ MT est affecté par un défaut résistant que le relais de terre est incapable de détecter.

En effet, la détection se fait par un relais d'intensité alimenté par un TC placé en série avec la mise à la terre du neutre du transformateur HT/MT.

La recherche de terre résistante se fera par un dispositif détectant automatiquement le départ défectueux. Ce dispositif constitue la protection contre les défauts résistants à la terre.

III.11.2 Réglage d'une protection ampèremétrique de terres résistantes :

Après la détection de terre résistante, on mesure R_t et l'intensité de réglage doit être égale à

$$I_{Rt} = \frac{U_n}{\sqrt{3}R_t}$$

III.11.3 Réglage de la temporisation :

Le réglage de la temporisation de terre résistante est égal au réglage des relais de temps de la liaison augmentée de 0.3s

III.12 Conclusion :

Les protections contre les courts-circuits et les défauts d'isolement jouent un rôle essentiel dans le contrôle-commande d'un réseau de d'énergie électrique. Elles permettent d'isoler très rapidement de ce réseau un ouvrage affecté par un défaut. En effet, il convient de minimiser les effets sur le système électrique (risques d'instabilité, etc.), ainsi que les contraintes sur le fonctionnement des machines (notamment des groupes turboalternateurs) et les contraintes de tenue du matériel qui est le siège du défaut.

Les systèmes de protection contre les courts-circuits et les défauts d'isolement des différents ouvrages du réseau (lignes, transformateurs, jeux de barres...) ne sont pas totalement indépendants les uns des autres. En effet, d'une part, les protections d'un ouvrage donné peuvent être sensibles à un défaut survenant sur un autre ouvrage (risque de déclenchement intempestif) et d'autre part, on met à profit cette sensibilité aux défauts extérieurs pour assurer l'élimination des défauts dans certains cas de défaillance des protections les plus proches (secours éloigné).

Il y a donc lieu de réaliser une coordination entre les protections des différents ouvrages du réseau.



Chapitre IV

IV.1 Application aux départs MT de l'ENIEM :

IV.1.1 Présentation de l'entreprise :

CAM (complexe des appareils ménagers), il possède des grandes capacités de production et une grande expérience dans le domaine de l'industrie.

Les unités de production de l'entreprise sont sises à la zone industrielle AISSAT IDIR-OUED AISSI (TIZI-OUZOU).

Ces bâtiments comprennent les unités suivantes :

- Unité froid
- Unité climatisation
- Unité cuisson

Le CAM est alimenté par une ligne aérienne en Almélec de 10kV venant de poste THT de OUED-AISSI. Une jonction aéro-souterraine a été réalisée au niveau du poste de répartition C₂ au sein de l'entreprise où se trouvent les cellules d'arrivées et départs.

Les appareils que le CAM utilisait, sont fabriqués par SIEMENS et MERLIN GERIN, récemment les cellules SIEMENS ont été changé par des cellules SHNEIDER, vu leur vétusté.

De ces cellules sortent des câbles souterrains de (240mm²) par phase de 10kv vers des ateliers où se trouvent des transformateurs alimentant ces derniers.

Les raccordements des liaisons aux jeux de barres sont effectués par l'intermédiaire d'appareils de coupure (disjoncteurs et sectionneurs).

Les cellules regroupent les équipements de contrôle, de protections et d'isolement de la ligne : transformateurs de mesures de courant et de tension, disjoncteurs, sectionneurs d'isolement et de la mise à la terre de la ligne.

En cas de coupure de courant, l'entreprise possède trois groupes électrogènes qui assurent le fonctionnement normal de quelques services, comme la chaufferie et le système informatique.

IV.1.2 Répartition des transformateurs sur les ateliers :

Ancien CAM		Nouveau CAM	
Bâtiments	Transformateurs de puissances (KVA)	Bâtiments	Transformateurs de puissances (KVA)
Bt C ₁	Tr ₉ →800	Bt ₁	Tr ₁ →2000
Bt ₅	$\begin{cases} Tr_4 \rightarrow 800 \\ Tr_5 \rightarrow 800 \end{cases}$	Bt2 B ₂	$\begin{cases} Tr_3 \rightarrow 800 \\ Tr_2 \rightarrow 2000 \end{cases}$
Bt _{2A}	$\begin{cases} Tr_6 \rightarrow 800 \\ Tr_7 \rightarrow 800 \end{cases}$	Bt2F	$\begin{cases} Tr'_4 \rightarrow 1000 \\ Tr'_5 \rightarrow 1600 \end{cases}$
Bt D	Tr ₈ →630	Bt ₄	$\begin{cases} Tr_6 \rightarrow 2500 \\ Tr_7 \rightarrow 3150 \end{cases}$
		Bt EF ₁	Tr ₁ →2500
		Bt ₅	$\begin{cases} Tr''_4 \rightarrow 1000 \\ Tr''_5 \rightarrow 1000 \end{cases}$
		Bt B'	Tr _{Bloc} →630
		Bt=stock	Tr _{Nord} →400

Tableau (IV-1): Répartition des transformateurs sur les ateliers

IV.1.3 Distribution de l'énergie dans l'entreprise :

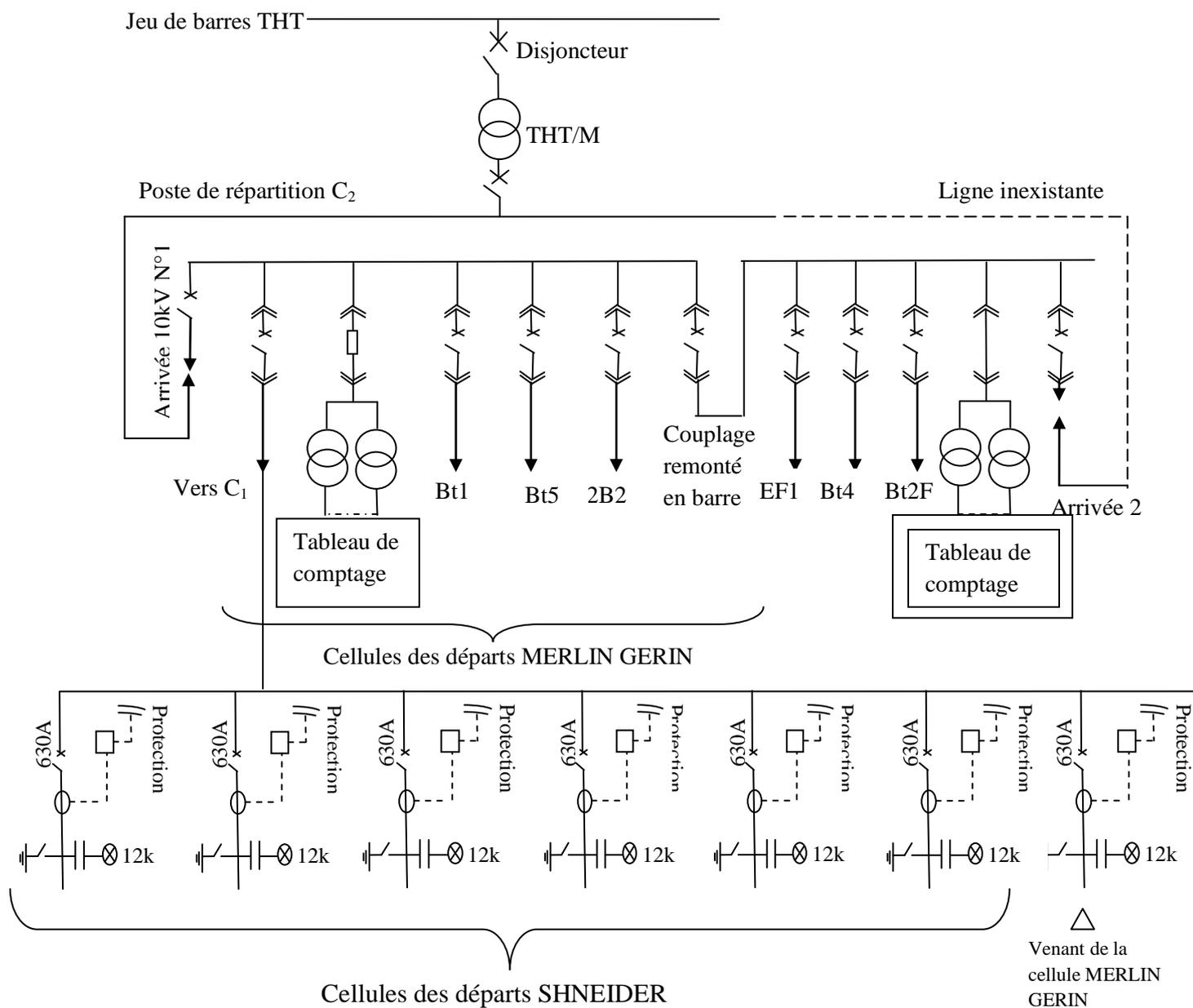


Figure (IV-1): Schéma unifilaire du poste de répartition

IV.1.4 Descriptif de l'équipement :

IV.1.4.1. Présentation :

Le tableau principal 10kV-C₂ « livraison et répartition général 10kV » se présente sous la forme d'un ensemble métallique homogène, constitué des cellules fonctionnelles MT

IV.1.4.2 Technologie des cellules :

Quelque soit la fonction de la cellule, chaque cellule comporte quatre compartiments distincts totalement séparés par les cloisons métalliques :

- Compartiment « appareillage fonctionnel MT »
- Caisson « jeu de barres »
- Compartiment « raccordement MT »
- Caisson « appareillage BT auxiliaire »

IV.1.5 Schéma électrique unifilaire des cellules de départs :

IV.1.5.1 Cellules MERLIN GERIN départ MT vers poste MT/BT :

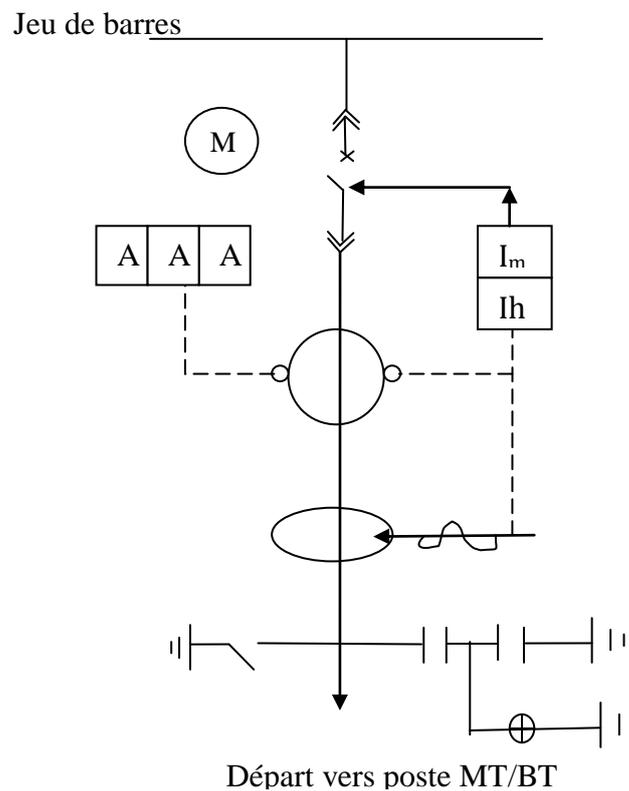
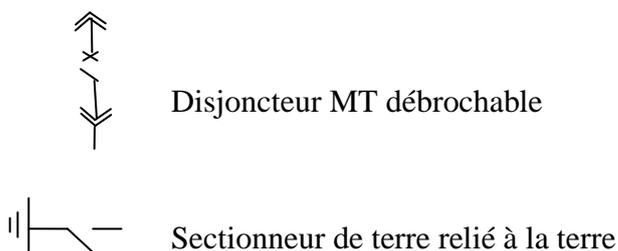
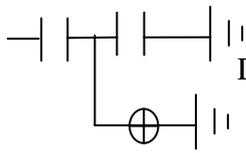


Figure (IV-2): Schéma électrique de la cellule MERLIN GERIN



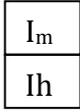


Diviseur capacitif relié à la terre (témoin absence de tension)



Jeu de 3 ampèremètres, cellules 10kv

Protection à maximum de courant



Relais à maximum de courant (I_{max})

Relais à maximum de courant homopolaire (I_h)



Tore (détection défaut de terre)



Jeu de 3 transformateurs de courants (TC) à double enroulements secondaires



Déclencheur indirect, bobine émission 127 V_{CC}



Command électrique motorisé 127 V_{CC}

IV.1.5.1.1 Poste MT/BT comportant deux transformateurs :

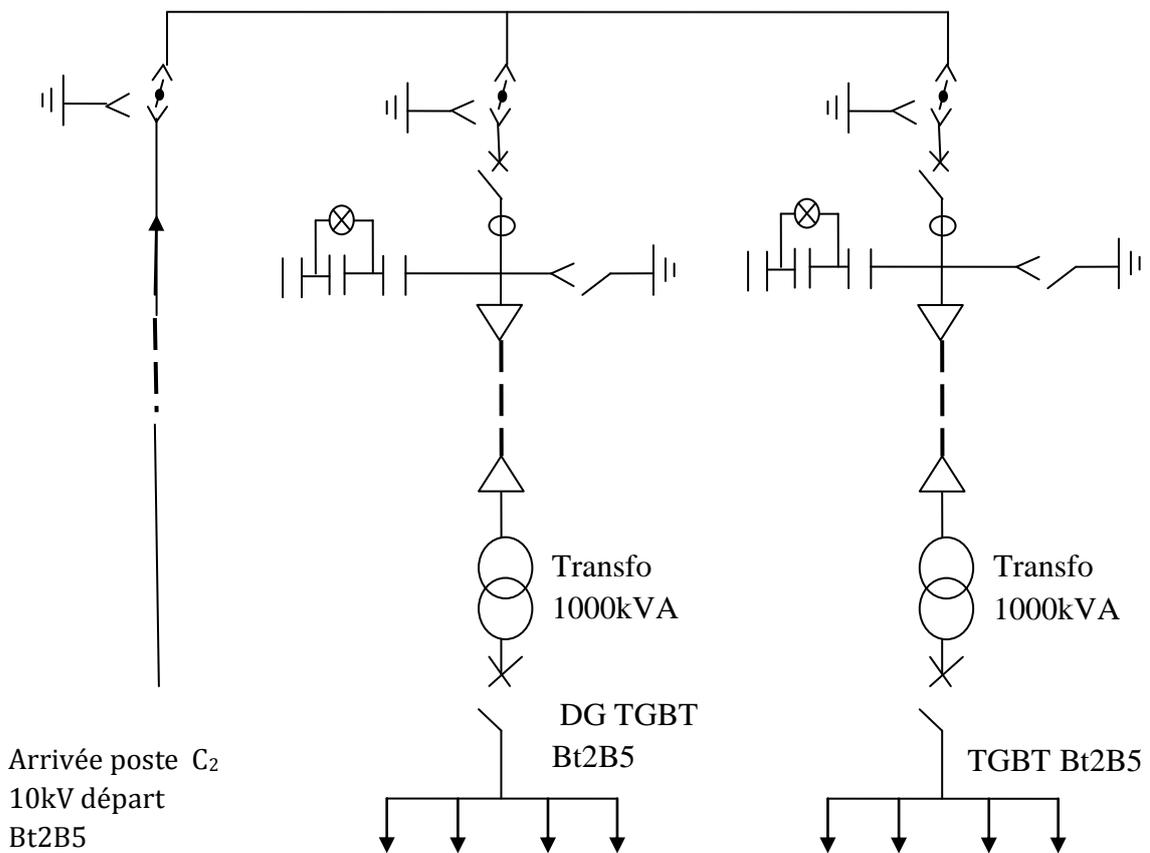
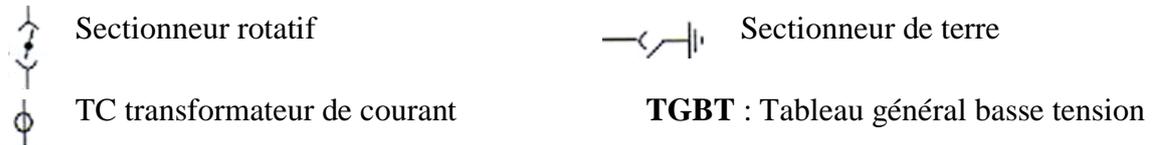


Figure (IV-3) : Schéma unifilaire du poste MT/BT à deux transformateurs



IV.1.5.1.2 Poste MT/BT comportant un transformateur :

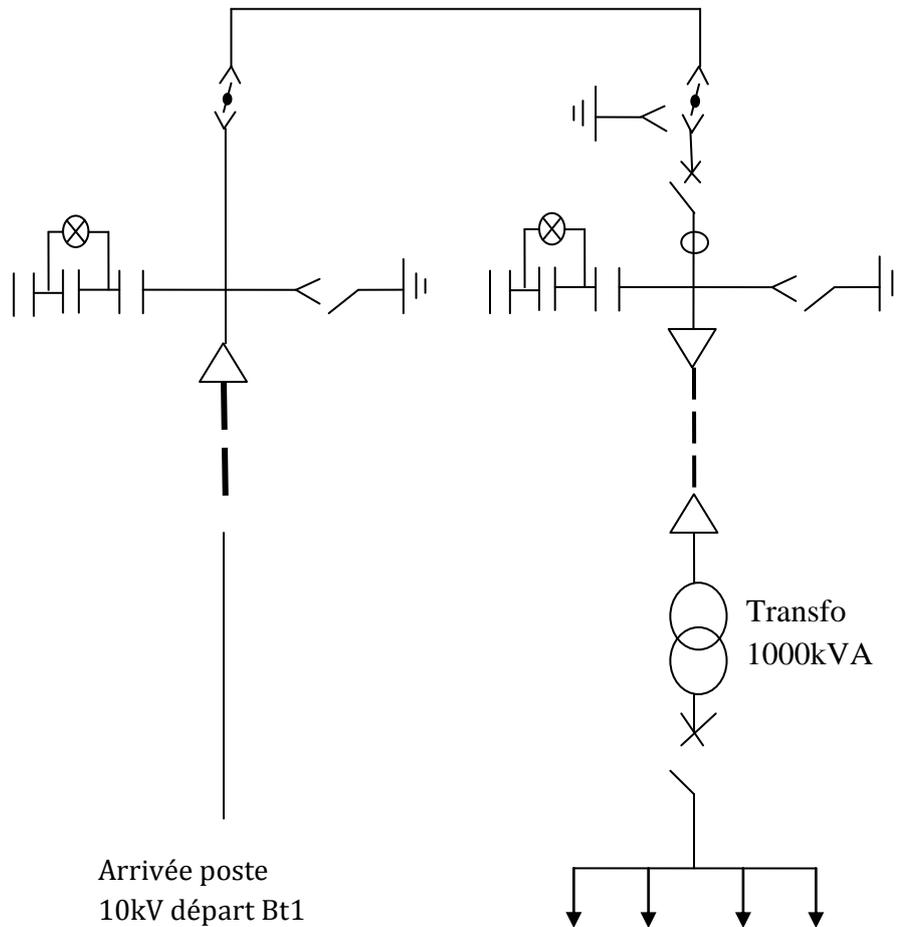


Figure (IV-4) : Schéma unifilaire des postes MT/BT d'un transformateur

IV.1.5.2 Cellules SCHNEIDER alimentant les postes SIEMENS:

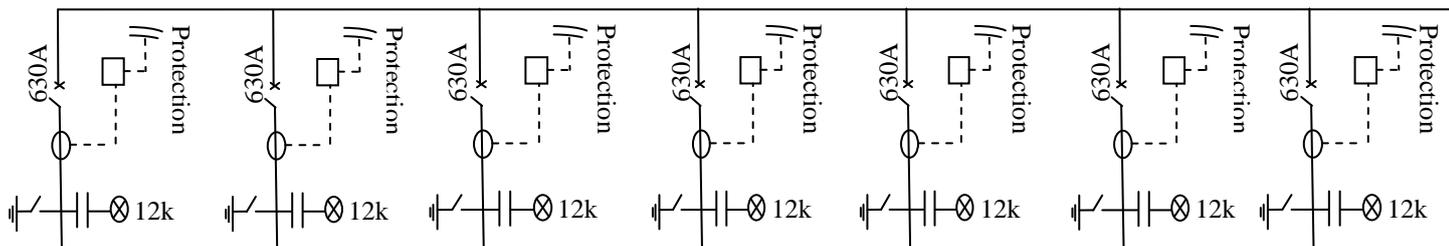


Figure (IV-5) : Schéma électrique des cellules SHNEIDER alimentant les postes SIEMENS

Avant, les cellules siemens ne possèdent pas les relais de protection mais maintenant, après le changement des cellules par ce que actuellement, il n'existe pas des cellules siemens, elles ont été remplacées par des cellules SHNEIDER.

Ces dernières sont dotées de relais de protection sepam,

La gamme de relais de protection Sepam est adaptée à toutes les applications de protection des réseaux moyenne tension de distribution publique ou industrielle.

Caractéristiques

- 10 entrées logiques
- 8 sorties à relais
- 1 port de communication
- 8 entrées sondes de température.

Sepam série 20



Protections

- protection phase et protection terre à temps de retour ajustable, avec possibilité de basculement du jeu de réglage actif par ordre logique
- protection terre insensible aux enclenchements des transformateurs
- détection de déséquilibre des phases
- protection thermique RMS prenant en compte la température de fonctionnement extérieur et les régimes de ventilation

Il est accompagné d'un logiciel de paramétrage et d'exploitation Le logiciel **SFT2841** sur PC donne accès à toutes les fonctions de Sepam, avec toute facilité

IV.1.5.2.1 Poste MT/BT SIEMENS :

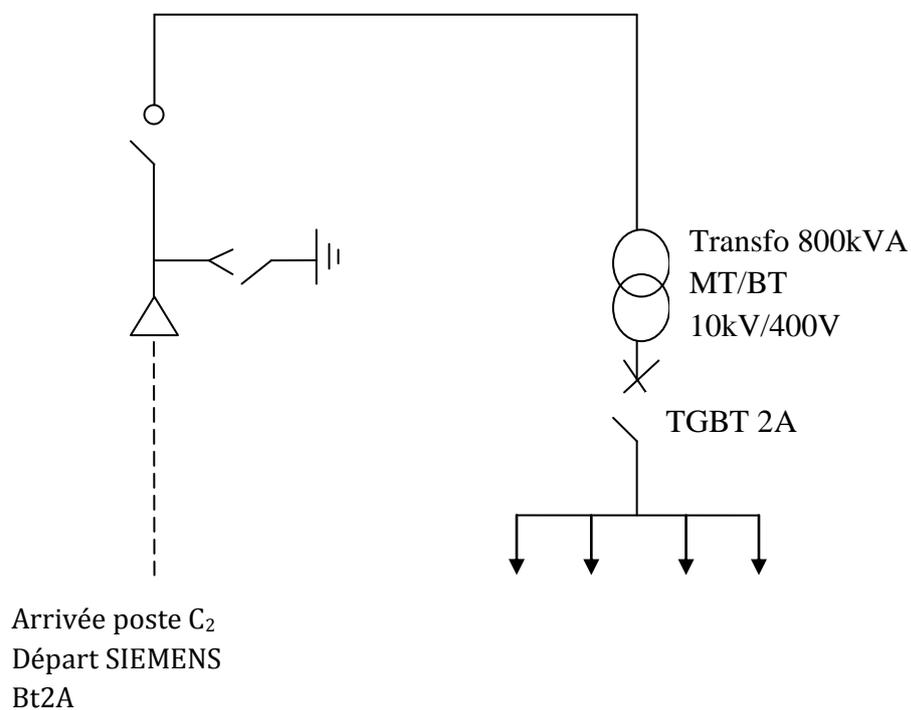


Figure (IV-6) : Schéma unifilaire du poste MT/BT

IV.2 La méthode de calcul des impédances et réglage des protections :

1. Détermination de la plus grande impédance :

Le point du réseau où l'impédance est très grande, correspond au point où le courant de court-circuit est le plus faible.

La détermination de courant de court-circuit biphasé de plus faible valeur sur un départ nécessite la connaissance de l'impédance la plus importante et ceci afin de définir le réglage du relais intensité ;

Pour faire on adopte le principe suivant :

- ✓ Définir le chemin ;
- ✓ Se placer en bout de réseau sur le chemin choisi ;
- ✓ Remonter en cascade jusqu'au transformateurs et on obtient les informations sur la nature, section et longueur des câbles ;
- ✓ Effectuer le calcul de l'impédance ;
- ✓ Répéter de démarche pour d'autres chemins ;
- ✓ Faire une comparaison des impédances ;
- ✓ Retenir la plus grande impédance.

Après la détermination de la plus grande impédance, on calcul les courants de court-circuit.

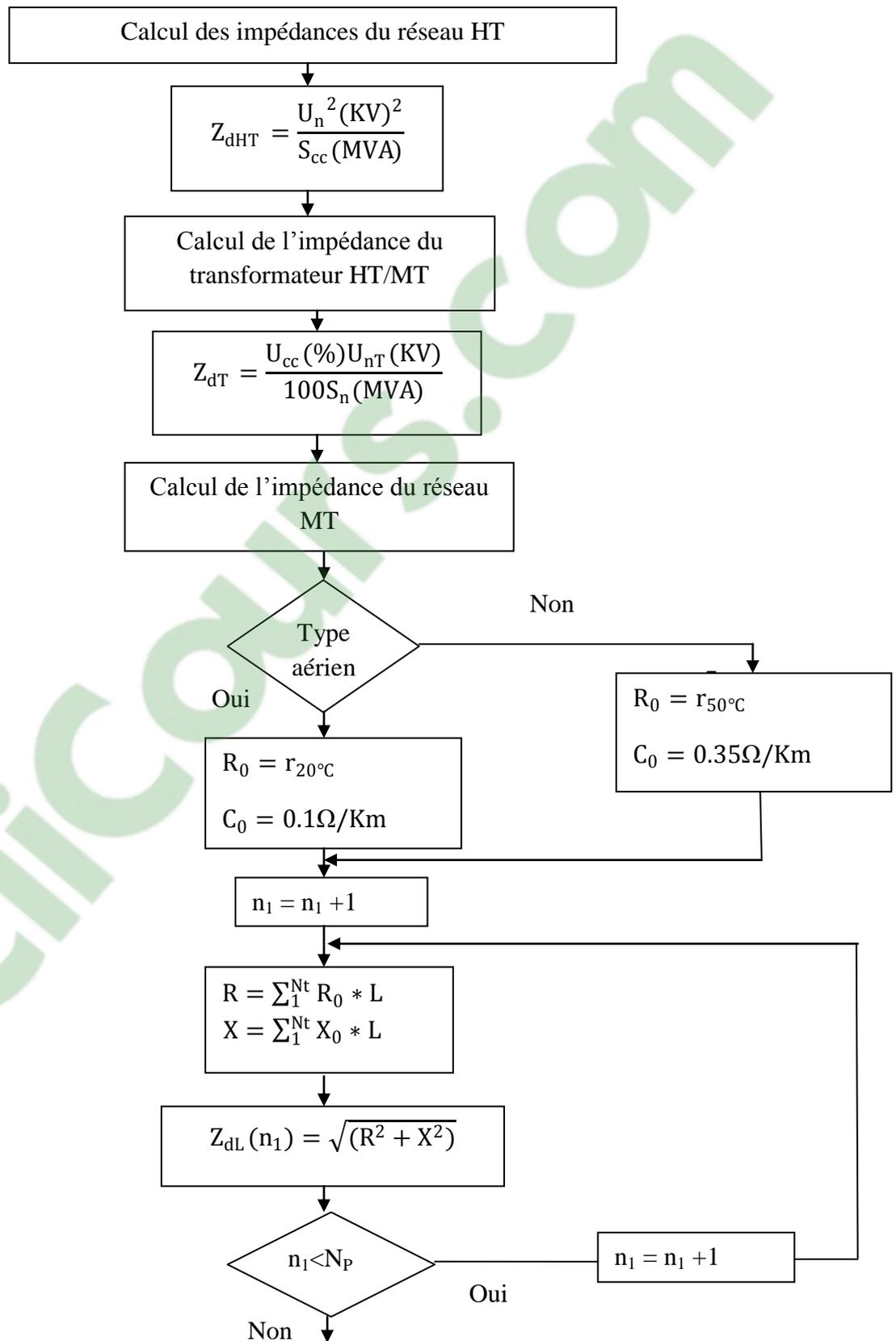
2. Réglage des protections :

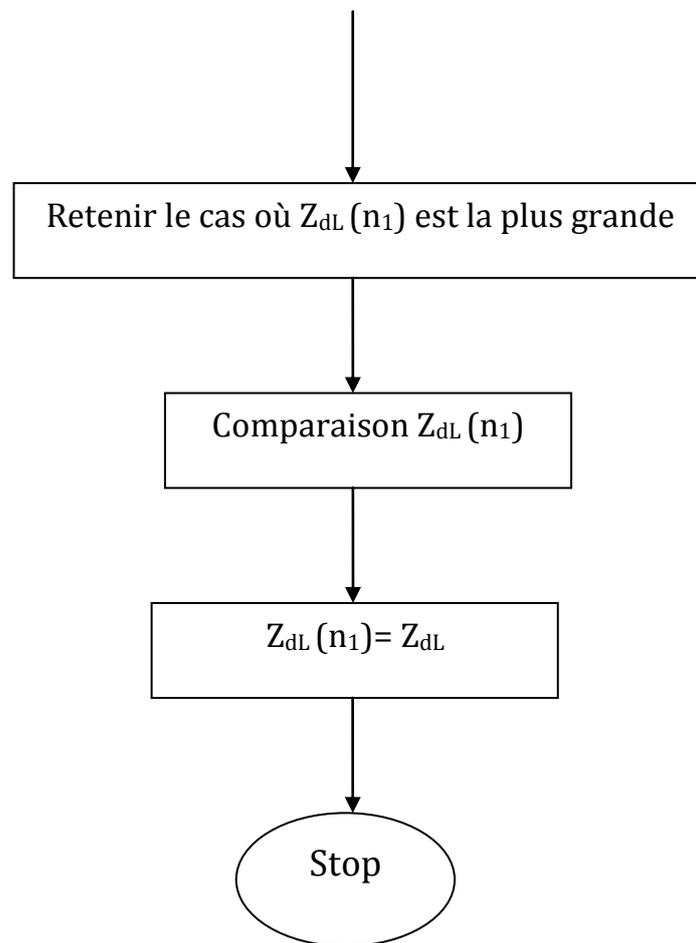
Après le calcul des courants de court-circuit, on calcul les différents réglages :

- ✓ Réglage d'un départ ;
- ✓ Réglage d'une arrivée ;
- ✓ Réglage de la liaison ;
- ✓ Réglage de terres résistances.

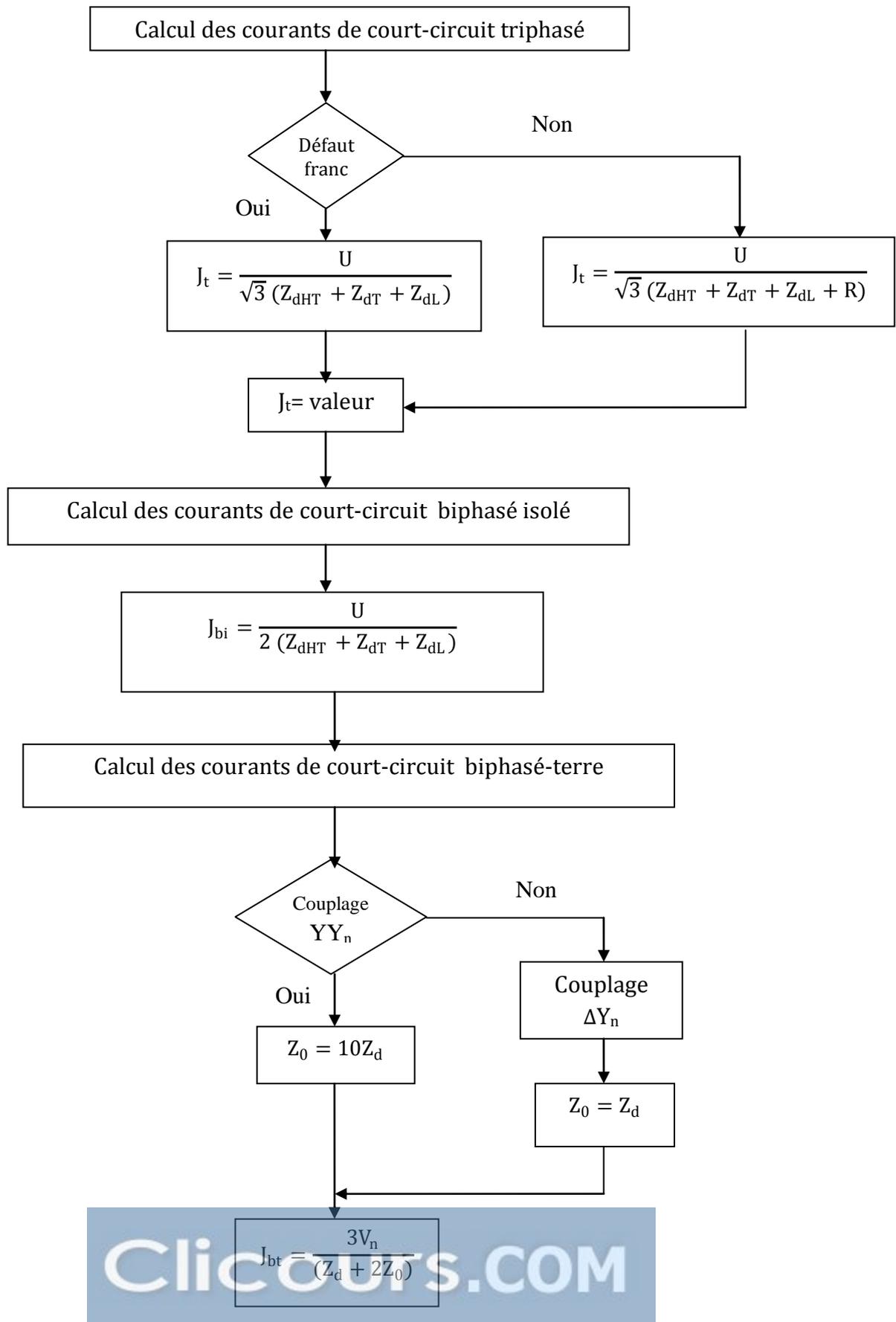
Les relais de protection sont réglés en intensité et en temps.

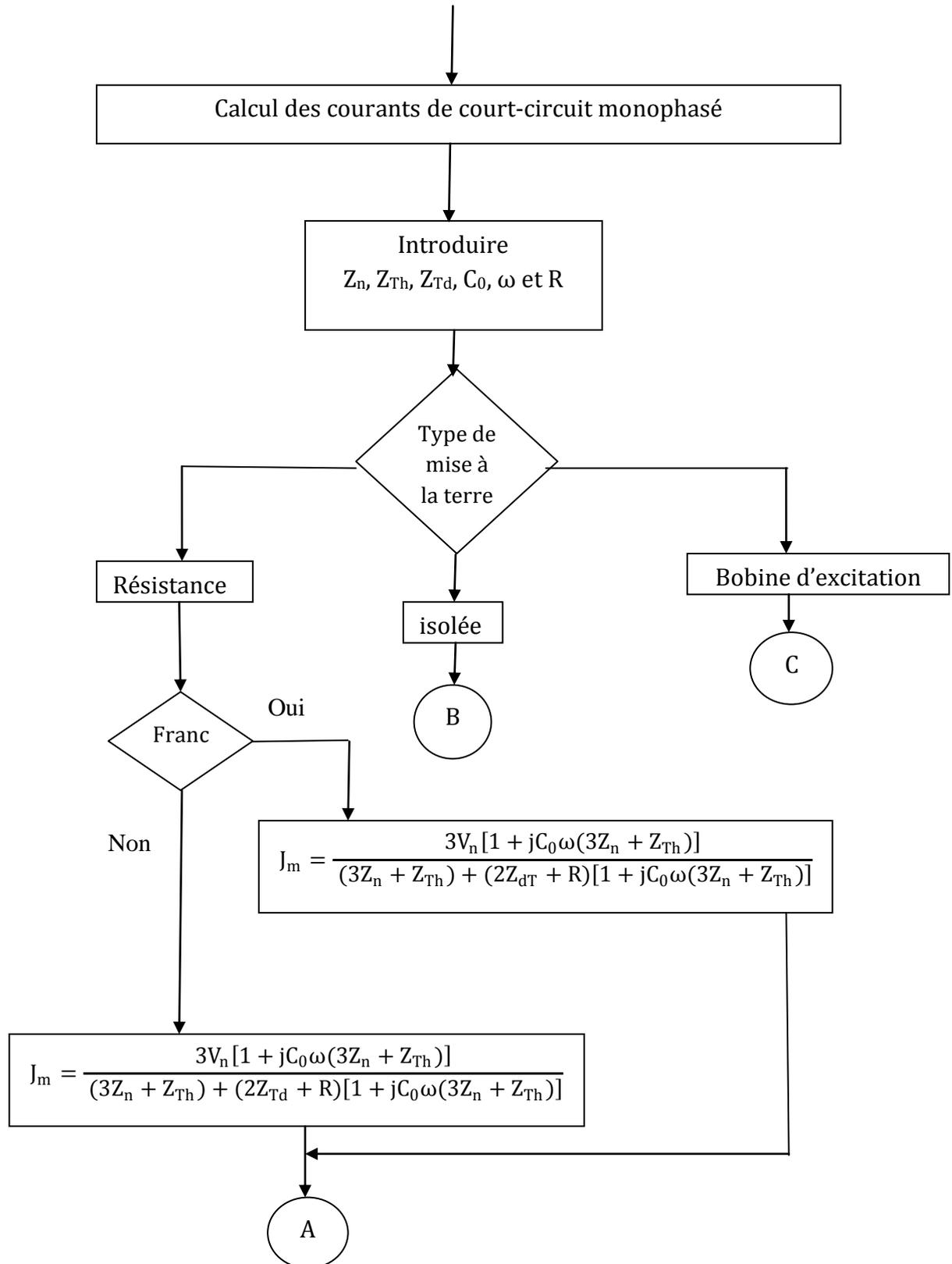
Organigramme :

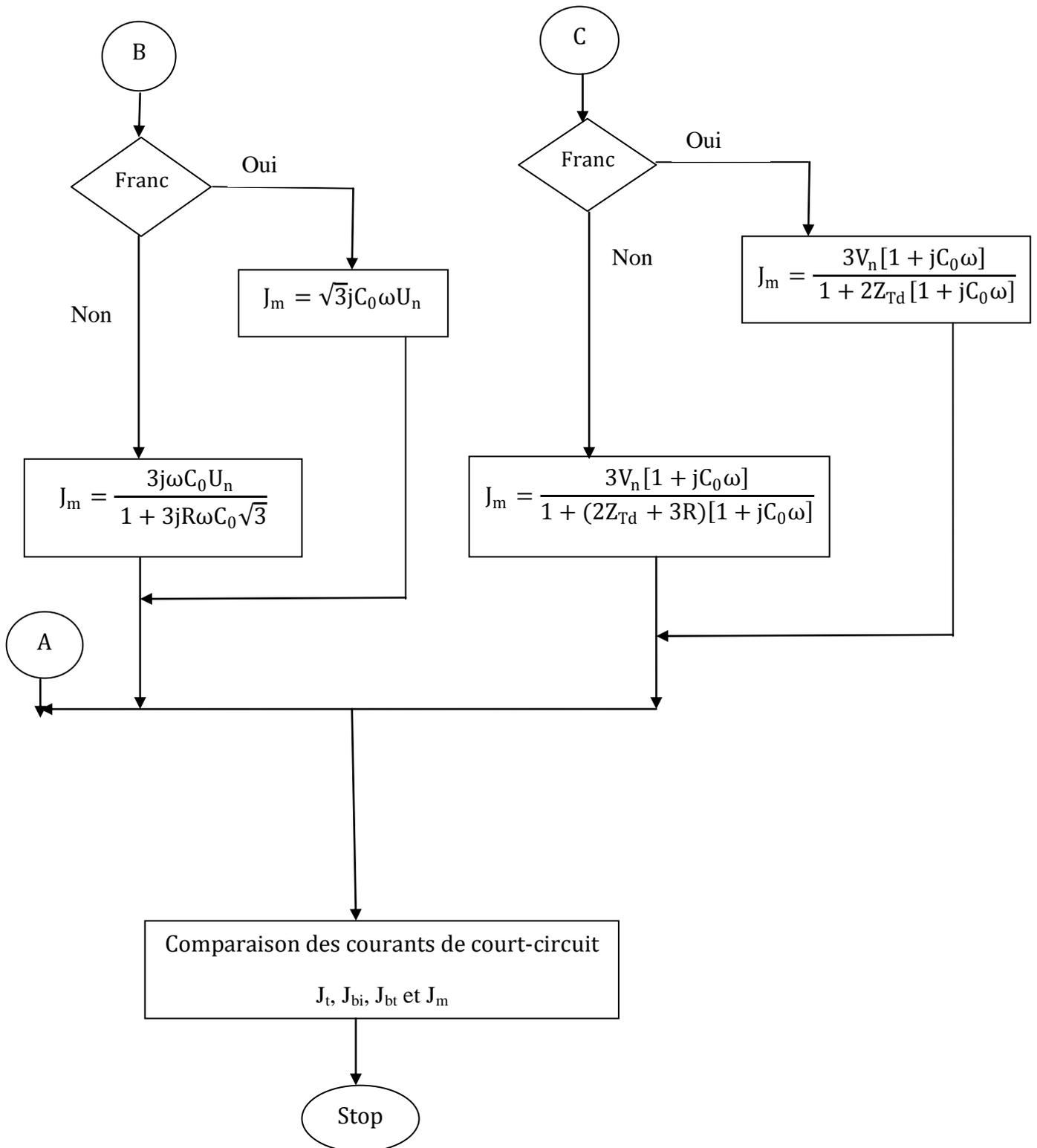
Calcul des impédances

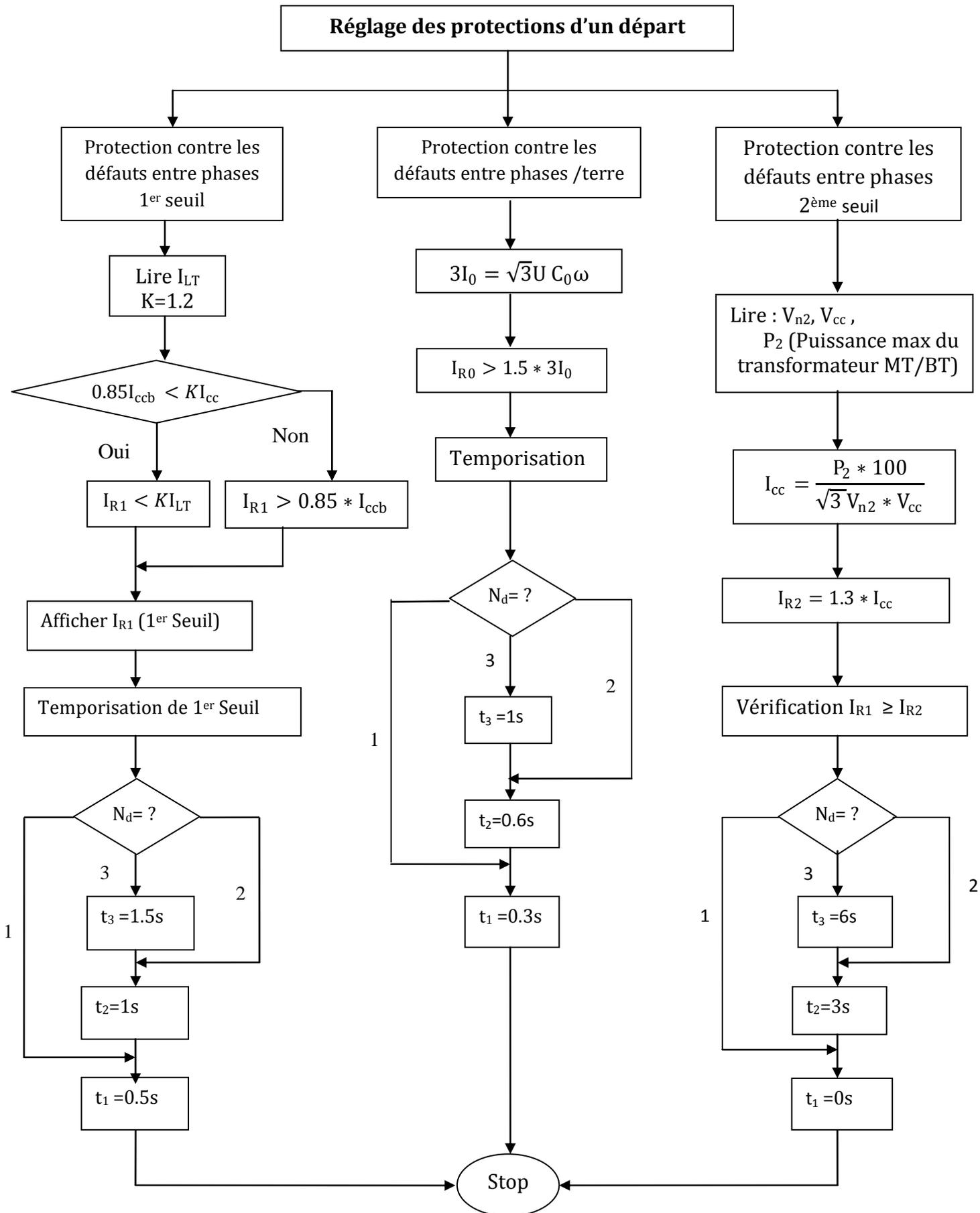


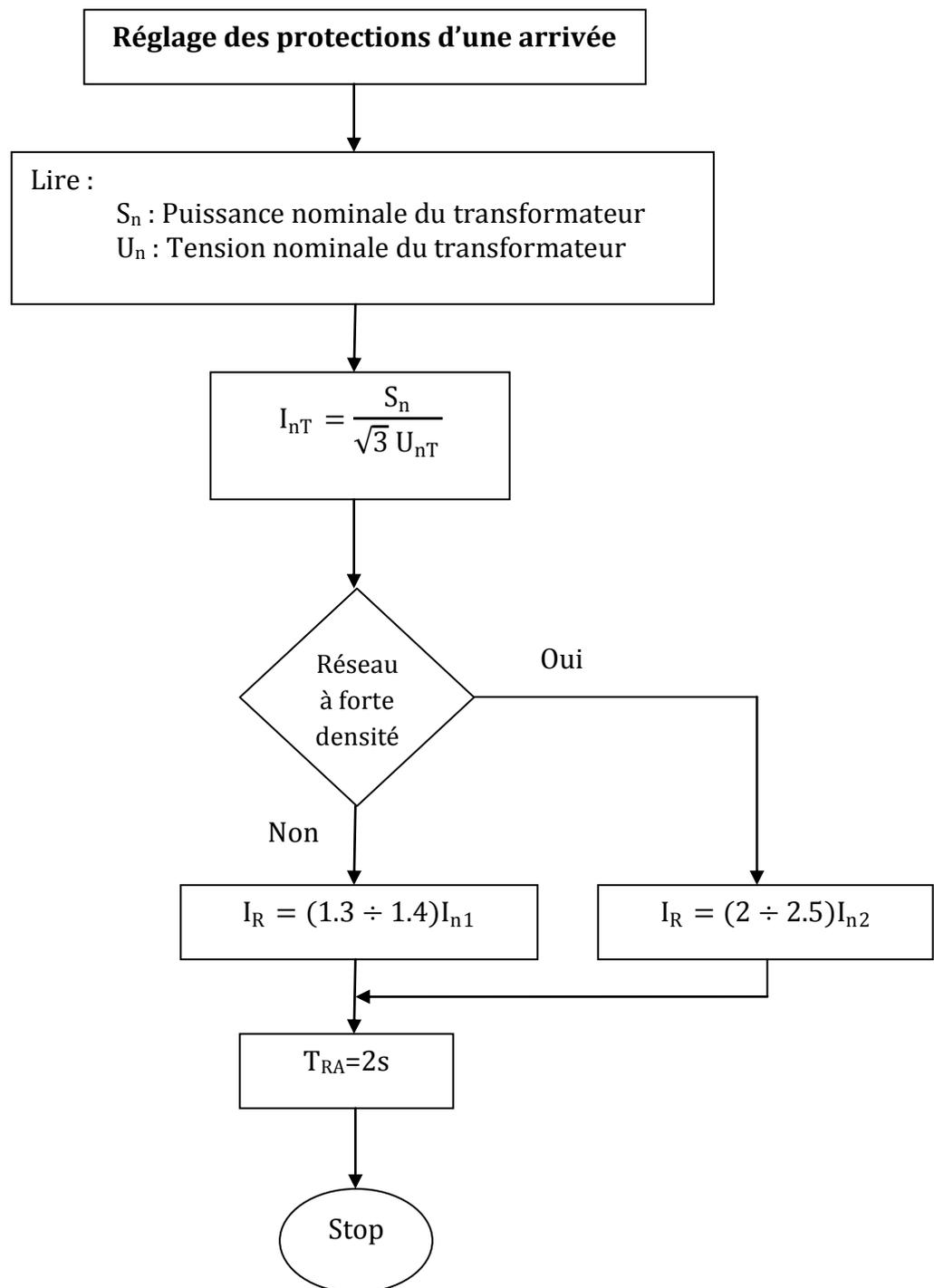
Calcul des courants de court-circuit :











IV.3 Exemple de réglage :

IV.3.1 Données des bases :

Transformateur HT/MT : couplage étoile-étoile

Transformateur MT/BT : couplage triangle-étoile

Puissance nominale : Côté 220 KV→60 MVA
 Côté 60 KV→60 MVA
 Côté 10 KV→20 MVA

Puissance de court-circuit S_{cc} : 7500 MVA

Tension nominale U_n : 220 \pm 18% KV côté THT
 63 KV côté HT
 10.5 KV côté MT

Intensité nominale : 157.5 A côté THT
 549.9 A côté HT
 1100 A côté MT

Tension de court-circuit % : U_{cc} % : 12.5 % côté THT
 24.3% côté HT
 10.3% côté MT

IV.3.2 Tableau récapitulatif des paramètres de la ligne :

Pour calculer le courant de court-circuit le plus faible, il faut prendre en compte la ligne ou l'impédance est la plus grande. Donc pour les départs BT, nous choisissons un tronçon d'une impédance grande par rapport aux autres tronçons.

Départ	Tronçon MT		Tronçon BT	
	Longueur(m)	Nature et section (mm ²)	Longueur(m)	Nature et section (mm ²)
C ₂ → Bt1	660	240 en Cu	160	2×240
C ₂ → 2B5 → tr'' ₄	380	240 en Cu	52	2×180
C ₂ → 2B5 → tr'' ₅			126	2×185
C ₂ → 2B2 → tr ₃	658	240 en Cu	160	120
C ₂ → 2B2 → tr ₂			20	3×50
C ₂ → EF1 → tr ₈	670	240 en Cu	30	2×185
C ₂ → B4 → tr ₆	380	240 en Cu	36	240
C ₂ → B4 → tr ₇			28	300
C ₂ → 2F → tr' ₄	120	240 en Cu	108	2×300
C ₂ → 2F → tr' ₅			58	240
C ₂ → C ₁	580	240 en Cu	500	240
C ₂ → 2A1	250	240 en Cu	150	185
C ₂ → 2A2	230	240 en Cu	100	95
C ₂ → B5-1	440	240 en Cu	245	185
C ₂ → B5-2	440	240 en Cu	165	185
C ₂ → D	130	240 en Cu	350	95

Tableau (IV-2) : Tableau récapitulatif des paramètres de la ligne

IV.3.3 Schéma simplifié unifilaire du poste C₂-livraison et répartition 10 kV de l'ENIEM :

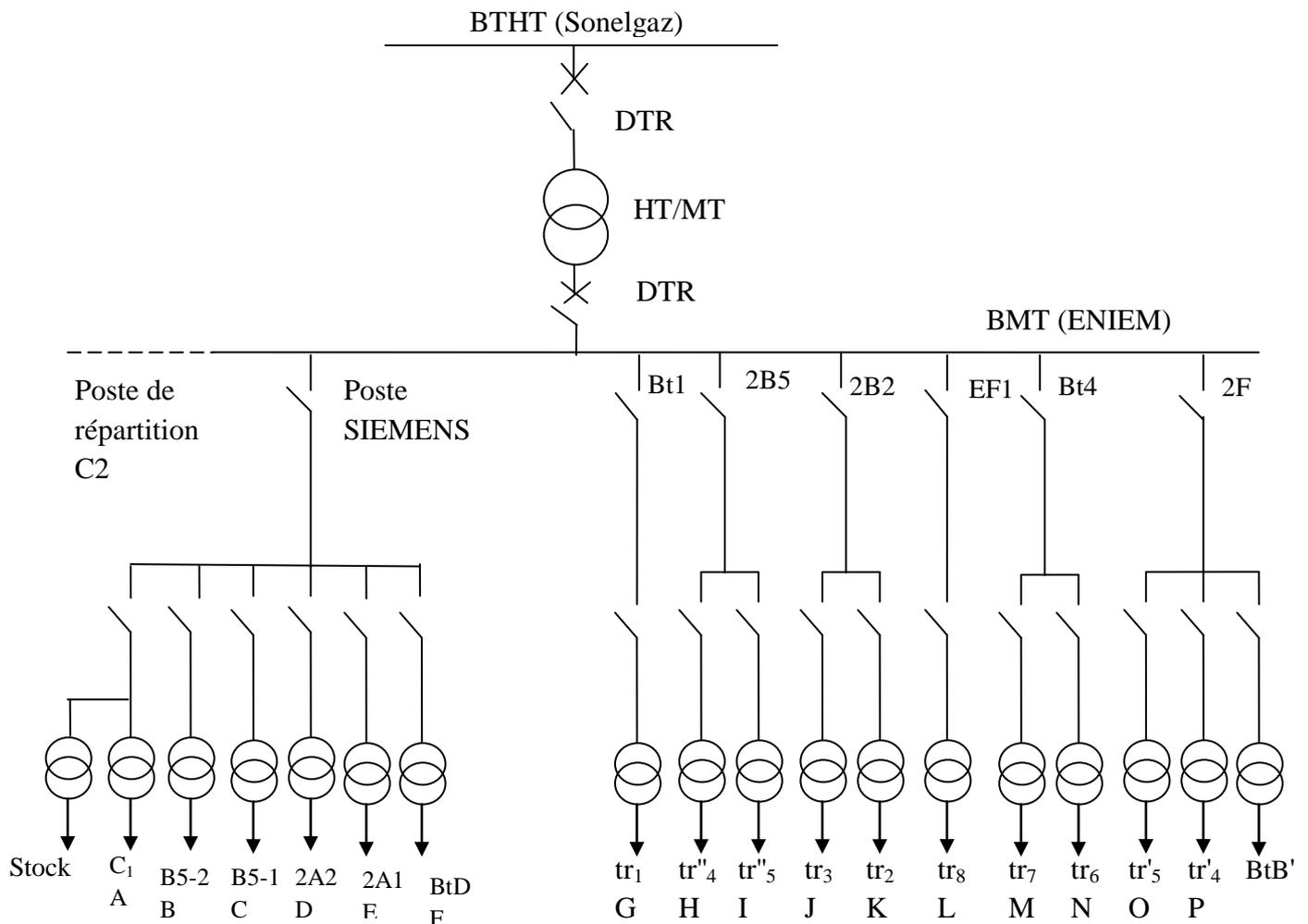
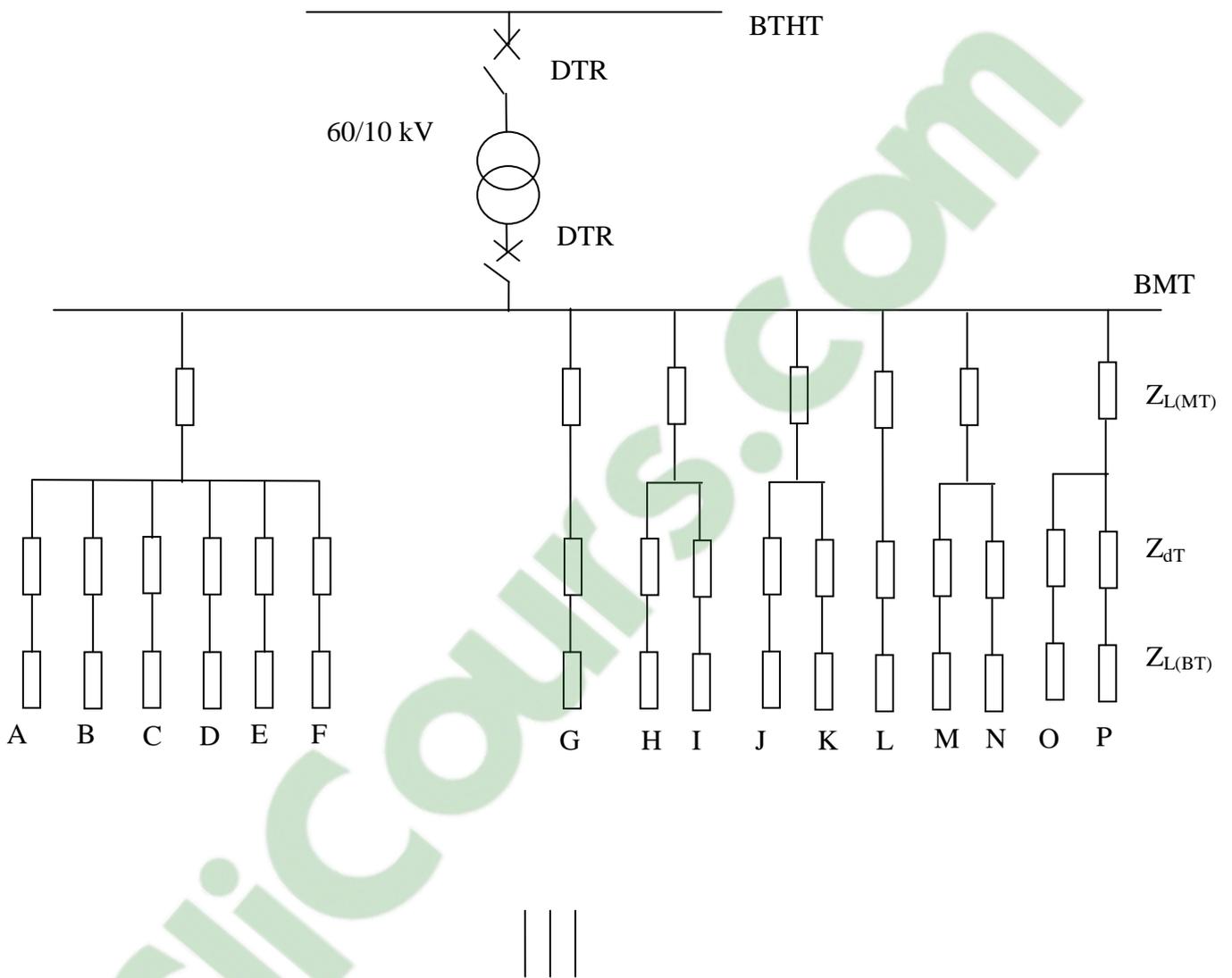
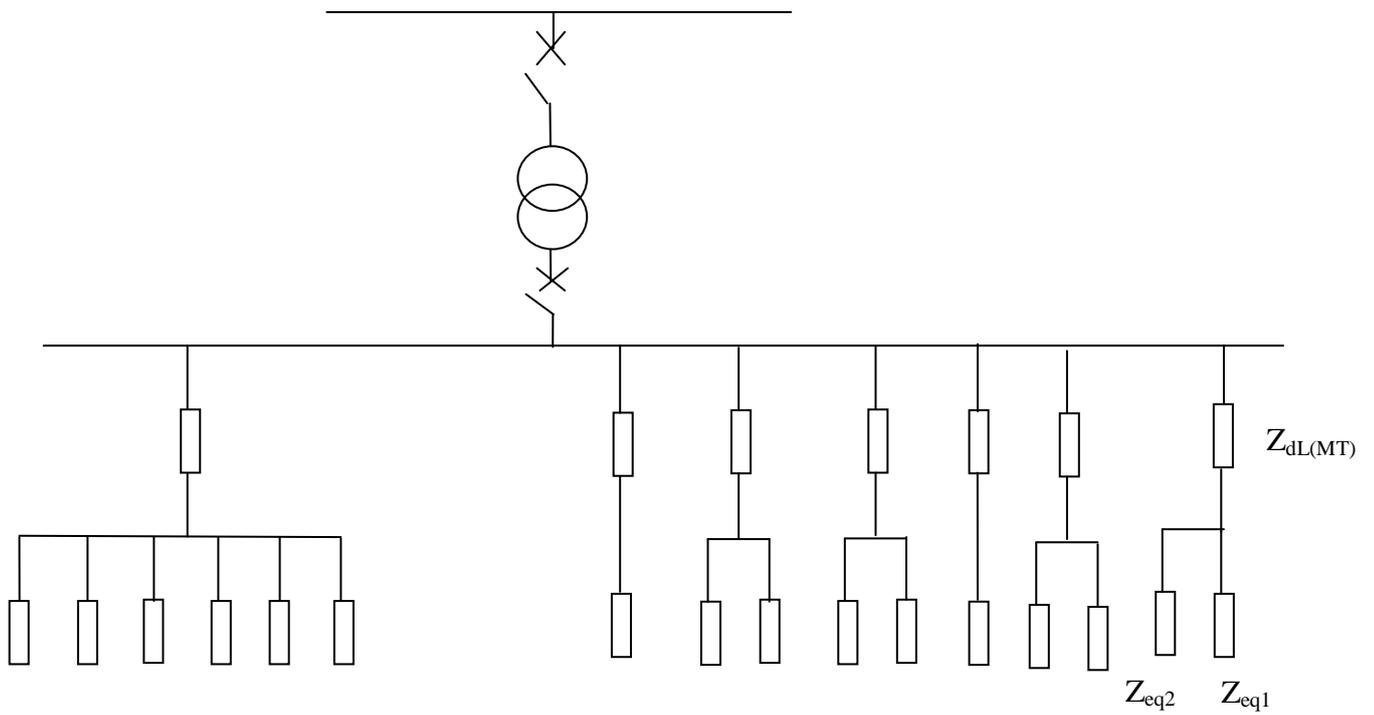


Figure (IV-5) : Schéma simplifié unifilaire du poste C₂-livraison et répartition 10 kV de l'ENIEM :

Remarque : les postes stock, bloc Bt B') sont largement inférieurs aux autres postes, donc on peut les négliger.

Schéma équivalent unifilaire :





$$Z_{eq} = Z_{dT} + Z_{L(BT)}$$



Avec : $Z_{eqn} = Z_{dT} + Z_{dL(BT)}$ pour les tronçons (Z_{eqn}) (G, H, I, J, K, L, M, N, O et P), on procède aux réglages des protections des relais des postes MT/BT.

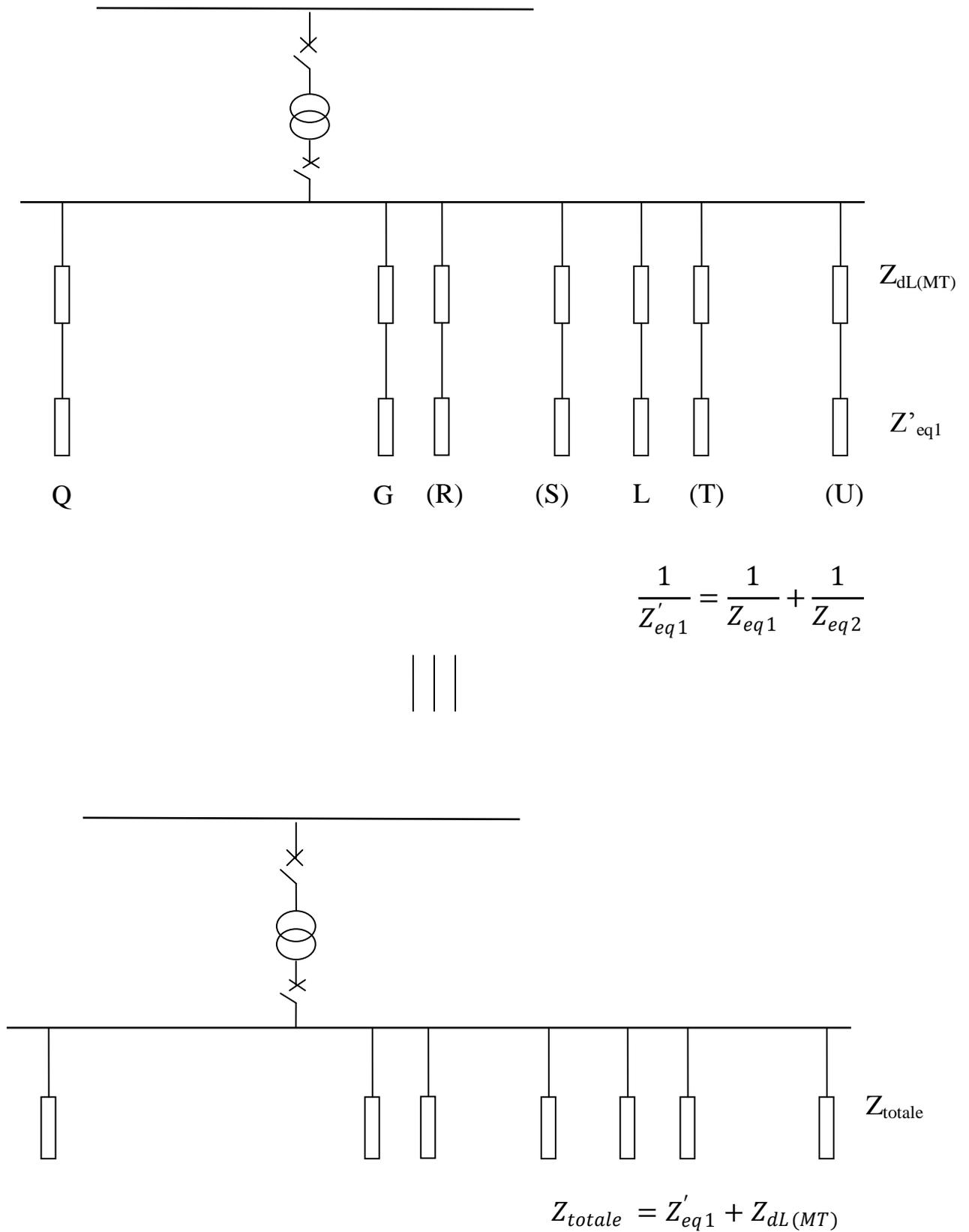


Figure (IV-6) : Schéma équivalent unifilaire



Remarque :

$$Q = A // B // C // D // E // F$$

$$R = H // I$$

$$S = J // K$$

$$T = M // N$$

$$U = O // P$$

IV.4 Réglage des protections :**IV.4.1 Calcul des impédances et les courants de court-circuit des lignes et des transformateurs :****IV.4.1.1 Impédance du réseau HT ramenée en MT:**

On calcul cette impédance par la formule donnée à (II.9.1):

$$Z_{dHT} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \frac{(10.5)^2}{7500} = 0.0147 \Omega$$

IV.4.1.2 Impédance du transformateur HT/MT :

En appliquant la formule (II.9.2), on obtient :

$$Z_{dT} = X_T = \frac{U_{cc} \%}{100} \times \frac{U_{nt}^2}{S_n} = \frac{10.2}{100} \times \frac{(10.5)^2}{20} = 0.562 \Omega$$

IV.4.1.3 Impédances des lignes et des transformateurs des départs MT/BT et les départs MT ainsi que leurs courants de court-circuit correspondants :

L'exemple à prendre c'est le poste MT/BT du Bt₁.

Données de base :

Puissance de court-circuit côté HT=7000MVA

Transformateur HT/MT 60/10KV de 60MVA

Longueur et section de la dorsale souterraine ; L (cuivre)=660m, S=240mm²

Transformateur MT/BT de 2000KVA avec couplage D Y_{n11}

Longueur et section de la dorsale souterraine ; L (cuivre)=160m, S=2x240mm²

Le rapport de TC = $\frac{125}{5}$ (A)

❖ Calcul pour le poste MT/BT en utilisant la tension de référence

MT

Calcul de R :

$$R_1 = \frac{\rho \times L_1}{S_1} \times m^2 \quad \text{Avec :}$$

$$m : (\text{rapport de transformation}) = \frac{U_1}{U_2} = \frac{10.5}{0.4} = 26.25$$

$$\rho = 0.0225 \, \Omega \text{mm}^2/\text{m}$$

$$L = 160 \text{ m}$$

$$S = 2 \times 240 \text{ mm}^2 \quad \text{Donc :}$$

$$R_1 = \frac{0.0225 \times 160}{2 \times 240} \times \left(\frac{10.5}{0.4}\right)^2 = 5.17 \, \Omega$$

Calcul de X :

$$X_1 = X_0 \times L_1 \times m^2$$

Tel que : $X_0 = 0.08 \, \Omega/\text{Km}$ (donné par la SONELGAZ pour les câbles souterrains)

$$X_1 = 0.08 \times 0.16 \times \left(\frac{10.5}{0.4}\right)^2 = 8.82 \, \Omega$$

➤ Calcul de Z_{dL} :

$$Z_{dL} = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$Z_{dL} = \sqrt{5.17^2 + 8.82^2} = 10.22 \, \Omega$$

➤ Calcul de Z'_{dT} :

$$Z'_{dT} = \frac{U_{cc} \%}{100} \times \frac{U_{nt}^2}{S_n}$$

$$Z'_{dT} = \frac{7}{100} \times \frac{(10.5)^2}{2} = 3.86 \, \Omega$$

➤ Calcul de Z (totale) :

$$Z (\text{totale}) = Z_{dHT} + Z_{dT} + Z_{dL} + Z'_{dT}$$

$$Z (\text{totale}) = 0.0147 + 0.562 + 10.22 + 3.86 = 14.66 \, \Omega$$

➤ **Calcul de courant de court-circuit (I_{ccb}) MT et BT :**

$$I_{ccb_{MT}} = \frac{U_n}{2 \times Z(\text{tot})} = \frac{10500}{2 \times 14.66} = 358.12 \text{ A}$$

$$I_{ccb_{BT}} = I_{ccb_{MT}} \times TC' = 358.12 \times \frac{5}{125} = 14.32 \text{ A}$$

$$\text{Avec : } TC' = \frac{1}{TC}$$

❖ **Calcul pour les départs MT :**

Calcul de R :

$$R_2 = \frac{\rho \times L_2}{S_2} = \frac{0.0225 \times 660}{240} = 0.062 \Omega$$

Calcul de X :

On a $X_0 = 0.1 \Omega/\text{Km}$ (pour poste MT)

$$X_2 = 0.1 \times 0.66 = 0.066 \Omega$$

➤ **Calcul de Z_{dL} :**

$$Z_{dL} = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$Z_{dL} = \sqrt{0.062^2 + 0.066^2} = 0.09 \Omega$$

➤ **Calcul de Z (totale) :**

$$Z'_{eq} = Z'_{dT} + Z_{dL(Bt)}$$

$$Z(\text{totale}) = Z_{dHT} + Z_{dT} + Z_{dL(Mt)} + Z'_{eq}$$

$$Z(\text{totale}) = 0.0147 + 0.56 + 0.089 + 14.07 = 14.73 \Omega$$

➤ **Calcul de courant de court-circuit (I_{ccb}) MT et BT :**

$$I_{ccb_{MT}} = \frac{U_n}{2 \times Z(\text{tot})} = \frac{10500}{2 \times 14.73} = 356.4 \text{ A}$$

$$I_{ccb_{BT}} = I_{ccb_{MT}} \times TC' = 356 \times \frac{5}{125} = 14.24 \text{ A}$$

Données de base pour le poste MT/BT et les départs MT :

Bâtiments	Transfo	Puissance (KVA)	Tension (U_{cc})	Couplage du transfo	Rapport de la transformation	Calibre de TC (A)
Bt1	tr ₁	2000	7%	D Y _{n11}	26.25	125/5
Bt2B2	tr ₂	2000	7%	D Y _{n11}	26.25	150/5
	tr ₃	800	4.5%			
Bt2F	tr' ₄	1000	6%	D Y _{n11}	26.25	150/5
	tr' ₅	1600	7%			
Bt4	tr ₆	2500	7%	D Y _{n11}	26.25	400/5
	tr ₇	3150	7%			
BtEF1	tr ₈	2500	7%	D Y _{n11}	26.25	150/5
Bt5	tr'' ₄	1000	5.9%	D Y _{n11}	26.25	250/5
	tr'' ₅	1000	5.9%			

Tableau (IV-3) : Données de base pour le poste MT/BT et les départs MT

Départs	CABLE MT		CABLE BT		S (MVA)	U _{cc} %
	L (km)	S (mm ²)	L (km)	S (mm ²)		
C ₂ → C ₁	0,58	240	0,5	240	0,800	6,010
C ₂ → 2A1	0,25	240	0,15	185	0,800	5,700
C ₂ → 2A2	0,23	240	0,1	95	0,800	5,700
C ₂ → B5-1	0,44	240	0,245	185	0,800	5,970
C ₂ → B5-2	0,44	240	0,165	185	0,800	5,970
C ₂ → D	0,13	240	0,35	95	0,630	6,150

Tableau (IV-4) : Données de base pour les nouveaux départs MT

Résultats de calcul pour le poste MT/BT

Tronçon	Départs	R (Ω)	X (Ω)	Z _{dL} (Ω)	Z' _{dT} (Ω)	Z _{dHT} (Ω)	Z _{dT} (Ω)	Z(tot)(Ω)	I _{ccb} (A)
G	C ₂ →Bt1	5.17	8.82	10.22	3.86	0.0147	0.562	14.66	358
H	C ₂ →Bt5→tr'' ₄	2.24	2.87	3.64	6.5	0.0147	0.562	10.71	490
I	C ₂ →Bt5→tr' ₅	5.28	6.94	8.72	6.5	0.0147	0.562	15.8	332
J	C ₂ →2B2→tr ₃	20.67	8.82	22.47	6.2	0.0147	0.562	29.25	179
K	C ₂ →2B2→tr ₂	2.07	1.1	2.34	3.85	0.0147	0.562	6.77	775
L	C ₂ →EF1→tr ₈	1.26	1.65	2.08	3.09	0.0147	0.562	5.75	913
M	C ₂ →Bt4→tr ₆	2.32	1.98	3.05	3.09	0.0147	0.562	6.72	781
N	C ₂ →Bt4→tr ₇	1.45	1.54	2.11	2.45	0.0147	0.562	5.14	1021
O	C ₂ →BtF→tr' ₄	2.8	5.95	6.57	6.6	0.0147	0.562	13.75	381
P	C ₂ →BtF→tr' ₅	3.75	3.4	5.06	4.82	0.0147	0.562	10.46	501

Tableau (IV-5) : Impédances des lignes et transformateurs des postes MT/BT et leurs courant de court-circuit correspondant

Les résultats de calcul pour les départs MT

Tronçon	Départs	R (Ω)	X (Ω)	Z _{dL} (Ω)	Z _{dHT} (Ω)	Z _{dT} (Ω)	Z' _{eq} (Ω)	Z(tot)(Ω)	I _{ccb} (A)
G	C ₂ →Bt1	0.06	0.066	0.089	0.0147	0.562	14.07	14.73	356
R	C ₂ →Bt5	0.036	0.038	0.052	0.0147	0.562	6.08	6.71	782
S	C ₂ →2B2	0.062	0.0658	0.09	0.0147	0.562	5.09	5.76	912
L	C ₂ →EF1	0.063	0.067	0.092	0.0147	0.562	5.17	5.84	899
T	C ₂ →Bt4	0.036	0.038	0.052	0.0147	0.562	2.61	3.24	1620
U	C ₂ →Bt2F	0.011	0.012	0.016	0.0147	0.562	5.64	6.23	842

Tableau (IV-6): Impédances des lignes et des départs MT et leurs courant de court circuit correspondant

Départs	R (Ω)	X (Ω)	Z _{dL} (Ω)	Z _{dT} (Ω)	Z _{dT} (Ω)	Z _{dHT} (Ω)	Z _{dtot} (Ω)	I _{ccb} (A)
C ₂ →C ₁	0,054	0,058	0,080	7,513	0,51	0,556	8,658	578
C ₂ →2A1	0,023	0,025	0,034	7,125	0,51	0,556	8,225	608
C ₂ →2A2	0,022	0,023	0,032	7,125	0,51	0,556	8,222	608
C ₂ →B5-1	0,041	0,044	0,060	7,463	0,51	0,556	8,588	582
C ₂ →B5-2	0,041	0,044	0,060	7,463	0,51	0,556	8,588	582
C ₂ →D	0,012	0,013	0,018	9,762	0,51	0,556	10,845	461

Tableau (IV-7): Impédances des lignes et des nouveaux départs MT et leurs courant de court circuit correspondant

IV.4.2 Réglage des protections des départs MT et MT/BT :

IV.4.2.1 Pour les départs MT/BT :

– **Caractéristiques des protections des postes 2B2 et 2B5 :**

Ils sont protégés par des relais de type A321-1 qui comportent :

- 1 relais de phase réglable de 2 à 16A
- 1 relais homopolaire réglable de 0.25 à 2A
- 1 relais de temps réglable de 0.28 à 2.8s

– **Caractéristiques des protections des postes Bt1, 2F, Bt4 et EF1 :**

Ils sont protégés par des relais de type PAKS 41-22 qui comportent :

- 2 relais de phase de type RMA 420-2 réglable de 5 à 22A
- 1 relais homopolaire de type RMA 422-2 réglable de 0.5à 1A
- 1 relais de temps RT 210 réglable de 0.2 à 1.5s

Exemple de réglage (en prend le départ Bt1) :**– Réglage de relais de phase du 1^{er} seuil :****Calcul de $0.85I_{ccb}$:**

$$I_{ccb}=358 \text{ A}$$

$$0.85I_{ccb(MT)}=304 \text{ A}$$

$$0.85I_{ccb_{BT}} = 304 \times \frac{5}{125} = 12.16 \text{ A}$$

Calcul de KI_{LT} :

D'après le tableau (1) de l'annexe pour le départ souterrain, la section en cuivre $S=240\text{mm}^2$ correspond à un courant de limite thermique ($I_{LT}=430 \text{ A}$).

$$K=1.2$$

$$S=2 \times 240 \text{ mm}^2$$

$$KI_{LT(MT)} = 1.2 \times 2 \times 430 = 1032 \text{ A}$$

$$KI_{LT(BT)} = 1032 \times \frac{5}{125} = 41.28 \text{ A}$$

$$0.85I_{ccb} < KI_{LT}$$

Le réglage à adopté est de $I_{R1}=12 \text{ A}$

✓ Réglage du relais de temps :

$$t_{R1}=0.5 \text{ s}$$

– Réglage de relais de phase du 2^{ème} seuil :

$$I_{R2} = 2 I_{R1} = 2 \times 12.16 = 24.32 \text{ A}$$

$$t_{R2}=0 \text{ s}$$

– Réglage du relais homopolaire:**Calcul de $K3I_0$:**

$$3I_0=4.8 \text{ A/Km}$$

$$L_1=0.16 \text{ Km}$$

$$3I_0=4.8 \times L_1=4.8 \times 0.16=0.77\text{A}$$

$$K=1.5 \text{ donc } K3I_0=1.5 \times 0.77=1.15 \text{ A en (MT).}$$

$$K3I_{0BT} = 1.15 \times TC' = 1.15 \times \frac{5}{125} = 0.05 \text{ A en (BT).}$$

Le réglage à adopté est de $I_{R0}=0.5 \text{ A}$

- **Réglage du relais de temps :**

$$t_{R1}=0.3 \text{ s}$$

IV.4.2.2 Pour les départs MT :

- **Caractéristiques des protections des départs MT :**

Ils sont protégés par des relais de type PAKS 36-32 qui comportent :

- 2relais de phase réglable de 0.5 à 16 A
- 1 relais homopolaire réglable de 0.05 à 1.5 A
- 1 relais de temps réglable de 0.006 à 0.96 s

Remarque :

Les postes BtB et le stock sont protégés par des fusibles de HPC (haut pouvoir de coupure)

- **Réglage de relais de phase du 1^{er} seuil :**

Calcul de $0.85I_{ccb}$:

$$I_{ccb}=356 \text{ A}$$

$$0.85I_{ccb(MT)}=0.85 \times 356=302 \text{ A}$$

$$0.85I_{ccb_{BT}}=302 \times \frac{5}{125}=12.08 \text{ A}$$

Calcul de KI_{LT} :

$$K=1.2 \quad I_{LT}=430 \text{ A}$$

$$S=240 \text{ mm}^2$$

$$KI_{LT(MT)}=1.2 \times 430=516 \text{ A}$$

$$KI_{LT(BT)}=516 \times \frac{5}{125}=20.64 \text{ A}$$

$$0.85I_{ccb} < KI_{LT}$$

Le réglage à adopté est de $I_{R1}=12 \text{ A}$

- ✓ **Réglage du relais de temps :**

$$t_{R1}=1 \text{ s}$$

- **Réglage de relais de phase du 2^{ème} seuil :**

$$I_{R2}=2 I_{R1}=2 \times 12=24 \text{ A}$$

Le réglage à adopté est de $I_{R2}=16 \text{ A}$, puisque le relais est réglable de 0.5 à 16A

- ✓ **Réglage du relais de temps :**

$$t_{R2}=0.96 \text{ s} \text{ puisque le relais est réglable de } 0.006 \text{ à } 0.96 \text{ s}$$

– **Réglage du relais homopolaire:**

Calcul de $K3I_0$:

$$3I_0 = 4.8 \text{ A/Km}$$

$$L_1 = 0.16 \text{ Km et } L_2 = 0.66 \text{ Km}$$

$$3I_0 = 4.8 \times (L_1 + L_2) = 4.8 \times (0.16 + 0.66) = 3.936 \text{ A}$$

$$K = 1.5 \text{ donc :}$$

$$K3I_0 = 1.5 \times 3.936 = 5.9 \text{ A en (MT).}$$

$$K3I_{0BT} = 5.9 \times TC' = 5.9 \times \frac{5}{125} = 0.24 \text{ A en (BT).}$$

$$I_{0R} \geq 0.24 \text{ A}$$

Le réglage à adopté est de $I_{R0} = 0.3 \text{ A}$

Remarque(1) :

Le relais détectera tous les défauts de résistance inférieure ou égale à :

$$R = \frac{\frac{U_n}{\sqrt{3}}}{\text{calibre } TC \times K3I_0} - R_n \quad R_n = 0$$

$$R = \frac{10500}{\sqrt{3} \times \frac{125}{5} \times 0.23} = 1054.3 \Omega$$

✓ **Réglage du relais de temps :**

$$t_{R02} = t_{R01} + 0.3 \text{ s} = 0.3 + 0.3 = 0.6 \text{ s}$$

Remarque(2) :

Le sepam (relais de la nouvelle installation) est sensible, son réglage est fiable donc, on prend une temporisation sensible (petite) au contraire des anciens relais Paks.

IV.4.3 Réglage de la protection de l'arrivée :

Sachant que L'ENIEM demande une puissance de 7.5 MVA de la SONELGAZ

En appliquant la formule (III.9.1), nous trouvons la valeur de relais de phase.

$$I_{nt} = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n} = \frac{7.5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 10^3} = 412.4 \text{ A}$$

$$I_R = (1.3 \div 1.4)I_{nT} = 577.4 \text{ A}$$

➤ **Réglage de relais homopolaire :**

On a la somme des ($3I_0$) de tous les départs est inférieure à 100A (d'après la SONELGAZ), alors $\beta \approx 1$ (voir annexe1 de la courbe (1)).

$$\frac{1.2I_{R0 \max}}{\beta} \quad (\text{III.9.2})$$

$$I_{R0} = 1.2 \times I_{R0 \max} = 1.2 \times 0.3 = 0.36 \text{ A}$$

Le réglage à adopter est 0.4 A

➤ **Réglage du relais de temps :**

$$t_{R1 \text{ arrivée}} = 0.3 + t_{R1 \text{ départ}} = 0.3 + 0.5 = 0.8 \text{ s}$$

$$t_{R0 \text{ arrivée}} = 0.3 + t_{R0 \text{ départ}} = 0.3 + 0.6 = 0.9 \text{ s}$$

Les résultats de calcul pour le réglage des postes MT/BT :

départs	$0.85I_{\text{ccb(BT)}}$	$KI_{\text{LT(BT)}}$	1 ^{er} seuil		2 ^{ème} seuil		Homopolaire I_{0R}	
			$I_{R1}(\text{A})$	$t_{R1}(\text{s})$	$I_{R2}(\text{A})$	$t_{R2}(\text{s})$	$I_{R0}(\text{A})$	$t_{R0}(\text{s})$
Bt1 → tr ₁	12.16	41.28	12	0.5	22	0	0.5	0.3
Bt5 → tr'' ₄	8.33	17.52	8	0.5	16	0	0.25	0.3
Bt5 → tr'' ₅	5.64	17.52	5	0.5	10	0	0.25	0.3
2B2 → tr ₃	5.07	11.2	4.5	0.5	9	0	0.25	0.3
2B2 → tr ₂	21.9	19.2	16	0.5	16	0	0.25	0.3
EF1 → tr ₈	25.9	29.2	22	0.5	22	0	0.5	0.3
Bt4 → tr ₆	8.3	6.45	6	0.5	12	0	0.5	0.3
Bt4 → tr ₇	10.85	7.35	7	0.5	14	0	0.5	0.3
2F → tr' ₄	10.80	39.2	10	0.5	20	0	0.5	0.3
2F → tr' ₅	14.20	17.2	14	0.5	22	0	0.5	0.3

Tableau (IV-8) : Réglage des postes MT/BT

Les résultats de calcul pour le réglage des départs MT :

départs	$0.85I_{ccb(BT)}$	$KI_{LT(BT)}$	1 ^{er} seuil		2 ^{eme} seuil		Homopolaire I_{0R}	
			$I_{R1}(A)$	$t_{R1}(s)$	$I_{R2}(A)$	$t_{R2}(s)$	$I_{R0}(A)$	$t_{R0}(s)$
$C_2 \rightarrow Bt1$	12.1	20.64	12	1	16	0.96	0.3	0.6
$C_2 \rightarrow Bt5$	13.29	10.32	10	1	16	0.96	0.1	0.6
$C_2 \rightarrow 2B2$	25.84	17.2	16	1	16	0.96	0.2	0.6
$C_2 \rightarrow EF1$	25.50	17.2	16	1	16	0.96	0.2	0.6
$C_2 \rightarrow Bt4$	17.21	6.45	6	1	12	0.96	0.05	0.6
$C_2 \rightarrow 2F$	23.86	17.2	16	1	16	0.96	0.05	0.6

Tableau (IV-9) : Réglage des départs MT

En prenant : $K=1,2$ $I_{LT}=430A$

Départs	$0,85*I_{ccb}$	$K*ILT$	1 ^{er} seuil		2 ^{eme} seuil		Homopolaire I_{0R}			
			$I_{R1}(A)$	$t_{R1}(ms)$	$I_{R2}(A)$	$t_{R2}(ms)$	$3I_0$	$K*3I_0$	$I_{0R} (A)$	$t(ms)$
$C_2 \rightarrow C_1$	490,90	516	490	50	70	400	5,184	7,78	8	100
$C_2 \rightarrow 2A1$	516,73	516	516	50	70	400	1,92	2,88	3	100
$C_2 \rightarrow 2A2$	516,90	516	516	50	70	400	1,584	2,38	3	100
$C_2 \rightarrow B5-1$	494,86	516	490	50	70	400	3,288	4,93	5	100
$C_2 \rightarrow B5-2$	494,86	516	490	50	70	400	2,904	4,36	5	100
$C_2 \rightarrow D$	391,88	516	390	50	54,6	400	2,304	3,46	3	100

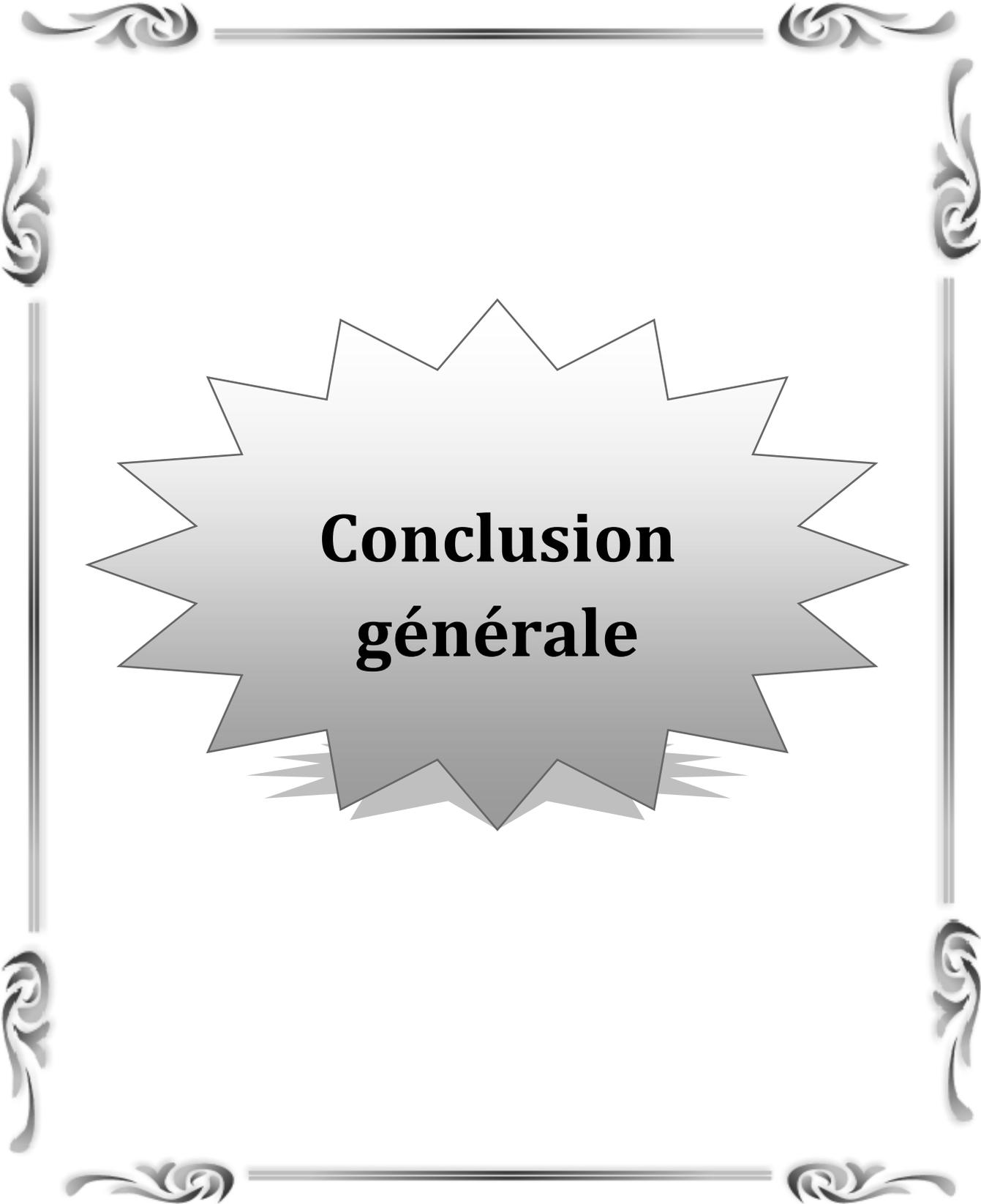
Tableau (IV-10) : Réglage des nouveaux départs MT

IV.5 Conclusion :

D'après ce chapitre, nous pouvons conclure que le calcul et le réglage des protections qui se fait manuellement conduit à des réglages non cohérents avec les prescriptions du guide technique de distributeur.

Afin de palier de ce problème, l'entreprise a installée des nouvelles cellules SHNEIDER (alimentant les anciens postes SIEMENS) dotées de relais de protection sepam (série 20) accompagné d'un logiciel de paramétrage à qui on injecte les données, cela permet d'automatiser la méthode de calcul

L'emploi de la technologie numérique garantit la facilité de la tache et la détermination des réglages affichés.



**Conclusion
générale**

Conclusion générale

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

Le travail que nous avons effectué nous a permis de cerner les différents défauts qui peuvent se manifester, ensuite de mettre en évidence les différentes protections et leurs réglages au niveau des départs moyenne tension et aussi des postes MT/BT de l'entreprise ENIEM que ça soit pour les anciennes installations « cellules SEIMENS » ou pour les nouvelles « cellules SHNEIDER ».

La protection du réseau MT est généralement à maximum de courant, elle est aussi caractérisée par un temps indépendant.

Après avoir terminé l'application, on est arrivée à conclure que le calcul des protections qui se fait manuellement, aboutit à des réglages non cohérents avec ce qui est mentionné dans le guide technique du distributeur. Ce qui conduit à un mauvais fonctionnement et une difficulté d'exploitation.

Pour bien protéger les départs, il est préférable de passer vers la protection digitale (numérique).

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



Annexe

Annexe 1

Dans les câbles

L'intensité I_n (en A) admissible dans un câble de section réelle S (en mm^2) s'exprime approximativement par une formule : $I_n = K \cdot S^{0,6}$ (1)

Valeurs du coefficient K correspondant aux câbles courants.

Tension (kV)	Type	Isolant	Coefficient K			
			Enterré		Dans l'air	
			Cu	Alu	Cu	Alu
1 (BT)	T.C.N.R. (3+N)	C, P.I., P.C.V.	20	16	14	11
		C.B., P.R.C.	22	18	18	14
	Torsade	P.C.V. Spécial P.R.C., Hypalon	20	16	18	14
5,5	T.C.N.R.	P.I.M.V.	18	14	12,5	10
10 - 15	T.C.N.R.	P.I.M.V.	16	12,5	11	9
20	3 U	P.I.M.V.	18	14	14	11
		P.I.M.S.	20	16	18	14
		P.E., P.C.V.	20	16	20	16
		C.B.	25	20	22	18
	T.C.R.	P.I.M.V.	18	14	11	9
		P.I.M.S.	20	16	16	12,5

Légende :

Type :

- T.C.N.R. : Tripolaire à champ non radial
- 3 U : 3 unipolaires
- T.C.R. : Tripolaire à champ radial

Isolant :

- C : Caoutchouc
- CB : Caoutchouc butyle
- P.I. : Papier imprégné
- P.I.M.V. : Papier imprégné de matière visqueuse
- P.I.M.S. : Papier imprégné de matière stabilisée
- P.E. : Polyéthylène
- P.C.V. : Polychlorure de vinyle
- P.R.C. : Polyéthylène réticulé chimiquement.

Le tableau donne pour les sections normalisées comprises entre 1,5 et 1000 mm^2 les intensités correspondant à 12 valeurs du coefficient K.

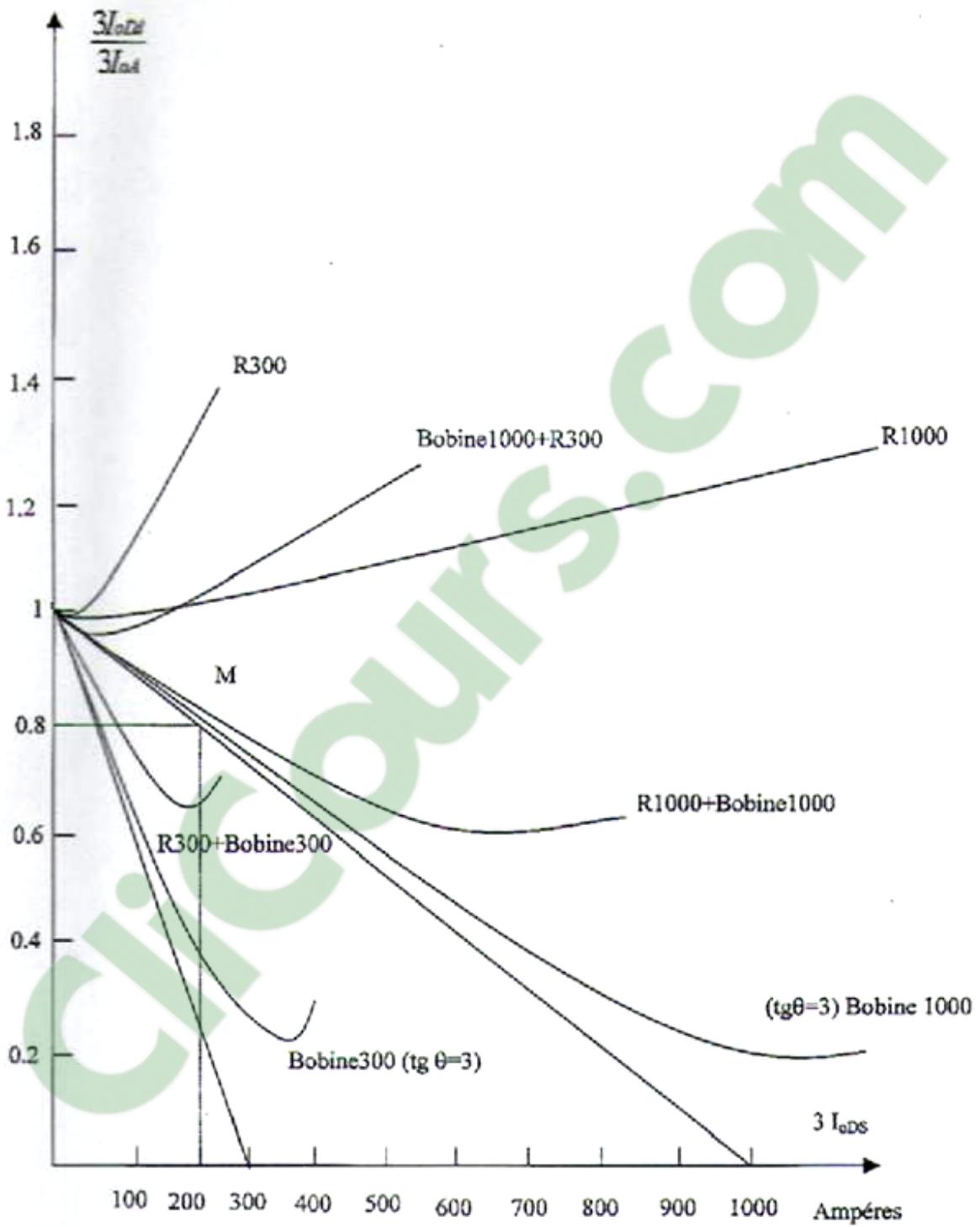
Le diagramme reproduit ce tableau sous forme d'abaque pour les sections les plus courantes.

(1) Cette méthode ne donne qu'une valeur approchée de l'intensité admissible. Des valeurs plus précises sont données dans les normes en vigueur et sont rappelées dans les chapitres B 34-4 et B 35-4 du Guide Technique de la Distribution.

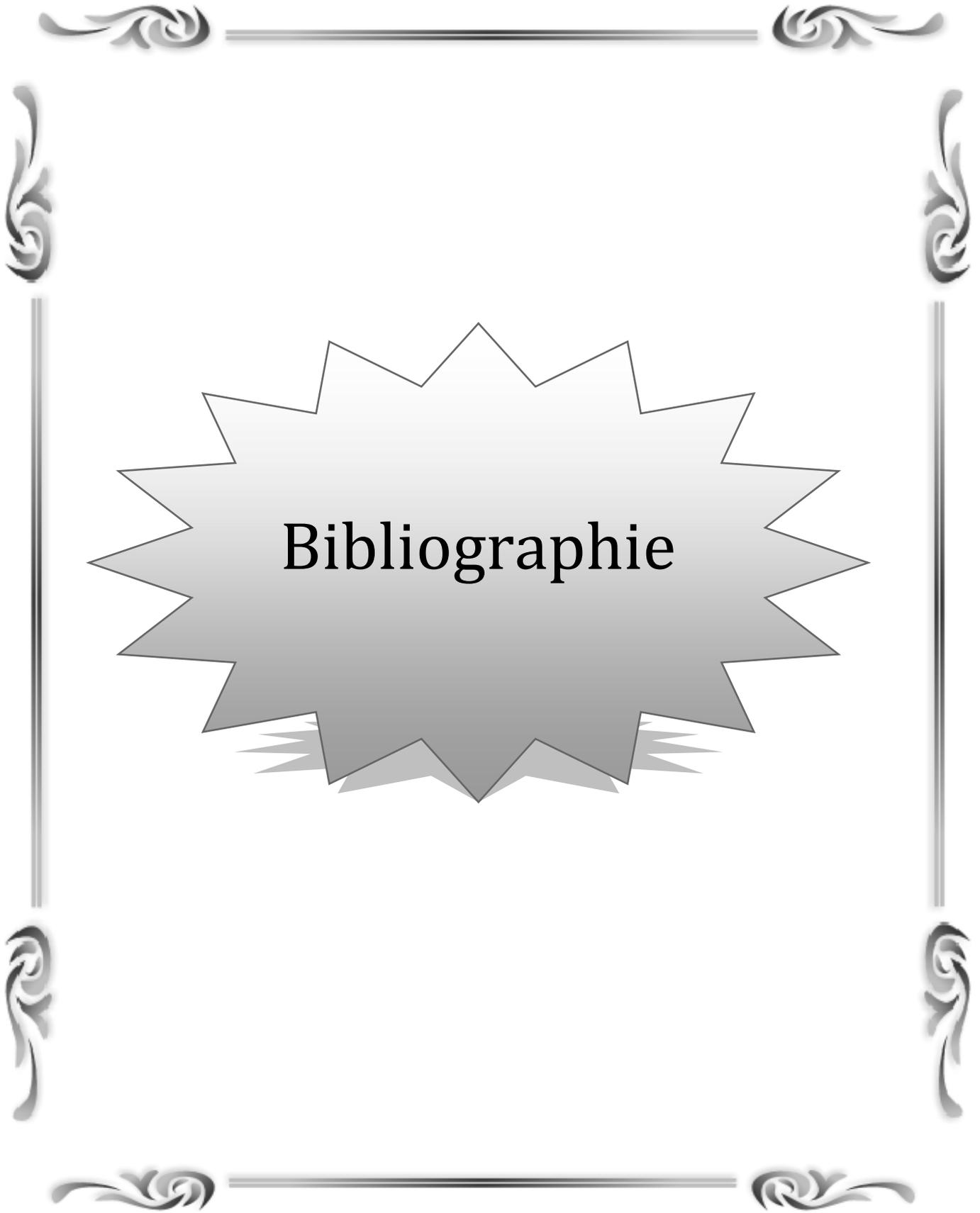
INTENSITES ADMISSIBLES DANS LES CABLES (en A)

S (mm ²)	Coefficient K											
	7	8	9 ^{Gr}	10	11 ^{Gr}	12,5 ^{Gr}	14	16 ^{Gr}	18*	20	22	25
1,5	9	10	11	13	14	16	18	20	23	26	29	32
2,5	12,5	14	15	17	20	22	25	28	31	35	39	44
4	16	18	21	23	26	29	32	36	41	46	52	58
6	20,5	23	26	29	33	37	41	47	52	59	66	74
10	28	32	35	40	45	50	56	63	71	80	89	100
16	37	42	47	53	59	66	74	83	94	106	118	132
25	49	55	62	69	78	87	98	110	124	138	156	174
35	60	67	75	84	95	106	120	134	150	168	190	215
50	72	80	90	102	114	128	144	160	180	205	230	255
70	89	100	112	126	142	160	178	200	225	255	285	320
95	107	122	136	154	172	194	215	245	275	305	345	385
120	125	140	158	176	198	225	250	280	315	355	395	445
150	142	160	178	200	225	255	285	320	355	400	450	510
185	162	182	205	230	255	290	325	365	410	460	510	580
240	192	215	240	270	305	340	385	430	480	540	610	680
300	220	245	275	310	345	390	440	490	550	620	690	780
400	255	285	320	360	405	450	510	570	640	720	810	900
500	290	325	365	410	460	515	580	650	730	820	920	1040
630	340	380	430	480	540	610	680	760	860	960	1080	1220
800	395	445	495	560	630	700	790	890	990	1120	1260	1400
1000	450	510	570	640	720	800	900	1020	1140	1280	1440	1600

Tableau(1)



Courbe (1)



Bibliographie

BIBLIOGRAPHIE

[1] : K. GHEMMOURI et L. HAMMOUCHE.

« Réglage des relais de protection pour les départs moyenne tension au complexe de l'ENIEM ».

Projet de fin d'étude (D.E.U.A). Université de TIZI-OUZOU année 2006.

[2] : D.MOHAMMEDI, DJ. MOHAMMEDI et T.MOHANSAID.

« Détermination des seuils de réglage des protections moyenne tension ».

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

[3] : S.ABBASSEN et N.KACED.

« Etude des protections des départs MT application poste 60/30KV FREHA ».

Projet de fin d'étude (ingénieur). Université de TIZI-OUZOU année 2008.

[4] : Guide de conception des réseaux électriques industriels, T&D

6883 427/ A, Schneider électrique.

[5] : <http://www.schneider-electric.com/corporate/fr/produits-services/cahiers-techniques/reseaux.page>

[6] : Jean-Michel DELBARRE « Postes à haute et très haute tension ».

Technique de l'ingénieur MERLIN GERIN D4570.

[7] : PHILIPPE CARRIVE « Réseaux de distribution ».

Technique de l'ingénieur MERLIN GERIN D4210.

[8] WIKIPEDIA « Court-circuit, Sectionneur, Surtension, Eclateur, Transformateur électrique, Protection des réseaux électriques, Les relais, Appareillage électrique à haute tension ».

[9] : ENCYCLOPEDIE SCIENTIFIQUE en ligne files « Disjoncteur »

[10] : CHRISTIAN PURET « Les réseaux de distribution publique moyenne tension dans le monde ».

Cahier technique Schneider électrique n°155 année 1991.

[11] : THEODORE WILDI – GILBERT SYBILLE

« Electrotechnique ». Edition 4.

[12] : Benoît de METZ-NOBLAT

« Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques »

Cahier technique Schneider électrique n°18 année 2005.

BIBLIOGRAPHIE

[13] : S.KHEMRI et B.MAOUEL

« Protection numérique et mise en service d'une installation électrique et son réseau de distribution »

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

[14] : Alain CROGUENOC.

« Protection des réseaux à basse tension de distribution publique »

Technique de l'ingénieur D4815.

[15] : Claude CORROYER et Pierre DUVEAU

« Protection des réseaux de transport et de répartition »

Technique de l'ingénieur D4805.

[16] : G. VALENTIN, R. FONDEUR, B. JOYEUX-BOUILLON, J.C .TURPAIN.

« Postes à moyenne tension ». Technique de l'ingénieur D4600.