

Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche Scientifique

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Badji Mokhtar Annaba University  
Université Badji Mokhtar – Annaba  
Faculté de Technologie



جامعة باجي مختار – عنابة

كلية التكنولوجيا

Département Electrotechnique

قسم الكهروتقني

## Thèse

Présentée pour obtenir le diplôme de

## Doctorat En Science

Filière : ELECTROTECHNIQUE

Spécialité : Electrotechnique

Par : BENHAMIDA HAKIM

## Thème

**Analyse et identification des défauts de court-circuit du  
Système de distribution électrique du complexe**

**SIDER-El-Hadjar**

Thèse soutenue le : 23/06/2022

Devant le jury composé de :

M. LABAR Hocine	Prof.	Université Badji Mokhtar	Annaba	Président
M. MESBAH Tarek	Prof.	Université Badji Mokhtar	Annaba	Rapporteur
M. DIB Djallel	Prof.	Université Larbi Tébessi	Tebessa	Examineur
M. LADJIMI Abdelaziz	Prof.	Université 8 Mai 1945	Guelma	Examineur

## " تحليل وتحديد أعطال الماس الكهربائي في النظام التوزيع الكهربائي لمجمع سيدر الحجار" الملخص:

أدى إغلاق محطة الطاقة الحرارية (CT) إلى زيادة التحميل على شبكة توزيع SIDER-ELHADJAR ؛ تركيب محول 120مغافولط امبير جديد لاستبدال محول 70مغافولط امبير في المحطة الفرعية رقم 4 ، هو حل تقني يلبي الحاجة الداخلية لتشغيل شبكة توزيع الكهرباء.

يعد التحقق من المقاومة الحرارية لقضبان التوصيل بعد زيادة الطاقة خطوة مهمة للتحقق من صحة تشغيل الشبكة بسبب التأثيرات الحرارية.

الأهداف المتبعة في هذه الأطروحة، هي في الخطوة الأولى لتحديد القيم الدقيقة للحد الأقصى لتيارات الدائرة القصيرة لكل وحدة تغذية 15/63/225 كيلو فولط .

الخطوة الثانية التحقق من المقاومة الحرارية للقضبان باستخدام برنامج CYME ، معيار البرمجيات للشبكات التوزيع الكهربائي. أعطت محاكاة الشبكة نتائج مرضية تؤكد الأداء الصحيح للمعدات.

**كلمات مفتاحية:** التيارات الأولية للدائرة القصيرة ، نظام الإمداد (سيدر - الحجار) ، تيار ماس كهربائي مكافئ حراري ، برنامج Cyme.

# « Analyse et identification des défauts de court-circuit du Système de distribution électrique du complexe SIDER-El-Hadjar »

## **Résumé :**

L'arrêt de la centrale thermique (CT), avait pour conséquence une surcharge sur le réseau de distribution SIDER-ELHADJAR ; l'installation d'un nouveau transformateur 120MVA en remplacement du transformateur 70MVA au niveau poste N°4 arrivée 225KV est une solution technique qui répond au besoin interne de fonctionnement du réseau.

La vérification de la tenue thermique des jeux de barre suite à l'augmentation de puissance est une étape importante pour la validation du fonctionnement du réseau aux effets thermique. Les objectifs poursuivis dans cette thèse, sont dans une première étape de déterminer les valeurs précises des courants de court-circuit maximum pour chaque départ 225KV/63KV/15KV, deuxième étape vérification la tenue thermique des jeux de barre en utilisant logiciel CYME ,un logiciel de référence pour les réseaux de distribution .

La simulation du réseau a donné des résultats satisfaisants confirmant le bon fonctionnement des équipements.

**Mots clés :** courants de court-circuit initiaux, réseau d'alimentation (SIDER-El Hadjar), courant équivalent thermique, logiciel Cyme.

# « Analysis and identification of short-circuit faults in the System electrical distribution of the SIDER-El-Hadjar complex »

## **Abstract:**

The shutdown of the thermal power plant (CT) resulted in an overload on the SIDER-ELHADJAR distribution network; the installation of a new 120MVA transformer to replace the 70MVA transformer at substation N ° 4, 225KV arrival is a technical solution that meets the internal need for network operation.

Verifying the thermal resistance of the bus bars following the increase in power is an important step for validating the operation of the network due to thermal effects. The objectives pursued in this thesis, are in a first step to determine the precise values of the maximum short-circuit currents for each 225KV / 63KV / 15KV feeder, second step to check the thermal resistance of the bus bars using software CYME, a software benchmark for distribution networks.

The simulation of the network gave satisfactory results confirming the correct functioning of the equipment.

**Key words:** initial short-circuit currents, power supply system (SIDER-El Hadjar), thermal equivalent short-circuit current, Cyme software

## Remerciements

Cette thèse était vraiment une bonne occasion qui m'a permis de développer non seulement mes compétences scientifiques et techniques, mais aussi ma personnalité. Durant ces dernières années de préparation de la thèse, j'ai vécu beaucoup de moments difficiles mais il y avait également de bons moments. Parmi eux, je n'oublierai jamais le jour où j'ai publié mon article.

Nous remercions dieu le tout puissant de nous avoir donné la volonté, la santé et la patience durant toutes ces années pour accomplir ce travail.

Je tiens à remercier en tout premier lieu Monsieur **TAREK Mesbah**, Professeur À l'université Badji-Mokhtar qui avait accepté de m'encadrer. Durant la thèse, il m'a donné non seulement la liberté pour développer mes propres idées, mais aussi beaucoup de conseils précieux concernant mes travaux. Il était toujours disponible quand j'avais besoin de ses aides.

Je tiens à remercier également les rapporteurs de thèse:

Monsieur **LADJIMI Abdelaziz**, Professeur à l'université 8 Mai 1945 Guelma et Monsieur **DIB Djallel**, Professeur À Université Larbi Tébessi Tébessa qui nous ont fait l'honneur en acceptant d'examiner et consacré leur temps précieux pour relire mon manuscrit.

Je remercie chaleureusement Monsieur **LABAR Hocine**, Professeur À Université Badji-Mokhtar Annaba Président du jury, et de leur participation à ma soutenance. IL a aussi consacré du temps pour examiner mon manuscrite.

Je remercie Monsieur **BOUNAYA Kamel**, Professeur À Université 8 Mai 1945 Guelma pour son aide et orientation à corriger mon travail et conseil précieux,

Je remercie aussi **M<sup>me</sup> KELAIAI SAMIA**, Docteur À Université Badji- Mokhtar Annaba pour ses aides, ses encouragements et ses conseils pendant toute la durée de ce travail.

J'exprime mes sincères remerciements à mes amis en particulier les ingénieurs de la cellule mesure poste N<sup>02</sup> qui m'ont aidé à faire ce travail et toute ma famille pour leur soutien constant. Que cette thèse soit un témoignage de ma gratitude et de ma reconnaissance envers mes parents qui m'ont encouragé à faire des études.

Enfin, je ne saurais oublier mon épouse qui m'a apporté soutien et encouragement durant toutes ces années.

## LISTES DES FIGURES

<b>Figure I.1.</b> Architecture verticale du réseau.....	5
<b>Figure I.2.</b> Architecture horizontale du réseau.....	6
<b>Figure I.3.</b> Architecture verticale d'un reseau electrique.....	8
<b>Figure I.4.</b> Structure arborescente ou radial.....	9
<b>Figure I.5.</b> Structure bouclée.....	9
<b>Figure I.6.</b> Structure maillée.....	10
<b>Figure I.7.</b> Niveau de tension normalisée.....	11
<b>Figure I.8.</b> Une partie d'un réseau de transport.....	11
<b>Figure I.9.</b> Schéma de principe des postes sources HTB/HTA.....	13
<b>Figure I.10.</b> simple dérivation.....	14
<b>Figure I.11.</b> double dérivation.....	14
<b>Figure I.12.</b> Coupure d'une artère.....	15
<b>Figure II.1.</b> Différents types de défauts.....	23
<b>Figure II.2.</b> Court-circuit triphasé symétrique.....	20
<b>Figure II.3.</b> Régime transitoire lors d'un court-circuit triphasé.....	28
<b>Figure II.4.</b> schema équivalent d'un système électrique.....	30
<b>Figure II.5.</b> schéma équivalent d'un transformateur à deux enroulements.....	31
<b>Figure II.6.</b> schema équivalent d'une ligne.....	32
<b>Figure II.7.</b> Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés.....	35
<b>Figure II.8.</b> Circuit équivalent des séquences.....	39
<b>Figure II.9.</b> Schéma de court-circuit triphasé symétrique .....	39
<b>Figure II.10.</b> Schéma de séquence pour un court-circuit triphasé.....	40
<b>Figure II.11.</b> Schéma de court-circuit biphasé isolé à la terre.....	41
<b>Figure II.12.</b> Circuit équivalent en composante symétrique défaut biphasé isolé.....	41
<b>Figure II.13.</b> court-circuit biphasé à la terre.....	42

<b>Figure II.14.</b> Circuit équivalent en composante symétrique défaut biphasé terre.....	42
<b>Figure. II.15.</b> Schéma de court-circuit phase –terre.....	43
<b>Figure II.16.</b> Circuit équivalent en composante symétrique défaut phase- terre ( $Z_d = 0$ ).....	44
<b>Figure II.17.</b> Circuit équivalent en composante symétrique défaut phase- terre ( $Z_d \neq 0$ ).....	45
<b>Figure .III.1.</b> schéma bloc du simulateur <b>CYME</b> .....	53
<b>Figure .III.2.</b> Organigramme général de la simulation de court-circuit.....	54
<b>Figure .III.3.</b> Schéma unifilaire du réseau de distribution <b>SIDER EL-HADJAR</b> .....	57
<b>Figure. III.4.</b> Schéma de simulation N°1 .....	59
<b>Figure III.5.</b> Tenue thermique comparée au court-circuit maximal avant reconfiguration.....	60
<b>Figure.III.6.</b> Schéma de simulation N°2.....	61
<b>Figure III.7.</b> Tenue thermique comparée au court-circuit maximal après reconfiguration.....	62
<b>Figure.III.8.</b> Schéma de simulation N°3.....	63
<b>Figure III.9.</b> Tenue thermique comparée au court-circuit maximal contingence de l'arrivée 63kv/P3..	64
<b>Figure.III.10.</b> Schéma de simulation N°4.....	65
<b>Figure.III.11.</b> Tenue thermique comparée au court-circuit maximal contingence de l'arrivée 63kv / P1.....	66
<b>Figure. III.12.</b> Tenue thermique comparée au court-circuit maximal après installation transformateur <b>120 MVA</b> .....	68
<b>Figure. III.13.</b> Tenue thermique comparée au court-circuit maximal contingence de l'arrivée 63 kV poste 3.....	69
<b>Figure. III.14.</b> Tenue thermique comparée au court-circuit maximal contingence de l'arrivée 63 kV poste 1.....	70
<b>Figure.III.15.</b> Schéma de simulation N°5.....	71
<b>Figure. III.16.</b> Tenue thermique comparée au court-circuit maximal .....	72
<b>Figure.III.17.</b> Schéma de simulation N°6.....	73
<b>Figure. III.18.</b> Tenue thermique comparée au court-circuit maximal.....	74
<b>Figure.III.19.</b> Schéma de simulation N°7.....	75
<b>Figure. III.20.</b> Tenue thermique comparée au court-circuit maximal.....	76
<b>Figure. IV.1.</b> Eléments constitutifs d'un système de protection .....	79
<b>Figure IV.2.</b> Le schéma du transformateur de courant <b>TC</b> .....	80
<b>Figure. IV.2.a.</b> Circuit équivalent du transformateur de courant <b>TC</b> .....	80

<b>Figure. IV.2.b.</b> Circuit équivalent du transformateur de courant TC.....	81
<b>Figure IV.3.</b> schéma de connexion du transformateur de tension.....	82
<b>Figure. IV.4.a.</b> Circuit équivalent du transformateur de tension TT.....	82
<b>Figure. IV.4.b.</b> Circuit équivalent réduit du transformateur de tension TT.....	83
<b>Figure.IV.6.</b> Courant de défaut en fonction du point de défaut.....	85
<b>Figure. IV.6.a.</b> Protection à Maximum de courant à temps indépendant .....	86
<b>Figure. IV.6.b.</b> Protection à Maximum de courant à temps dépendant .....	86
<b>Figure IV.7.</b> Protection directionnelle .....	88
<b>Figure IV.8.</b> Protection différentielle.....	89
<b>Figure.IV.9.</b> Deux tronçons de ligne séparés par un transformateur.....	91
<b>Figure.IV.10.</b> Sélectivité chronométrique.....	92
<b>Figure. IV.11.</b> Sélectivité logique.....	93
<b>Figure. IV.12.</b> Cycles de ré-enclenchement.....	94
<b>Figure. IV.13.</b> Régime de neutre isolé.....	96
<b>Figure .IV.14.</b> Régime de neutre mis à la terre.....	97
<b>Figure. IV.15.</b> Régime de neutre mis à la terre par résistance.....	98
<b>Figure .IV.16.</b> Régime de neutre mis à la terre par inductance.....	99
<b>Figure .IV.17.</b> Régime de neutre mis de Peterson.....	100
<b>Figure. IV.18.</b> Type des relais.....	101
<b>Figure. IV.8.</b> Architecture de la protection numérique .....	105

## LISTE DES TABLEAUX

<b>Tableau II-1.</b> Fréquence d'occurrence de court-circuit.....	23
<b>Tableau II-2.</b> Valeurs en unité relative des différents éléments.....	33
<b>Tableau III.1.</b> Comparaison entre puissance réelle et simulé.....	58
<b>Tableau III.2.</b> Courants de court-circuit avant reconfiguration .....	60
<b>Tableau III.3.</b> Courants de court-circuit après reconfiguration.....	62
<b>Tableau III.4. :</b> Coupure de l'arrivée Sonelgaz 63kv poste N°3.....	64
<b>Tableau III.5. :</b> Coupure de l'arrivée Sonelgaz 63kv poste N°1.....	66

## Symboles

**BT** : Basse tension

**HT** : Haute tension

**THT** : Très haute tension

**CEI** : Commission Electrotechnique International

**CT** : Centrale thermique

**GED** : Production Décentralisée (autonome)

**JB** : Jeu de barre

**$I''_k$ (RST)**: Courant de court-circuit triphasé symétrique initial (valeur efficace)

**$I_p$ (RST)** : Valeur de crête du courant de court-circuit triphasé

**$I_{th}$ (RST)**: Equivalent thermique du courant de court-circuit

**$\alpha_{I''_k}$ (RST)** : Déphasage de court-circuit

**$U_N$** : Tension nominale

**$Z_{cc}$**  : impédance de court-circuit

**$Z_d$  ou **(Z1)**** : impédance direct

**$Z_i$  ou **(Z2)**** : impédance inverse

**$Z_h$  ou **(Z0)**** : impédance homopolaire

**$S_{cc}$** : puissance de court-circuit

# TABLE DE MATIERES

## INTRODUCTION GENERALE

I. Introduction .....	1
II. Organisation des différents chapitres de la thèse.....	3

## CHAPITRE I : Les réseaux de distribution électrique

I.1. Introduction .....	4
I.2. Historique d'évolution du réseau électrique.....	4
I.3. Description des réseaux électriques.....	6
I.3.1 Définition.....	6
I.3.2. Différentes structure du réseau électrique.....	8
1. Réseau à structure radiale.....	8
2. Réseau à structure bouclée.....	9
3. Réseau à structure mallée.....	10
I.3.3. Raison de choix de la tension.....	10
I.3.4 différents types des réseaux .....	11
1. Réseau de transport THT.....	11
2. Réseau de répartition HT.....	12
3. Réseau de distribution MT.....	13
4. Réseau de livraison BT.....	13
I.4. Choix des schémas électriques des sous- stations .....	13
I.4.1. Poste extérieur .....	14
I.4.1.1-Sous-station avec un seul jeu de barre .....	14
I.4.1.2-Sous-station avec deux jeux de barre.....	15
I.4.1.3- Sous-station à deux jeux de barre avec jeu de barre auxiliaire.....	16
I.4.1.4. Sous-station à jeux de barre bouclée.....	17
I.5. Différents modes d'alimentation.....	18
1. alimentation en simple antenne.....	18
2. alimentation en double dérivation.....	18
3. Alimentation en coupure d'artère.....	19
I.6. Conclusion.....	20

## CHAPITRE II : Les défauts de court-circuit dans les réseaux de distribution Électrique

II.1. Introduction .....	21
II.2. définition d'un courant de court-circuit .....	22
II.2.1. Les différents types du court- circuit .....	22
II.2.2 caractéristique des courts-circuits.....	24
II.3. régime transitoire de courant de court-circuit.....	24
II.3.1. les différentes grandeurs de courant de court-circuit.....	29
II.4. Modélisation des différents éléments du réseau.....	30
1. Système électrique.....	30

2. Transformateur à deux enroulements.....	31
3. L'impédance des lignes .....	32
4. L'impédance des machines synchrones.....	32
II.5. Méthode de calcul des courants de court-circuit.....	34
II.5.1. Norme IEC 609-09.....	34
II.5.2 Les hypothèses de base.....	34
II.5.3. Théorie des composantes symétriques .....	35
II.5.3.1. Introduction .....	35
II.5.3.2. Calcul du courant de court-circuit.....	39
1-Défaut triphasé symétrique.....	39
2-Court-circuit biphasé isolé.....	41
3-Court-circuit biphasé terre.....	42
4- Court-circuit monophasé.....	43
II.6. Puissance de court-circuit .....	45
II.7.Conséquence des courants de court-circuit.....	46
II.8.Conclusion .....	47

### **CHAPITRE III: Simulation du courant de défaut du réseau de distribution SIDER**

III.1.Introduction.....	48
III.2. Simulateur des réseaux électrique.....	48
III.2.1. Avantage de la simulation numérique.....	49
III.2.2. Simulateur « CYME ».....	50
1. Écoulement de puissance.....	50
2. Analyse des courts circuits.....	50
3. Puissances de court-circuit .....	50
4. Analyse des harmoniques.....	51
5. Stabilité transitoire .....	51
6. Coordination de la protection.....	51
III.3. Analyse des courts-circuits.....	51
III.4. Utilité du calcul de courant de court-circuit.....	52
III.5. Environnement de la zone d'étude.....	55
III.5. 1 Caractéristiques physiques du complexe SIDER El-Hadjar.....	55
III.5.2.configuration du reseau de distribution SIDER EI-HADJAR.....	55
III.5.3. Représentation du schéma de simulation.....	57
III.6. Simulation du modèle par logiciel CYME.....	58
III.6.1.Vérification des puissances.....	58
IV.6.1.1. Analyse.....	58
III.6.2.Simulation défaut.....	58
III.6.2.1.tenue thermique des jeux de barre au Icc3.....	59
III.7. Simulation du modèle par logiciel NEPLAN.....	67
III.6.2.2. Analyse.....	70
III.8.Ajout de 3eme transformateur 70 MVA fonctionnant en parallèle .....	71
III.8.1. Analyse.....	77
III.9.Conclusion.....	77

## CHAPITRE IV : Plan de protection des réseaux électriques

IV. 1. Introduction.....	78
IV. 2. Eléments constitutifs d'un système de protection.....	78
2.1. Transformateur de courant (TC).....	79
2.2. Transformateur de tension (TT).....	82
IV. 3. Différent type de protection .....	84
IV. 3.1. Protections à maximum de courant .....	84
IV. 3.2. Protections voltométriques .....	87
IV. 3.3. Protections directionnelles .....	88
IV. 3.4. Protections wattométriques .....	88
IV. 3.5. Protections différentielles .....	89
IV.4. Sélectivité .....	90
IV.4.1. Sélectivité ampèremétrique .....	90
IV.4.1. Sélectivité chronométrique .....	91
IV.4.1. Sélectivité logique .....	92
IV.5. Automatisation de réenclenchement .....	94
IV. 6. Protection de départ contre les défauts à la terre.....	95
1- Neutre isolé .....	95
2- Neutre relié directement à la terre.....	96
3- Neutre mis à la terre à travers une résistance.....	97
4- Neutre mis à la terre à travers une inductance .....	98
5- Neutre de Peterson.....	99
IV. 7. Les relais .....	100
IV.7.1- Les relais électromécaniques .....	101
IV.7.2. Les relais statiques .....	102
IV.7.3. Les relais numériques .....	102
IV.7.3.1 Caractéristiques des relais numériques.....	103
IV.7.3.2. Architecture des relais numériques.....	104
IV.8. Conclusion.....	106
<b>CONCLUSION GENERALE .....</b>	<b>107</b>
<b>RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES.....</b>	<b>108</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	
<b>ANNEXES</b>	

# **INTRODUCTION GENERALE**

# INTRODUCTION GENERALE

## I. Introduction

L'énergie électrique occupe une place très importante dans toutes les branches de l'économie moderne et de la vie courante. La consommation de l'énergie électrique augmente considérablement. Il est admis d'une manière générale, que depuis le début du dix-neuvième siècle l'énergie électrique consommée dans le monde double en moyenne tous les dix ans. Le rôle des systèmes d'énergie électrique est de fournir aux consommateurs l'énergie électrique à moindre coût dans des conditions de qualité et de sécurité satisfaisantes.

En effet, les réseaux électriques sont traditionnellement exploités d'une manière centralisée ainsi, la plus grande partie de la production électrique est centrée autour de centrales à grande capacité de production (centrales hydrauliques , thermiques , nucléaires). Cette production est souvent liée à des emplacements géographiques adéquats (sources d'eau, impératifs techniques, ...). L'énergie est ensuite acheminée vers les grands centres de consommation à travers un réseau de lignes aériennes et de câbles, souvent à de grandes distances et à des niveaux de tension plus au moins importants. Cette structure a été construite sur des bases économiques, de sécurité du système et de qualité de fourniture de l'énergie [1].

la production d'énergie électrique est ajustée à la consommation instantanément (par surveillance de la fréquence et la tension (contrôlée sur une plage bien spécifiée au moyen de régulateurs en charge des transformateurs, compensateurs d'énergie réactive statiques , ...).

Cependant, le mode de fonctionnement est confronté à de multiples limitations. On peut en citer quelques unes [2]:

- ❖ Saturation du réseau actuel et fonctionnement de plus en plus près de la limites de sécurité
- ❖ Croissance continue de la consommation
- ❖ Problèmes de stabilité et de sécurité du système (nécessité de moyens préventifs souvent très chers.

À cet effet une accélération du phénomène d'insertion de la production décentralisée de l'électricité dans les réseaux de distribution. Ces producteurs, généralement désignés sous les termes "Génération d'Energie Dispensée, GED" ou "Production Décentralisée", qui ont toujours existé à la marge, connaissent en effet depuis quelques années un développement que l'on s'attend à voir s'amplifier significativement dans les décennies à venir.

Ces GED, tant qu'elles n'étaient présentes qu'à très petite échelle sur les réseaux HT, n'avaient d'influence ni sur la qualité de l'énergie ni sur le fonctionnement et l'exploitation des réseaux. Elles étaient donc considérées par les gestionnaires de réseaux comme des charges négatives, et devaient s'effacer, c'est-à-dire se déconnecter, en cas d'incidents, même légers (creux de tension, de fréquence, court-circuit, etc.) survenant sur le réseau. Cette situation est encore d'actualité .

Ce pendant L'insertion de ces nouvelles productions n'est pas sans effets négatifs sur des réseaux auxquels ils sont interconnectés et qui n'ont pas été conçus à cet effet, peut cependant poser certains problèmes qui doivent être examinés entre producteurs et gestionnaires de réseaux. Citons par exemple [3]:

- Le dépassement des capacités de transits des ouvrages,
- L'acheminement de l'énergie de secours en cas de défaillance de la production locale.
- La tenue des matériels à un courant de court-circuit augmenté.
- L'altération du plan de tension du réseau.
- le dysfonctionnement des protections contre les courts-circuits...

Les réseaux électriques sont soumis au risque d'apparition des défauts de court-circuit qui peuvent perturber la sécurité et la stabilité des réseaux de distribution. Par conséquent, le calcul des courants de court-circuit est l'une des tâches les plus importantes lors de la planification de systèmes électriques [4]. Une bonne planification, une conception minutieuse, un bon entretien et un fonctionnement minutieux du système peuvent réduire les défauts de court-circuit dans le système. Ils ne peuvent pas être totalement évités en raison de la présence de facteurs externes pouvant influencer le système [5]. Certaines mesures devraient être prises pour limiter les courants de défaut [6], [7]. Pour atteindre l'objectif souhaité de limitation des courants de défaut, l'adoption de dispositifs de protection doit faire l'objet de jugements précis, c'est-à-dire qu'il doit fonctionner pendant la période de création de défaut pour limiter l'impact des courants de défaut. La rapidité et la précision de la détection des défauts de court-circuit sont des indices cruciaux pour la performance des dispositifs de protection [8].

Cette thèse traite du problème de tenue thermique de certain jeux de barre du réseau de distribution induit par la modification de l'architecture du réseau (modification de l'impédance) qui conduire à une variation des niveaux de courant de court-circuit.

## II. Organisation des différents chapitres

- Chapitre I, Rappel sur les réseaux de distribution électrique qui nous permet de définir l'architecture des réseaux ainsi les modes d'exploitation.
  
- Chapitre II, Le court-circuit sera défini avec les causes d'apparition et les conséquences, Une modélisation du réseau électrique avec ses différents éléments est réalisée pour permettre de calculer le courant de court-circuit.
  
- Chapitre III, Donner une synthèse des travaux publiés sur le comportement du réseau de distribution SIDER lors d'un défaut, leurs impacts sur le plans de dimensionnement des jeux de barre et les solutions envisagées.
  
- Chapitre IV, Un ensemble de connaissance sur la protection contre les défauts de court-circuit; ce chapitre se termine par l'étude de fonctionnement d'un équipement de protection numérique installée dans l'installation.

Enfin, une conclusion générale et des annexes terminent cette thèse.

# **CHAPITRE I**

## **Les réseaux de distribution électrique**

## CHAPITRE I

### Les réseaux de distribution électrique

#### I.1. Introduction

Les réseaux de distribution électrique n'ont cessé d'évoluer depuis leur origine à la fin du XIX<sup>ème</sup> siècle, tant du point de vue des techniques utilisées que celui de l'exploitation et des protections. La phase d'évolution engagée depuis quelques années compte parmi les plus radicales puisqu'elle introduit la production d'énergie électrique au sein même des réseaux de distribution en aval des postes sources [9]. Cela n'est pas sans conséquences sur la sécurité et l'exploitation des réseaux, ainsi que sur la qualité de l'onde de tension délivrée aux clients.

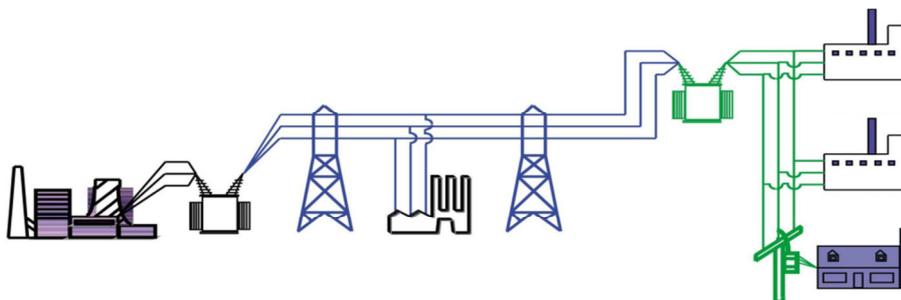
Cette évolution, que l'on s'attend à voir s'accélérer au cours des prochaines décennies conduit à être plus précis dans nos études concernant le dimensionnement lors de construction des ouvrages électriques et surtout répondre aux exigences essentielles d'un réseau électrique qui sont: stabilité, économie et continuité du service, voire même la structure des réseaux de distribution afin de préparer l'insertion prochaine de production décentralisée.

#### I.2. Historique d'évolution du réseau électrique

Le réseau électrique a évolué de façon désorganisée à partir de petits réseaux formés dans la première moitié du XX<sup>ème</sup> siècle jusqu'aux grands réseaux continentaux d'aujourd'hui. Afin de réaliser des économies d'échelle, il a évolué vers une structure « verticalement intégrée », (Fig.I.1) c'est-à-dire que la puissance est produite par des grandes centrales électriques potentiellement très éloignée des centres de consommation. Le réseau a ainsi été conçu pour fonctionner avec des réserves suffisantes afin de fournir l'énergie électrique à la demande d'une manière économique et fiable. La production d'énergie est principalement basée sur des sources primaires contrôlables telles que : les centrales thermiques utilisant les combustibles fossiles, les centrales thermonucléaires, les centrales hydro-électriques, etc. Les machines utilisées dans ces centrales sont de grande taille et développées à grande échelle. Ces sources permettent de contrôler la production d'énergie en fonction des critères de sécurité et d'économie. Le réseau est exploité de sorte que

des événements sévères ne provoquent pas la perte totale du système ou la propagation des défaillances sur les réseaux voisins. Il doit aussi permettre la reprise rapide de la portion du réseau électrique affecté par des événements majeurs. Dans les structures traditionnelles, l'énergie électrique est transportée des centrales électriques vers les consommateurs à travers une structure du réseau hiérarchique, de la très haute tension HT ( $U_n > 50$  kV), à la moyenne tension HT ( $1\text{kV} < U_n < 50$  kV) puis à la basse tension BT ( $U_n < 1$  kV).

Les réseaux de transport HTB sont maillés pour assurer la fiabilité et la disponibilité de l'énergie électrique, en cas de défauts sur des ouvrages. Par contre, les réseaux de distribution HT et BT sont majoritairement passifs avec une configuration exploitée en structure radiale (un seul chemin vers le réseau amont) qui permet l'utilisation de plans de protection simples et robustes. La topologie du système fait que le flux d'énergie électrique est unidirectionnelle, de la production vers la consommation. Le réseau doit fonctionner sous la contrainte que la puissance électrique produite doit être, à chaque instant, égale à la puissance consommée. Par conséquent, le fonctionnement du réseau repose sur un contrôle temps réel de la production d'énergie et son adaptation aux fluctuations de la charge, selon les restrictions imposées par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Une telle structure « verticalement intégrée » du système d'alimentation apporte des avantages, tels que la réduction du coût d'exploitation, la mutualisation des marges de réserve des générateurs, une meilleure efficacité énergétique des grands générateurs, une réduction du risque de défaillances [10]. Les nouvelles politiques énergétiques et environnementales, qui ont prévalu au cours des dernières années, ont encouragé l'interconnexion de nouvelles sources de production d'énergie électrique non conventionnelles et distribuées dans le réseau ainsi que une séparation administrative stricte sur les activités d'exploitation, de fourniture et de commercialisation. Cette redistribution des rôles doit permettre de créer des conditions d'accès non discriminatoires et ainsi d'augmenter le nombre d'acteurs et ainsi la liquidité (et donc la concurrence) sur les marchés de l'énergie.



**Fig.I.1.** Architecture verticale du réseau.

L'insertion de la production décentralisée conduit à une transition vers une nouvelle structure plus « éclatée ». Dans cette structure, les petites et moyennes unités de production sont souvent reliées au réseau de distribution. La connexion de ces unités sur les réseaux HT et BT, conduit à un fort bouleversement de l'ancienne structure « verticale » du système électrique. Le flux de puissance n'est plus distribué « verticalement » de la haute tension à la basse tension, mais aussi « horizontalement », avec même la capacité d'inverser ces flux de puissance entre les réseaux HT ou BT ou même avec les niveaux de tension supérieurs. Les systèmes de distribution deviennent donc des réseaux actifs (Fig. I.2) [10].

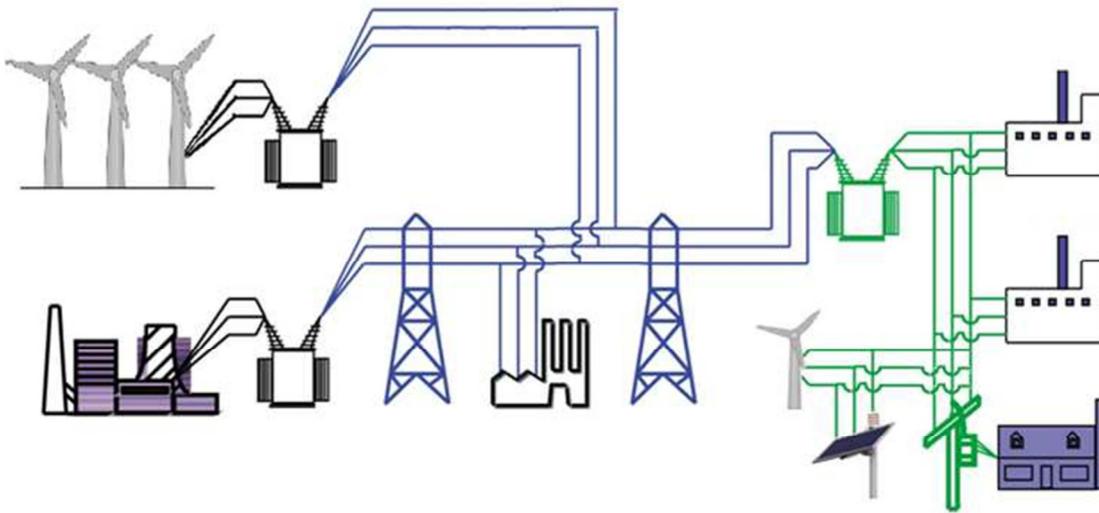


Fig. I.2. Architecture horizontale du réseau.

### I.3. Description des réseaux électriques

#### I.3.1. Définition

Le développement à grande échelle des réseaux électriques s'est fait pour des raisons techniques et économiques, sous la forme d'un monopole verticalement intégré. L'énergie électrique étant alors dans les années 1990 produite de manière presque exclusivement centralisée, et consommée de manière totalement décentralisée. Cela nécessite la mise en place d'un réseau capable de transporter l'énergie produite en quelques dizaines de points de productions vers plusieurs millions de consommateurs repartis sur l'ensemble du territoire.

L'énergie électrique produite est directement injectée sur le réseau de transport maillé à très haute tension (225 kV et 400 kV) pour être transportée sur de grandes distances avec

un minimum de pertes. Elle "descend" ensuite sur les réseaux de répartition (63 kV et 90kV) puis de distribution (20 kV) d'où elle est distribuée aux gros consommateurs et aux réseaux de distribution à basse tension (230/400 V). Cette structure verticale transport répartition et distribution est représentée sur le schéma de la (Figure. I.3).

Un réseau électrique est généralement hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes de transformations [9].

- Le premier niveau de tension est le réseau de transport (en Algérie 225kV, 400kV) ou réseau de haute tension de niveau (HT). Sur ce réseau sont connectées les centrales de production classique comme les centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques de l'ordre du millier de mégawatts. C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau nationale et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau internationale (ex : Hassi Ameer (Algérie) – Bourdim (Maroc) et El-hadjar (Algérie) – Djendouba (Tunisie), en 400 kV).
- Le deuxième niveau de tension est le réseau de répartition (63kV, 90kV), celui-ci assure le transport des réserves en électricité composées de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci. (mentionnant que la terminologie "réseau de répartition" tend à disparaître, ce niveau de tension étant généralement englobé dans le terme "transport").
- Le troisième niveau de tension est le réseau de distribution (20kV, 400V). Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau.

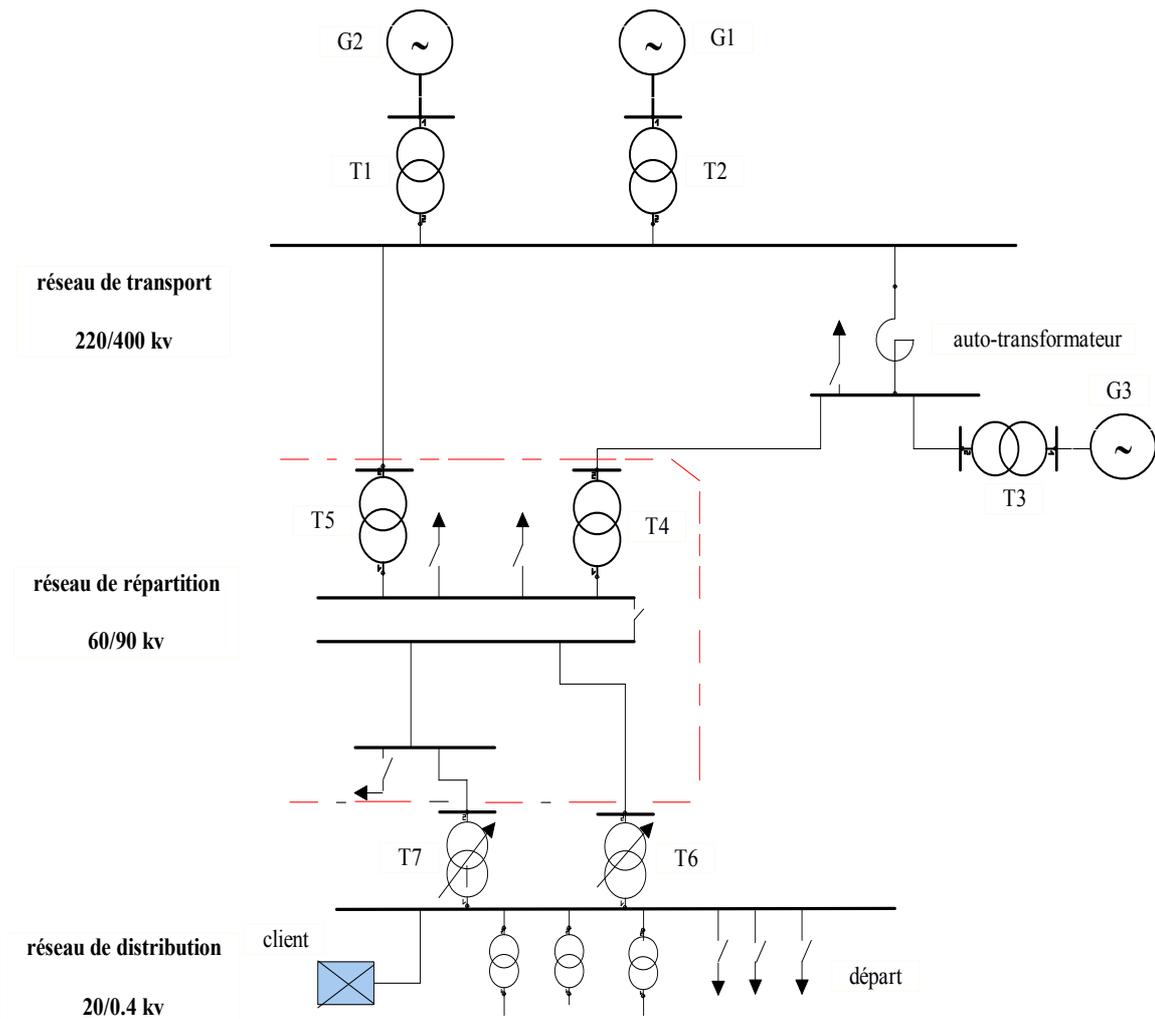


Fig. I.3. Architecture verticale d'un reseau electrique

### I.3.2. Différentes structures du réseau électrique

Il existe 3 structures basées sur les qualités de service [11] :

#### 1. Réseau à structure radiale ou arborescente

Les réseaux à structure radial (Fig. I.4) ou à structure arborescente se trouve au niveau poste (HT/MT) relié à des réseaux de répartition constitués de postes (MT/BT) qui assure la distribution de l'énergie électrique.

Les avantages de ce type, en cas de défaut il suffit d'ouvrir l'appareille de protection placé en tête de ligne, ainsi dans toutes les branches. L'énergie circule dans un sens bien défini, ce qui permet de protéger et de commander celle-ci d'une façon simple. De plus, le réseau radial ne peut assurer une bonne continuité de service, du fait qu'un incident ou une

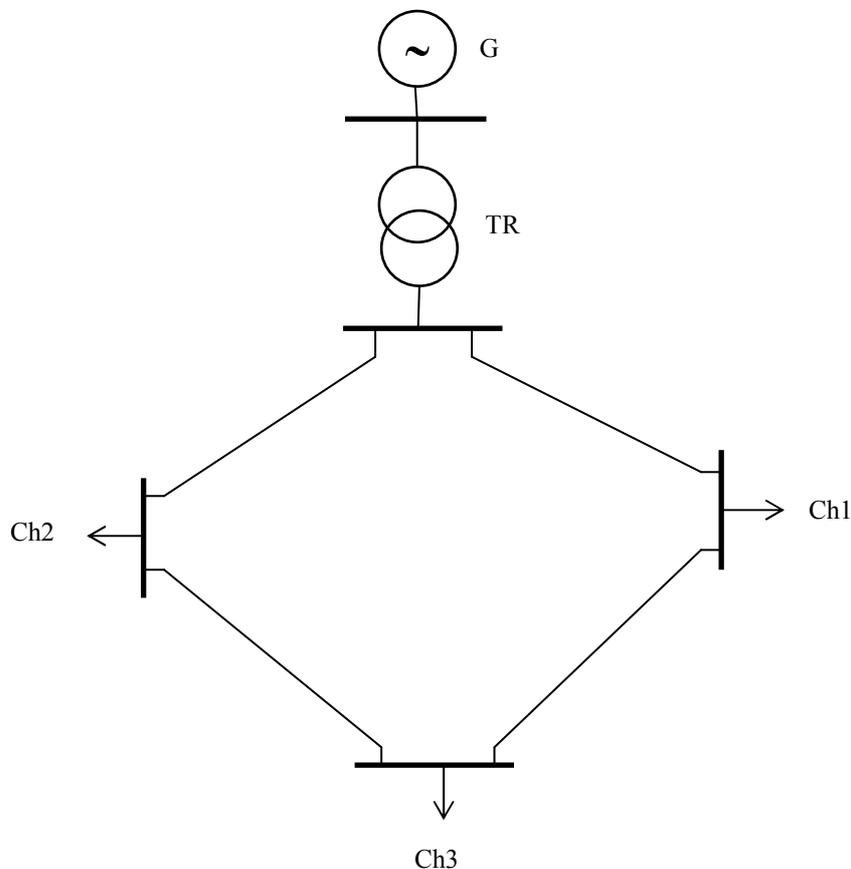
coupure entraîne la mise hors service du réseau sans aucune possibilité de réalimentation de secours.



**Fig. I.4.** Structure arborescente ou radial

## 2. Réseau à structure bouclée

Une structure bouclée (Fig.I.5) se distingue par l'existence d'une boucle fermée, contenant un nombre limité de sources qui constitue les réseaux de répartition. L'avantage principal de ce type de réseau est qu'en cas de défaut d'un élément la continuité de service est toujours assurée, car la mise hors tension d'un tronçon bien défini n'entraîne pas l'interruption des autres.

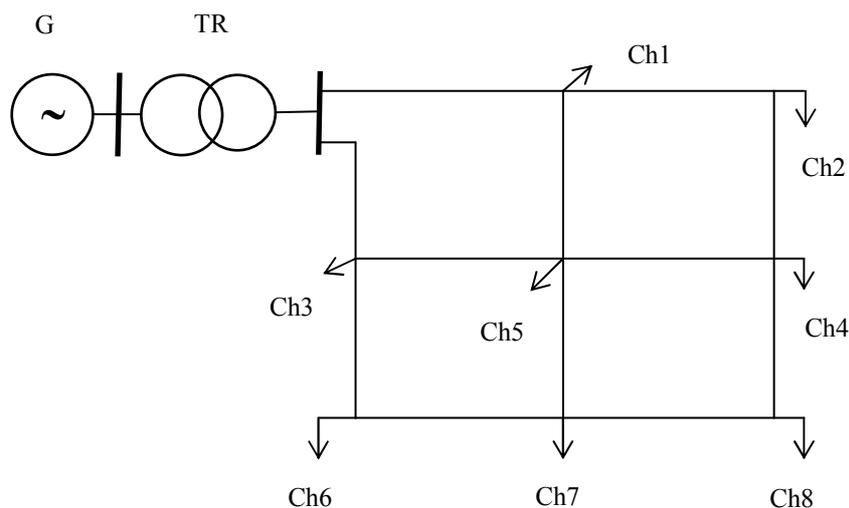


**Fig. I.5.** Structure bouclée

### 3. Réseau à structure maillée

Les réseaux maillés (Fig.I.6) sont des réseaux où les liaisons forment des boucles réalisant une structure semblable à la maille d'un filet qui constitue les réseaux de transport et d'interconnexion.

Ce type de réseau présente l'avantage de garantir une meilleure sécurité d'exploitation et une continuité de service pour les consommateurs, car en cas de défaut il suffit d'isoler le tronçon défectueux entre les deux nœuds. Son inconvénient réside au niveau de l'étude de ce type de réseau qui est très complexe, aussi sa réalisation est plus coûteuse par rapport à d'autres types de réseaux électriques.



**Fig. I.6.** Structure maillée

#### I.3.3. Niveau de tension des réseaux

Les tensions normalisées selon la norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) définissent les niveaux de tension alternative (Fig. I.7) :

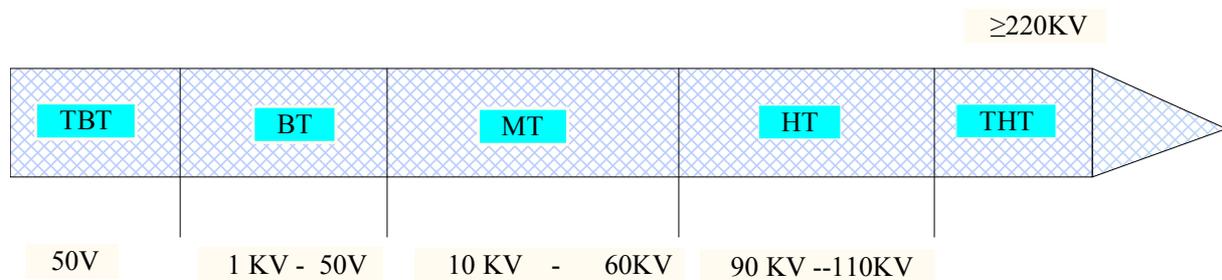
**TBT** : pour une tension composée inférieure à 50V.

**TB** : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50V.

**MT** : pour une tension composée comprise entre 10 KV et 60 kV.

**HT** : pour une tension composée comprise entre 90 KV et 110KV.

**THT** : pour une tension composée supérieure ou égale à 220 KV.



**Fig. I.7.** Niveau de tensions normalisées

La définition des différents niveaux de tension résulte d'un choix d'optimisations technico-économiques entre le coût d'installation et la maintenance des ouvrages et leur capacité à transporter l'énergie du point de production au client final en générant un minimum de pertes. Ainsi, le niveau de tension HT à 20 kV s'est imposé pour la distribution car il permet de minimiser le nombre de postes sources et de limiter les chutes de tension tout en utilisant du matériel peu exigeant en termes de tenue de tension.

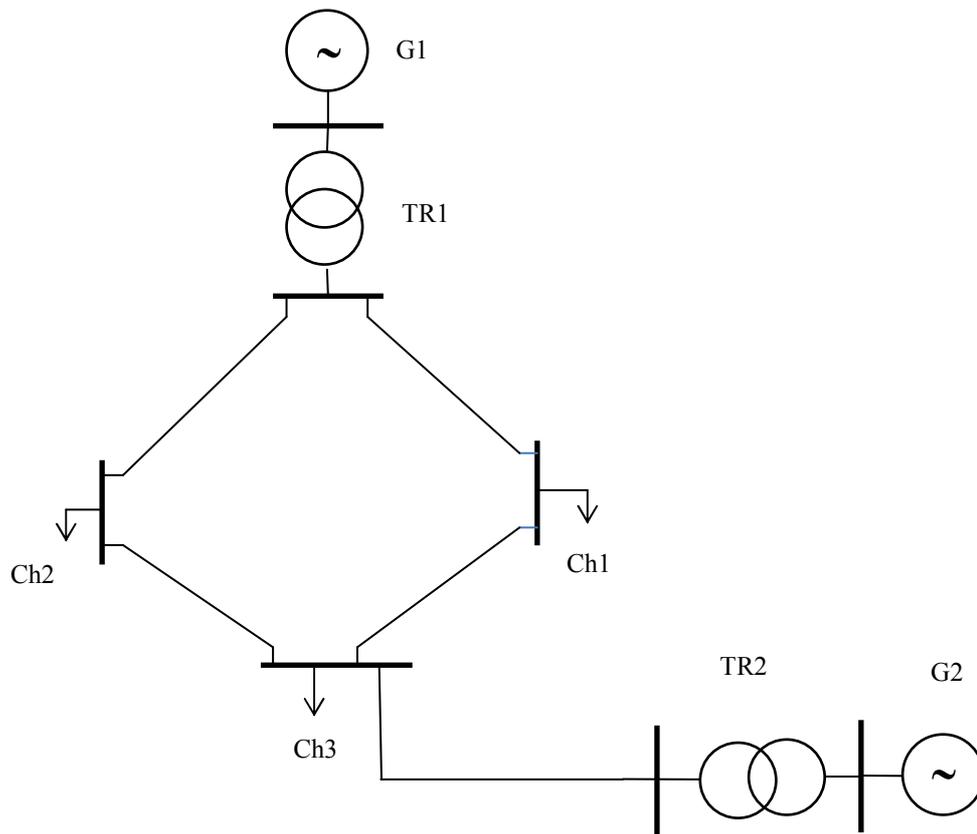
### I.3.4. différents types de réseaux

Le poste est un ensemble de nœuds ou les différentes branches du réseau (lignes aériennes, souterraine, transformateurs...) sont interconnectés selon le rôle à accomplir, on distingue :

#### I.3.4.1. Réseau de transport THT

Les réseaux de transport sont à très haute tension supérieur à 150 KV, ont pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité (Fig.I.8). Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée (ou interconnectée).

Les réseaux maillés garantissent une très bonne sécurité d'alimentation, car la perte de n'importe quel élément (ligne électrique, transformateur ou groupe de production) n'entraîne aucune coupure d'électricité.



**Fig. I.8.** Une partie d'un réseau de transport

Les protections de ces réseaux doivent être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence [3].

### I.3.4.2. Réseau de répartition HT

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

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres [4]. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation. En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres [3].

### **I.3.4.3. Réseau de distribution MT**

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs, qui constituent Les réseaux à moyenne tension MT (3 à 30 KV) ,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), l'électricité parcourt une artère sur laquelle sont reliées directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes MT/BT de distribution publique [3].

### **I.3.4.4. Réseau de livraison BT**

Les réseaux basse tension BT (110 à 600 V) sur lesquels sont raccordés les plus petits consommateurs. La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique MT entrainera forcément la coupure des clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent [4].

## **I.4.Choix des schémas électriques des sous- stations**

Le choix du schéma électrique de la sous- station dépend des facteurs suivants :

- ❖ Nombre des transformateurs et des lignes.
- ❖ Type de la sous-station (poste d'interconnexion, poste de répartition, poste de distribution).
- ❖ Lieu de l'emplacement et rôle de la sous-station dans le système électrique.
- ❖ Catégorie des consommateurs.

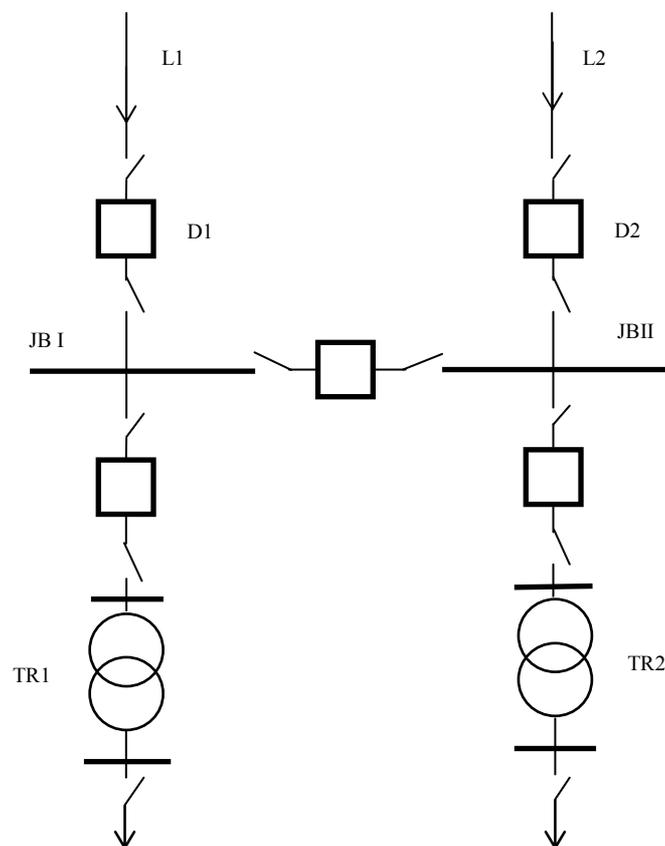
Il existe deux types des sous-stations :

- Poste extérieur
- Poste intérieur

## I.4.1. Poste extérieur

### I.4.1.1-Sous-station avec un seul jeu de barre

Le schéma de la sous-station de type extérieur avec un jeu de barre (Fig.I.9) est constitué par deux arrivées et deux transformateurs. Le schéma présenté est simple, il est facile à exploiter et n'exige pas beaucoup de place.



**Fig.I.9.** Sous-station à un seul jeu de barre

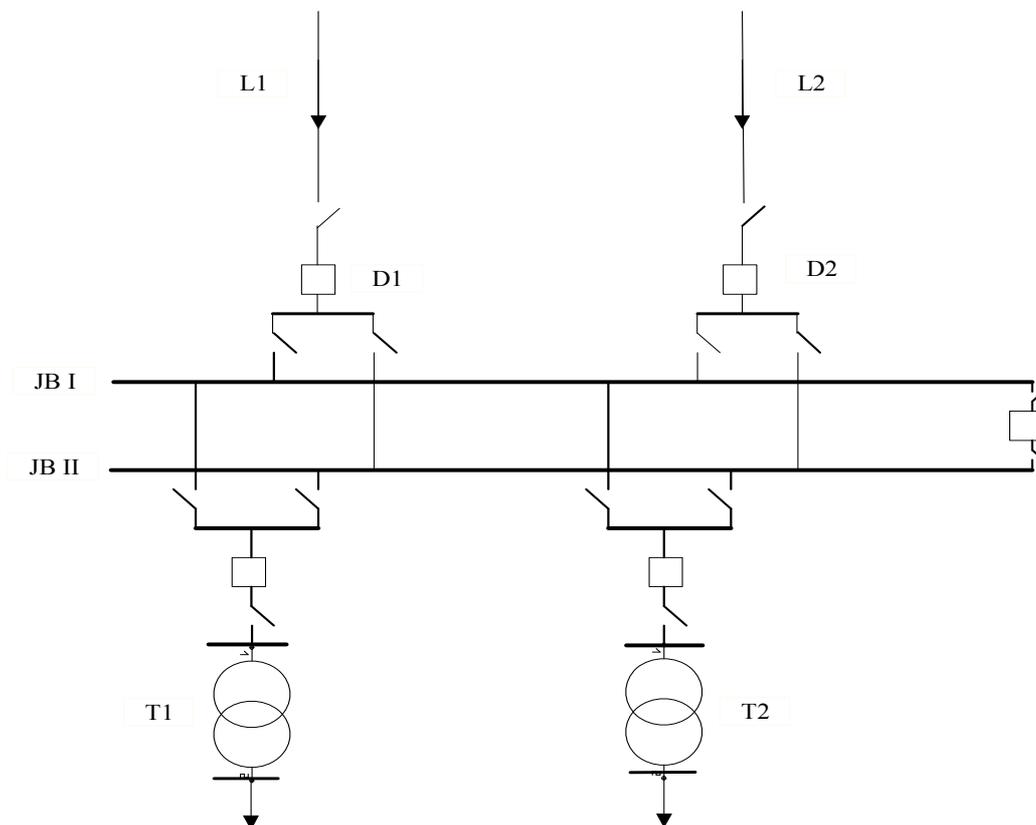
Ce schéma présente les inconvénients suivants :

- ❖ Une éventuelle réparation d'un disjoncteur quelconque du schéma exige le débranchement de la ligne ou transformateur correspondant.

- ❖ La sûreté de fonctionnement est faible (un court-circuit sur le jeu de barre isole tous les consommateurs).

### I.4.1.2-Sous-station avec deux jeux de barres

Le schéma de la sous-station de type extérieur avec deux jeux de barre (Fig.I.10) est constitué par deux arrivées et deux transformateurs qui sont connectés aux deux jeux de barre. Le schéma de la (fig.I.8) présente l'avantage, une éventuelle nécessité de réparation n'interrompt pas l'alimentation que pour le temps nécessaire pour interconnecter les arrivées et les transformateurs sur l'autre jeu de barre. La sûreté de fonctionnement est donc plus grande.



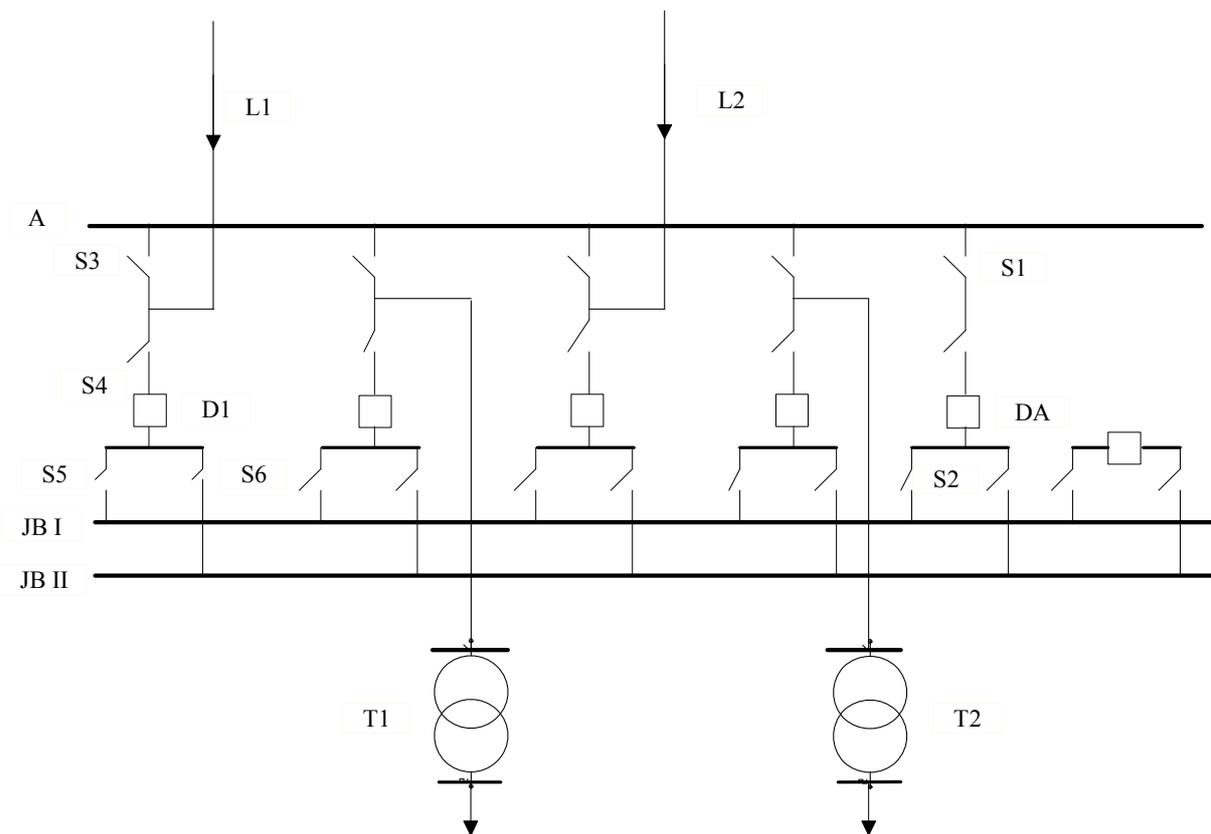
**Fig.I.10.** Sous-station à deux jeux de barres

### I.4.1.3- Sous-station à deux jeux de barre avec jeu de barre auxiliaire

Ce schéma est plus compliqué et la réparation d'un disjoncteur exige également le débranchement du circuit correspondant. Pour le schéma avec un jeu de barre auxiliaire (Figure.I.11), une éventuelle réparation sur disjoncteur D1, sans déconnection de l'arrivée L1, peut s'effectuer par les branchements successifs :

- Des sectionneurs S1, S2.
- Du disjoncteur DA (jeu de barre auxiliaire est mis sous tension).
- Du sectionnaire S3.

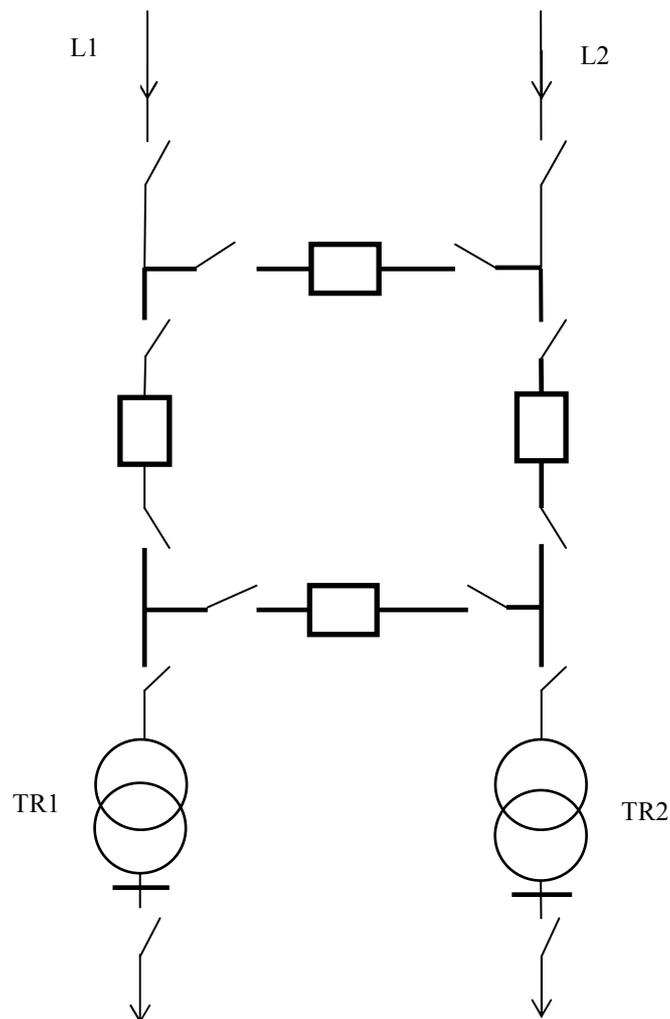
Et le débranchement du disjoncteur D1 par les sectionneurs S4, S5 et S6. Donc on a, en effet remplacé le disjoncteur D1 par le disjoncteur auxiliaire DA. Ce type de schéma est utilisé pour la tension 220KV et que le nombre de branchement dépasse 6 départs.



**Fig.I.11.** Sous-station à deux jeux de barres avec jeu de barre auxiliaire

#### I.4.1.4. Sous-station à jeux de barre bouclée

Ces schémas (configuration carré) (Fig.I.12), présentent les avantages d'être moins chers, faciles à exploiter et surtout l'avantage d'une très grande sûreté, puisque le débranchement de n'importe quel disjoncteur ne provoque aucune rupture de l'alimentation.



**Fig.I.12.** Sous-station à jeux de barre bouclée

Pour les sous-stations de type intérieur, on utilise d'habitude les schémas présentés sur les (Fig.I.9), (Fig.I.10).

## I.5. Différents modes d'alimentation

### I.5.1. Alimentation en simple dérivation ou antenne

Les zones rurales à faible densité de charge sont alimentées par des lignes MT aériennes en simple dérivation (Fig.I.13), traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés. Le dimensionnement de ces ouvrages est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir.

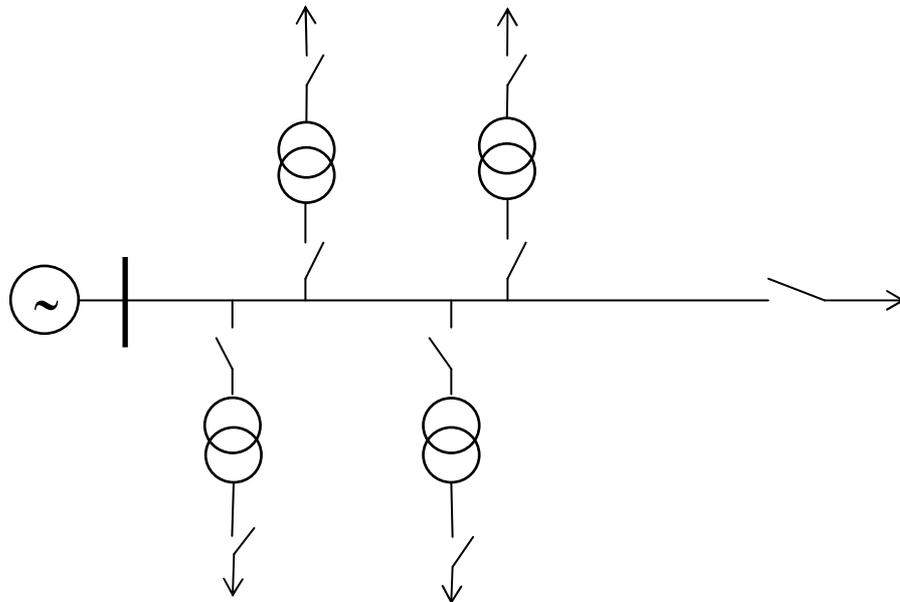
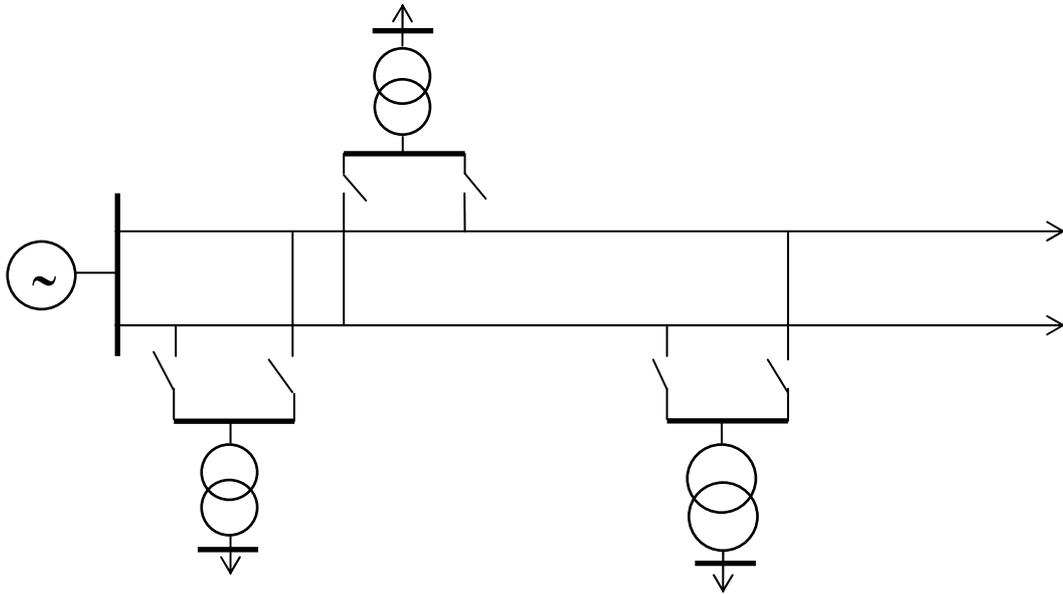


Fig. I.13. Simple dérivation

### I.5.2. Alimentation en double dérivation

C'est le système de distribution qui offre la plus grande continuité de service. Il est utilisé dans des zones urbaines où la clientèle ne peut supporter des coupures de longue durée. Chaque poste est raccordé à deux câbles (Fig. I.14). L'un des câbles alimente normalement le poste, l'autre étant en réserve pour réalimenter le poste en cas de défaut sur le premier.

Actuellement, cette réalimentation est parfois assurée automatiquement dans certaines grandes agglomérations.

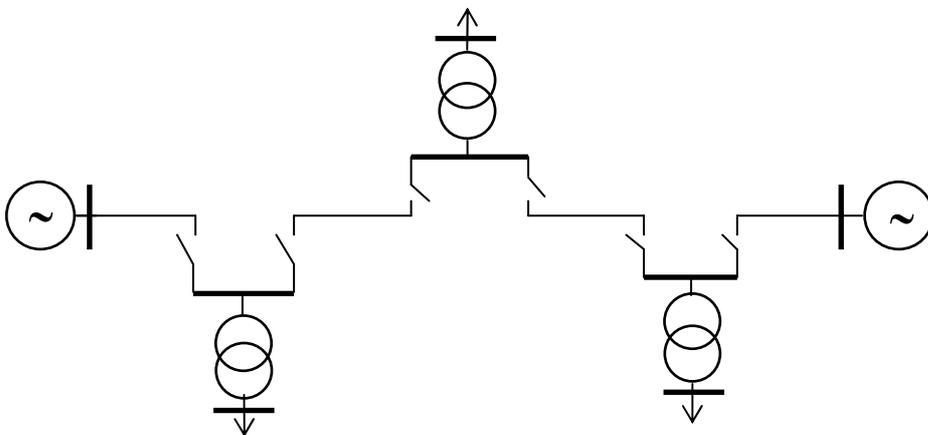


**Fig. I.14.** Double dérivation

### I.5.3. Alimentation en coupure d'artère

C'est le schéma le plus simple, généralement utilisé pour les postes ruraux et quelquefois pour les postes urbains (installations provisoires, postes de chantier). Un seul câble ou ligne aérienne alimenté par deux sources (Fig.I.15).

Une intervention sur le câble ou la ligne nécessite dans la majorité des cas le bouclage en basse tension généralement n'interrompt pas l'alimentation de la clientèle [12].



**Fig. I.15.** Coupure d'une artère

## **I.6.Conclusion**

Nous avons exposé dans ce chapitre une description générale des réseaux électriques, ainsi que les différentes architectures des sous-stations dans l'usine Sider El Hadjar.

## **CHAPITRE II**

### **Les défauts de court-circuit dans les réseaux de distribution électrique**

## CHAPITRE II

# Les défauts de court-circuit dans les réseaux de distribution électrique

### II.1. Introduction

La construction et le dimensionnement des réseaux d'énergie électrique exigent la connaissance du comportement lors d'un court-circuit. Les contraintes thermique et mécanique des conducteurs doivent être vérifiées non seulement avec le courant maximal d'emploi [13], mais le conducteur doit supporter un courant de court-circuit qui peut atteindre plusieurs kiloampères dans les réseaux moyens tension [14].

En matière de protection et le bon fonctionnement des réseaux électriques, l'élément de base chargé de cette fonction est le disjoncteur. Pour qu'un disjoncteur fonctionne correctement, il faut que le courant de débranchement doive être inférieur au courant de court-circuit maximum  $I_{deb.d} < I_{cc}$  [13].

Le calcul analytique pour déterminer les courants de court-circuit est possible. A cause de leur importance et leur utilité, on s'intéresse toujours à la valeur efficace (la phase sera de plus d'importance dans d'autres applications, par exemple dans la détermination de point de défaut dans un réseau maillé [15]. La méthode utilisée et évidemment celle basée sur les composantes symétriques. Les courts-circuits peuvent avoir diverses origines:

- ✓ **Electriques** : C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, en effet les matériels électriques que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comportent des isolants (solides, liquides ou gazeux) constitués d'assemblages plus ou moins placés entre les parties sous tension et la masse. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement.
- ✓ **Atmosphériques** : Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre.
- ✓ **Mécaniques** : C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement.
- ✓ **Humaines** : Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge

- ✓ **Le vieillissement du matériel** : qui engendre des défauts d'isolation du contact entre phases, ou entre ligne et terre.

## II.2. Définition d'un court-circuit

Un court-circuit se produit généralement à la fermeture d'un circuit électrique sur une impédance nulle ou de faible valeur. Le cas le plus courant est celui où se produit un court-circuit entre une ou plusieurs phases d'un réseau et la terre. Un autre cas est la connexion accidentelle entre deux phases avec une impédance négligeable. Les courants de court-circuit sont caractérisés par leurs valeurs très élevées par rapport au courant nominal et qui nécessitent, par conséquent un débranchement immédiat.

### II.2.1. Les différents types du court- circuit

Les courts-circuits engendrent des phénomènes transitoires, ils apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tensions différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu. Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau.

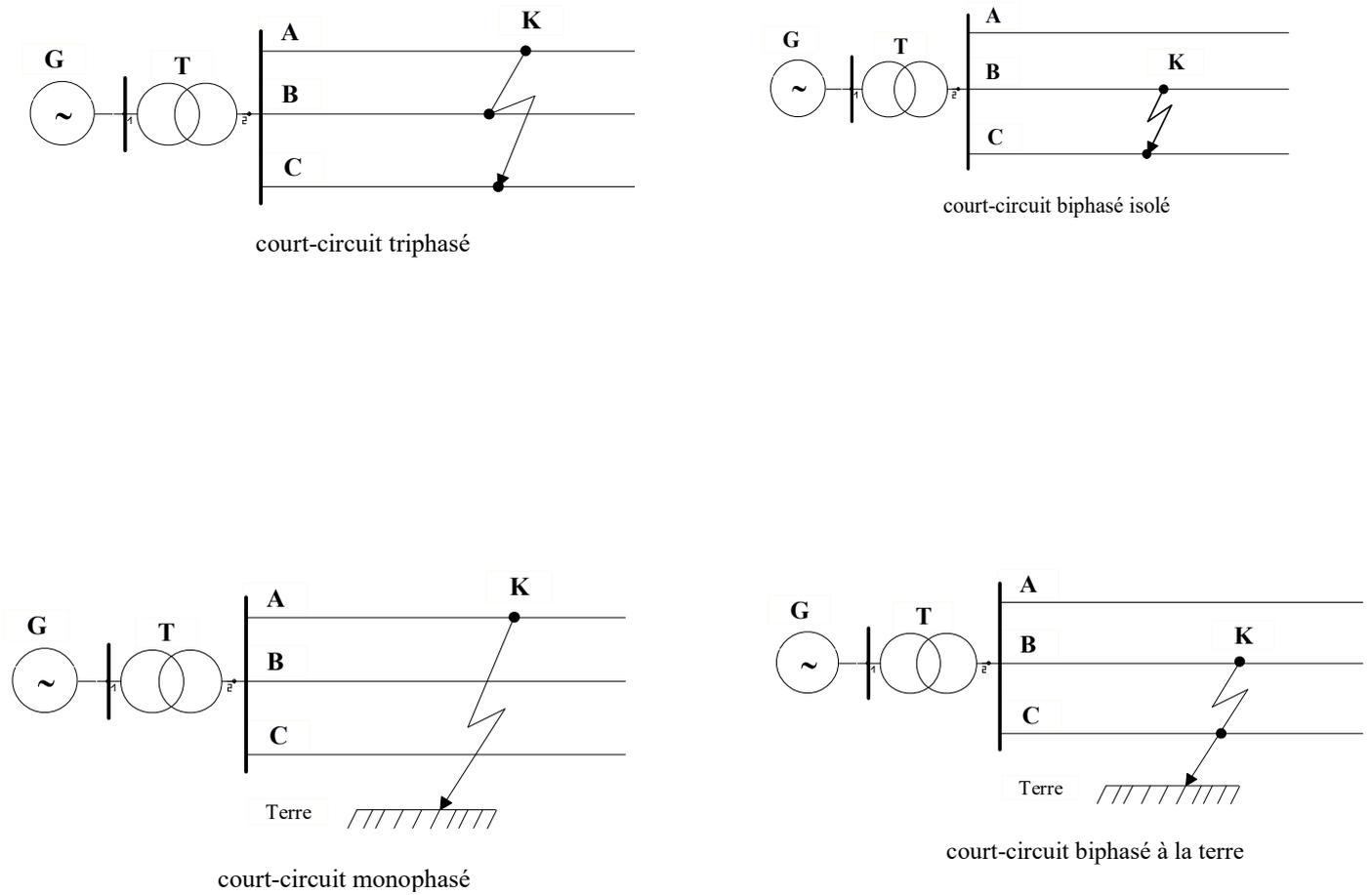
Les courts-circuits sont de natures et de types différents (Fig. II.1):

Ceux qui sont du type symétrique sont:

- ❖ court- circuit triphasé entre les trois phases sans liaison à la terre.
- ❖ court- circuit triphasé entre les trois phases avec liaison à la terre.

Et ceux qui sont asymétriques sont :

- ❖ court- circuit biphasé entre deux phases sans liaison à la terre.
- ❖ court- circuit biphasé entre deux phases avec liaison à la terre.
- ❖ court- circuit monophasé entre phases avec liaison à la terre



**Fig.II.1.** Différents types des courts-circuits

La fréquence d'occurrence des courts-circuits symétriques et dissymétriques est décrite dans le tableau ci-dessous.

**Tab. III.1.** Fréquence d'occurrence de court-circuit. [4]

triphase	Biphasé isole	Biphasé terre	monophasé
3%	10%	6%	81%

## II.2.2. Caractéristique des courts-circuits

Un défaut est toujours le résultat de défaillance d'isolement ; Si le défaut d'isolement est durable, le court-circuit est dit permanent dans le cas contraire est appelé fugitif.

Un court-circuit peut être :

- **Intermittent** : Lorsqu'il se répète à intervalle très rapproché, c'est le cas par exemple d'un court-circuit dû au balancement des conducteurs ou de branches sous l'effet d'un vent violent.
- **Semi-permanent** : Lorsqu'il persiste pendant un certain temps puis disparaît avec sa cause, c'est le cas, par exemple, d'un défaut dû à la croissance de la végétation, il disparaît lorsque celle-ci est consommée, un bon élagage permet d'éviter ce type d'incident.
- **Auto-extincteur** : Lorsqu'il disparaît de lui-même. On rencontre ce type de court-circuit sur les réseaux HT en cas de défaut monophasé.
- **Evolutif** : Il arrive également que la nature du court-circuit change rapidement à cause des mouvements désordonnés des conducteurs provoqués par la chute d'un arbre ou par les forces électrodynamiques dues aux courants de court-circuit.

## II.3. Régime transitoire lors d'un court-circuit triphasé

Considérant un réseau (Figure .II.2) de source et de puissance infinie, la tension au niveau jeu de barre est constante:

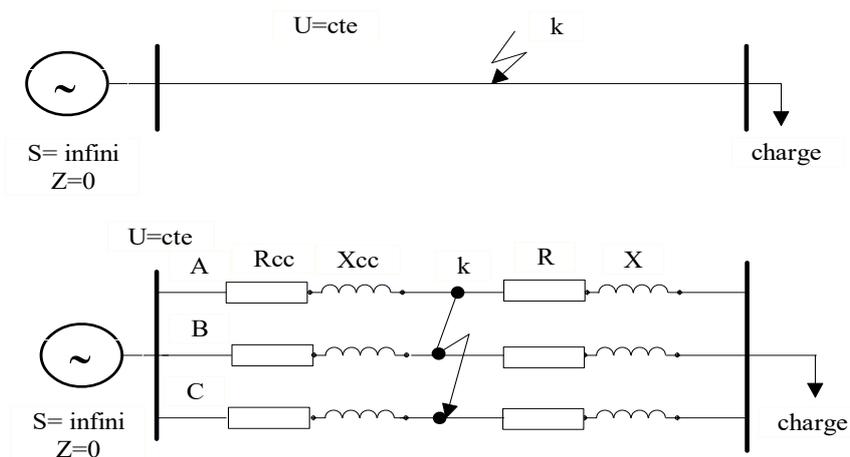


Fig. II.2. Court-circuit triphasé symétrique

En régime normal les tensions de phase sont décalées l'un à l'autre de  $120^\circ$  d'où:

$$u_A(t) = U_m \sin(\omega t + \alpha) \quad (\text{II.1})$$

$$u_B(t) = U_m \sin(\omega t + \alpha - \frac{2\pi}{3}) \quad (\text{II.2})$$

$$u_C(t) = U_m \sin(\omega t + \alpha - \frac{4\pi}{3}) \quad (\text{II.3})$$

En régime normale la tension de chaque phase définit un courant correspondant, dont le module et la phase peuvent être déterminés à partir de l'expression suivante:

$$\dot{U}_S = Z_{S\Sigma} \cdot \dot{I}_S \quad (\text{II.4})$$

$Z_{S\Sigma}$  : L'impédance sommaire d'une phase de la source jusqu'à la charge

$U_S$  : Tension de la source

$I_S$  : Courant dans la phase ( $i_A, i_B, i_C$ )

Le court-circuit dans le point 'k' fig.(II.2) shunt la partie droite de la ligne avec la charge; l'impédance de court-circuit sera:

$$Z_{cc} = r_{cc} + j x_{cc} \quad (\text{II.5})$$

Les courts-circuits sont caractérisés par deux régimes:

-régime transitoire de court-circuit ;

-régime permanent de court-circuit

Le régime transitoire est défini dans le temps du changement d'état du système d'un régime permanent initial à un autre régime permanent. La réaction du système à la perturbation doit établir les équations en tenant compte du régime transitoire.

On peut écrire:

$$u(t) = r_{cc} \cdot i_{cc}(t) + l_{cc} \cdot \frac{di_{cc}(t)}{dt} \quad (\text{II.6})$$

La solution de cette équation différentielle est:

$$i(t) = i_f + i_l \quad (\text{II.7})$$

$i_f$  : Courant instantané forcé par la source  $u(t)$  dans le circuit de défaut indépendamment du régime transitoire.

$i_l$  = courant libre débité par l'inductance 'L' pendant le changement d'état (la variation de l'inductance engendre la variation de l'énergie magnétique correspondante).

$$i_f = \frac{U(t)}{Z_{cc}} = \frac{U_m}{Z_{cc}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_{cc}) \quad (\text{II.8})$$

$\alpha$  : phase initial de la tension de la source

$\varphi_{cc}$  = angle de court-circuit

$i_f$  = courant périodique

Le courant libre peut être déterminé à partir de l'équation:

$$r_{cc} \cdot i_{cc}(t) + l_{cc} \frac{di_{cc}(t)}{dt} = 0 \quad (\text{II.9})$$

Puis qu'il est indépendant de la source, la solution de cette équation se fait comme:

$$(r_{cc} + L_{cc} \cdot p) \cdot i = 0 \quad (\text{II.10})$$

La solution de cette équation:

$$i_l = I_{0,l} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (\text{II.11})$$

On posant:  $T_a = \frac{L_{cc}}{r_{cc}}$

$T_a$  : Constante de temps du circuit considéré

$I_{0,l}$  : Valeur initial du courant libre peut être déterminée à partir des conditions initiales de l'équation suivante:

$$i(t) = \frac{U_m}{Z_{cc}} (\sin(\omega t + \alpha - \varphi_{cc}) + I_{0,l} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}) \quad (\text{II.12})$$

À,  $t=0$

On aura:

$$I_{0,l} = -\frac{U_m}{Z_{cc}} \sin(\alpha - \varphi_{cc}) + i(0) \quad (\text{II.13})$$

La valeur du courant  $i(0)$  peut être déterminée à partir du régime avant court-circuit:

$$i(t) = I_m \sin(\omega t + \beta)$$

$$i(0) = \frac{U_m}{Z} \sin(\beta)$$

Ce qui donne :

$$I_{0,l} = -\frac{U_m}{Z_{cc}} \sin(\alpha - \varphi_{cc}) + \frac{U_m}{Z} \sin(\beta) \quad (\text{II.14})$$

Pour la phase A, la solution complète peut être déterminée et exprimée sous la forme :

$$I_A(t) = \frac{U_m}{Z_{cc}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_{cc}) + \left[ \frac{U_m}{Z} \sin(\beta) - \frac{U_m}{Z_{cc}} \sin(\alpha - \varphi_{cc}) \right] e^{-\frac{t}{\tau_a}} \quad (\text{II.15})$$

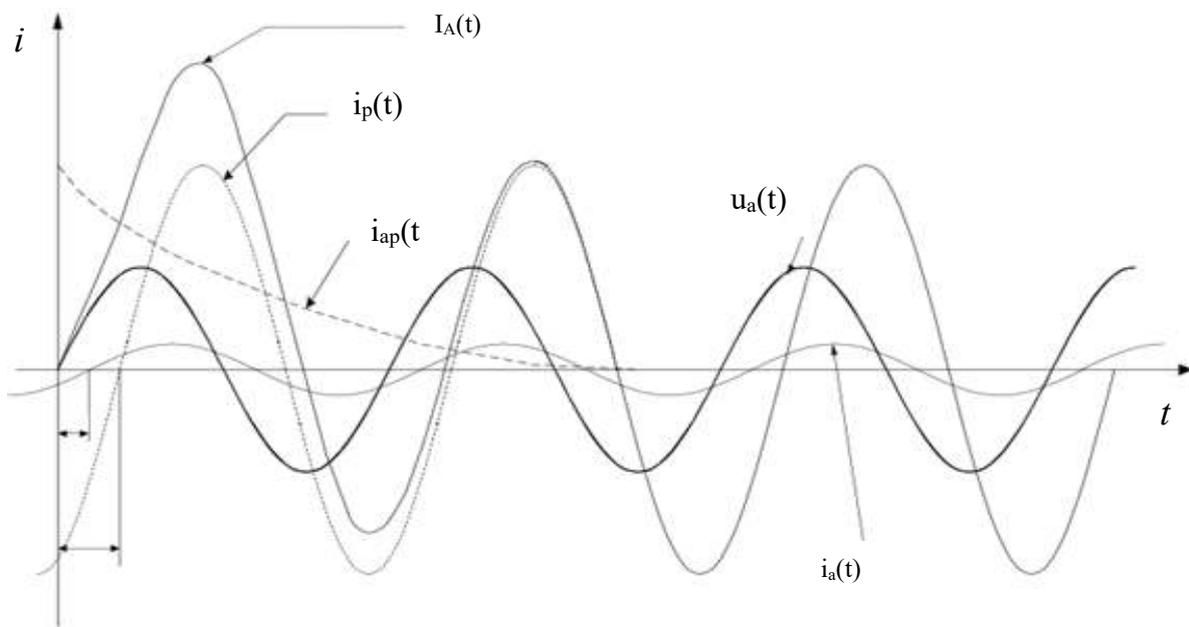
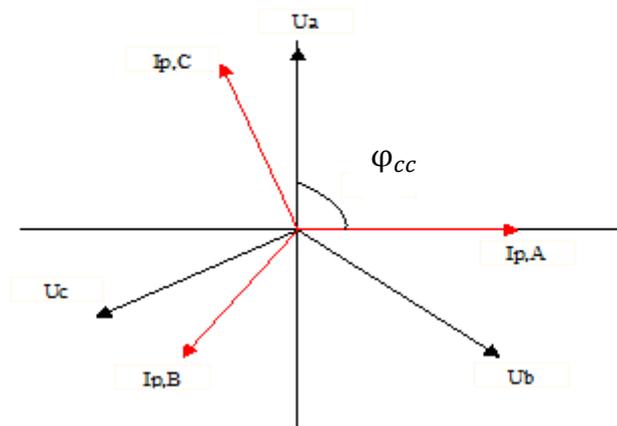
Donc:

$$i_p(t) = \frac{U_m}{Z_{cc}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_{cc}) \quad : \text{Composante périodique}$$

$$i_a(t) = \left[ \frac{U_m}{Z} \sin(\beta) - \frac{U_m}{Z_{cc}} \sin(\alpha - \varphi_{cc}) \right] e^{-\frac{t}{\tau_a}} \quad : \text{Composante apériodique}$$

Le diagramme vectoriel en régime établi du court-circuit (après amortissement de la composante apériodique) est représenté ci-contre, On a pris ( $\varphi_{cc} = 90^\circ$ ) pour notre exemple où le circuit est purement inductif.

Le régime transitoire lors un court-circuit triphasé est représenté sur (Fig.II.3)



**Fig.II.3.** Régime transitoire lors d'un court-circuit triphasé

### II.3.1. Les différentes grandeurs de courant de court-circuit

Pratiquement, on définit les grandeurs de court-circuit utiles à la détermination des matériels et du système de protection :

- **Courant de court-circuit symétrique initial,  $I''_{cc}$**  : valeur efficace de la composante symétrique permanente d'un courant de court-circuit présumé à l'instant d'apparition du court-circuit, si l'impédance conserve sa valeur initiale.
- **Le courant de choc,  $i_{choc}$**  : le courant de choc est le courant instantané maximal. Il a lieu à  $t=0.01s$  à partir du moment initial du court-circuit.

$$i_{choc} = \sqrt{2} I''_{cc} k_{choc} \quad (II.16)$$

$I''_{cc}$  = courant de court – circuit initial

$$k_{choc} = 1 + e^{-\frac{0.01}{\tau_a}} \quad (II.17)$$

Elle détermine :

- ✓ Le pouvoir de fermeture des disjoncteurs et des interrupteurs
- ✓ La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage

- **Courant de court-circuit permanent,  $I_k$** : valeur efficace du courant de court-circuit se maintenant, après extinction des phénomènes transitoires.
- **La valeur minimale des courants de court-circuit** : elle est indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles pour le réglage des seuils des protections.
- **équivalent thermique du courant de court-circuit,  $I_{th}$**

Les courants de court-circuit qui circulent dans le système créent des effets thermiques dus à l'échauffement sur les équipements et les conducteurs [3] [4].

$I_{th}$ : est donnée par l'équation suivante :

$$I_{th} = I''_{cc} \cdot \sqrt{m + n} \quad (\text{II.18})$$

Le facteur m est l'effet thermique dépendant du temps de la composante continu (DC) du courant de court-circuit. Il est calculé en utilisant l'équation suivante :

$$m = \frac{1}{100T_k \cdot \ln(k_{choc} - 1)} e^{200T_k \cdot \ln(k-1)} - 1 \quad (\text{II.19})$$

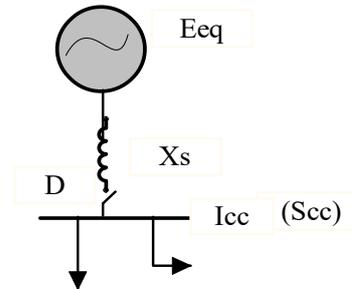
$T_k$  : est la durée du courant de court-circuit

Le facteur n est l'effet thermique dépendant du temps de la composante alternative (AC) du courant de court-circuit, ici dépend de la relation entre le courant initial du court-circuit et le courant de court-circuit en régime permanent  $I''_{cc} / I_k$ .

## II.4. Modélisations des différents éléments du réseau

### 1. Système électrique

Dans un nœud quelconque d'un système électrique (figure .II.4), le courant de court-circuit ou la puissance de court-circuit correspondante est connue, l'impédance du système peut être déterminée par l'expression suivante :



**Fig.II.4.** Schéma équivalent d'un système électrique

$$Z_a = \frac{U_n^2}{S_{cc}} \quad (\text{II.20})$$

Où,

$U_n$ : Tension nominale ;  $S_{cc}$  : Puissance de court-circuit.

Dans le cas où le courant  $I_{cc}$  et la puissance  $S_{cc}$  ne sont pas connues ; la réactance  $X_a$  peut être approximativement déterminée par le courant de débranchement du système installé dans le nœud.

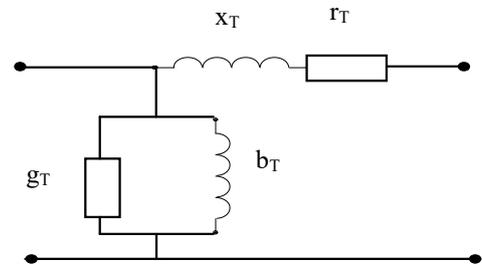
En effet dans les protections à maximum de courant, le courant de fonctionnement nominal du système est pratiquement égal au courant de court-circuit.

$$x_a = \frac{U_n}{\sqrt{3} I_{déb,n}} \quad (\text{II.21})$$

$I_{déb,N}$ : Courant de débranchement du disjoncteur.

## 2. Transformateur à deux enroulements

Les paramètres (résistance, réactance) d'un transformateur à deux enroulements sont définis par les paramètres nominaux comme suit (fig. II.5) :



**Fig.II.5.** schéma équivalent d'un transformateur à deux enroulements

$$x_{T,(N)} = \frac{\Delta U_{cc}\%}{100} \frac{U_n^2}{S_n} \quad (\text{II.22})$$

$$r_T = \Delta P_{cc} \frac{U_n^2}{S_n^2} \quad (\text{II.23})$$

En unité relative:

$$x_{T,N}^* = \frac{x_{T,(N)}}{x_{(N)}} = \frac{\Delta U_{cc}\%}{100} = \Delta U_{cc}^*$$

$$x_{T,(N)}\% = \Delta U_{cc}\%$$

En négligeant  $r_T$  devant  $x_T$ , on peut écrire :  $z_{cc}\% = \Delta U_{cc}\%$

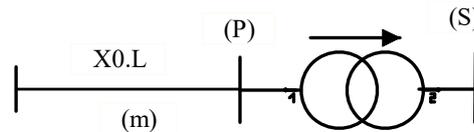
De la même manière on peut définir,

$$x_{T(b)}^* = x_{T,(N)} \frac{U_b^2}{U_n^2} = \Delta U_{cc}^* \cdot \frac{U_b^2}{S_n} \quad (\text{II.24})$$

$$x_{T(b)}^* = \Delta U_{cc}^* \cdot \frac{S_b}{S_n} \quad (\text{II.25})$$

### 3. L'impédance des lignes

Les lignes aériennes sont données par leur réactance linéique et leur longueur (fig.II.6), Ainsi on peut écrire :



**Fig.II.6.**schema équivalent d'une ligne

$$x_{l,(m)} = x_0 * l$$

$$x_{l,(b)} = x_{l,(m)} \frac{U_b^2}{U_m^2} = x_0 * l \frac{U_b^2}{U_m^2}$$

$$x_{l(b)}^* = x_0 * l \frac{S_b}{U_m^2} \quad (\text{II.26})$$

### 4. L'impédance des machines synchrones

En régime de court-circuit les moteurs électriques peuvent, à cause de la chute de tension dans les nœuds, se transformer en générateur, et augmenter par conséquent, la valeur du courant. Dans ce cas on doit tenir compte dans les schémas de ces régimes, les modèles des éléments sont définies par leurs caractéristiques subtransitoires ( $E_N^{*''}$ ,  $x_{d(N)}^{*''}$ ) en unité relative.

La réactance subtransitoire d'une machine par rapport à sa valeur nominale est donnée par l'expression :

$$x_{d(N)}^{*''} = \frac{x_{d(N)}^{*''}}{x_{(N)}} \quad (\text{II.26})$$

$x''_{d(N)}$  : Valeur naturelle de la réactance au niveau  $U_{(N)}$

Si le niveau de base choisi correspond à un autre niveau de transformation, on doit d'abord réduire la valeur de la réactance à ce niveau :

$$x''_{d(b)} = \frac{x''_{d(N)}}{K_T^2} = x_{(N)} \cdot \frac{x''_{d(N)}}{K_T^2}$$

Ou,  $K_T^2 = \frac{U_N^2}{U_b^2}$

Ce qui donne:

$$x''_{d(b)} = x''_{d(N)} * \frac{U_b^2}{S_n} \tag{II.27}$$

L'expression, en unités relative, par rapport à la valeur de base, sera alors:

$$x''_{d(b)} = \frac{x''_{d(N)}}{x_b} = x''_{d(N)} * \frac{S_b}{S_N} \tag{II.28}$$

Les FEM peuvent être réduites de la même manière .Elle sont données pour différentes éléments dans le tableau suivant:

**Tab. III.2.** Valeurs en unité relative des différents éléments [8]

Sources d'énergie	$E''_{(N)}$
Turbo-alternateur 100MW	1.08
Turbo-alternateur 100-500MW	1.13
Alternateur hydrolique avec enroulement amortisseur	1.13
Alternateur hydrolique sans enroulement amortisseur	1.18
Compensateur synchrone	1.2
Moteur synchrone	1.1
Moteur asynchrone	0.9

L'effet des charges à la contribution au courant de court-circuit n'est pris en considération Que quand les charges sont proches du point de court-circuit.

## II.5. Méthode de calcul des courants de court-circuit

La méthode utilisée pour le calcul des paramètres de régime du court-circuit est celle des composantes symétriques, cette méthode consiste à remplacer un système réel asymétrique par 3 composantes symétriques, dite composante directe, inverse et homopolaire.

\*composante directe est un système de (u, i) tourne dans le sens du champ tournant des générateurs.

\*composante inverse est un système de (u, i) qui tourne dans le sens inverse.

\*composante homopolaire est système symétrique non équilibré.

### II.5.1. Norme IEC 609-09

Les règles de calcul des courants de court-circuit dans les installations électriques ont été définies dans la norme CEI 60909 éditée en 2001.

Le calcul effectif des courants de court-circuit en divers points d'un réseau peut rapidement devenir un travail laborieux lorsque l'installation est complexe. L'utilisation de logiciels spécialisés permet d'effectuer ces calculs plus rapidement. Cette norme, applicable à tous les réseaux triphasés radiaux ou maillés, 50 ou 60 Hz et jusqu'à 550 kV, générale et précise. Elle permet de traiter les différents types de court-circuit, symétriques ou dissymétriques, francs, pouvant se produire dans une installation électrique [16].

### II.5.2. Les hypothèses de base

Afin d'aboutir à des équations simples tout en gardant une précision acceptable, il est admis les hypothèses simplificatrices suivantes:

\*Les déphasages entre les Fem des générateurs du système ne varient pas ( $\sigma_k = \sigma_i = \text{cte}$ )

\*On ne tient pas compte de la saturation éventuelle des circuits magnétiques.

\* Les courants magnétisant ( $I_0$ ) des transformateurs sont négligeables.

\* Les effets des susceptances des lignes sont négligeables.

\* les circuits triphasés sont symétriques.

Les résistances sont souvent négligées ( $x \geq 3r$ ), sauf pour la détermination de la constante de temps.

\*Toutes les capacités de ligne sont négligées.

## II.5.3. Théorie des composantes symétriques

### II.5.3.1. Introduction

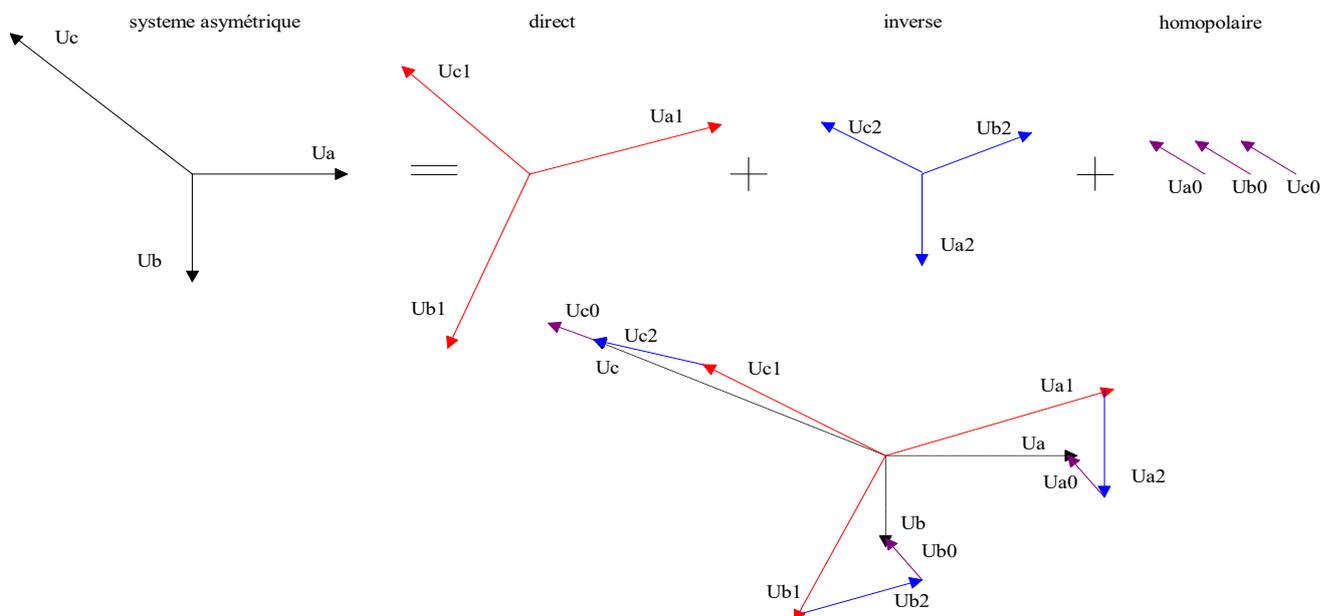
La théorie des composantes symétriques s'applique tout aussi bien à des vecteurs tournants tels que des courants et des tensions qu'à des vecteurs fixes tels que des impédances ou des admittances.

En fonctionnement normal équilibré symétrique, l'étude des réseaux triphasés se ramène à celle d'un réseau monophasé équivalent, caractérisé par les tensions simples, les courants de phase, et les impédances du réseau (appelées impédances cycliques). Dès qu'apparaît une dissymétrie significative dans la configuration ou le fonctionnement du réseau, la simplification n'est plus possible, on ne peut alors établir simplement les relations électriques dans les conducteurs à l'aide des impédances cycliques.

On emploie la méthode des composantes symétriques, qui consiste à ramener le système réel à la superposition de trois systèmes monophasés indépendants, appelés :

Système direct (d) ou séquence positive (1), système inverse (i) ou séquence négative (2) et système homopolaire (h) ou séquence nulle (0).

Pour chaque système respectivement 1, 2, 0, les tensions  $U_1, U_2, U_0$  et les courants  $I_1, I_2, I_0$  sont liés par les impédances  $Z_1, Z_2, Z_0$  du même système (Fig.II.7) [17].



**Fig.II.7.** Système asymétrique triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés

Le théorème de superposition est alors exploitable pour le calcul des courants de court-circuit. Les composante réelles des phases A, B, C des courant  $I_{ABC}$  et des tensions  $U_{ABC}$  s'écrivent comme suit :

$$\begin{cases} i_A(t) = I_m \sin(\omega t + \beta) \\ i_B(t) = I_m \sin(\omega t + \beta - \frac{2\pi}{3}) \\ i_C(t) = I_m \sin(\omega t + \beta + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{II.29})$$

$$\begin{cases} u_A(t) = U_m \sin(\omega t + \alpha) \\ u_B(t) = U_m \sin(\omega t + \alpha - \frac{2\pi}{3}) \\ u_C(t) = U_m \sin(\omega t + \alpha + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{II.30})$$

Ce système est équivalent à trois (3) systèmes : directe, inverse, et homopolaire.

Sachant que l'opérateur (**a**):

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

**Le système Directe** : consiste en trois vecteurs de même module déphasé de  $120^\circ$  et ayant la même séquence que le système d'origine.

$$\begin{cases} i_{A1} = I_1 e^{j0} = I_1 \\ i_{B1} = I_1 e^{j\frac{4\pi}{3}} = a^2 I_1 \\ i_{C1} = I_1 e^{j\frac{2\pi}{3}} = a I_1 \end{cases} \quad (\text{II.31})$$

$$\begin{cases} \dot{u}_{A1} = \dot{U}_1 e^{j0} = \dot{U}_1 \\ \dot{u}_{B1} = \dot{U}_1 e^{j\frac{4\pi}{3}} = a^2 \dot{U}_1 \\ \dot{u}_{C1} = \dot{U}_1 e^{j\frac{2\pi}{3}} = a \dot{U}_1 \end{cases} \quad (\text{II.32})$$

**Le système Inverse** : consiste en trois vecteurs de même module déphasé de  $120^\circ$  mais de séquence opposée au système d'origine.

$$\begin{cases} i_{A2} = \dot{I}_2 e^{j0} = \dot{I}_2 \\ i_{B2} = \dot{I}_2 e^{j\frac{4\pi}{3}} = a\dot{I}_2 \\ i_{C2} = \dot{I}_2 e^{j\frac{2\pi}{3}} = a^2\dot{I}_2 \end{cases} \quad (\text{II.33})$$

$$\begin{cases} \dot{u}_{A2} = \dot{U}_2 e^{j0} = \dot{U}_2 \\ \dot{u}_{B2} = \dot{U}_2 e^{j\frac{\pi}{3}} = a\dot{U}_2 \\ \dot{u}_{C2} = \dot{U}_2 e^{j\frac{4\pi}{3}} = a^2\dot{U}_2 \end{cases} \quad (\text{II.34})$$

**Le système homopolaire:** ce système est formé de trois vecteurs ayant la même amplitude et le même angle de phase, ils tournent aussi dans le même sens et à la même vitesse que les vecteurs du système original.

$$i_{A0} = i_{B0} = i_{C0} = \dot{I}_0 \quad (\text{II.35})$$

$$\dot{u}_{A0} = \dot{u}_{B0} = \dot{u}_{C0} = \dot{U}_0 \quad (\text{II.36})$$

Un système triphasé déséquilibré constitué de trois vecteurs  $U_A, U_B, U_C$  peut s'écrire en fonction des trois systèmes direct, inverse et homopolaire selon :

$$\begin{cases} \dot{u}_A = \dot{U}_1 + \dot{U}_2 + \dot{U}_0 \\ \dot{u}_B = a^2\dot{U}_1 + a\dot{U}_2 + \dot{U}_0 \\ \dot{u}_C = a\dot{U}_1 + a^2\dot{U}_2 + \dot{U}_0 \end{cases} \quad (\text{II.37})$$

$$\begin{cases} i_A = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_0 \\ i_B = a^2\dot{I}_1 + a\dot{I}_2 + \dot{I}_0 \\ i_C = a\dot{I}_1 + a^2\dot{I}_2 + \dot{I}_0 \end{cases} \quad (\text{II.38})$$

Pour la détermination les tensions  $U_1, U_2, U_0$  en fonction de  $U_A, U_B, U_C$  on résout le système d'équation (II.35) par rapport aux composante symétriques.

$$\begin{bmatrix} \dot{u}_A \\ \dot{u}_B \\ \dot{u}_C \end{bmatrix} = [T] \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dot{U}_0 \end{bmatrix}$$

Ou ;

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 0 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \text{ est la matrice de transfert}$$

On peut aussi exprimer les grandeurs symétriques en fonction des grandeurs de phase par l'inverse de la matrice de transformation T :

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dot{U}_0 \end{bmatrix} = [T]^{-1} \begin{bmatrix} \dot{U}_A \\ \dot{U}_B \\ \dot{U}_C \end{bmatrix} \quad \text{Avec;}$$

$$[T]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \text{ est la matrice de transfert inverse}$$

Donc on aura :

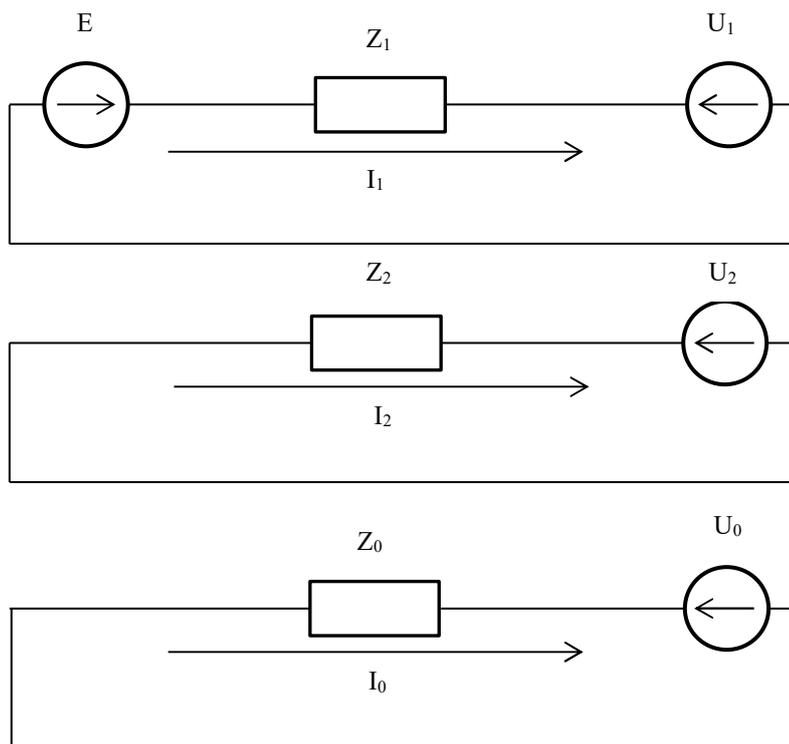
$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a\dot{U}_B + a^2\dot{U}_C) \\ \dot{U}_2 = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a^2\dot{U}_B + a\dot{U}_C) \\ \dot{U}_0 = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C) \end{cases} \quad (\text{II.39})$$

$$\begin{cases} \dot{i}_1 = \frac{1}{3}(\dot{I}_A + a\dot{I}_B + a^2\dot{I}_C) \\ \dot{i}_2 = \frac{1}{3}(\dot{I}_A + a^2\dot{I}_B + a\dot{I}_C) \\ \dot{i}_0 = \frac{1}{3}(\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C) \end{cases} \quad (\text{II.40})$$

Les composantes symétriques de courant sont liées aux composantes symétriques de tension par les impédances correspondantes par les équations suivantes :

$$\begin{cases} E = U_1 + I_1 * Z_1 \\ 0 = U_2 + I_2 * Z_2 \\ 0 = U_0 + I_0 * Z_0 \end{cases} \quad (\text{II.41})$$

L'équation (II.39) permet de définir le schéma équivalent des composantes symétriques d, i et h pour la phase de référence A (figure.II.8).

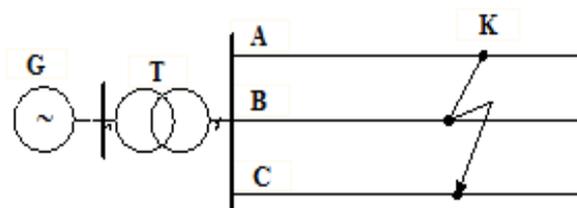


**Fig.II.8.** Circuit équivalent des séquences

### II.5.3.2. Calcul du courant de court-circuit

➤ **Court-circuit triphasé symétrique**

L'analyse de court-circuit consiste à déterminer les paramètres de régime au niveau du point de court-circuit (figure.II.9).



**Fig.II.9.** Schéma de court-circuit triphasé symétrique

### Expression du défaut

Le court-circuit est isolé à la terre sont représentés par les équations suivantes :

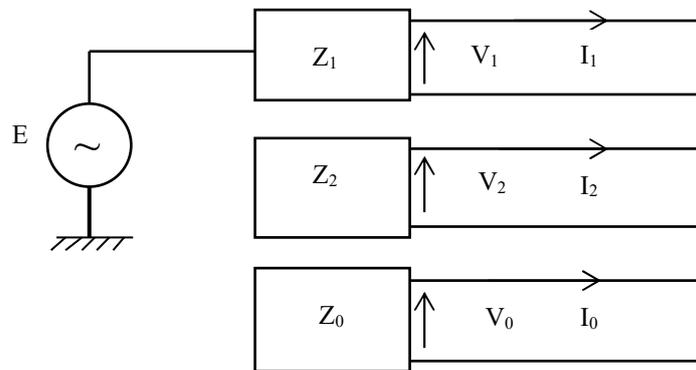
$$\dot{u}_A = \dot{u}_B = \dot{u}_C$$

$$\dot{i}_A + \dot{i}_B + \dot{i}_C = 0$$

Le schéma équivalent en composante symétrique est donné sur la (Fig.II.10) :

Avec :

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_0 = 0$$



**Fig.II.10.** Schéma de séquence pour un court-circuit triphasé

En remplaçant dans l'équation (II.36) et (II.40) on aura :

$$\dot{I}_A = \dot{I}_1 = \frac{E}{Z_d} \quad ; \quad \dot{I}_B = a^2 \dot{I}_1 \quad ; \quad \dot{I}_C = a \dot{I}_1 \quad (\text{II.42})$$

(Si le court-circuit est à la terre les tensions de phase sont nulles)

Pendant le court-circuit triphasé isolé à la terre les tensions de phase sont égales, et les tensions composées sont égales à zéro.

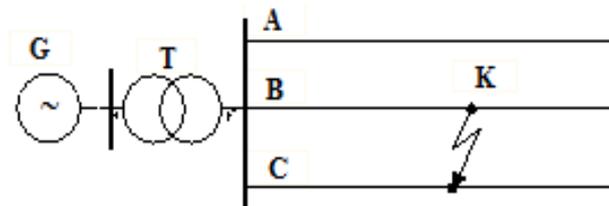
➤ **Court-circuit biphasé isolé**

Condition de défaut pour un court-circuit biphasé isolé sont représentés par les équations suivantes (fig.II.11) :

$$\dot{i}_A = 0$$

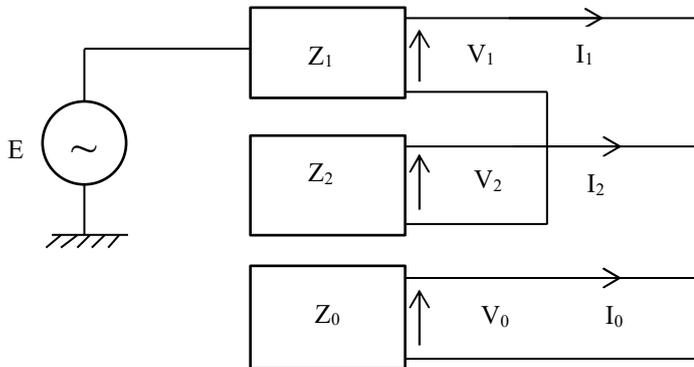
$$\dot{i}_B = -\dot{i}_C$$

$$\dot{U}_{BC} = 0$$



**Fig.II.11.** Schéma de court-circuit biphasé isolé à la terre

Le schéma équivalent en composante symétrique est donné sur la (Fig.II.12)



**Fig.II.12.** Schéma de séquence pour un court-circuit biphasé isolé

Avec :  $\dot{i}_0 = 0$  ;  $\dot{U}_1 = \dot{U}_2$

Et :  $\dot{i}_1 = -\dot{i}_2 = \frac{E}{Z_1 + Z_2}$

En utilisant l'équation (II.36) on obtiendra les courants de court-circuit dans les trois phases

$$\begin{aligned}
 \dot{I}_B &= -\dot{I}_C = (a^2 - a)\dot{I}_1 = +j\sqrt{3}\dot{I}_1 \\
 \dot{I}_B &= +j\sqrt{3}\frac{E}{Z_1+Z_2}
 \end{aligned}
 \tag{II.43}$$

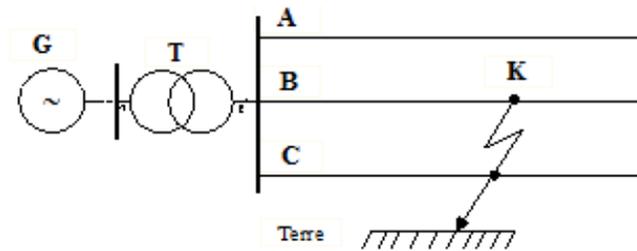
➤ **Court-circuit biphasé à la terre**

Expression de défaut pour un court-circuit biphasé à la terre (figure.II.13) est :

$$\dot{I}_A = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_0 = 0$$

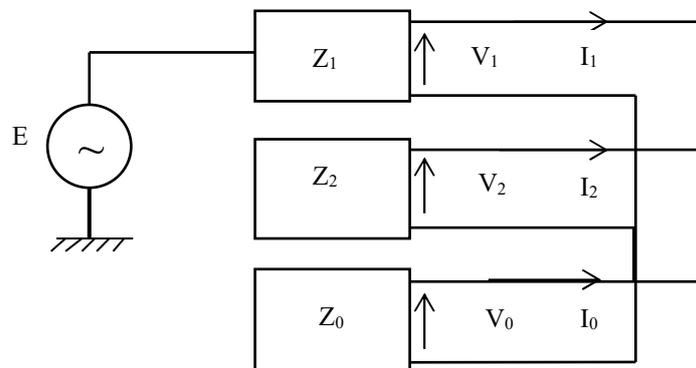
$$\dot{I}_{cc2} = \dot{I}_B + \dot{I}_C$$

$$\dot{U}_B = \dot{U}_C = 0$$



**Fig.II.13.** court-circuit biphasé à la terre

Le schéma équivalent en composantes symétriques est donné sur la (Fig.II.14)



**Fig.II.14.** Schéma de séquence pour un court-circuit biphasé à la terre

Après développement des équations on aura les différents courants de séquences sont :

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = \frac{(Z_0+Z_2)E}{\Delta} \\ \dot{I}_2 = -\frac{Z_0}{\Delta} E \\ \dot{I}_0 = -\frac{Z_2}{\Delta} E \end{cases}$$

Avec :

$$\Delta = Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0$$

Retour aux grandeurs de phase, le de court-circuit biphasé sera égale:

$$\dot{I}_{cc2} = \dot{I}_B + \dot{I}_C = \frac{3E}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (\text{II.44})$$

### ► Court-circuit phase-terre

1er cas : ( $Z_d = 0$ )

Condition de défaut :

$$\dot{U}_A = 0$$

$$\dot{I}_B = \dot{I}_C = 0$$

$$\dot{I}_{\text{défaut}} = \dot{I}_A$$

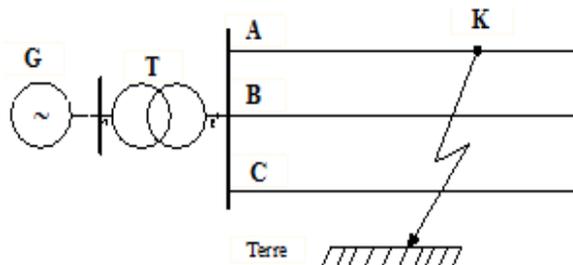
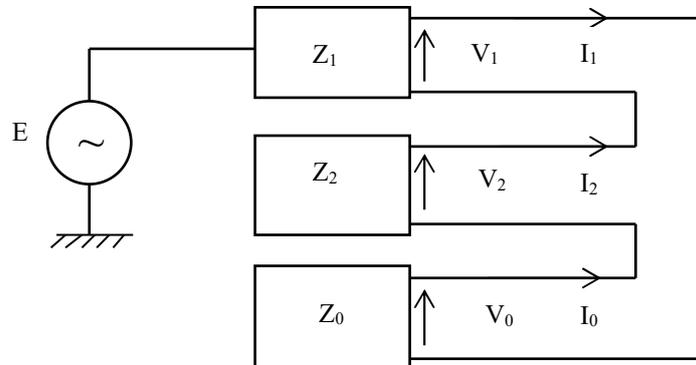


Fig. II.15. Schéma de court-circuit phase -terre

Dans ce cas, les composantes symétriques en courant sont égales d'après l'équation (II.40), d'où le schéma équivalent en séquence (1, 2, 0) est le suivant :



**Fig. II.16.** Circuit équivalent en composante symétrique défaut phase –terre ( $Z_d=0$ )

Avec :

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}_0 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Retour en grandeurs de phase :

$$\dot{I}_{défaut} = \dot{I}_A = 3\dot{I}_1$$

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{défaut} = \frac{3E}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (II.45)$$

**2eme cas : ( $Z_d \neq 0$ )**

Dans ce cas la tension au niveau de la phase en défaut n'est pas nulle.

Condition de défauts :

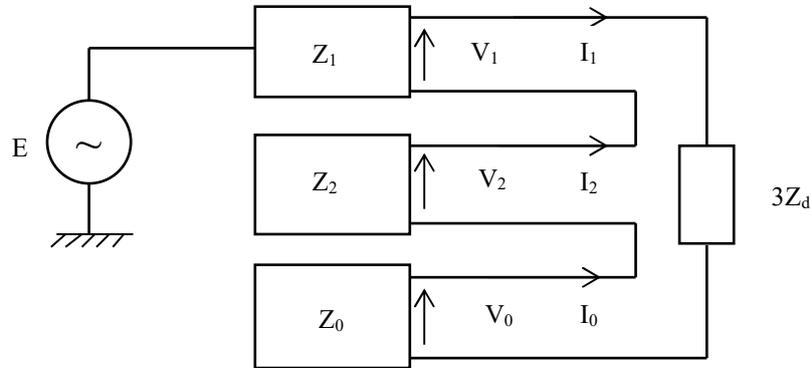
$$\dot{U}_A \neq 0$$

$$\dot{I}_B = \dot{I}_C = 0$$

En grandeur symétrique d'après l'équation (II.40) on aura :

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}_0 = \frac{1}{3}\dot{I}_A$$

Le schéma équivalent en grandeur symétrique est représenté sur la (Fig.II.15)



**Fig. II.17.** Circuit équivalent en composante symétrique défaut phase –terre ( $Z_d \neq 0$ )

Donc en remplaçant dans l'équation (II.36)(II.40) on aura :

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{\text{défaut}} = \frac{3E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_d} \quad (\text{II.46})$$

## II.6. Puissance de court-circuit

La connaissance de la puissance de court-circuit en tout point d'un réseau est une donnée nécessaire pour déterminer le matériel de protection dans le cas de la planification, ainsi que Pour assurer une meilleure exploitation du réseau, il est indispensable de contrôler continuellement la valeur de cette puissance qui varie en fonction de:

- ⚡ La nature des éléments qui constituent le réseau: alternateurs, transformateurs, lignes, câbles...
- ⚡ La structure du réseau: réseau comportant des lignes simples ou des lignes multiples.
- ⚡ Le mode d'exploitation du réseau: neutre isolé ou neutre relié à la terre.
- ⚡ L'impédance de défaut.
- ⚡ Le type de court-circuit.
- ⚡ La configuration du réseau qui change continuellement avec le temps.

Elle est exprimée par la relation suivante :

$$\dot{S}_{CC} = \sqrt{3} \dot{U}_N i_{CC} \quad (\text{II.47})$$

Tout renforcement d'un réseau électrique que ce soit par adjonction de générateurs supplémentaires ou de lignes ou transformateurs d'alimentation, augmente l'admittance du réseau et sa puissance de court-circuit en tous les points placés « à l'aval » du renforcement. Les disjoncteurs doivent donc être périodiquement ajustés à ces augmentations de puissance de court-circuit. Cela n'est qu'un faible inconvénient pour les disjoncteurs du réseau qui peuvent être récupérés et réinstallés dans des postes où la puissance de court-circuit ne dépasse pas leur pouvoir de coupure. Cependant dans les zones très denses, l'augmentation des pouvoirs de coupure des disjoncteurs devient très onéreuse, et l'on cherche à la freiner par un découpage du réseau en tranches conçues pour garder toutefois un nombre d'alimentations indépendantes suffisant pour garantir la sécurité souhaitée [15].

## II.7. Conséquence des courants de court-circuit

Les conséquences des courants de court-circuit sont variables selon le type et la durée du court-circuit [16].

### ✎ au point de défaut.

La présence d'arc de défaut avec :

- détérioration des isolants, fusion des conducteurs et incendie et danger pour les personnes.

Pour les circuits défectueux :

- déformation des jeux de barre, arrachement des câbles.

### ✎ pour les autres circuits électriques du réseau

- les creux de tension pendant et après la durée d'élimination du défaut.
- la mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité des protections ;
- l'instabilité et/ou la perte de synchronisme des machines influencées par le court-circuit.

## **II.8.Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons décrit les différents types de court-circuit ainsi que ses influences sur les réseaux électriques.

Après avoir rappelé les définitions des grandeurs de court-circuit et montré l'importance de leurs calculs dans l'exploitation des réseaux électriques, nous avons montré la méthode de composante symétrique cette dernière est indispensable pour l'étude des cas déséquilibrés, elle permet le calcul des courants de court-circuit pour les différents types de court-circuit.

Nous avons évoqué l'importance de la puissance de court-circuit et sa contribution au choix des appareils de protection.

## **CHAPITRE III**

### **Simulation du courant de défaut du réseau de distribution SIDER EL - HADJAR**

## CHAPITRE III

### Simulation du courant de défaut du réseau de distribution

#### SIDER EL-HADJAR

##### III.1.Introduction

L'arrêt de la centrale thermique CT, a provoqué une perturbation d'alimentation de certaines unités de production telle qu'ACE, LFR, HF1, AG1 et COKERIE. Pour répondre à leurs besoins, ces unités sont alimentées à travers le réseau SONELGAZ, mais on a eu un cas de surcharge, ce qui nous a obligé de remplacer le transformateur de 70 MVA par un de puissance 120 MVA et cela au niveau du poste N°4 arrivée 225 kV.

Comme notre alimentation possède d'autres éléments que le transformateurs, nous allons effectuer une simulation du réseau de distribution électrique afin de valider la tenue thermique des jeux de barre 15kV/63kV et 225kV suite à l'augmentation de puissance de l'arrivée N°4.

Les objectifs poursuivis dans cette thèse, sont dans une première étape de déterminer les valeurs précises des courants de court-circuit maximum pour chaque départ 225kV, 63kV et 15kV, puis vérifier la tenue thermique des jeux de barre en utilisant logiciel **CYME**, un logiciel de référence pour les réseaux de distribution.

##### III.2. Simulateur des réseaux électrique

Le simulateur est un ensemble d'outils informatiques comportant des composants matériels et logiciels destinés à la simulation d'un événement ou d'un système. Les simulateurs dans l'étude des réseaux électriques fonctionnent en mode interactif avec l'utilisateur pendant la simulation. Ils ont pour but d'aider les responsables de la planification, de la gestion et de la conduite des réseaux électriques à prendre les meilleures décisions et à concevoir le matériel qui s'intégrera au réseau lui-même pour en améliorer la fiabilité et la continuité de service.

Ces dernières années plusieurs simulateurs ont été développés, tels que :

NETOMAC (Siemens, Allemagne), EMTP (USA), IPSA (Grande Bretagne) et EUROSTAG (EDF, France) [17]. Actuellement de nombreux projets sont lancés dans le but d'élaborer des simulateurs performants consacrés en particulier aux personnels chargés de la conduite et du contrôle des réseaux.

### III.2.1. Avantages de la simulation numérique

Grâce au développement des calculateurs numériques en rapidité de calcul et, la taille mémoire, des outils de simulation efficaces ont vu le jour et présentent de nombreux avantages [18] :

- ✓ Des méthodes et des algorithmes de calcul adaptés ont été conçus, dans le but de réduire les temps de calcul et de traiter les réseaux de grandes tailles.
- ✓ Les manipulations des données, en particulier les changements d'hypothèses et de topologie, sont facilités et disposent de possibilités de vérification, de validité et de cohérence.
- ✓ La rapidité de calcul permet de considérer de nombreuses situations comme pour les études de planification
- ✓ La facilité de traitement des résultats pour leur analyse
- ✓ La possibilité de travailler en réseau rend possible le partage des données et l'accès à des moyens de calcul puissants centralisés.

Des progrès importants réalisés en permanence quant aux performances de temps de calcul et de volume mémoire diminuent les contraintes informatiques. Les efforts se concentrent maintenant sur les techniques de simulation proprement dites permettant d'ouvrir le domaine des phénomènes observables par un même modèle et d'accroître la taille des systèmes étudiés. De nouvelles méthodes et algorithmes bien adaptés au calcul numérique se développent. Les progrès réalisés dans la construction des logiciels ont amené à la conception de nouveaux outils informatiques (bases de données, banques d'algorithmes, systèmes interactifs) dont l'utilisation a permis :

- De structurer sous forme de systèmes intégrés des programmes qui étaient utilisés séparément.
- D'augmenter la précision des résultats.
- De réduire le temps d'exécution
- De faciliter l'utilisation de la simulation, donc la diminution des défauts due à l'opérateur.

### III.2.2. Simulateur « CYME »

Ce simulateur est un outil de conception assisté par ordinateur (C.A.O.) composé d'un ensemble de programmes destinés à l'analyse et au contrôle des réseaux électriques avec l'utilisation des techniques graphiques et en mode interactif (Figure.III.1) représente les principales fonctions du simulateur .Ce programme est composé de trois blocs principaux :

- **Bloc d'entrée** : la lecture des données du réseau à traiter à partir de la base de données ou l'introduction interactive par clavier des informations sur le changement de la configuration.
- **Bloc dynamique** : effectue les calculs nécessaires pour former la matrice admittance, puis la matrice impédance afin de calculer les courants de court-circuit et le courant thermique (indice de sécurité) de chaque jeu de barres.
- **Bloc de sortie** : affichage les résultats de calcul avec des messages sur l'écran ou bien sur un fichier selon le besoin.

L'organigramme général de la simulation du courant de court-circuit est représenté par la (Figure.III.2).

#### III.2.2. 1. Écoulement de puissance

C'est la fonction la plus importante qui effectue l'analyse du réseau électrique en régime statique à tout instant pour déterminer les puissances actives (MW) et les puissances réactives (MVAR), les modules et les arguments des tensions au niveau de chaque jeu de barres ainsi que les pertes de puissances dans tout le réseau.

#### III.2.2. 2. Analyse des courts circuits

Ce programme est utilisé pour la simulation des courts circuits symétriques et asymétriques appliqués sur n'importe quel point du réseau. Ceci permet d'obtenir les courants et les tensions de défauts. On peut aussi tracer les courbes des courants instantanés délivrés par les alternateurs et les moteurs.

#### III.2.2. 3. Puissances de court-circuit

Ce modèle calcule les puissances de court-circuit des centrales et des postes après avoir défini la configuration du réseau par l'identification des états des disjoncteurs.

#### **III.2.2. 4. Analyse des harmoniques**

Cette fonction permet de simuler les courants et les tensions du réseau, le calcul et l'affichage sur écran du flux des harmoniques, les distorsions et les impédances pour n'importe quel type de fréquence d'harmonique.

#### **III.2.2. 5. Stabilité transitoire**

L'analyse de la stabilité transitoire est très importante à cause des facteurs principaux suivants :

- ♦ La croissance continue de la taille des réseaux.
- ♦ L'interconnexion de plusieurs centrales de différents types et qui sont localisées à des endroits éloignés.
- ♦ La complexité des systèmes de charges.
- ♦ L'exploitation de certaines installations du réseau électrique dans des conditions proches de leurs limites de fonctionnement.

La stabilité du réseau doit donc être étudiée pour :

- Améliorer les conditions d'exploitation du réseau.
- Maintenir l'équilibre statique et dynamique du réseau durant la perturbation.

#### **III.2.2. 6. Coordination de la protection**

Cette fonction est liée directement aux résultats de calcul des écoulements de puissance et des courts circuits. La mise hors/en service d'un composant du réseau influe sur la coordination de la protection. Pour cela l'état de la configuration du réseau doit être régulièrement contrôlé pour maintenir une protection sélective du réseau.

### **III.3. Analyse des courts-circuits**

La connaissance des courants de court-circuit de chaque jeu de barres d'un réseau électrique est nécessaire pour l'ingénieur electricien qui est chargé des études de planification des réseaux électriques pour permettre de choisir les appareils de protection adéquate.

Le court-circuit dépend de la structure du réseau qui change continuellement dans le temps. Pour cela l'opérateur à tout moment, a besoin de connaître l'état réel du réseau pour assurer la bonne exploitation.

### **III.4. Utilité du calcul de courant de court-circuit**

Le calcul de courant de court-circuit est très important et nous permet essentiellement de bien choisir :

- ✧ Le dimensionnement des disjoncteurs, des appareils électriques, des jeux de barre, des isolations et des câbles ainsi que le dimensionnement convenable des prises de terres.
  
- ✧ Le réglage des différentes protections pour obtenir la sélectivité optimale et ne pas Perturber la stabilité du réseau.

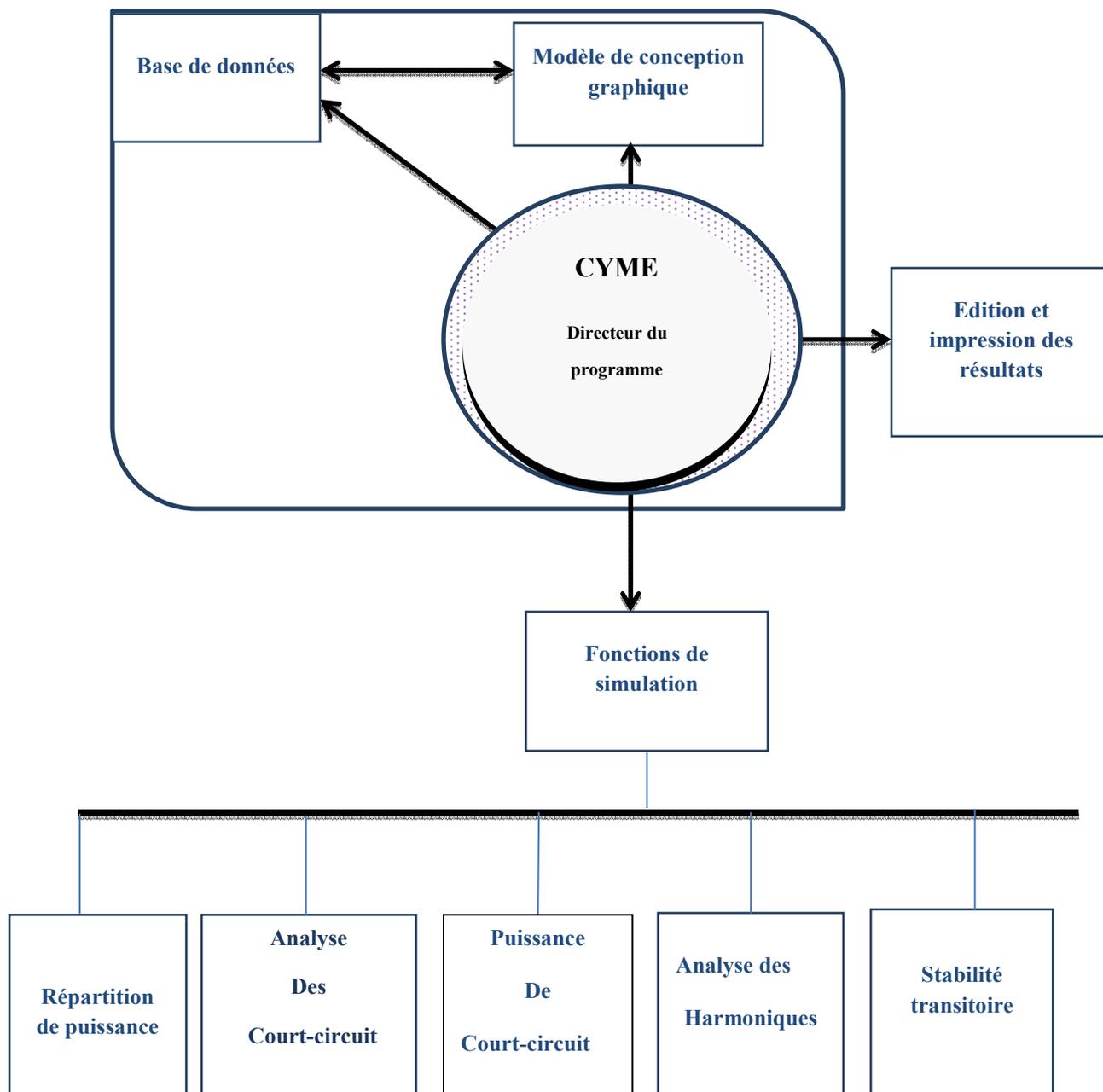
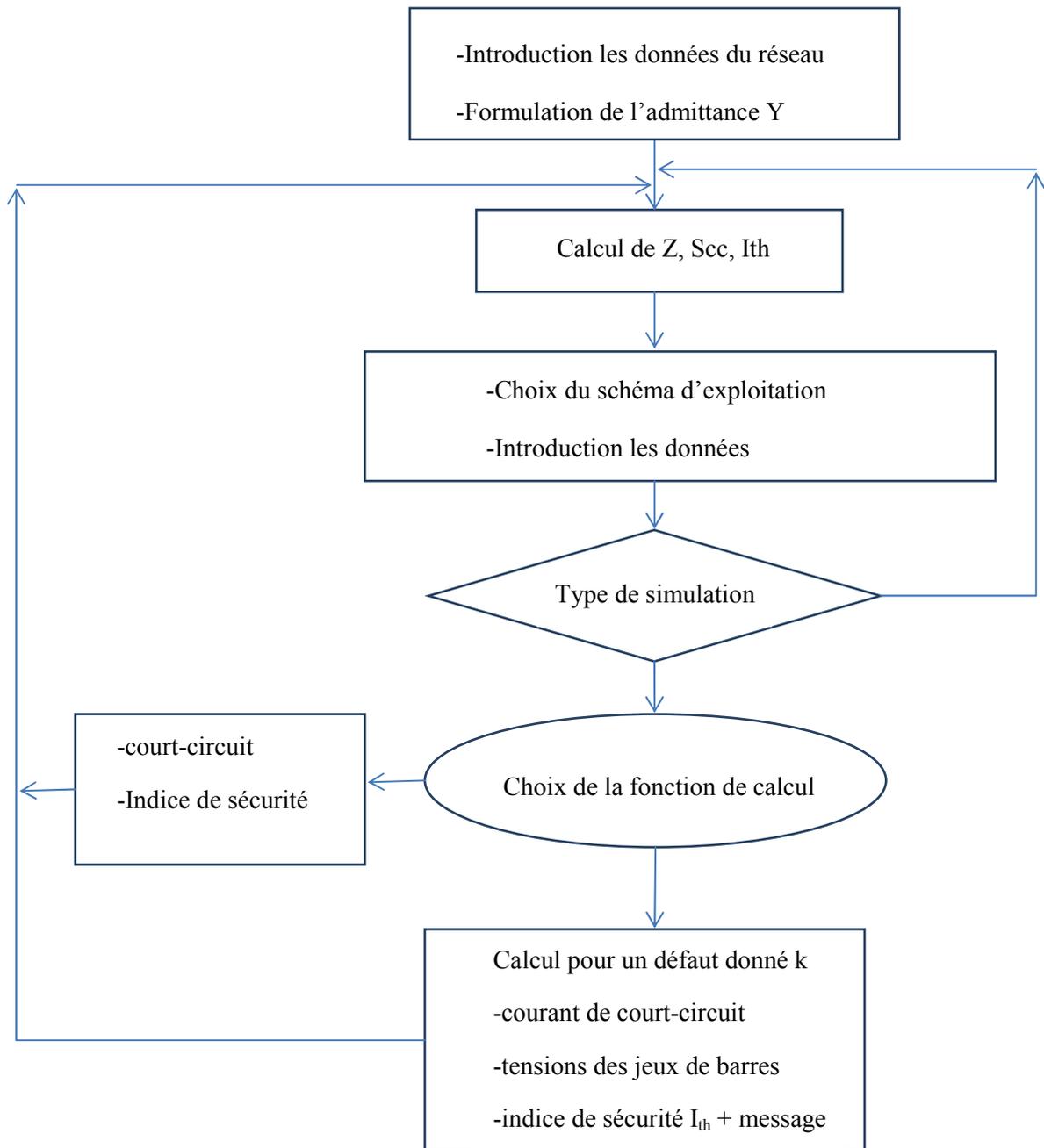


Fig.III.1.schéma bloc du simulateur CYME



**Fig.III.2.** Organigramme général de la simulation de court-circuit

### **III.5. Environnement de la zone d'étude**

#### **III.5. 1 Caractéristiques physiques du complexe El-Hadjar**

Le complexe d'el-hadjar de point de vue géographique, il est situé à 15 km sud de ville de Annaba, Le complexe d'El-Hadjar a été créé le 04 septembre 1964, suite à l'exécution d'une politique définie et exprimé par le gouvernement algérien de l'époque ; occupe une superficie de 800 Hectares, qui se réparties approximativement en trois (03) zones:

- Les ateliers de productions 300 H.
- Zones de stockages 300 H.
- Surface de services 200 H.

Le complexe a pour mission de valoriser le minerai de fer national et de fabriquer les semi-produits sidérurgiques; il est structuré en 04 zones de productions.

- Zone matière première (cokerie, PMA, HF).
- Zone produit plat (LAC, LAF).
- Zone produit long (ACO1, ACO2, LFR).
- Zone tuberie (TSS, parachèvement, ACE, TUS).

Dans le cadre de la politique de privatisation qui a été opté par le gouvernement ; le 18 octobre 2001 le LNM a signé un protocole d'accord avec SIDER pour transformer à ISPAT ANNABA, cette entreprise privé qui est 2eme sidérurgique mondiale, cette acquisition a pour but de devenir le leader dans l'industrie sidérurgique et de concurrencer le marché européen.

#### **III.5.2. Configuration du réseau de distribution SIDER EI-HADJAR**

Le réseau de distribution du complexe SIDER-El-Hadjar est représenté sur la (Figure.III.3), ce réseau dispose de quatre postes de transformation P1, P2, P3 et P4 qui sont alimentés à partir de deux sources d'alimentation différentes l'une de 63 kV et l'autre de

225 kV.

\*Le poste de transformation P1 et P3 sont alimentés par l'arrivée SONELGAZ 63 kV contient trois transformateurs (03) de puissances 22.5 MVA chacun, couplés en parallèles.

\* Le poste de transformation P4 est alimentés par l'arrivée SONELGAZ 225 kV contient deux transformateurs (02) de puissances différentes l'un 70 MVA et l'autre 120 MVA couplé en parallèles.

\*La centrale thermique CT avec deux groupes qui alimente le poste P1et P3 de même puissance au niveau jeu de barre 15 kV.

Nous avons pris dans le cadre de ce travail le réseau de distribution SIDER El-Hadjar Figure .IV.3 assez complexe, pour bien visualiser l'impact des courants de court-circuit sur le choix correcte des appareils de protection ainsi que le dimensionnement des jeux de barres, suite à l'arrêt de la centrale thermique et l'installation d'un nouveau transformateur 120 MVA en remplacement du transformateur 70 MVA poste de transformation P4 [19][20] .

Les différents modes d'exploitation sont :

Mode d'exploitation N°1 : réseau d'alimentation 225 kV, 63 kV et CT avant installation nouveau transformateur 120 MVA.

Mode d'exploitation N°2 : Arrêt de la centrale thermique CT avec installation nouveau transformateur 120 MVA.

Mode d'exploitation N°3 : réseau d'alimentation seul 225 kV et Poste P1 (Contingence de l'arrivée 63 kV poste de transformation N°3).

Mode d'exploitation N°4 : réseau d'alimentation seul 225 kV et Poste P3 (Contingence de l'arrivée 63 kV poste de transformation N°1).

L'évaluation des calculs des courants de court-circuit dans notre étude concerne principalement la configuration d'exploitation citée ci-dessus.

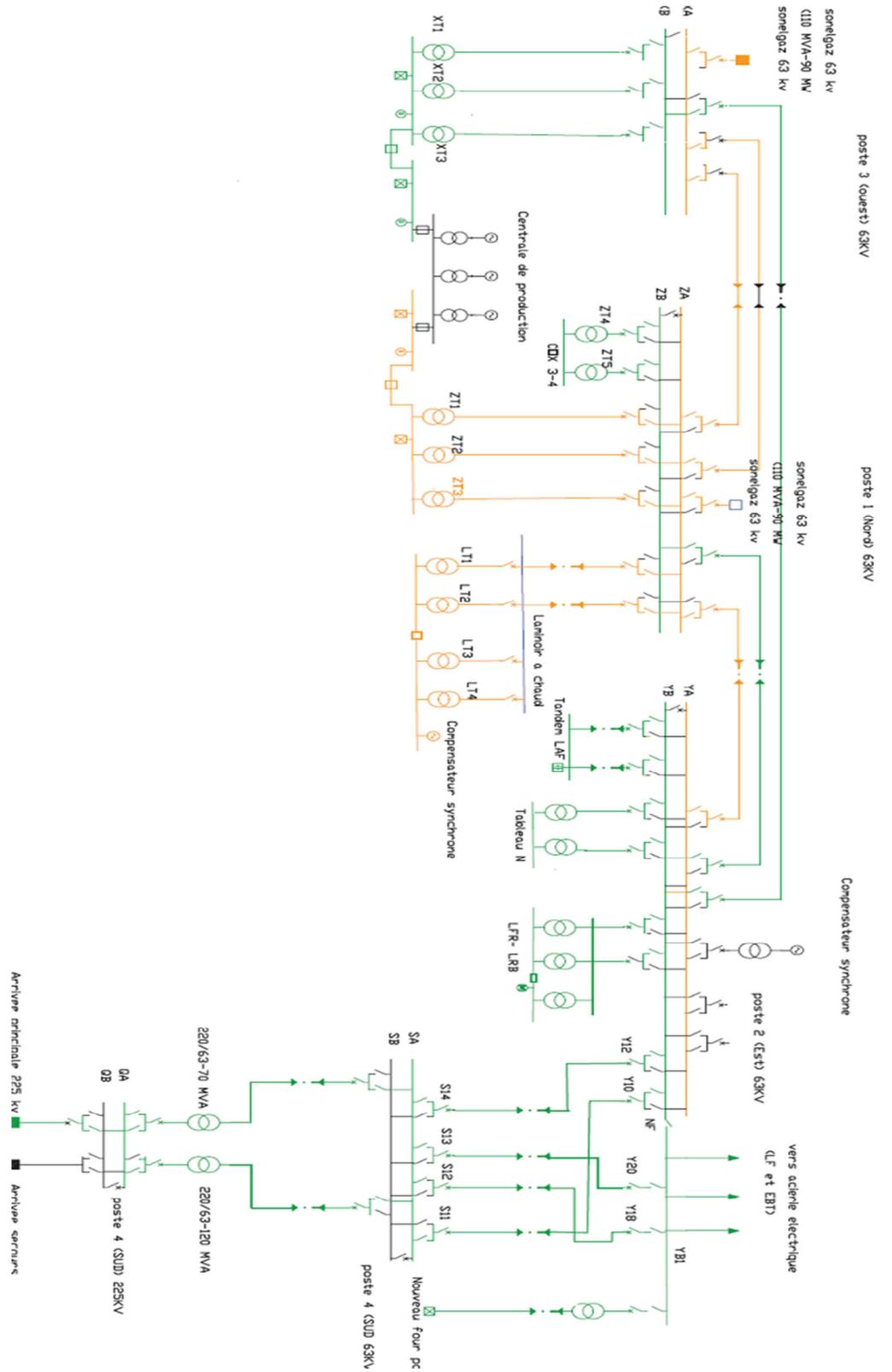


Fig.III.3. Schéma unifilaire du réseau de distribution SIDER EL-HADJAR

### III.6. Simulation du modèle par logiciel CYME

#### III.6.1. Vérification des puissances

La puissance globale en unité relative du site est :  $1 + j 0,598$  réparti sur les trois postes comme suit :

**Tab.III.1** Comparaison entre consommation réelle et simulé

Nom du jeu de barre	Puissance réelle			Puissance simulée			Déviation (%)	
	P(MW)	Q(MVAR)	cos $\alpha$	P(MW)	Q(MVAR)	cos $\alpha$	P(MW)	Q(MVAR)
<b>P4</b>	214	164	0.793	213.610	164.617	0.792	0.39	0.617
<b>P1</b>	47	10	0.978	46.708	9.904	0.977	0.292	0.096
<b>P3</b>	45	9	0.981	44.708	8.895	0.980	0.292	0.105

##### III.6.1.1. Analyse

Les résultats de la simulation entre la puissance réelle et simulé sont très proches, Cette comparaison a pour but de vérifier la fiabilité du logiciel.

Le facteur de puissance aux points de raccordement P1 et P3 avec le réseau SONELGAZ

63 kV est supérieur à 0,8 ; excepté le poste P4 où il est inférieur car il y a une surcharge importante. Il serait intéressant d'installer un transformateur 120 MVA au poste P4 afin d'éviter la surcharge.

Dans notre simulation toutes les charges fonctionnent en même temps ce qui explique en cas de perte de l'arrivée 63 kV le transformateur 120 MVA du poste P4 peut prendre la relève.

### III.6.2. Simulation défaut

Le défaut considéré comme majeur est simulé :

Court-circuit triphasé proche des jeux de barre des arrivées 225 kV, 63 kV et 15 kV.

#### III.6.2.1. Tenue thermique des jeux de barre au Courant $I_{cc3}$

La simulation a pour but d'observer la tenue thermique des jeux barres en fonction des courants de court-circuit maximum  $I_{cc3}$  calculé pour les configurations d'exploitation cité précédemment suite au changement transformateur 120 MVA par celui 70 MVA poste N°4.

Pour que la tenue soit bonne il faut qu'il satisfaisse la condition suivante :  $I_{th} > I_{cc}$

#### Mode d'exploitation initial N°1

Le réseau de distribution est alimenté par deux arrivées 63 KV, contribution de la centrale thermique (CT) et l'arrivée 225 KV avec le maintien des deux transformateurs du poste P4 de même puissance (70 MVA).

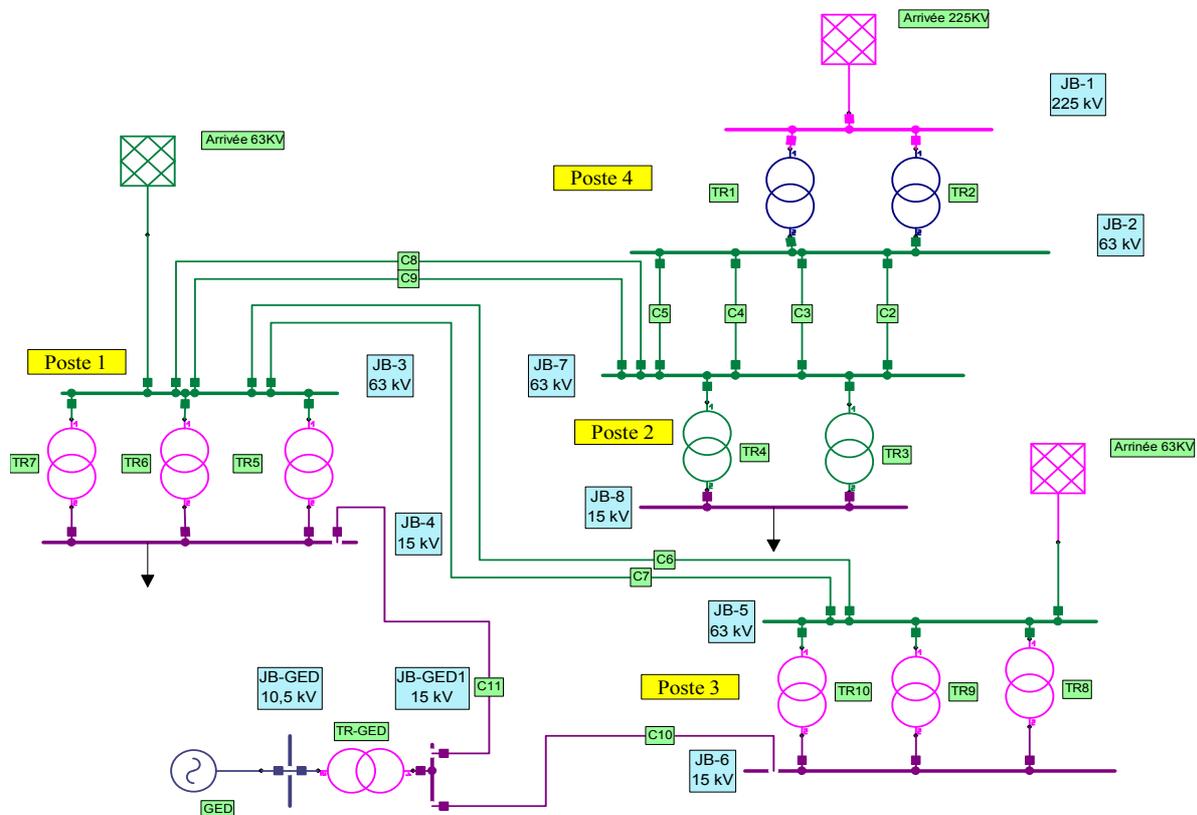
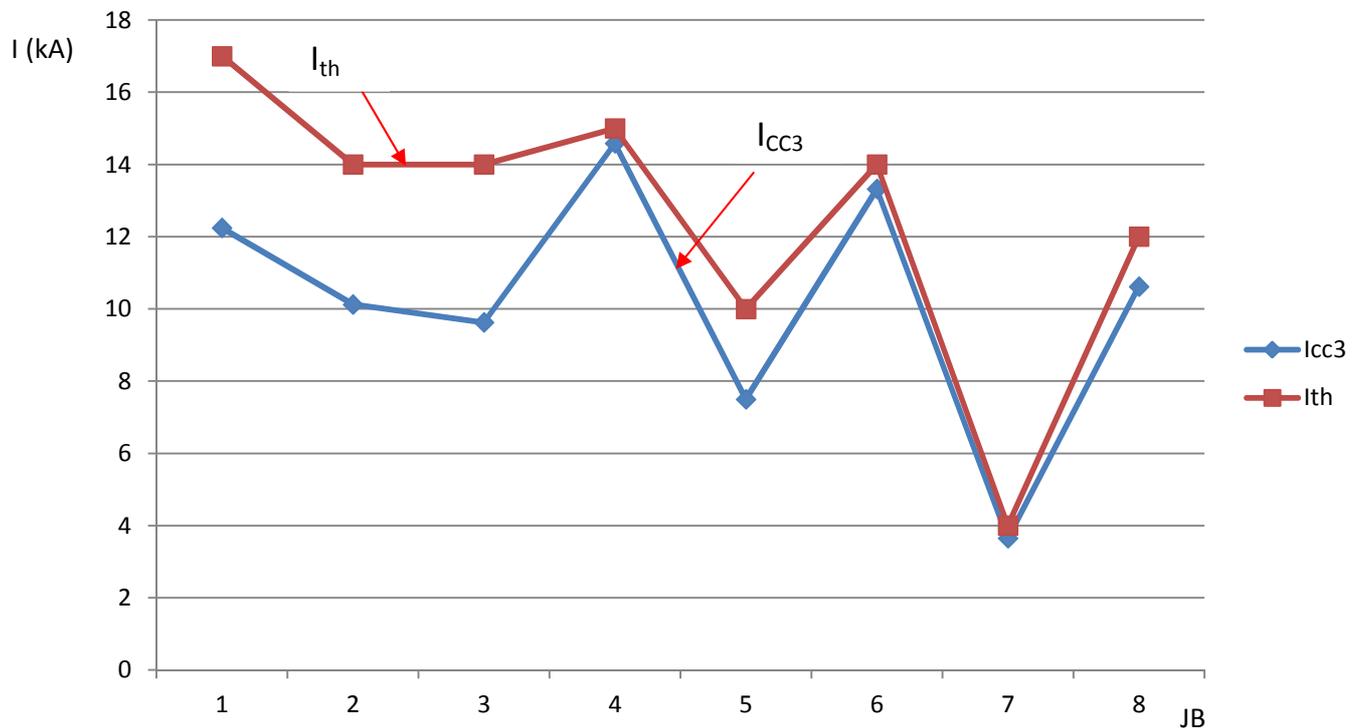


Fig.III.4. Schéma de simulation N°1

**Tab. III.2** Courants de court-circuit avant installation transformateur 120MVA

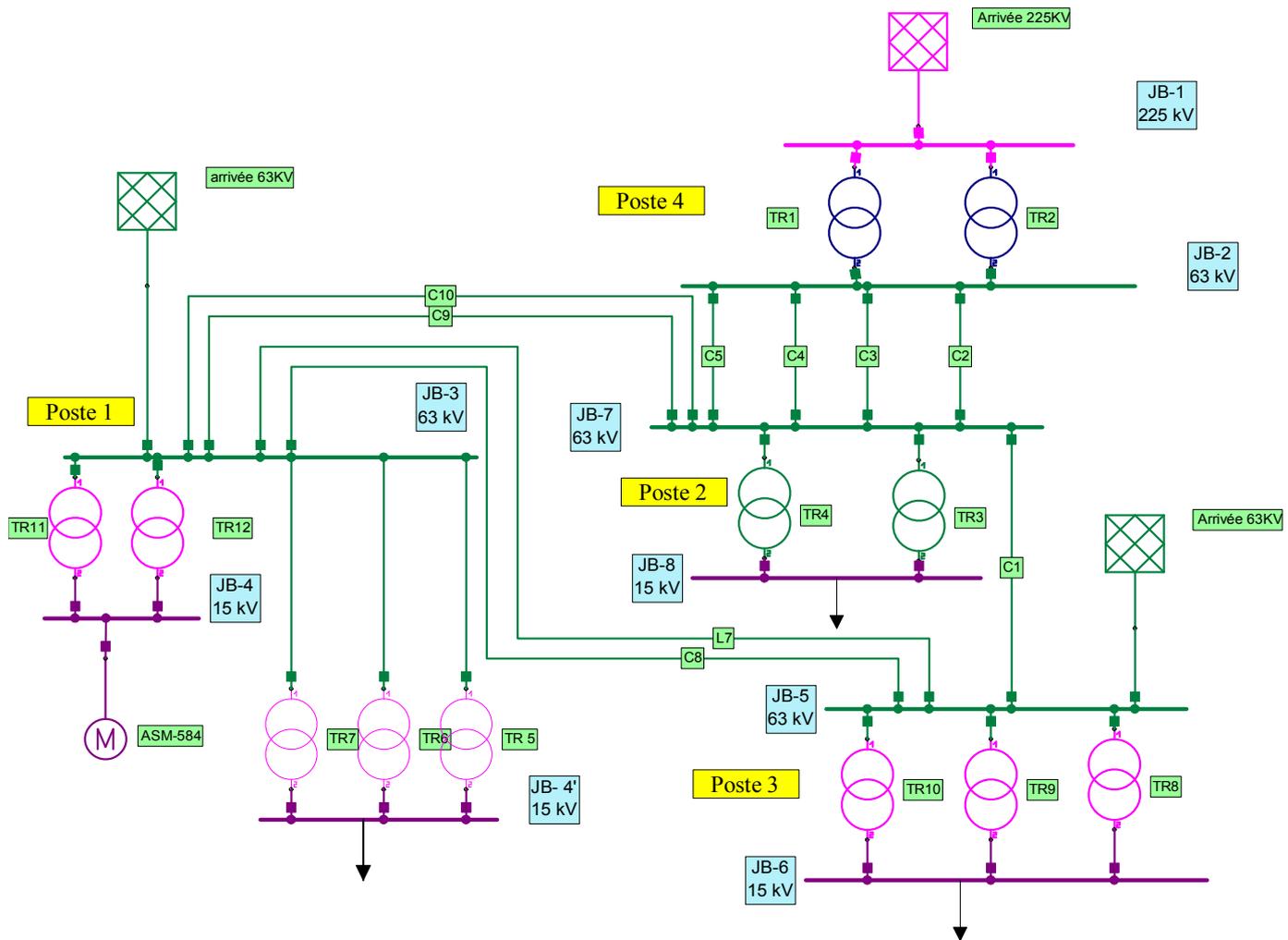
Nom du poste	Localisation du défaut	$U_N$	$I_{cc3}(RST)$	$Aik''(RST)$	$ip (RST)$	$I_{th} (RST)$	Résultat de la tenue thermique
		KV	KA	degré	KA	KA	
P4	JB-1	220	12,241	-90	34,62	17	Bonne
	JB-2	60	10,122	-88,48	27,556	14	Bonne
P1	JB-3	60	9,622	-89,97	27,196	14	Bonne
	JB-4	15	14,584	-88,51	39,733	15	Bonne
P3	JB-5	60	7,497	-89,97	21,191	10	Bonne
	JB-6	15	13,319	-88,65	36,412	14	Bonne
P2	JB-7	60	3,65	-89,7	10,27	4	Bonne
	JB-8	15	10,62	-89,02	29,3	12	Bonne



**Fig. III.5.** Tenue thermique comparée au court-circuit maximal avant installation transformateur 120 MVA

**Mode d'exploitation N°2 : Arrêt de la centrale thermique CT**

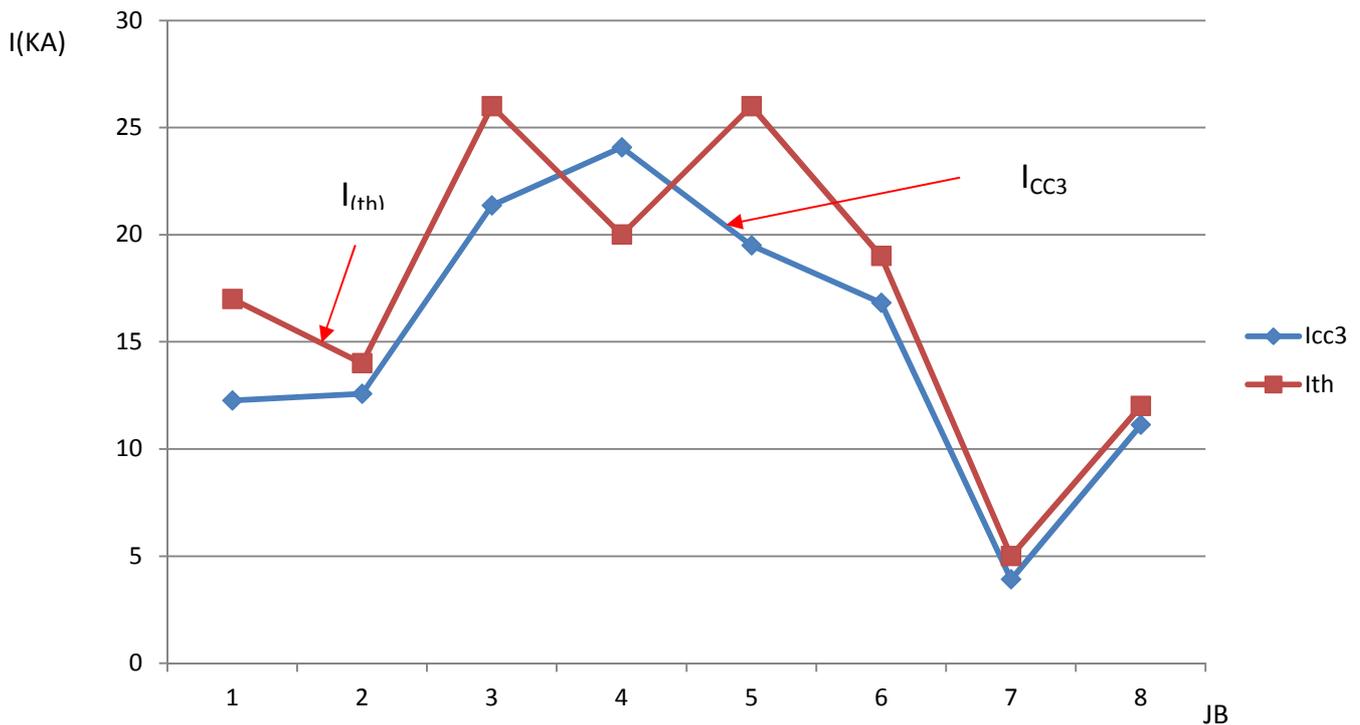
Le réseau de distribution est alimenté par les deux arrivées 63 kV, sans la contribution de la centrale thermique (CT) et l'arrivée 225 kV avec l'installation d'un nouveau transformateur (120 MVA) au poste P4 en parallèle avec transformateur de puissance (70 MVA).



**Fig.III.6.** Schéma de simulation N°2

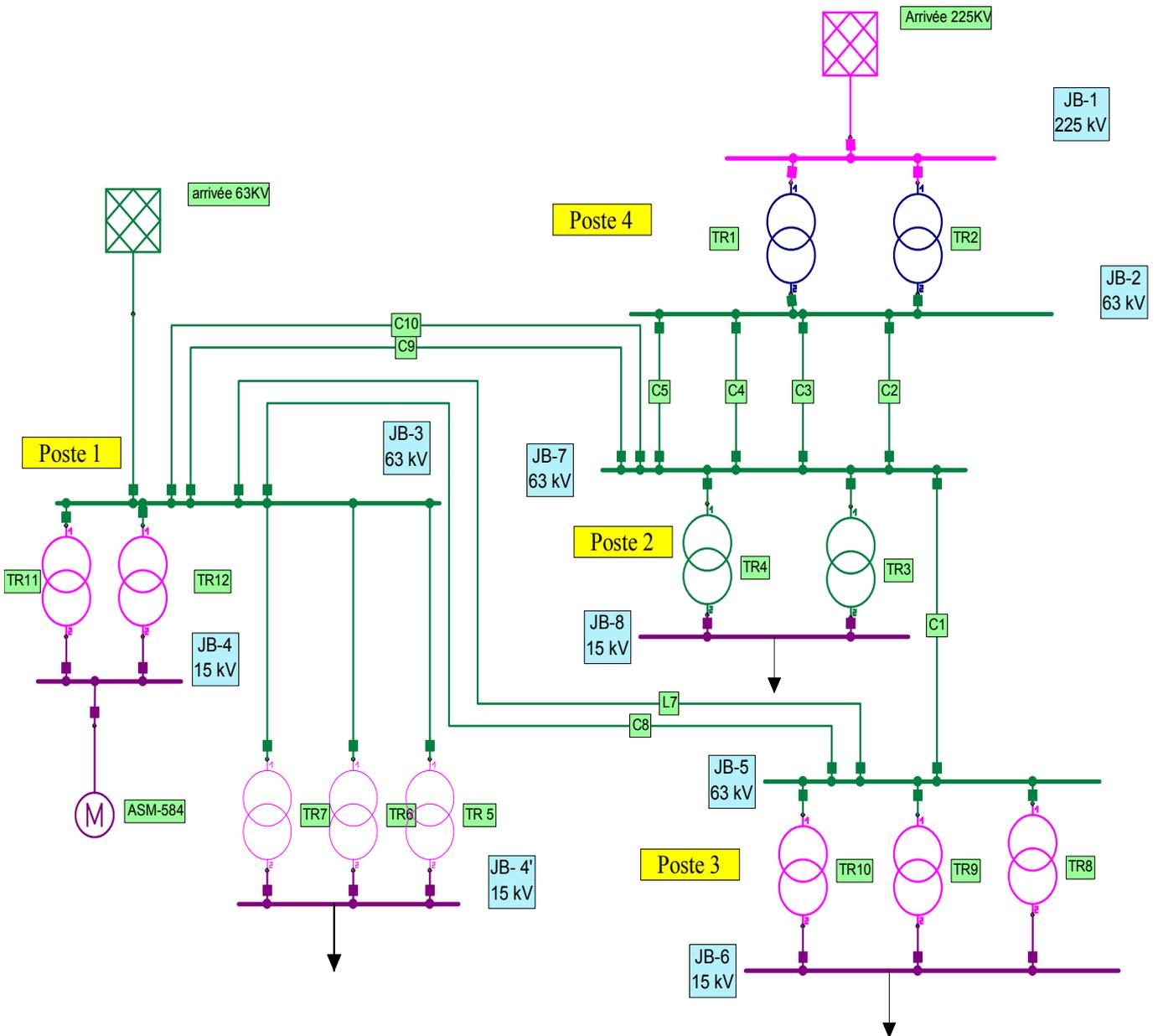
**Tab. III.3.** Courants de court-circuit après installation transformateur 120MVA

Nom du poste	Localisation du défaut	$U_N$	$I_{cc3}(RST)$	$Alk''(RST)$	$i_p (RST)$	$I_{th} (RST)$	Résultat de la tenue thermique
		kV	kA	degré	kA	kA	
P4	JB-1	220	12,26	-90	34,675	17	Bonne
	JB-2	60	12,575	-88,94	34,628	14	Bonne
P1	JB-3	60	21,36	-89,68	59,935	26	Bonne
	JB-4	15	24,075	-86,43	62,455	20	Mauvaise
P3	JB-5	60	19,50	-90	55,15	26	Bonne
	JB-6	15	16,82	-88,11	45,39	19	Bonne
P2	JB-7	60	3,91	-89,82	11,02	5	Bonne
	JB-8	15	11,12	-89,06	30,71	12	Bonne

**Fig. III.7.** Tenue thermique comparée au court-circuit maximal après installation transformateur 120 MVA

**Mode d'exploitation N°3 : coupure de l'arrivée SONELGAZ 63 kV poste N°1**

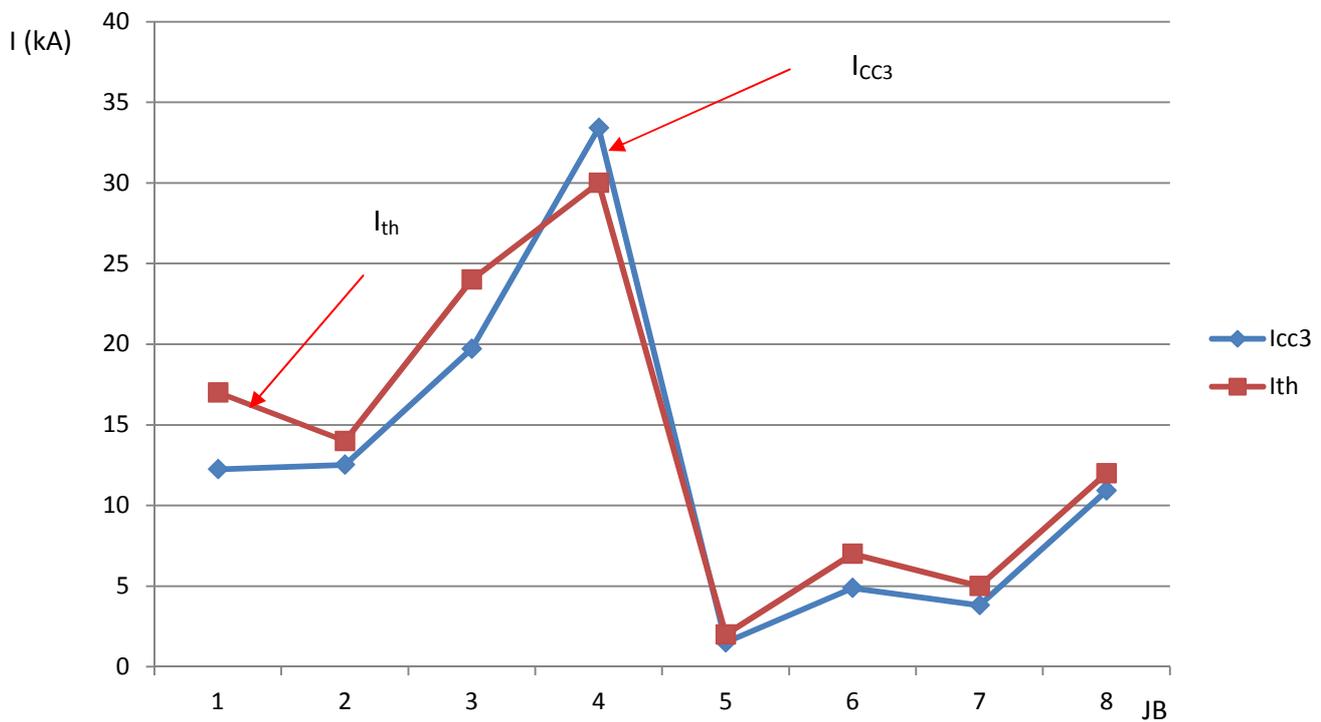
Le réseau de distribution est alimenté par l'arrivée 63 kV poste P1, sans contribution du de l'arrivée poste P3 et l'arrivée 225 kV avec l'installation d'un transformateur (120 MVA) au poste P4 en parallèle avec transformateur de puissance (70 MVA).



**Fig.III.8.** Schéma de simulation N°3

**Tab. III.4.** Courants de court-circuit avec seul arrivée 225 k (contingence de l'arrivée 63 kV poste P3)

Nom du poste	Localisation du défaut	$U_N$	$I_{cc3}(RST)$	$AIk''(RST)$	$ip (RST)$	$I_{th} (RST)$	Résultat de la tenue thermique
		kV	kA	degré	kA	kA	
P4	JB-1	220	12,243	-90	34,627	17	Bonne
	JB-2	60	12,52	-88,93	34,49	14	Bonne
P1	JB-3	60	19,72	-89,53	55,16	24	Bonne
	JB-4	15	33,404	-87,1	88,025	30	Mauvaise
P3	JB-5	60	1,51	-89,94	4,264	2	Bonne
	JB-6	15	4,881	-89,41	13,598	7	Bonne
P2	JB-7	60	3,81	-89,8	10,72	5	Bonne
	JB-8	15	10,92	-89,06	30,17	12	Bonne



**Fig. III.9.** Tenue thermique comparée au court-circuit maximal contingence de l'arrivée 63 kV poste P3

### Mode d'exploitation N°4 : coupure de l'arrivée SONELGAZ 63 kV poste N°1

Le réseau de distribution est alimenté par l'arrivée 63kV poste P3, sans contribution de l'arrivée poste P1 et l'arrivée 225 kV avec l'installation d'un transformateur (120 MVA) au poste P4 en parallèle avec transformateur de puissance (70 MVA).

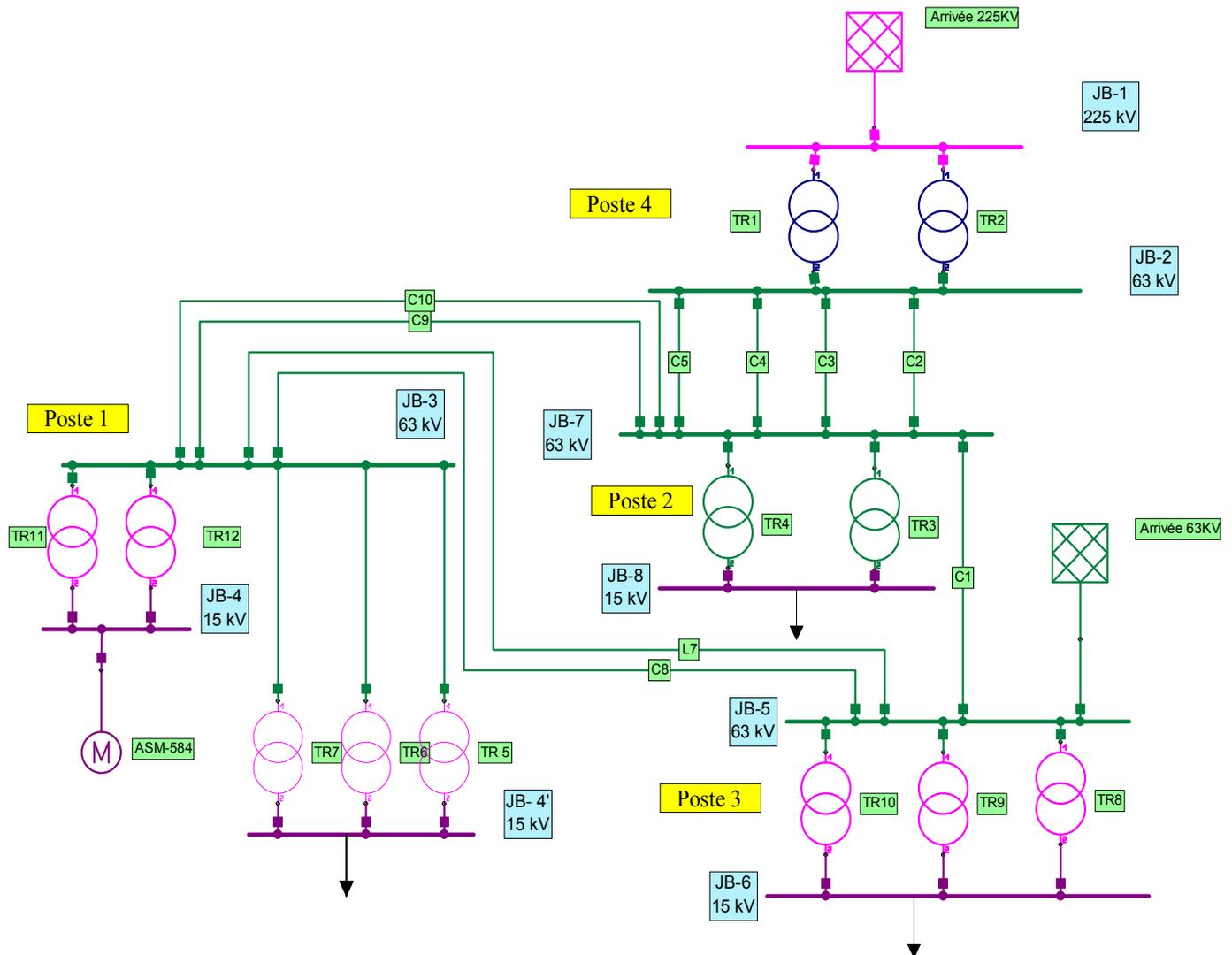
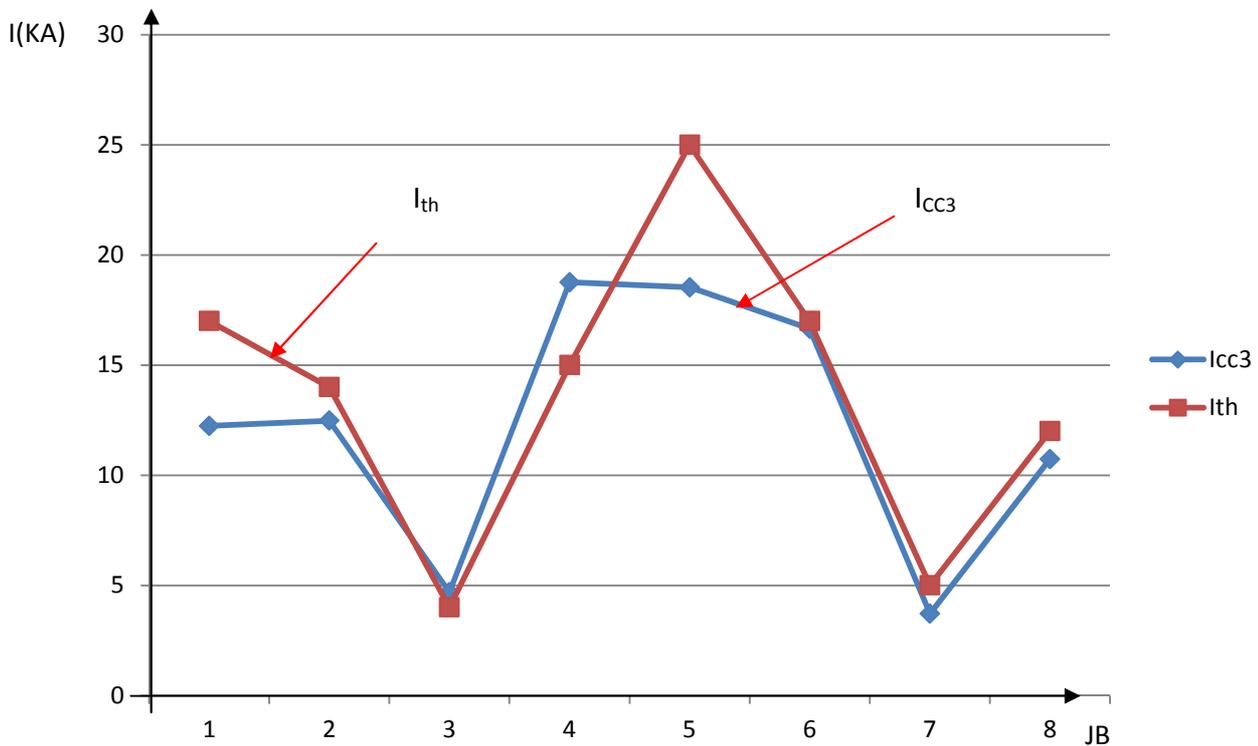


Fig.III.10. Schéma de simulation N°4

**Tab. III.5.** Courants de court-circuit avec seul arrivée 225 kV (contingence de l'arrivée 63 kV poste P1)

Nom du poste	Localisation du défaut	$U_N$	$I_{cc3}(RST)$	$Aik''(RST)$	$ip (RST)$	$I_{th} (RST)$	Résultat de la tenue thermique
		kV	kA	degré	kA	kA	
P4	JB-1	220	12,237	-89,99	34,605	17	Bonne
	JB-2	60	12,481	-88,91	34,347	14	Bonne
P1	JB-3	60	4,692	-88,03	12,649	4	Mauvaise
	JB-4	15	18,757	-86,68	48,972	15	Mauvaise
P3	JB-5	60	18,525	-89,87	52,226	25	Bonne
	JB-6	15	16,646	-88,11	44,905	17	Bonne
P2	JB-7	60	3,71	-89,69	10,43	5	Bonne
	JB-8	15	10,73	-89	29,6	12	Bonne



**Fig. III.11.** Tenue thermique comparée au court-circuit maximal contingence de l'arrivée

63 kV poste P1

### III.7.Simulation du Model par Logiciel NEPLAN

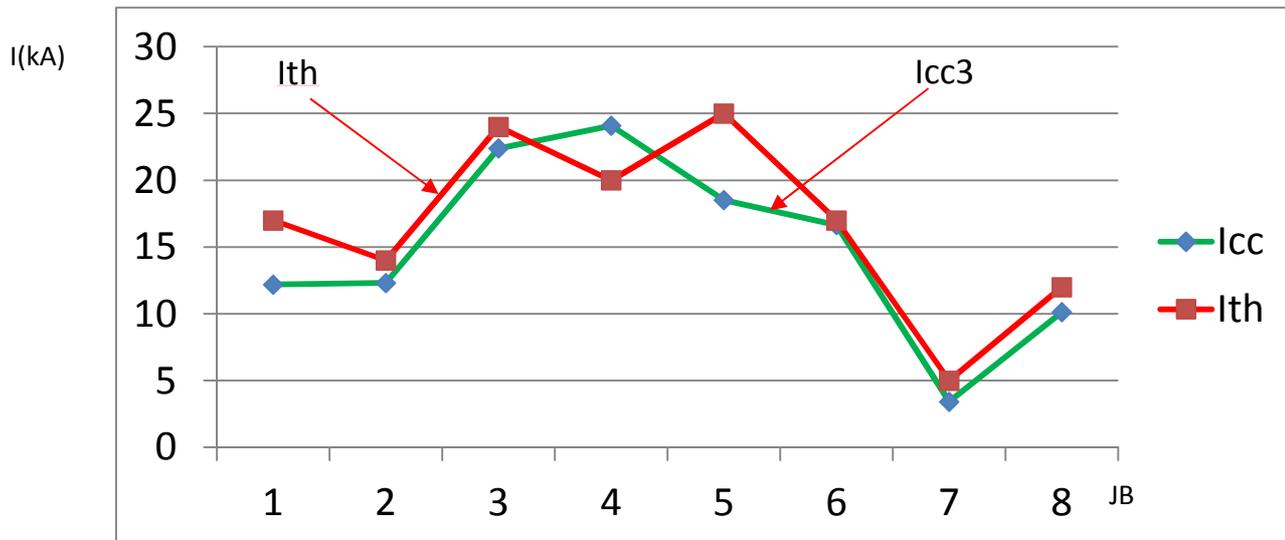
Cette simulation a pour objectif de vérifier et confirmer les résultats obtenus par logiciel CYME.

#### Mode d'exploitation N°2 : Arrêt de la centrale thermique CT

Le réseau de distribution est alimenté par les deux arrivées 63 kV, sans la contribution de la centrale thermique (CT) et l'arrivée 225 kV avec l'installation d'un nouveau transformateur (120 MVA) au poste P4 en parallèle avec transformateur de puissance (70 MVA).

**Tableau.III.6.** Résultat de calcul après installation transformateur 120MVA

Nom du poste	Localisation du défaut	$U_N$	$I_{cc3}(RST)$	$A_{ik}''(RST)$	$i_p (RST)$	$I_{th} (RST)$	Résultat de la tenue thermique
		kV	kA	degré	kA	kA	
P4	JB-1	220	12,195	-90	34,492	17	BONNE
	JB-2	60	12,316	-88,92	33,897	14	BONNE
P1	JB-3	60	22,389	-89,55	57,033	24	BONNE
	JB-4	15	24,075	-86,43	62,455	20	MAUVAISE
P3	JB-5	60	18,507	-90	52,34	25	BONNE
	JB-6	15	16,643	-88,13	44,925	17	BONNE
P2	JB-7	60	3,417	-89,80	09,615	5	BONNE
	JB-8	15	10,125	-89,11	28	12	BONNE



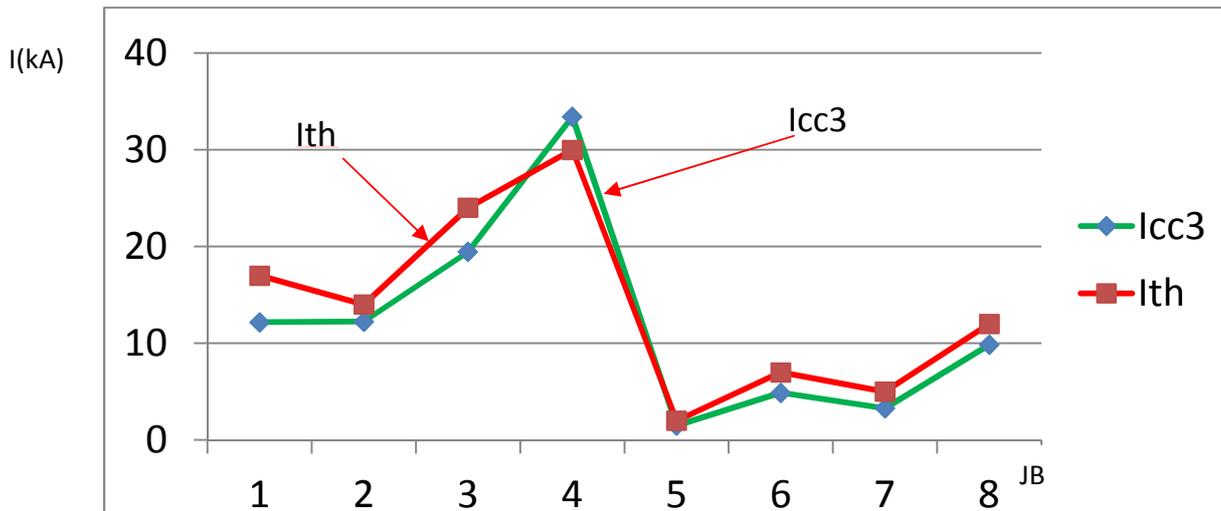
**Fig. III.12.** Tenue thermique comparée au court-circuit maximal après installation transformateur 120 MVA

### Mode d'exploitation N°3 : coupure de l'arrivée SONELGAZ 63 kV poste N°3

Le réseau de distribution est alimenté par l'arrivée 63 kV poste P1, sans contribution du de l'arrivée poste P3 et l'arrivée 225 kV avec l'installation d'un transformateur (120 MVA) au poste P4 en parallèle avec transformateur de puissance (70 MVA).

**Tableau III.7.** Résultat de calcul sans l'arrivée 63 kV (contingence de l'arrivée 63 kV poste P3)

Nom du poste	Localisation du défaut	$U_N$	$I_{cc3}(RST)$	$AIk''(RST)$	$i_p (RST)$	$I_{th} (RST)$	Résultat de la tenue thermique
		kV	kA	degré	kA	kA	
P4	JB-1	220	12,175	-90	34,435	17	BONNE
	JB-2	60	12,239	-88,91	33,678	14	BONNE
P1	JB-3	60	19,453	-89,53	54,387	24	BONNE
	JB-4	15	33,404	-87,1	88,025	30	MAUVAISE
P3	JB-5	60	1,507	-89,94	4,257	2	BONNE
	JB-6	15	4,874	-89,41	13,581	7	BONNE
P2	JB-7	60	3,29	-89,79	09,254	5	BONNE
	JB-8	15	09,855	-89,12	27,263	12	BONNE



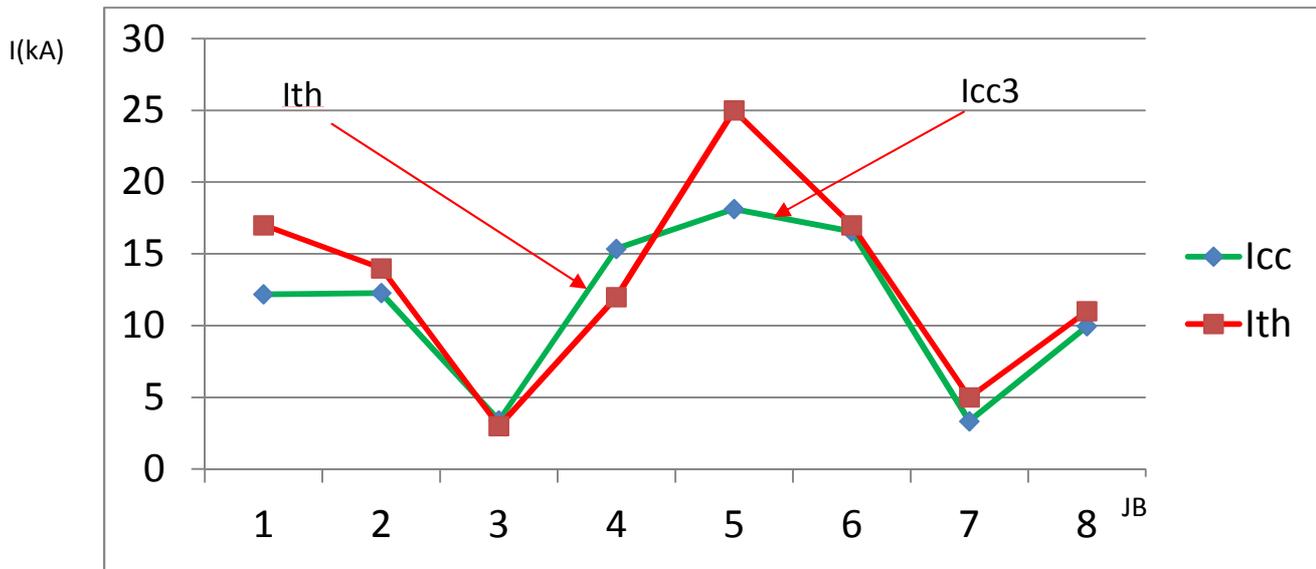
**Fig. III.13.** Tenue thermique comparée au court-circuit maximal contingence de l'arrivée 63 kV poste 3

### Mode d'exploitation N°3 : coupure de l'arrivée SONELGAZ 63 kV poste N°1

Le réseau de distribution est alimenté par l'arrivée 63 kV poste P3, sans contribution du de l'arrivée poste P1 et l'arrivée 225 kV avec l'installation d'un transformateur (120 MVA) au poste P4 en parallèle avec transformateur de puissance (70 MVA).

**Tab. III.8.** Résultat de calcul sans l'arrivée 63 kV (contingence de l'arrivée 63 kV poste P1)

Nom du poste	Localisation du défaut	$U_N$	$I_{cc3}(RST)$	$Alk''(RST)$	$i_p (RST)$	$I_{th} (RST)$	Résultat de la tenue thermique
		kV	kA	degré	kA	kA	
P4	JB-1	220	12,183	-90	34,456	17	BONNE
	JB-2	60	12,27	-88,90	33,758	14	BONNE
P1	JB-3	60	3,392	-87,30	08,983	3	MAUVAISE
	JB-4	15	15,356	-86,16	48,972	12	MAUVAISE
P3	JB-5	60	18,12	-89,83	51,162	25	BONNE
	JB-6	15	16,567	-88,13	44,715	17	BONNE
P2	JB-7	60	3,34	-89,72	09,381	5	BONNE
	JB-8	15	09,963	-89,07	27,526	11	BONNE



**Fig. III.14.** Tenue thermique comparée au court-circuit maximal contingence de l'arrivée 63 kV poste 1

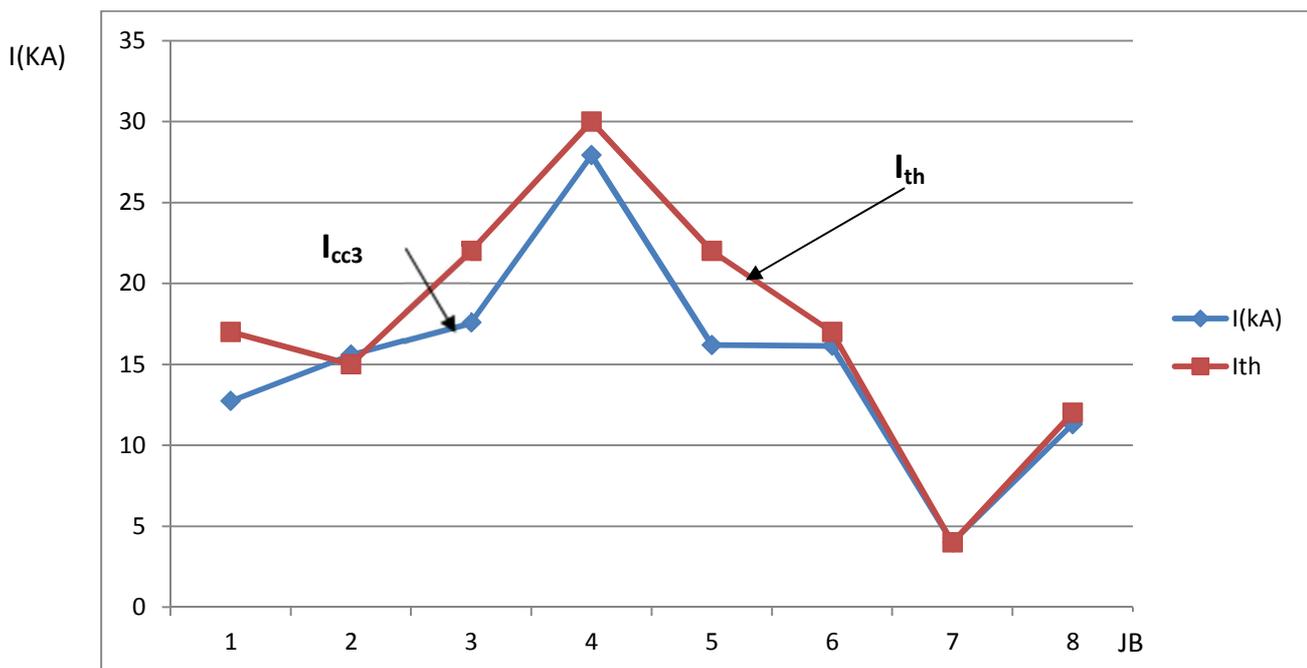
### III.6.2.2. Analyse

Les tableaux ci-dessus montrent la tenue thermique des différents jeux de barres à comparer avec le courant de court-circuit maximum. En comparant les tableaux 1, 2, 3 et 4 nous remarquons qu'avant l'installation du transformateur 120 MVA, les jeux de barres ont une bonne tenue thermique, après l'installation du transformateur 120 MVA, on remarque, le jeu de barres 225 kV et 63 kV poste N°4 a une bonne tenue thermique face au courant de court-circuit maximal, les jeux de barres 15 kV et 63 kV / poste N°1, la tenue thermique est dépassé, ceci est principalement dû à la contribution probablement des moteurs asynchrones de moyenne et haute puissance à l'élévation du courant de court-circuit.



**Tab.III.9.** Fonctionnement en parallèle avec la contribution de toutes les sources

Nom du poste	Localisation du défaut	$U_N$	$I_{cc3}(RST)$	$Aik''(RST)$	$ip (RST)$	$I_{th} (RST)$	Résultat de la tenue thermique
		KV	KA	degré	KA	KA	
P4	JB-1	220	12,734	-90	36,015	17	Bonne
	JB-2	60	15,588	-88,91	42,897	15	Mauvaise
P1	JB-3	60	17,587	-89,68	49,361	22	Bonne
	JB-4	15	27,914	-87,6	74,432	30	Bonne
P3	JB-5	60	16,192	-89,99	45,786	22	Bonne
	JB-6	15	16,149	-88,19	43,649	17	Bonne
P2	JB-7	60	4,012	-89,84	11,299	4	Mauvaise
	JB-8	15	11,307	-89,06	31,228	12	Bonne



**Fig. III.16.** Tenue thermique comparée au court-circuit maximal

Coupure de l'arrivée SONELGAZ 63 kV Poste 3

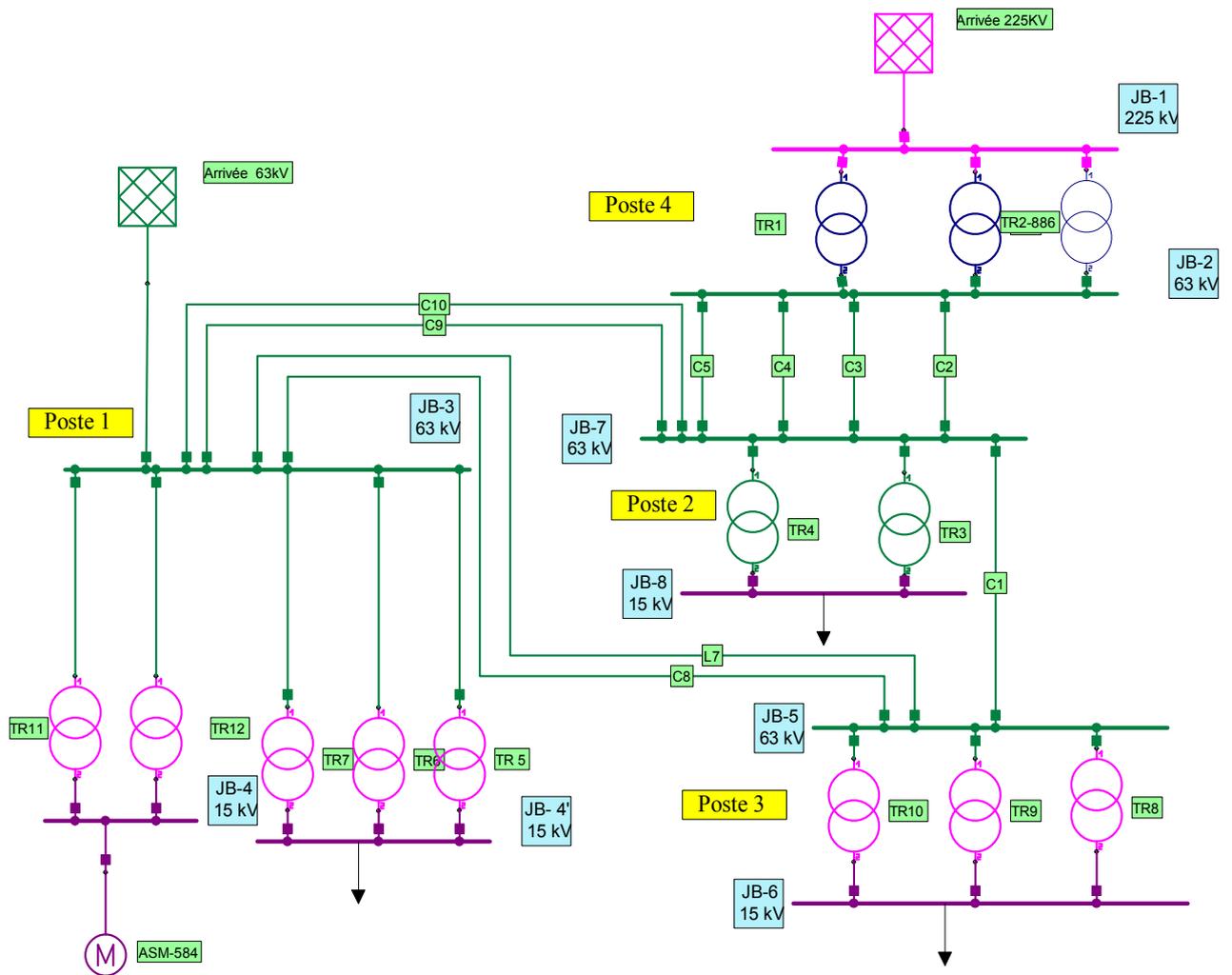
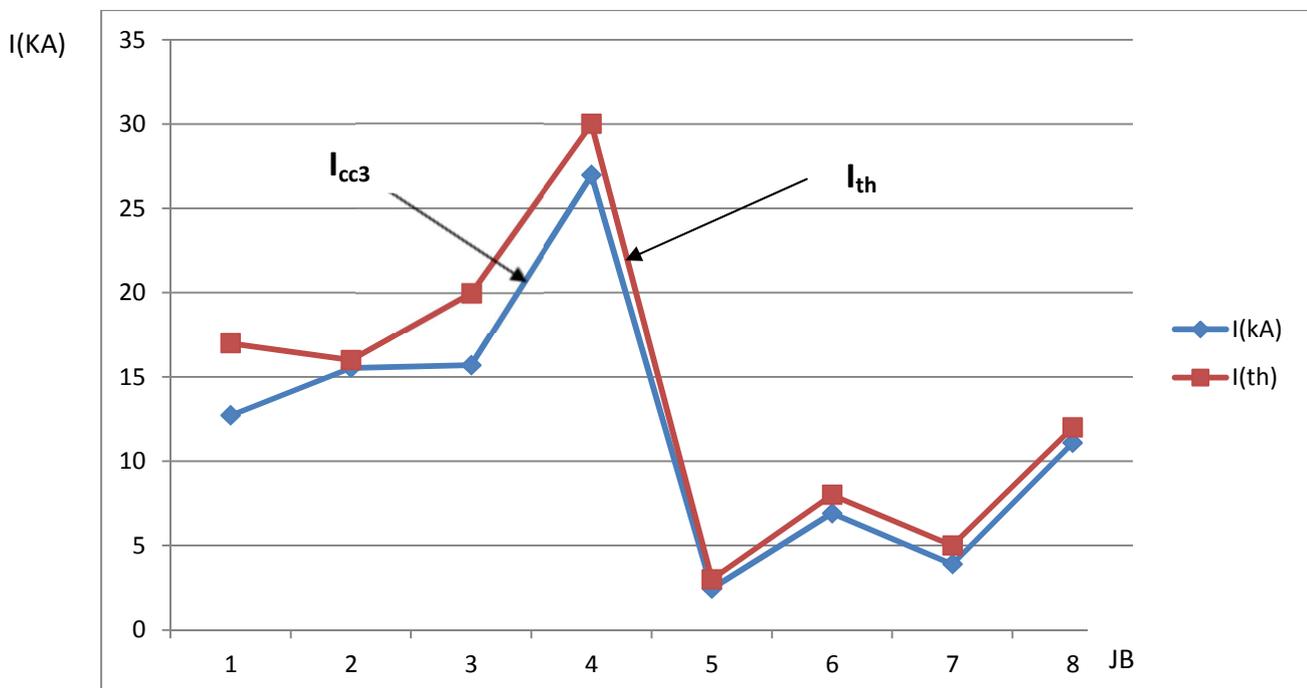


Fig.III.17. Schéma de simulation N°6

**Tab.III.10.**Fonctionnement en parallèle avec coupure de l'arrivée P3

Nom du poste	Localisation du défaut	$U_N$	$I_{cc3}(RST)$	$Alk''(RST)$	$ip (RST)$	$I_{th} (RST)$	Résultat de la tenue thermique
		KV	KA	degré	KA	KA	
P4	JB-1	220	12,72	-90	35,976	17	Bonne
	JB-2	60	15,534	-88,91	42,743	16	Bonne
P1	JB-3	60	15,695	-89,68	49,361	20	Bonne
	JB-4	15	26,973	-87,63	71,98	30	Bonne
P3	JB-5	60	2,446	-89,93	6,905	3	Bonne
	JB-6	15	6,918	-89,17	19,163	8	Bonne
P2	JB-7	60	3,9	-89,83	10,982	5	Bonne
	JB-8	15	11,093	-89,07	30,646	12	Bonne



**Fig. III.18.**Tenue thermique comparée au court-circuit maximal

Coupure de l'arrivée SONELGAZ 63 kV Poste 1

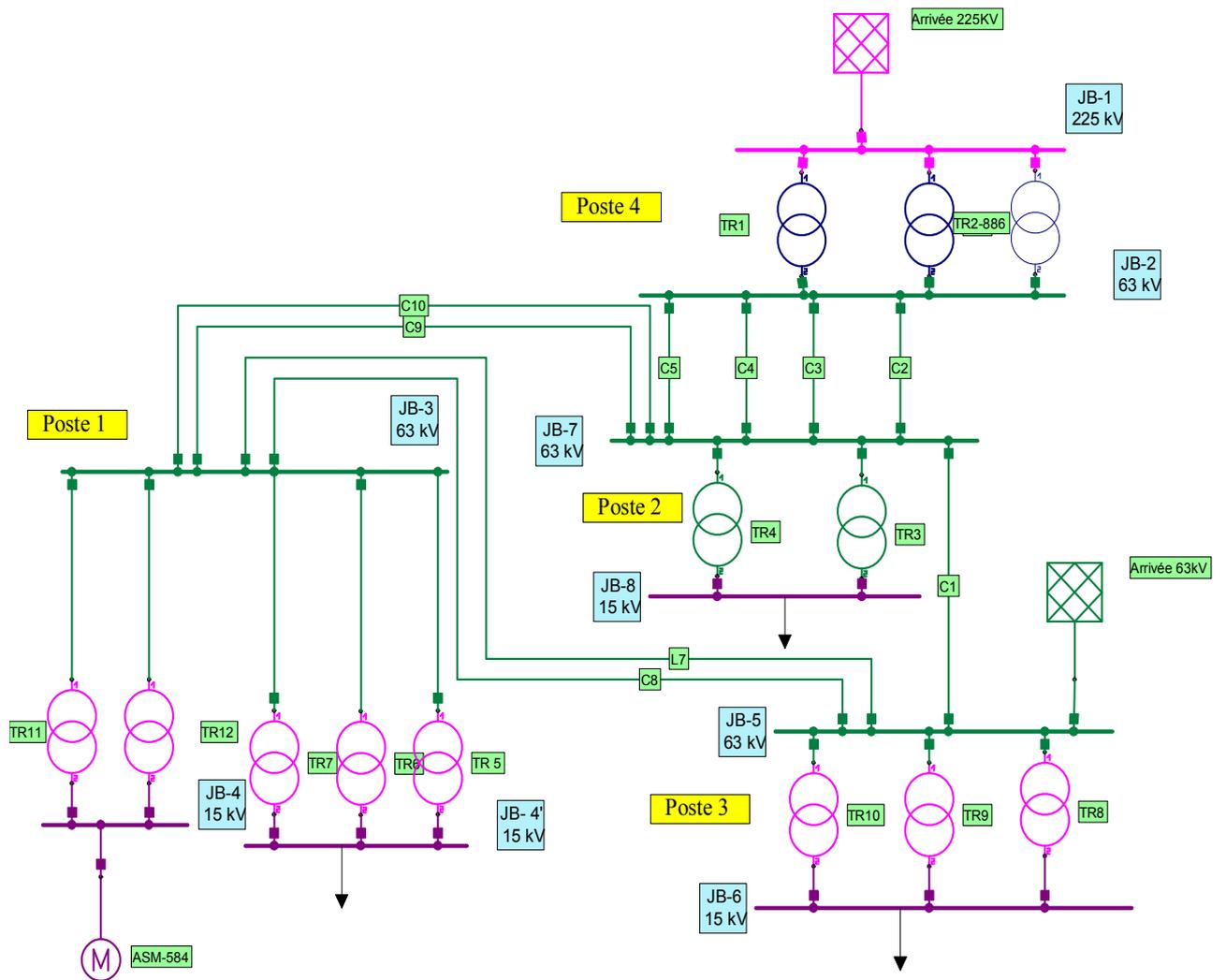
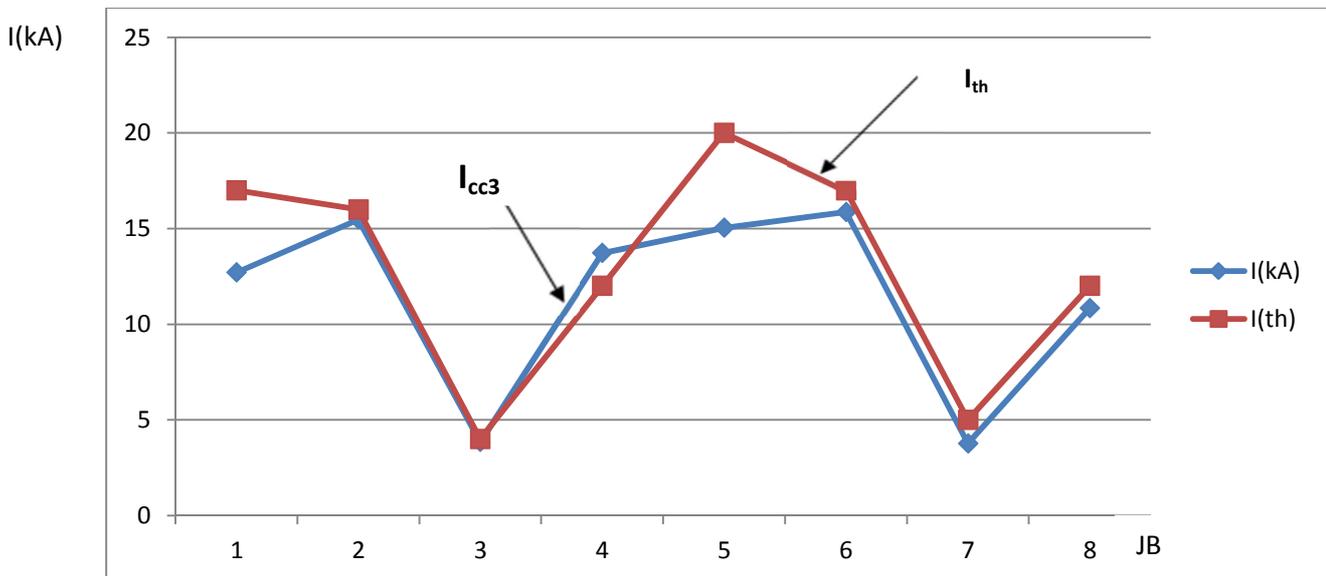


Fig.III.19. Schéma de simulation N°7

**Tab.III.11.**Fonctionnement en parallèle avec coupure de l'arrivée P1

Nom du poste	Localisation du défaut	$U_N$	$I_{cc3}(RST)$	$Alk''(RST)$	$ip (RST)$	$I_{th} (RST)$	Résultat de la tenue thermique
		KV	KA	degré	KA	KA	
P4	JB-1	220	12,703	-89,99	35,924	17	Bonne
	JB-2	60	15,469	-88,89	42,545	16	Bonne
P1	JB-3	60	3,842	-88,56	10,49	4	Bonne
	JB-4	15	13,717	-87,52	36,532	12	Mauvaise
P3	JB-5	60	15,038	-89,87	42,393	20	Bonne
	JB-6	15	15,86	-88,19	42,87	17	Bonne
P2	JB-7	60	3,771	-89,73	10,592	5	Bonne
	JB-8	15	10,842	-89,02	29,915	12	Bonne



**Fig. III.20.**Tenue thermique comparée au court-circuit maximal

### Analyse

Les résultats de simulation avec fonctionnement des trois transformateurs en parallèle ont donné de mauvaise résultat c'est pour cela qu'ils ont enlevé le 3<sup>eme</sup> transformateur.

### III.9. Conclusion

Les différents tests de simulation permettent de dégager les conclusions suivantes :

Notre système d'alimentation est divisé en plusieurs niveaux de tension différente, ou les calculs sont réalisés pour calculer le courant de court-circuit triphasé sur le niveau des tensions 15 kV, 63 kV et 225 kV. Quatre différents cas ont été mis en place pour évaluer le système.

- les jeux de barre cotée 225 kV ont une bonne tenue thermique face au courant de court-circuit maximal.
- Les jeux de barre coté tension 63 KV et 15 kV poste N°1, la tenue thermique est dépassé, ceci est principalement dû à la contribution des moteurs asynchrones de moyenne et haute puissance à l'élévation du courant de court-circuit.
- La simulation du réseau a donné des résultats satisfaisants confirmant le bon fonctionnement du réseau.

# **CHAPITRE IV**

## **Protection des réseaux de distribution**

## **Plan de protection des réseaux électriques**

### **IV.1. Introduction**

La fonction principale d'un système de protection est de mettre rapidement hors service tout ouvrage du réseau qui commence à fonctionner d'une façon anormale. En général les systèmes de protection ne peuvent pas toujours empêcher les dommages des équipements, ils fonctionnent toujours après la détection des défauts.

Le but est de protéger le personnel, de minimiser les dommages que peuvent subir les équipements et de maintenir la stabilité du reste du réseau. De plus, pour n'importe quel type de défaut, le système de protection ne doit priver d'énergie qu'un nombre réduit de consommateurs. Cette propriété du système de protection est connue sous le nom de sélectivité, dont le résultat est une continuité de service maximale avec un minimum de déconnexions du réseau. Le système de protection doit être également fiable, rapide et économique autant que possible.

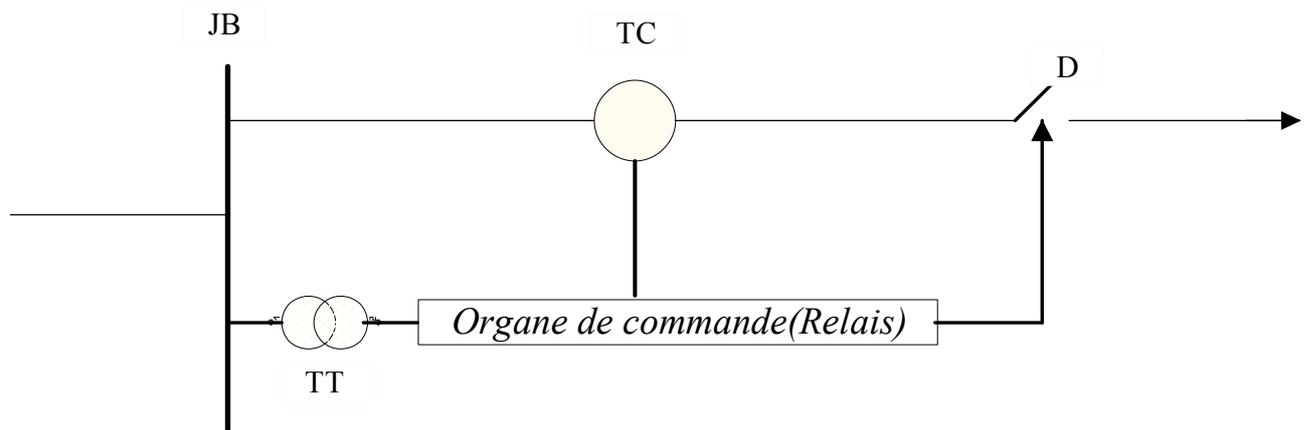
Pour atteindre ces objectifs, les systèmes de protection doivent être conçus convenablement et leurs relais de protection ajustés en coordination entre eux [19].

### **IV.2. Eléments constitutifs d'un système de protection**

Une chaîne de protection est composée de trois parties fondamentale quelque soit la technologie :

- Des capteurs ou réducteurs de mesure (TC, TT) qui abaissent les valeurs à surveiller (courant, tension).
- Des relais de protection.
- Disjoncteurs.

Comme le montre sur la (Fig. IV.1). Dans le cas d'un défaut, les deux relais ont besoin de fonctionner, donc les disjoncteurs s'ouvrent et l'installation est mise hors service.



**Fig. IV.1.** Eléments constitutifs d'un système de protection

Les transformateurs de mesure doivent transmettre une information (un signal électrique) avec une précision et assurer l'isolement entre le circuit primaire et le circuit secondaire (circuit de mesure). Cette isolation doit supporter la tension et la surtension du réseau ainsi que les courants de défauts.

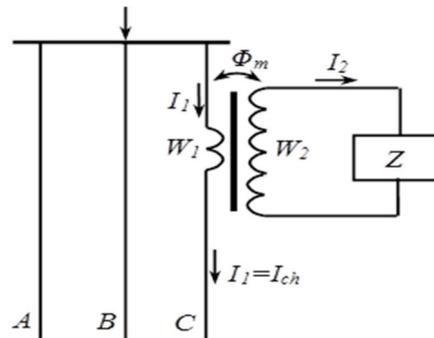
Les transformateurs de mesure (réducteurs de mesure) sont principalement des transformateurs de tension (TT) et des transformateurs de courant (TC). Ils sont destinés à ramener les tensions et les courants sur les circuits principaux à des valeurs plus faibles et faciles à :

- Mesurer et afficher,
- Utiliser pour des installations de comptage, pour calcul des puissances P et Q ...etc,
- Utiliser pour alimenter des circuits de protections électriques ou des régulateurs.

### IV.2.1 Transformateurs de courant (TC)

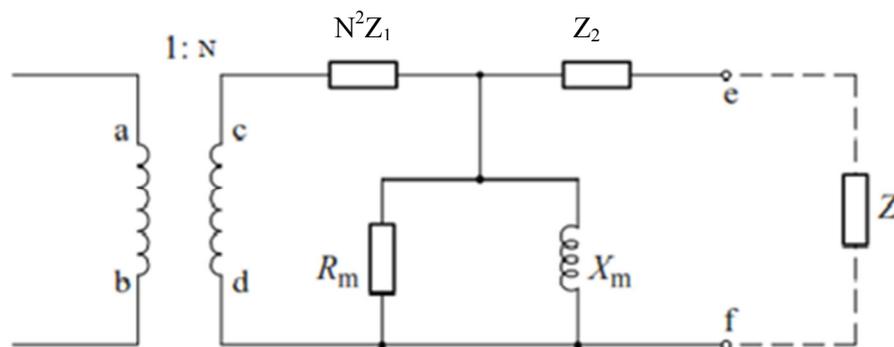
Les transformateurs de mesure de courant (TC) sont nécessaires pour isoler la protection, équipement de contrôle et de mesure des hautes tensions d'un système d'alimentation, et pour fournir à l'équipement les valeurs appropriées de courant au secondaire généralement de 1A à 5 ampères. Les TC peuvent devenir saturés à des valeurs de courant élevées causées par des défauts à proximité, il faut veiller à ce que, sous les défauts les plus critiques, le TC fonctionne sur la portion linéaire de la courbe de magnétisation. Dans tous ces cas, le CT doit être capable de fournir un courant suffisant pour que le relais fonctionne de manière satisfaisante.

Le schéma de branchement électrique pour un TC est donné à la (Fig. IV.2).



**Fig. IV.2.** Le schéma du transformateur de courant TC

Le circuit équivalent approximatif pour un TC est donné sur la (Fig. IV.2.a).



**Fig. IV.2.a.** Circuit équivalent du transformateur de courant TC

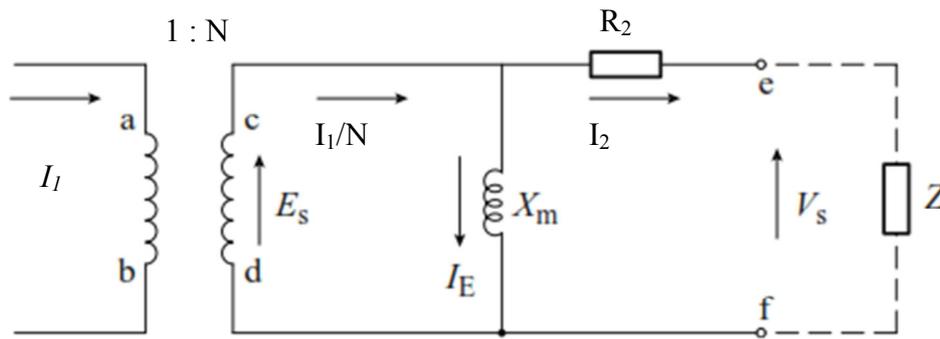
OU,

$N^2 Z_1$  : impédance primaire ramené au secondaire

$Z_2$  : impédance secondaire

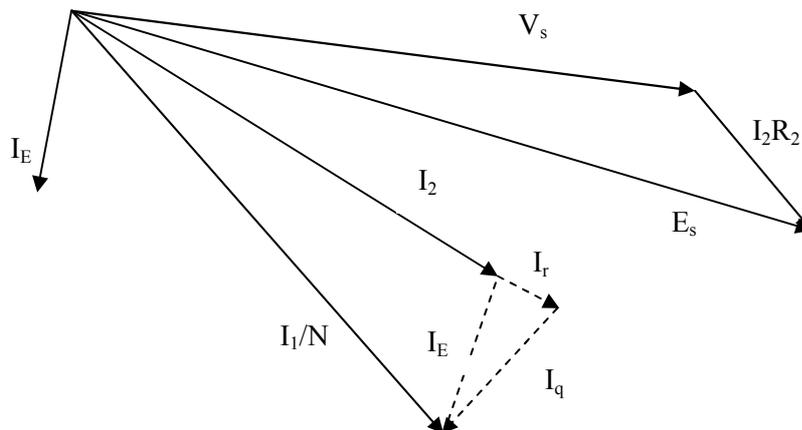
$R_m$  et  $X_m$  : représente circuit magnétisant

Le circuit de la (Fig. IV.2.a) peut être réduit à la disposition illustrée sur la (Fig. IV.2.b), où  $Z_1$  peut être ignoré, car elle n'a pas d'influence sur le courant  $I/N$ . Le courant qui traverse  $X_m$  est le courant d'excitation  $I_E$ .



**Fig. IV.2.b.** Circuit équivalent du transformateur de courant TC

Le diagramme vectoriel, avec les chutes de tensions, est montré dans (Fig. IV.3). En général  $Z_2$  est résistif et le courant de la branche magnétisante  $I_E$ , est en retard de  $90^\circ$  par rapport à  $V_s$ .

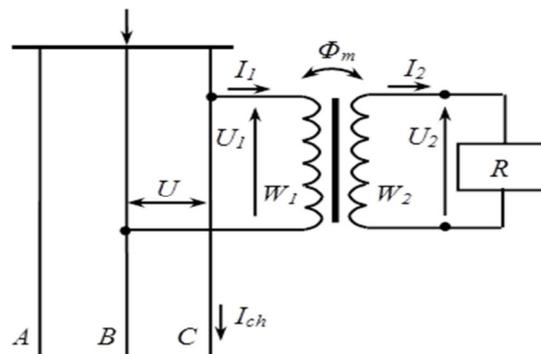


**Fig. IV.3.** Diagramme vectoriel du circuit équivalent TC

Si le circuit secondaire reste ouvert,  $Z$  tend vers l'infini, la puissance et la tension seraient théoriquement infinies mais sont heureusement atténué par les pertes magnétiques du cuivre du TC. Néanmoins, la tension peut atteindre des pics de plusieurs kV. Il est donc dangereux de laisser un TC en circuit ouvert car cela peut générer des surtensions à ses bornes qui seraient dangereuses à la fois pour le personnel et matériel. Pour cette raison le secondaire d'un TC doit être en court-circuit sans aucun risque.

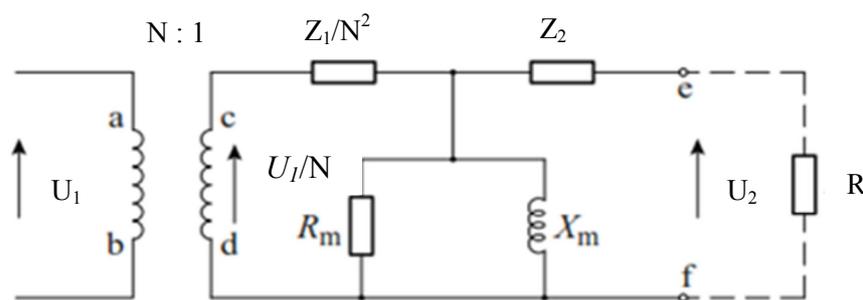
**IV.2.2 .Transformateurs de tension (TT)**

Les transformateurs de mesure de tension (TT) sont nécessaires pour isoler la protection, équipement de contrôle et de mesure des hautes tensions d'un système d'alimentation, et pour fournir à l'équipement les valeurs appropriées de tension au secondaire généralement de 115V ou 120V. La majorité des relais de protection ont des tensions nominales de 120 ou 69 V, selon que leur la connexion entre ligne ou ligne et neutre fig. (IV.4).



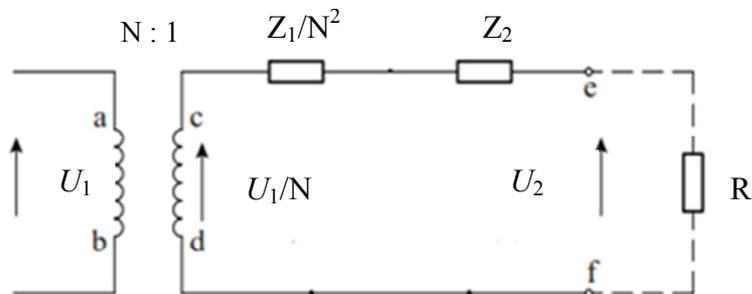
**Fig. IV.4.** Le schéma de branchement du transformateur de tension TT

Le circuit équivalent approximatif pour un TT est donné sur la (Fig. IV.4.a)



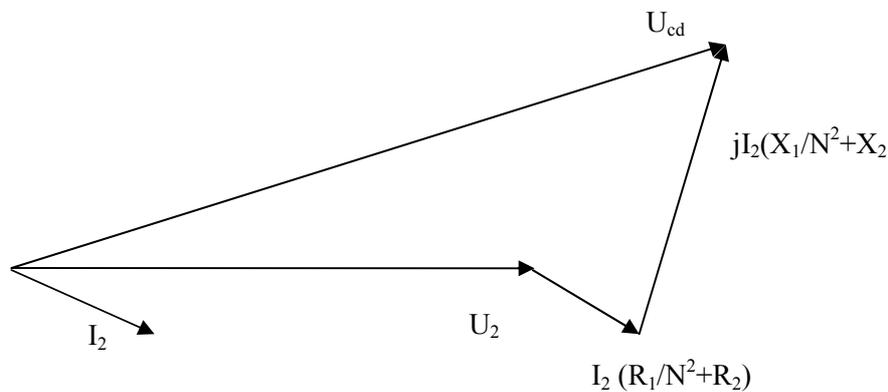
**Fig. IV.4.a.**Circuit équivalent du transformateur de tension TT

Le circuit de la (Fig. IV.4.a) peut être réduit à la disposition illustrée sur la (Fig. IV.4.b) dont La branche d'aimantation peut être ignorée.



**Fig. IV.4.b.** Circuit équivalent réduit du transformateur de tension TT

Le diagramme vectoriel d'un TT est donné sur la (fig.IV.5). La tension secondaire  $U_2$  en retarde la tension  $U_1/N$  et est plus petite en ampleur. Malgré cela, les erreurs maximales nominales sont relativement petites. Les TT ont un excellent comportement transitoire et reproduisent avec précision les brusques variations de la tension primaire.



**Fig. IV.5.** Diagramme vectoriel du circuit équivalent TT

Le transformateur de tension est un transformateur connecté à une très haute impédance (utilisé sur un circuit presque ouvert), La tension secondaire est indépendante de la charge.

Donc :

$$P = \frac{U_2^2}{R} \quad \text{et} \quad I_2 = \frac{U_2}{R}$$

P: puissance dans le circuit secondaire

$I_2$ : courant secondaire

$U_2$ : tension secondaire (imposée par le circuit primaire)

D'autre part, si  $R$  est réduite, le courant fourni est trop élevé et le TT va se détériorer. Donc un TT peut ainsi être laissé en circuit ouvert sans aucun risque, L'erreur de mesure de la tension est exprimée par :

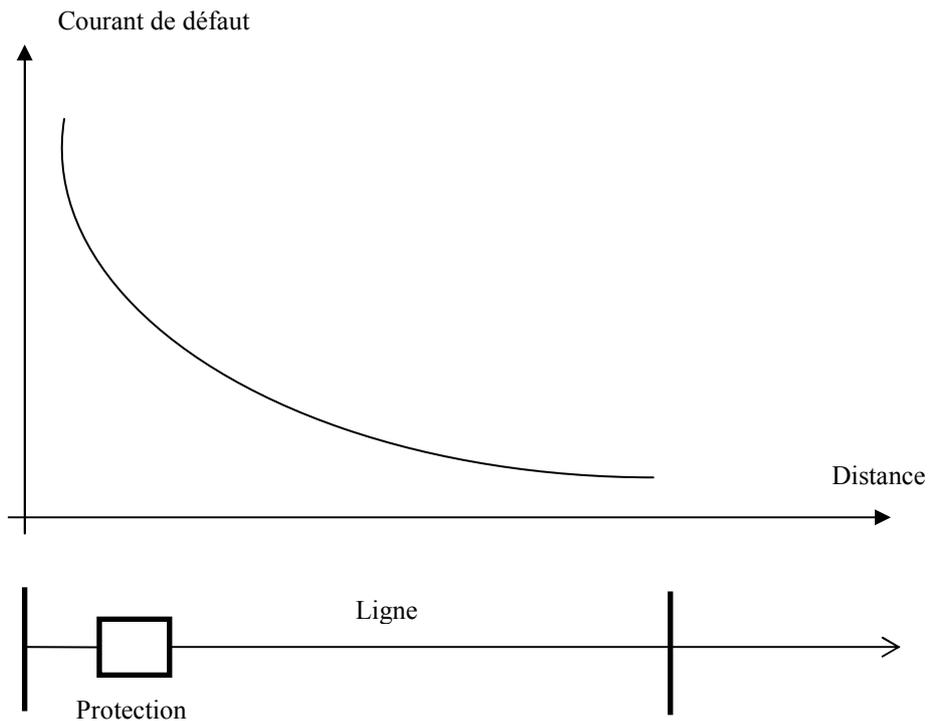
$$\text{erreur de tension \%} = \frac{(k_n \cdot U_2 - U_1) \cdot 100}{U_1}$$

### IV.3. Différente type de la protection

Le Principe de détection des défauts vise à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut, et uniquement cette partie, en laissant sous tension les parties saines [20].

#### IV.3.1. Protections à maximum de courant

La protection à maximum de courant est destinée à débrancher le circuit protégé, quand le courant dépasse la valeur dite seuil. La protection est destinée uniquement à débrancher le circuit en défaut. Pour illustrer l'utilisation du relais à maximum de courant, considérons la (Fig.IV.6). Dans ce réseau, le courant de défaut (vu par le relais de protection) est d'autant plus faible que le défaut se produit à l'extrémité éloigné de la ligne, il est d'autant plus fort que le défaut se produit à proximité de la protection. On voit clairement la variation du courant de défaut en fonction du point de défaut. En général, si le courant de défaut minimal, prévu à l'intérieur de la zone de protection, est supérieur au courant de charge maximal prévu, il y a présence d'un défaut dans la zone de protection et le relais doit déclencher.



**Fig.IV.6.** Courant de défaut en fonction du point de défaut

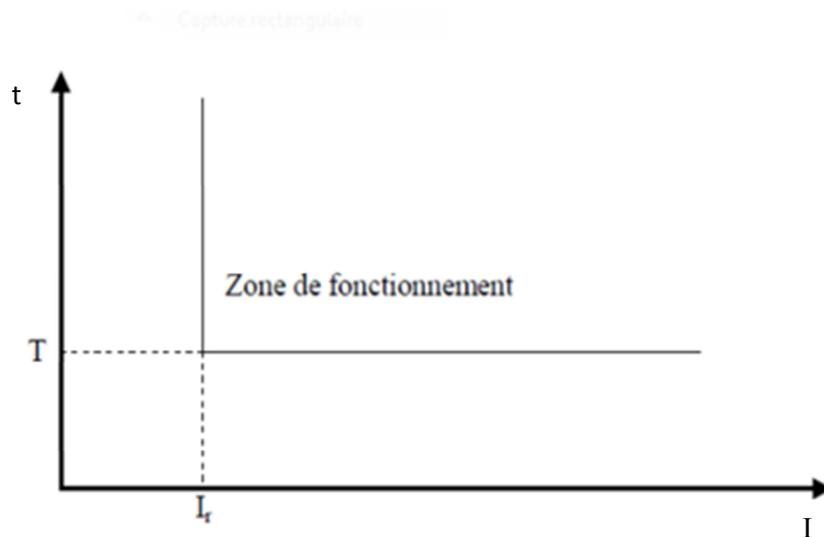
Cependant, il est très difficile de distinguer le niveau du courant de défaut du courant de surcharge avec ce type de relais. Pour remédier à cette difficulté, plusieurs variantes de relais à maximum de courant ont été développées utilisant le principe du relais à max de courant combiné à un temps de retard du fonctionnement (relais temporisé) [6]. Dans ce cas, le relais ne déclenche que si le courant détecté dépasse le seuil de courant de fonctionnement ( $I_r$ ) pendant un temps au moins égal au temps de retard sélectionné ( $T$ ).

Cette protection peut être temporisée et dans ce cas ne sera activée que si le courant surveillé dépasse le seuil de réglage pendant une durée au moins égale à la temporisation sélectionnée. Ce retard peut être un temps indépendant (défini) ou retard à temps inverse.

➤ **temporisée à temps indépendante**

Le seuil de courant et la temporisation sont généralement fixés par l'utilisateur comme indiqué sur la (Figure IV.6.a),

la temporisation  $T$  est constante, elle est indépendante de la valeur du courant détecté.

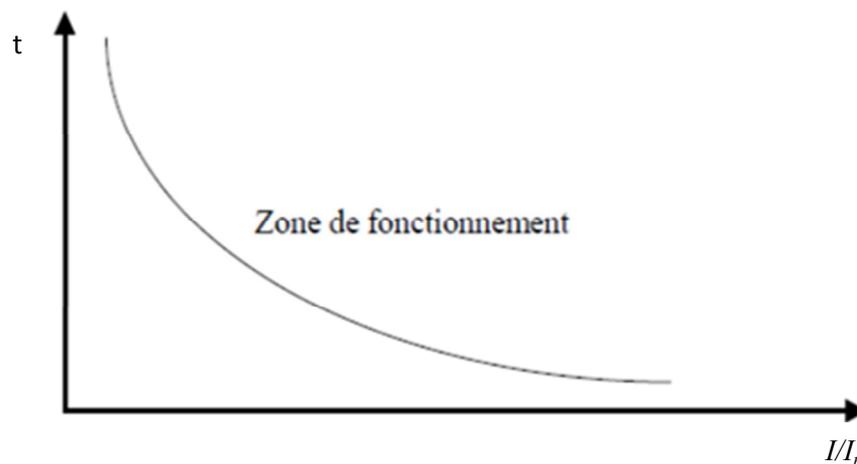


**Fig.IV.6.a.** Caractéristique de déclenchement à temps indépendant

➤ **à temps inverse**

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. Plus le courant est élevé, plus la temporisation est courte

La temporisation est représentée en fonction du rapport du courant détecté et le seuil de fonctionnement ( $I/I_r$ ).



**Fig.IV.6.b.** Caractéristique de déclenchement à temps inverse

Une protection à max de courant à temps inverse est constituée d'une unité instantanée et d'une unité de temporisation :

- L'unité instantanée est un relais à temps indépendant, il fonctionne instantanément quand le courant dépasse un certain seuil appelé seuil de courant instantané.
- L'unité de temporisation est un relais avec une caractéristique à temps inverse, cette unité est utilisée pour tous les courants de défauts qui sont inférieurs à la valeur du seuil de courant instantané mais supérieurs au courant de charge maximal.

La coordination des relais à maximum de courant est un processus qui fait déterminer trois paramètres:

♦ **Le seuil du courant instantané:**

Il est choisi pour protéger la plus grande partie possible de la ligne. Ce paramètre est déterminé en utilisant le courant de défaut maximal pour un défaut au jeu de barres éloigné de la ligne. Ce courant de défaut est multiplié par un facteur de sécurité pour éviter que l'unité instantanée dépasse les jeux de barres éloignés;

♦ **Le courant de fonctionnement:**

Il doit être en mesure de réaliser les deux fonctions suivantes : La sélectivité, de sorte que le relais ne peut pas fonctionner sous les conditions de charges; sensibilité, de sorte que le relais puisse détecter les courants de défauts faibles.

♦ **La temporisation :**

Le critère de base de coordination à réaliser, est que le temps de fonctionnement du relais secours doit dépasser celui de son relais primaire d'un intervalle de temps de coordination d'environ 0.3s, pour tout défaut où la relation protection primaire/secours existe. Cette condition doit être satisfaite pour tous les types de défauts. L'intervalle de temps de coordination permet au relais primaire d'avoir suffisamment de temps pour fonctionner, si uniquement s'il tombe en panne que le relais secours fonctionne pour éliminer le défaut. Cet intervalle de temps tient compte du temps de fonctionnement du disjoncteur et des autres équipements de protection et d'une marge de sécurité.

### **IV.3.2. Protections voltmétriques**

Ces protections sont sensibles au module de la tension. Elles sont simples à fabriquer et faciles à utiliser, mais leur usage est limité, car elles ne sont pas sélectives. En effet, la présence d'un court-circuit va provoquer une variation de tension phase-terre, phase-phase,

facilement détectable, mais uniforme sur l'ensemble du réseau. Ce type de protection est fréquemment utilisé pour sélectionner la ou les phases en défaut (principe de la balance voltométrique).

### IV.3.3. Protection directionnelle

Cette protection est associée à une fonction de détection du sens du courant de défaut lorsqu'un jeu de barre alimentée par deux sources (Fig.IV.7), la sélectivité de fonctionnement ne peut pas être assurée par le principe considéré dans la protection à maximum de courant. Dans ce cas il est nécessaire d'introduire un organe complémentaire, dite organe directionnel de courant, dont le fonctionnement dépend du sens de la puissance de court-circuit.

La protection ; dans l'ensemble, réagit ainsi en fonction de la valeur du courant de court-circuit et du sens de l'écoulement de la puissance dans la ligne considérée.

La protection fonctionne lorsque, simultanément, le courant ou la puissance dépassent certain seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale.

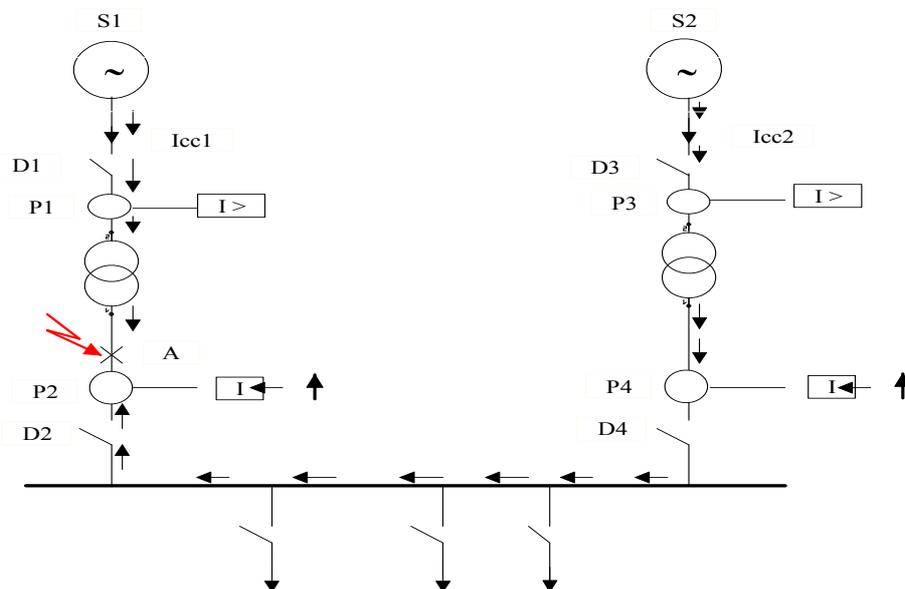


Fig. IV.7. Protection directionnelle dans un réseau avec deux arrivées parallèles

### IV.3.4. Protections wattmétriques

Ces protections mesurent le plus souvent la puissance résiduelle. En effet, l'apparition d'une telle puissance permet de détecter la présence d'un défaut monophasé situé en aval

du point de mesure. Le principe et la conception de ces protections sont plus compliqués que pour une simple protection ampèremétrique ou voltmétrique, mais elles permettent d'améliorer notablement la sensibilité du plan de protection. Les protections wattmétriques entrent dans la catégorie plus vaste des protections directionnelles.

#### IV.3.5. Protections différentielles

En l'absence de défaut, les courants entrant et sortant dans chaque élément d'une installation de distribution électrique sont égaux. Le rôle de la protection différentielle est de contrôler ces égalités, de mesurer la différence éventuelle entre deux courants (due à un défaut), et pour un seuil prédéterminé, de donner un ordre de déclenchement. L'élément défectueux est alors isolé du réseau (Fig.IV.8). Ce type de protection permet donc de surveiller une zone bien délimitée par deux jeux de réducteurs ou transformateurs de courant. Cette protection est auto-sélective et peut donc être instantanée. Cet avantage doit être conservé dans des périodes où se produisent des phénomènes transitoires.

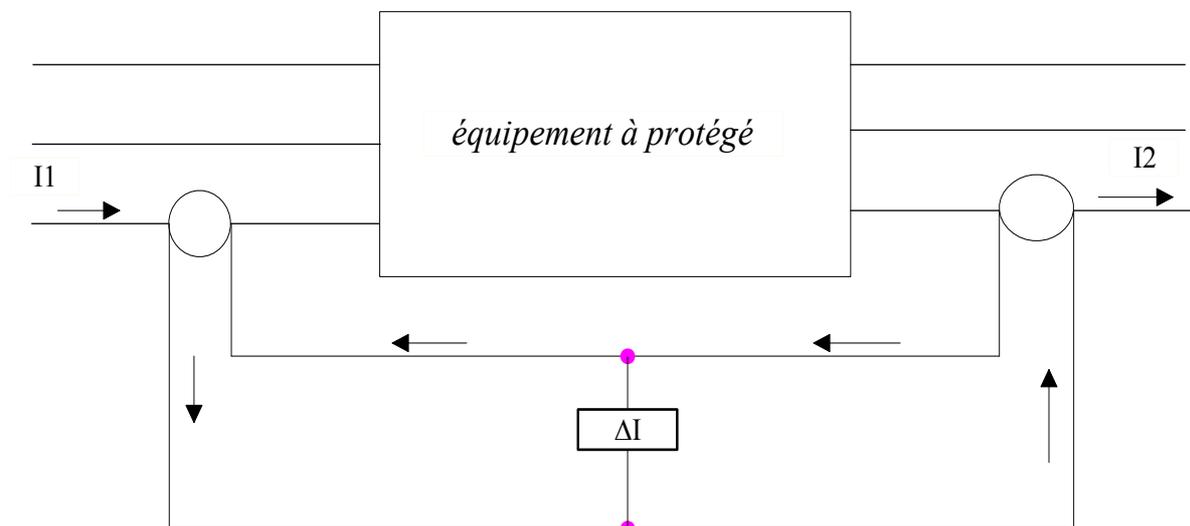


Fig. IV.8. Protection différentielle

Cependant, la sensibilité doit être limitée aux phénomènes engendrés par des défauts (Courant d'enclenchement, courant des défauts ...). Les caractéristiques sont particulières à chaque

élément de réseau : les protections différentielles sont de ce fait logiquement «spécialisées »,

Elles peuvent être:

- différentielles de lignes et câbles.
- différentielles de jeu de barres.
- différentielles de transformateur.
- différentielles de moteur.
- différentielles d'alternateur.

## IV.4. Sélectivité

Un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre.

Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité : il consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau. Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique [21] :

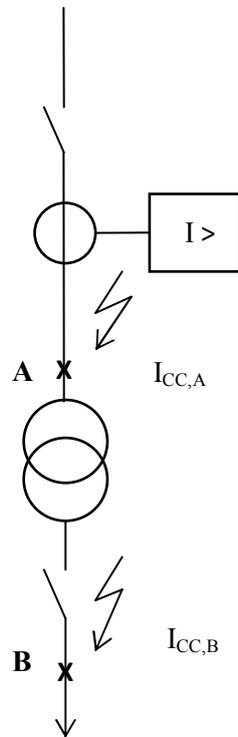
### IV.4.1. Sélectivité ampérométrique

Une protection ampérométrique est installée au point de départ de chaque tronçon. Son seuil est fixé à une valeur inférieure au courant de court-circuit minimal provoqué par un défaut survenant sur la zone surveillée, et supérieur à la valeur maximale de courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

Une fois réglé, chaque protection n'est activée que pour les défauts localisés immédiatement en aval de sa position (à l'intérieur de la zone surveillée), et est insensible aux défauts survenant au-delà de ce point.

Le schéma de la (Fig.IV.9) montre le réglage du courant de seuil entre deux défauts séparé par un transformateur.

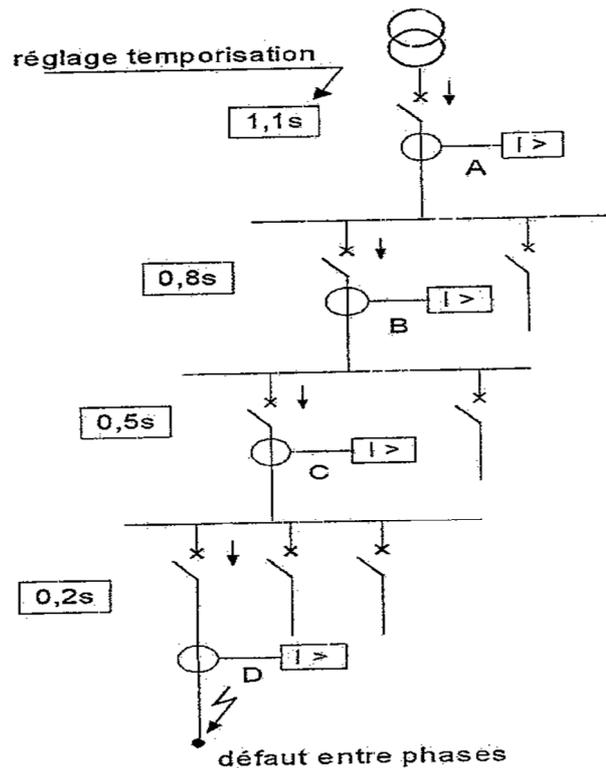
La protection contre les surintensités est réglée à un seuil  $I_{cc,MaxB} < I_{seuil} < 0.8 I_{cc,MinA}$



**Fig.IV.9.** Deux tronçons de ligne séparés par un transformateur

#### IV.4.2. Sélectivité chronométrique

En général, les protections n'envoient pas immédiatement l'ordre de coupure dès qu'elles détectent un défaut. Elles attendent pendant un certain temps pour éviter des fonctionnements intempestifs dus au régime transitoire du réseau (Fig.IV.10) ; le démarrage des machines tournantes, la reprise de charge sur un cycle de ré-enclenchement,... Par ailleurs, Cette temporisation permet également une bonne sélectivité entre des protections amont et aval.



**Fig.IV.10.** Sélectivité chronométrique

#### IV.4.3. Sélectivité logique

Comme nous venons de le voir, les sélectivités ampèremétriques et temporelles ont leur faiblesses. Le système de sélectivité logique a été conçu pour éliminer ces inconvénients.

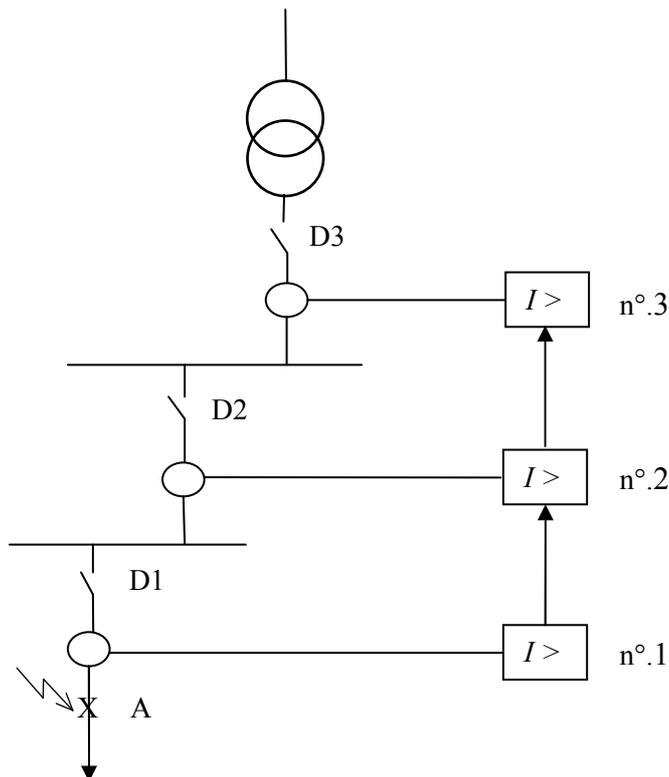
Ce système permet d'obtenir une parfaite sélectivité lors du déclenchement et, de plus la temporisation de déclenchement des disjoncteurs situés au plus près de la source est considérablement réduite. Lorsqu'un défaut se produit dans un réseau radial, le courant de défaut circule dans le circuit situé entre la source et le point de défaut :

- un courant traverse les dispositifs de protection en amont du défaut.
- un courant ne circule pas dans les protections en aval du défaut.
- seule la première protection directement en amont du défaut doit être activée.

Un dispositif de protection apte à émettre et recevoir un ordre de veille logique est associé

avec chaque disjoncteur. Lorsqu'un courant de défaut traverse la protection, celle-ci :

- envoie un ordre de veille logique à la protection directement en amont.
- provoque le déclenchement du disjoncteur associé s'il n'a pas reçu de logique ordre de veille d'une autre protection. La (fig.IV.11) donne une description simplifiée de protection logique dans d'un réseau radiale.



**Fig.IV.11.** Selectivité logique

Le courant de défaut en A traverse les dispositifs de protection n°.1, n°.2, et n°.3. La protection n°.1 envoie un ordre de veille logique à la protection amont n°. 2 et un ordre de déclenchement au disjoncteur D1.

Protection n°. 2 envoie un ordre de veille logique à la protection amont n°. 3 et reçoit l'ordre de veille logique de la protection n°.1, qui bloque la commande de déclenchement du disjoncteur D2.

Le disjoncteur D1 élimine le défaut en A au bout d'un intervalle de temps :  $T_{D1} = t1 + t_{c,D1}$

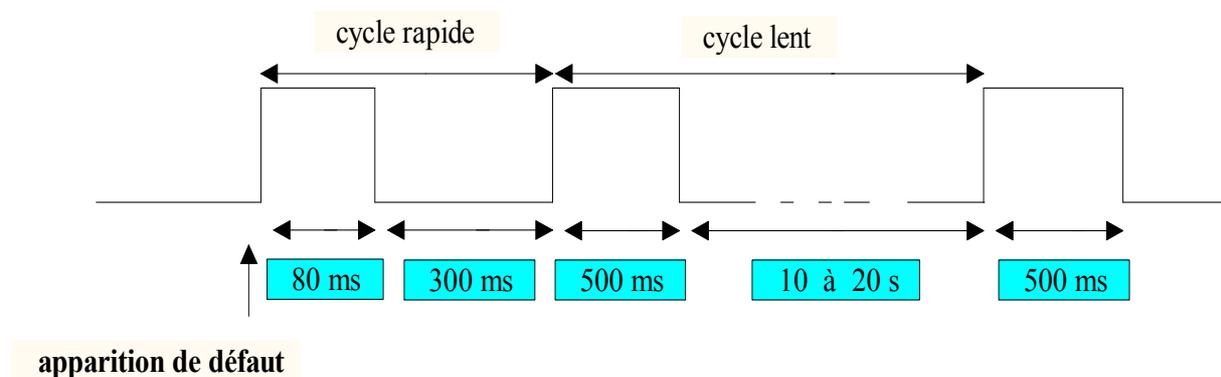
$t1$  : délai protection n°. 1

$t_{c,D1}$  : temps de coupure disjoncteur D1.

## IV.5. Automatisation de réenclenchement

Selon les statistiques, la plupart des défauts sont de type non-permanent, c'est-à-dire qu'ils peuvent s'éteindre eux-mêmes en mettant hors tension la zone en défaut. Les réenclencheurs sont alors pour but d'isoler le défaut à la source, laisser un temps juste pour que le défaut soit éliminé de lui-même.

Donc, les utilisateurs sont moins affectés par les défauts car la durée de coupure est réduite. Les cycles de déclenchement sont présentés sur (Fig. IV.12) [22].



**Fig. IV.12.** Cycles de ré-enclenchement

**Inhibition** : L'automate de ré-enclenchement est inhibé pendant 80 ms après détection du défaut. Cette temporisation permet des défauts auto-extincteurs de s'éliminer tout seul.

**Cycle rapide** : Si le défaut ne s'éteint pas après 80 ms, l'automate ouvre le départ pendant une brève durée (300 ms), laisse s'éliminer des défauts semi-permanents. La séquence correspondante s'appelle cycle rapide.

**Cycle lent** : Après un cycle rapide, l'automate referme le départ et attend pendant 500ms. Après cette période, si le défaut est toujours présent, il ré-ouvre le départ, pour une durée de 10 à 20 s, ce qui permet de laisser passer les courants de magnétisation des transformateurs MT/BT et le courant d'appel d'éventuelles charges. Selon les cas il peut y avoir un ou deux cycles lents.

**Déclenchement définitif** : Après cycle lent, si le défaut existe toujours, l'automate va ouvrir le départ définitivement. Les réenclencheurs sont placés principalement en tête des départs

aériens ou mixtes. On ne trouve en général pas ces dispositifs sur les départs souterrains car les défauts survenant sur ces derniers sont plutôt permanents et ils ne peuvent pas s'éliminer par des cycles de réenclenchement.

## IV. 6. Protection de départ contre les défauts à la terre

L'importance du régime de neutre désigne la façon dont le neutre du réseau est connecté à la terre. Pour les défauts à la terre, c'est le régime de neutre qui détermine les principales caractéristiques des défauts. Or, en pratique, ces défauts représentent une grande majorité des cas de défaut affectés au réseau (80% du nombre total des défauts) ils sont à l'origine des montées locales du potentiel du sol [23]. Par conséquent, le régime de neutre impacte directement sur les dispositions constructives des réseaux, pour assurer la sécurité des personnes et des biens, et sur la qualité de fourniture d'électricité.

### 1. Neutre isolé

Il n'existe aucune liaison électrique entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection, soit l'impédance  $\dot{Z}_{NT}$  est très élevée. Le courant entre la terre et le point neutre ( $\dot{I}_{NT} = 0$ ).

En régime normal :

$$\dot{V}_A = \dot{E}_A \quad \text{Ou} \quad (\dot{V}_N = 0)$$

En régime de court-circuit :

$$\dot{V}_{AK} = 0$$

$$\dot{V}_N = -\dot{E}_A$$

Par conséquent, le courant de défaut est donc très faible et ne dépend que de la capacité de terre du réseau (Fig.IV.13).

$$\dot{I}_d = \dot{I}_c = 3jC\omega \dot{E}_A \quad (\text{IV.47})$$

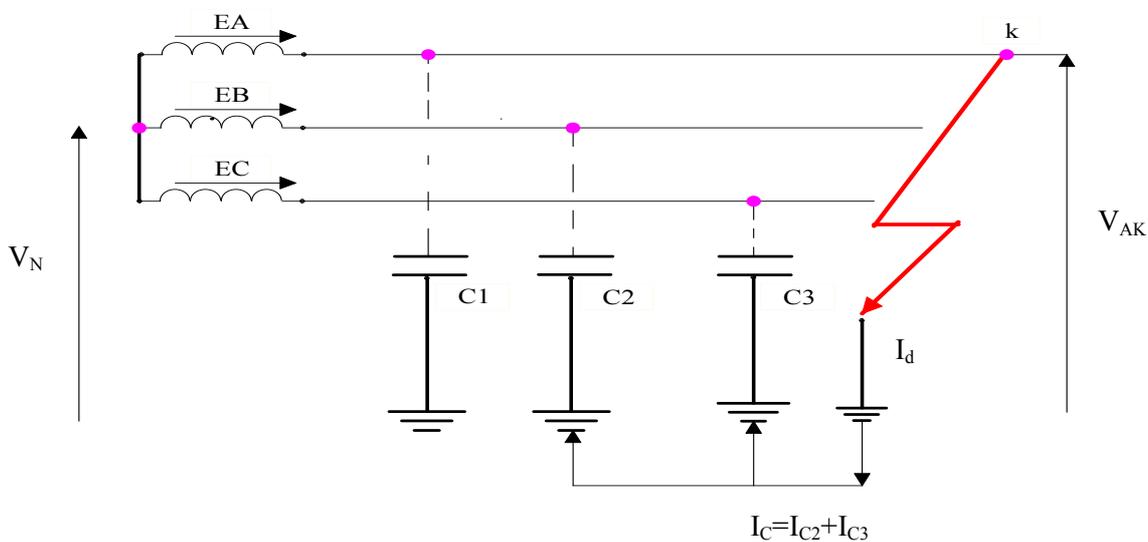
La tension des phases saines par rapport à la terre deviennent des tensions composées.

Ce régime de neutre isolé, on peut observer deux points importants :

1- le courant de défaut est sans conséquence, la protection contre les surintensités ne risque pas d'intervenir, ce qui permet une continuité de service pendant le défaut. Néanmoins, il est

impératif de surveiller en permanence le niveau d'isolement par rapport à la terre. En effet, si un premier défaut d'isolement phase-terre n'est pas éliminé alors qu'un autre défaut d'une deuxième phase à la terre s'est produit, alors un court-circuit biphasé se produit et son intensité ne sera limitée que par les impédances de défaut. Dans ce cas la protection doit impérativement intervenir pour isoler les parties en défaut. Ceci dit qu'il faut éliminer immédiatement le premier défaut.

2- l'inconvénient majeur de ce type de régime, il provoque des surtensions (par rapport à la terre) sur les phases saines. Ceci provoquera à terme des dommages sur les isolants, et augmentera la probabilité d'un deuxième défaut.



**Fig.IV.13.** Régime du neutre isolé

## 2- Neutre relié directement à la terre

Le neutre est mis à la terre directement sans aucune impédance sauf celle de la liaison elle-même qu'on suppose négligeable, c'est-à-dire  $\dot{Z}_{NT} = 0$ , (Fig.IV.14).

Dans ce cas la tension du neutre par rapport à la terre est nulle.

$$\dot{V}_{NT} = 0$$

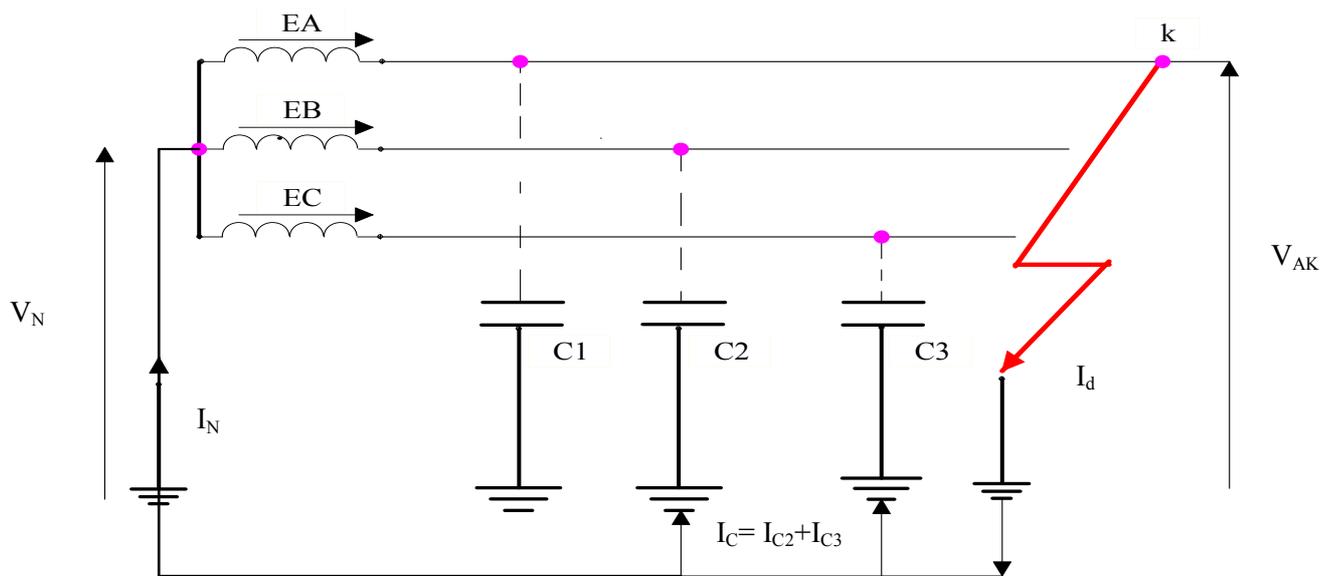


Fig.IV.14. Régime du neutre à la terre

Le courant terre-neutre sera égal au courant de défaut car le courant capacitif est négligeable

$$i_d = i_{NT} = \frac{\dot{V}_{AK}}{\dot{Z}_d} \quad (\text{IV.48})$$

Pour ce type de neutre, il ne peut y avoir continuité de service dès qu'il y a défaut à la terre. En effet, l'amplitude du courant de défaut déclenchera immédiatement la protection contre les surintensités. Néanmoins, il faut noter que ce régime favorise la protection, en plus, il est très facile de détecter un défaut phase-terre à travers la liaison neutre-terre.

### 3- Neutre mis à la terre à travers une résistance

Pour ce type de régime, le neutre est mis à la terre à travers une résistance  $R_{NT}$  (Fig.IV.15). Le courant de défaut est limité et les surtensions sont moins importantes ; Néanmoins la continuité de service n'est pas toujours garantie, et il faut éliminer toujours le premier défaut.

En pratique, le dimensionnement de la résistance de mise à la terre doit limiter le courant de défaut à la terre entre 15 et 50 A si le réseau destiné à alimenter une installation industrielle. Par ailleurs, il faut que le courant dans la résistance de mise à la terre soit égale 2 fois le courant capacitif. Dans un réseau de distribution, ce courant peut prendre des valeurs plus élevées (100 à 300 A) [23].

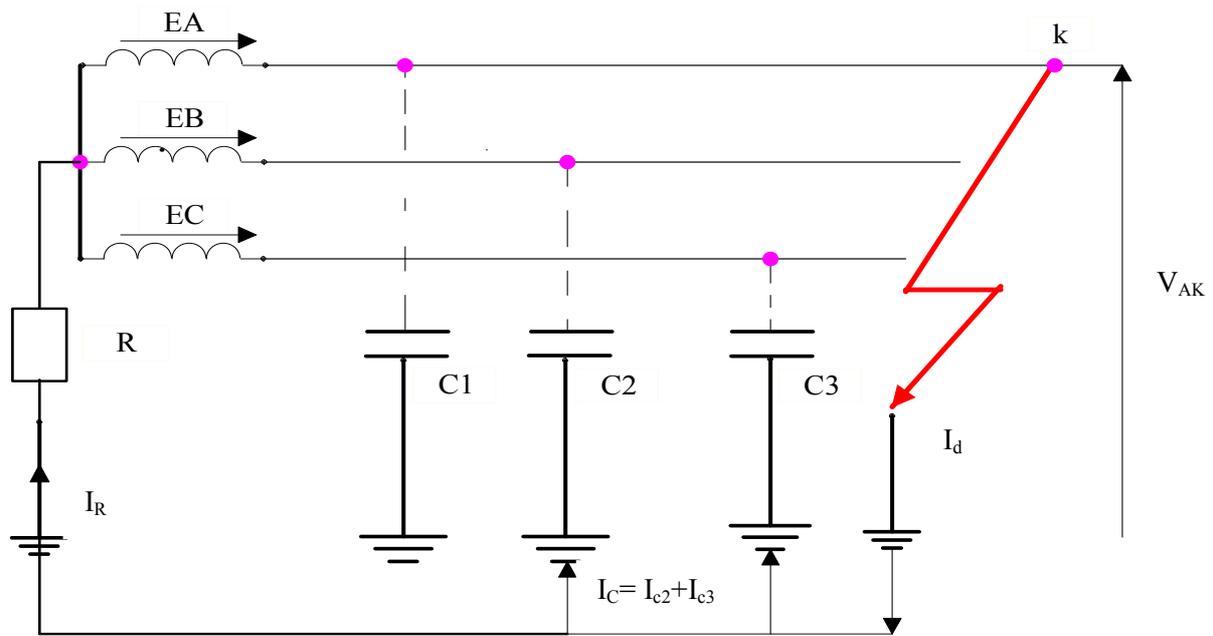


Fig.IV.15. Régime du neutre à travers une résistance

Donc :

$$\dot{I}_d = \frac{V_N}{R} + (3jC\omega)V_N \tag{IV.49}$$

**4- Neutre mis à la terre à travers une inductance**

Pour ce type de régime, le neutre est mis à la terre à travers une inductance **L** afin de limiter le courant de défaut (Fig.IV.16). On peut toujours déterminer le potentiel du point neutre par l'équation :

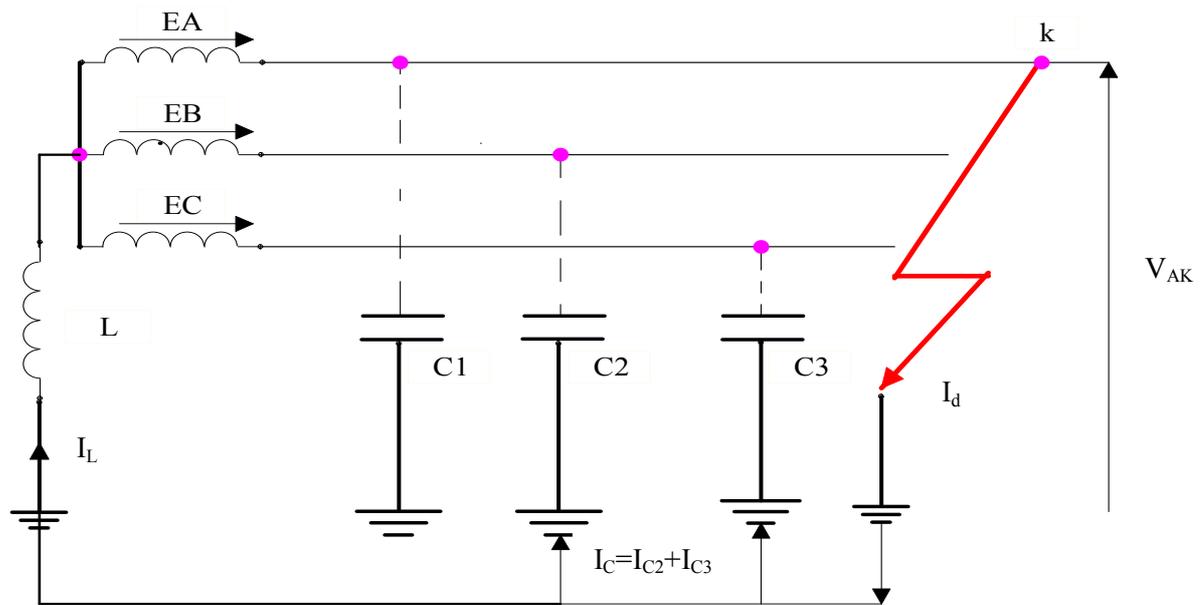
$$\dot{I}_d = \dot{I}_L + \dot{I}_C = V_N(3jC\omega - 1/jL\omega) \tag{IV.50}$$

Avec :  $X_L = jL\omega$

Quel que soit la structure du réseau, il faut veiller à ce que :

$$3jC\omega \neq 1/jL\omega$$

Car en cas d'égalité le courant est nul et le défaut ne peut pas être détecté. Pour les phases saines, le potentiel par rapport à la terre dépendra de  $\dot{V}_N$ .



**Fig.IV.16.** Régime du neutre à travers une inductance

Ce régime permet de limiter l'amplitude des courants de défaut et les surtensions. En pratique, il est recommandé de choisir la valeur de l'inductance de sorte à ce que le courant  $I_L$  soit très supérieur au courant capacitif  $I_C$  du réseau.

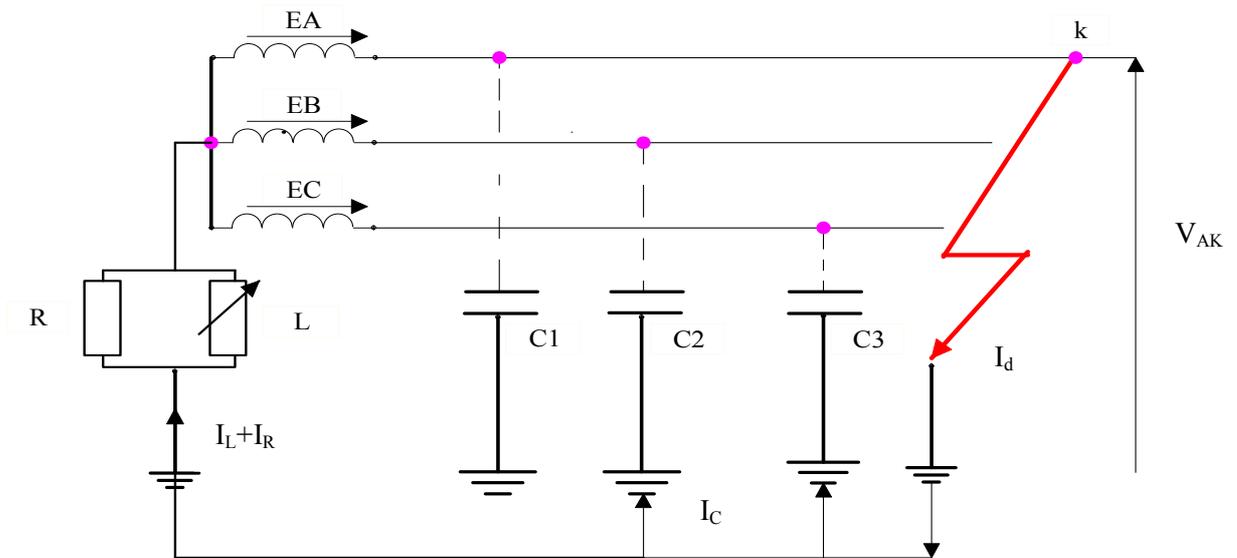
### 5- Neutre mis à la terre à travers une inductance accordée ou bobine de Petersen

La bobine de Peterson (Peterson's coil), parfois appelée bobine d'extinction est un cas particulier de la mise à la terre à travers une inductance (Fig.IV.17). La valeur de l'inductance est accordée afin d'annuler le courant de défaut. Ainsi, d'après l'équation suivante doit respecter cette égalité :

$$3C\omega = \frac{1}{L\omega} \Rightarrow I_d \cong 0$$

Il est difficile de connaître précisément la capacité du réseau car elle varie en fonction de la configuration du réseau. Il est préférable d'installer un réacteur variable pour maintenir l'équation :

$$3LC\omega^2 = 1 \quad (\text{IV.51})$$



**Fig.IV.17.** Mise à la terre à travers une inductance accordée

## IV. 7. Les Relais

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent une ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.) et les transmettent en un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande). Le rôle de ces relais de protection est donc, de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel qu'un défaut de court-circuit, variation de tension, etc... et ce, par une surveillance continue. Ils déterminent l'ordre de déclenchement des disjoncteurs [24]. Les relais de protection peuvent être classés en trois grandes familles (Fig.IV.18) :

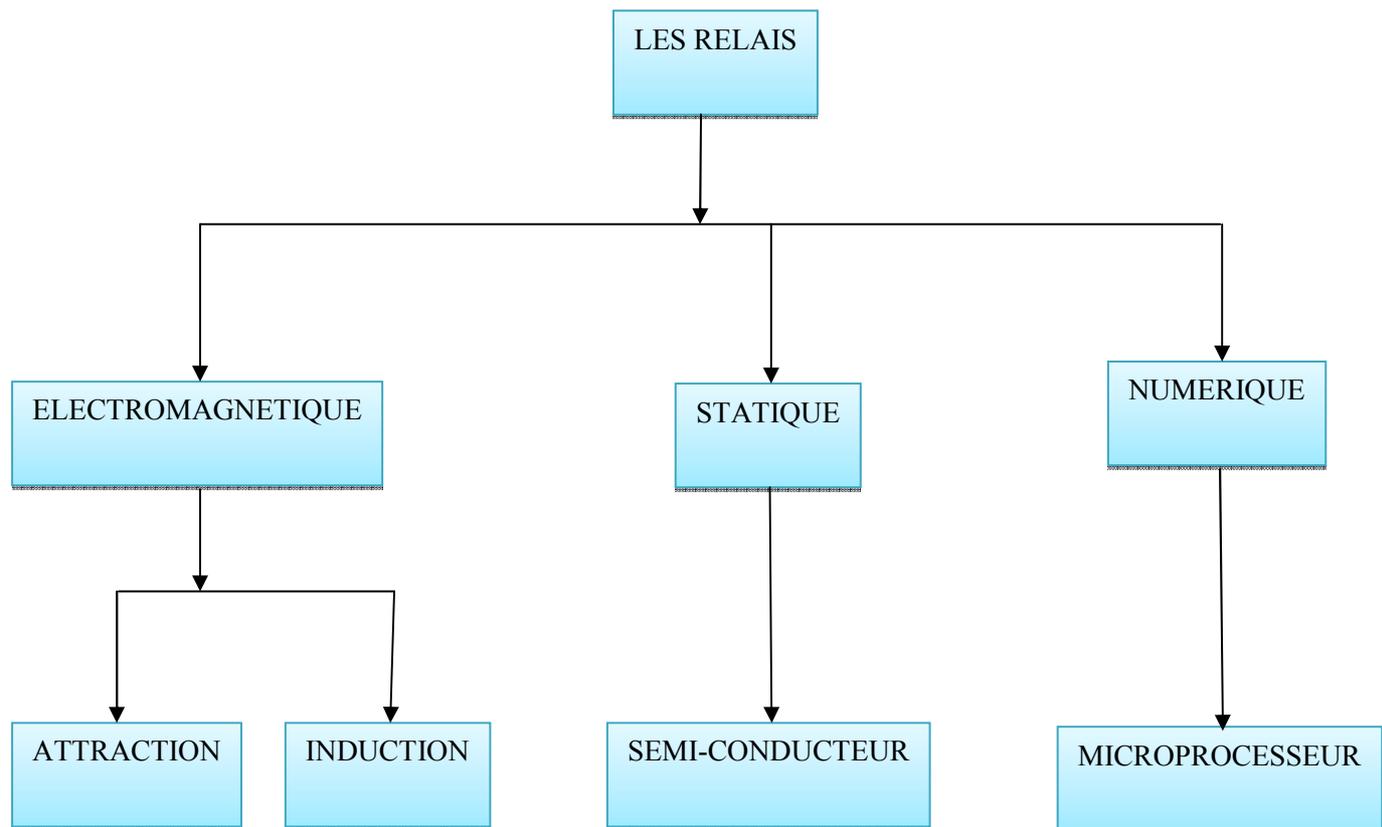


Fig. IV.18. Type des relais

### IV.7.1. Les relais électromécaniques

Les relais électromagnétiques sont construits avec des composants électriques, magnétiques et mécaniques et ont une bobine et divers contacts, et sont très robustes et fiables.

Ces relais sont basés sur le principe d'induction magnétique actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage).

Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minimal. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats.

Il est néanmoins souhaitable de les contrôler régulièrement, dont la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation.

Les inconvénients de ces dispositifs, qui demeurent néanmoins largement rencontrés, sont :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance.
- Le manque de précision, le dispositif étant sensible à son environnement et aux phénomènes d'usure.
- Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de défaut.
- Son coût de fabrication est élevé.
- Des performances insuffisantes et n'autorisent l'emploi que de fonctions élémentaires simples, en nombre limité et sans redondance, A partir de ces inconvénients, ce type de relais de protection tend à disparaître à l'heure actuel.

### **IV.7.2. Les relais statiques**

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets et les relais statiques. Ces protections, apparues sur le marché dans les années 1970, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage). Les circuits de comparaison fournissent des signaux de temporisation qui actionnent des relais de sortie à déclencheurs. Ces dispositifs nécessitent en général une source d'alimentation auxiliaire continue.

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

Les inconvénients de ces dispositifs demeurent :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de tests,
- La grande puissance consommée en veille,
- La faible sécurité de fonctionnement (pas de fonction d'autocontrôle).

### **IV.7.3. Les relais numériques**

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980 avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrées aux équipements de protection. Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation des variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure en signaux numériques de faible voltage. Ces dispositifs nécessitent une source auxiliaire,

Offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme l'intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité, le traitement et le stockage de données et l'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographie). En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local [24].

Ces modèles intègrent des possibilités et d'autocontrôle qui augmente leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance. En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle et commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue. Exemple de relais : 7SA 511, 7SA 612, REL 314, REF 615. La société SIDER est entrain de remplacer ces équipements électromécanique et électrostatique par des équipements numériques tel que les relais REF 615/ABB ; SEPAM40/ Scheider ; Siprotec /Siemens [24].

### IV.7.3.1 Caractéristiques des relais numériques

Les relais numériques possèdent des techniques avancées aux types de relais conventionnels décrits plus tôt dans ce chapitre. Leurs caractéristiques générales sont [24]:

- ❖ **Fiabilité:** des opérations incorrectes sont moins probables avec les relais numériques.
- ❖ **Autodiagnostic:** les relais numériques ont la capacité de conduire un auto-diagnostic continu. Diagnostic sous la forme de circuits de surveillance, qui comprend des contrôles de mémoire et tests de modules d'entrées analogiques. En cas de panne, les relais se verrouillent normalement ou tenter une récupération, en fonction de la perturbation détectée.
- ❖ **Enregistrements d'événements et de perturbations:** ces relais peuvent produire des enregistrements d'événements à chaque fois il y a un fonctionnement de la fonction de protection, la mise sous tension d'une entrée d'état, ou toute défaillance matérielle. De plus, des enregistrements de perturbations peuvent être générés dans un certain nombre de canaux analogiques, ainsi que toutes les entrées d'état et la sortie de relais informations.

- ❖ **Intégration des systèmes numériques:** la technologie actuelle comprend désormais de nombreuses autres tâches, telles que les communications, la mesure et le contrôle. Celles-ci des fonctions peuvent être intégrées dans un système numérique afin qu'elle puisse être fonctionnaient de manière plus rapide et plus fiable. La fibre optique est maintenant utilisée pour fournir des liens de communication entre divers éléments du système pour éviter les problèmes d'interférence pouvant survenir lors de l'utilisation de conducteurs métalliques.
- ❖ **Protection adaptative:** avec la programmation et la capacité de communication numérique du système digital, le relais numérique peut fournir une protection adaptative.

Cette fonction permet de modifier le réglage du relais en fonction des conditions de fonctionnement du réseau, garantissant ainsi des réglages de relais adaptés à la situation en temps réel.

### IV.7.3.2 Architectures des relais numériques

Les relais numériques sont constitués des modules aux fonctions bien définies, Comme montre le schéma de la (Fig.IV.19). Les principaux modules sont les suivants [24]:

- **Microprocesseur:** responsable du traitement des algorithmes de protection, il comprend le module de mémoire constitué de deux composants de mémoire:
- **RAM** (mémoire vive), qui a diverses fonctions, y compris conserver les données entrantes qui sont entrées dans le processeur et qui sont nécessaires pour stocker des informations lors de la compilation de l'algorithme de protection.
- **ROM** (mémoire morte) ou PROM (ROM programmable), qui sont utilisées pour stocker des programmes en permanence.
- **Module d'entrée:** les signaux analogiques sont capturés et envoyé au microprocesseur et le module contient généralement les éléments suivants :
  - ✓ les filtres analogiques, qui sont des filtres passe-bande actifs qui éliminent tout bruit de fond induit dans la ligne.
  - ✓ conditionneur de signal, qui convertit le signal des TC en un Signal DC.
  - ✓ convertisseur numérique analogique, qui convertit le signal CC normalisé en un nombre binaire qui est ensuite envoyé directement au microprocesseur ou à un tampon de communication.

- **Module de sortie:** conditionne les signaux de réponse du microprocesseur et les envoie aux éléments externes qu'ils contrôlent. Il est composé d'une sortie numérique qui génère une impulsion comme signal de réponse et un conditionneur de signal qui amplifie et isole le poul.
- **Module de communication:** contient des ports série et parallèle pour permettre l'interconnexion des relais de protection avec les systèmes de contrôle et de communication.

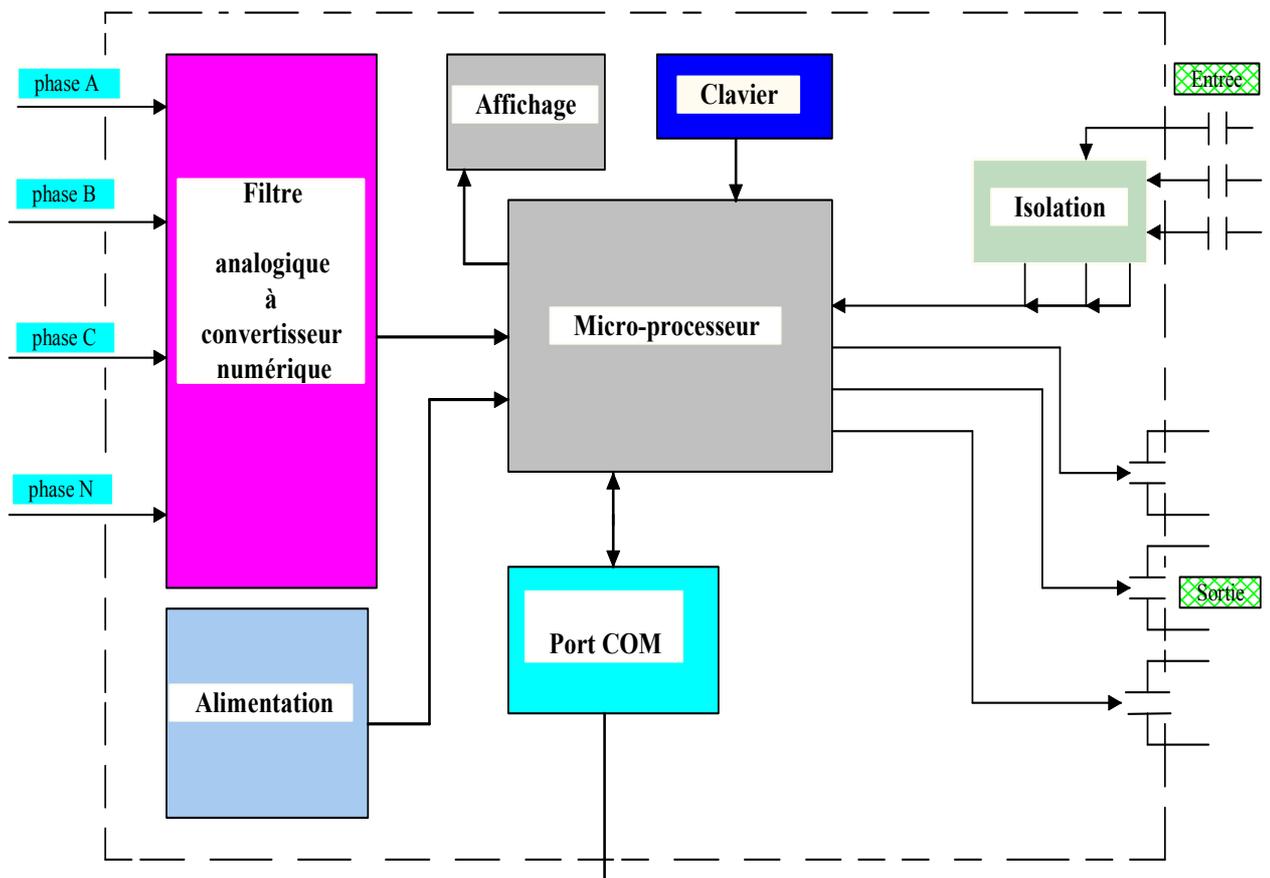


Fig.IV.19. Architecture d'un relai numérique

## **IV. 8. Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons donné une description générale sur les différents types des protections électriques existant dans le site SIDER El-Hadjar, Egalement les relais de protections numérique installées récemment ; ainsi que les défauts terre qui sont liés aux différents régimes de neutre.

## CONCLUSION GENERALE

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables. Ils alimentent leurs clients aux meilleures conditions de coût et de qualité de service. Pour des raisons techniques et économiques évidentes, il n'est pas possible de construire des réseaux exempts de défauts.

L'outil l'informatique et la puissance des ordinateurs ont permis de simuler le comportement du système électrique ainsi que son analyse.

L'analyse et le contrôle des courts circuits deviennent plus que nécessaire pour l'ingénieur électricien chargé des études de planification et d'exploitation des réseaux.

L'utilisation du système informatique en temps réel pour contrôler continuellement les courants de court-circuit en tout point du réseau électrique est indispensable pour les responsables de la gestion et de la conduite des réseaux électriques afin de prendre leurs décisions et d'assurer une bonne protection.

Le travail présenté consiste en la valider du dimensionnement du jeu de barre 63KV suite à l'augmentation de la puissance du poste de transformation P4 par l'installation d'un nouveau transformateur 120MVA en remplacement d'un transformateur 70MVA.

Le calcul des courants de court-circuit au niveau des départs 225KV/63KV /15KV permettant la comparaison aux courants thermiques, est une étape principale pour la qualification des équipements à résister aux effets thermique et électromagnétique.

Les résultats obtenus par logiciel **CYME** confirme le bon fonctionnement du réseau. Donc, il est nécessaire de mettre un ensemble des dispositifs de protection pour permettre la détection des défauts de court-circuit et les situations anormales dans un réseau afin de commander le déclenchement d'un ou plusieurs disjoncteurs.

L'utilisation des dispositifs de protection à techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs ; ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée.

Cette nouvelle technologie offre un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités comme :

- 1- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité.
- 2- Le traitement et le stockage de données.
- 3- L'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographie).

**RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIFS**

L'introduction des simulateurs dans les réseaux électriques nous permet:

- ❖ Le contrôle et surveillance permanents du réseau
- ❖ Le choix convenable de la configuration d'exploitation
- ❖ Le contrôle des grandeurs de fonctionnement du réseau ( $P_{cc}$ ,  $U$ ,.....)
- ❖ La modification des paramètres du réseau

## Bibliographie

- [1] B. RAISON M. CRAPPE, (Intégration de la production décentralisée dans les réseaux électriques). Cours pour une formation destinée à l'ADEME. Service d'électrotechnique, Faculté polytechnique de Mons, 5/7/2001.
- [2] SALMA EL AIMANI. (Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension). Thèse de doctorat. Université des sciences et technologie de LILLE. 2004
- [3] "Arrêté du 23-04-2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique," 2008.
- [4] Nedic, Dusko, Bathurst, Graeme & Heath, John., 2007. Comparison of Short Circuit Calculation Methods and Guidelines for Distribution Networks, CIRED2007session3, paper No. 0562. 19th International Conference on Electricity Distribution; 21-24 May 2007; Vienna.
- [5] M. LAMI, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [6] Ghanbari T., Farjah E., Tashakor N., 2016. Thyristor based bridge-type fault current limiter for fault current limiting capability enhancement. IET Gener Transm Distrib , 10(9),2202-15.
- [7] Radmanesh H., Fathi S., Gharehpetian G., 2016. Thyristor-controlled AC reactor based fault current limiter for current limiter for distribution network stability enhancement. J Electr Eng Technol, 11(5), 1070–6.
- [8] Yang S, Wu S, Dai C., 2013. A method to fast recognize short-circuit fault based on curvature of line current waveform. Power Syst. Technol.; 37(2):551–6.
- [9] Jean-Claude Sabonnadière et Nouredine Hadj Saïd. « Lignes et réseaux électriques 1 », Lavoisier, édition 2007.
- [10] J.-L. Fraisse and J.-P. Horson, "Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution: Aspects techniques - D 4242," Technique de l'ingénieur, 2010.
- [11] J.M. DELBARRE, « Postes à HT et THT - Rôle et Structure », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.

- [12] N. Hadjsaïd et. Al. Les réseaux électriques de distribution: de la production décentralisée aux Smart Grids, Lavoisier, Ed. Hermes Sciences, 2010.
- [13] MERLIN GERIN. (Protection des réseaux électrique). Guide de la protection 2002.
- [14] Guo M, You L, Wei X, et al. 2017. A flexible current limiting method of distribution network short circuit fault based on the voltage feedback control [J]. Trans. China Electrotechn. Soc.; 32(11):48–56.
- [15] T. N. Boutsika and S. A. Papathanassiou, "Short-circuit calculations in networks with distributed generation," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 7, pp. 1181-1191, Jul. 2008.
- [16] International Electrotechnical Commion, IEC (2001). International Standard-IEC 60909-0:2001.
- [17] B. d. Metz-Noblat, "Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des Composantes symétriques - ct018," Schneider Electric Cahier Technique, 2005.
- [18] B. RAISON M. CRAPPE, (Intégration de la production décentralisée dans les réseaux électriques). Cours pour une formation destinée à l'ADEME. Service d'électrotechnique, Faculté polytechnique de Mons, 5/7/2001.
- [19] M. Oddi, "Plan de protection des réseaux de distribution publique à moyenne tension: Mise en œuvre - D 4812," *Technique de l'ingénieur*, 2011.
- [20] Tleis, Nasser D., 2008. *Power Systems Modelling and Fault Analysis: Theory and Practice*. Oxford: Elsevier Ltd. ISBN-13: 9780750680745.
- [21] Alves H., Fonseca RNB., 2014. An algorithm based on discrete wavelet transform for fault detection and evaluation of the performance of over current protection in radial distribution systems. *IEEE Lat Am Trans*, 112(4),
- [22] EDF, "B.61-21 Plan de protection des réseaux HTA: Principes," 1994.
- [23] EDF, "HN 52-S-25: Impédances de compensation pour la mise à la terre du neutre des réseaux HTA aériens et mixtes," 2001.
- [24] Distance Protection 7SA6, SIEMENS. SIPROTEC, V4.61 and higher, Manuel 2005.

# ANNEXE

## Caractéristique générale du réseau

### 1. Puissance de court-circuit fournit par SONELGAZ

Nom du poste	U(KV)	Défaut triphasé	
		Icc(KA)	Scs(MVA)
Poste N°4	1.02	12.73	4860
Poste 1&3	1.05	14	1500

### 2. Transformateurs MT/MT

Réf.de l'équipement	T1(225/63) à huile	T2(225/63) à huile	T3&T4 à huile	T5...T10 à huile	T(TG)
Puissance nominale(MVA)	120	70	40	22.5	31.5
Tension primaire nominale	225	225	63	63	10.5
Tension secondaire nominale	63	63	15	15	15
KT	0.28	0.28	0.238	0.238	1.428
Ucc(%)	12.4	12.4	10	14	12.14
X1/R1	25	25	23.5	26.3	24
Couplage	YnYn0	YnYn0	Ynd11	Ynd11	Dyn11
Pcu (KW)	320	320	175	130	160
PO(KW)	25	25	30	20	25

### 3. Câbles

Les câbles MT de longueur inférieure à 100 m ont été négligés par peu d'influence.

Tenant	aboutissant	S (mm)	L (km)	R ( $\Omega$ /km)	L (mH/km)	C ( $\mu$ f/km)	U (kv)	Ame
63 K4	63 B	3x(1x500)	1.3	0.0619	0.373	0.25	63	AL
63 K4	63 B	3x(1x500)	1.3	0.0619	0.373	0.25	63	AL
63 K4	63 B	3x(1x500)	1.3	0.0619	0.373	0.25	63	AL
63 K4	63 B	3x(1x400)	1.3	0.064	0.382	0.24	63	Cu
63B	63 C	3x(1x500)	2.35	0.0619	0.373	0.25	63	AL
63 C	63 D	3x(1x500)	0.85	0.0619	0.373	0.25	63	AL
63 C	63 D	3x(1x500)	0.85	0.0619	0.373	0.25	63	AL
63 B	63 D	3x(1x500)	1.9	0.0619	0.373	0.25	63	AL
63 B	63 D	3x(1x500)	1.9	0.0619	0.373	0.25	63	AL
63 E	63 C	3x(1x150)	0.35	0.253	0.312	0.27	15	AL

### 4. caractéristique du turbo-alternateur (TG)

Le réseau électrique de SIDER-ELHADJAR est compose de deux turbo-alternateur identique de puissance  $S=31.5$  MVA et  $U_n=10.5$  KV

Réf.de l'équipement		TG2&TG3
Puissance apparente nominale	S(MVA)	31.5
Tension nominale	Un (KV)	10.5
Facteur de puissance	FP	0.9
vitesse	$\eta$ (Tr/min)	3000
Réactance synchrone d'axe direct	$X_d$ (pu)	1.95
Réactance transitoire d'axe direct	$X'$ (pu)	0.25
Réactance subtransitoire d'axe direct	$X''$ (pu)	0.166

## 5. Moteurs asynchrone 5.5kv et 15kv

Puissance assignée	2750kW	1800kW	1200kW	6850kW	9300
Tension assignée	5.5 kV	5.5kV	5.5kV	15kV	15kV
Facteur de puissance	0.87	0.89	0.85	0.85	0.92
Rendement	87 %	87 %	87 %	87 %	87 %
Vitesse synchrone	1489 tr/mn	1485 tr/mn	2970 tr/mn	2970 tr/mn	1486 tr/mn
Type de démarrage	Direct	Rotorique	Rotorique	Rotorique	Auto-transfo
Impédance subtransitoire	0.28+j1.86	0.38 +j2.48	0.47 +j3.1	0.61 +j4	0.55 +j3.6