

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République algérienne démocratique et populaire  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique  
جامعة عين تموشنت بلحاج بوشعيب  
Université -Ain-Temouchent- Belhadj Bouchaib  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département de génie électrique



Projet de fin d'études  
Pour l'obtention du diplôme de Master en :  
Domaine : SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE  
Filière : Electrotechnique  
Spécialité : Commandes Electriques  
Thème

***LA PROTECTION ELECTRIQUE DES RESEAUX  
HTB***

Présenté Par :

- MOKHTARI Mohamed Amine
- TAJDINE Yahya Didi

Devant le jury composé de :

M.BENNAZZA Baghdadadi MCB

**Président**

M. ZELMAT Samir PR

**Examineur**

M. BERRACHED Djelloul MCB

**Encadrant**

*Année universitaire 2020/2021*

## **REMERCIEMENTS**

*Nous remercions en premier lieu Dieu le tout puissant qui nous a donné le courage pour conclure ce modeste travail ;*

*Nous remercions aussi notre promoteur Mr. **Berrached** qui nous a accompagné et conseillé toute au long de notre travail et En effet, il nous a apporté commodité et aisance, il nous a orienté, il nous a attribué tout le temps qui nous a été nécessaire ;*

*Mes remerciements s'adressent également à l'administration et aux professeurs de la UAT pour les moyens qu'ils ont mis à notre disposition afin*

*D'élaborer ce travail ;*

*On souhaite exprimer enfin notre gratitude et nos vifs remerciements à nos familles et nos amis pour leurs soutiens ;*

*Enfin on tient à remercier toutes les personnes qui nous ont aidé des prés ou du loin tout au long de cette Formation, les agents de la Sonelgaz transport et distribution d'Ain-Témouchent ;*

*Pour finir, on remercie les membres du jury qui ont accepté d'évaluer notre projet. Nous leurs présentons toutes nos gratitudes et nos profonds respects.*

# Dédicace

*Merci notre Dieu de nous avoir donné le courage et la foi. Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, l'amour, le respect, la reconnaissance, c'est tout simplement que je dédie cette mémoire :*

*A ma très chère maman : tu étais, tu es et tu seras toujours à mes côtés présente avec tes bons conseils, je te remercie pour ton soutien et ton encouragement qui m'ont toujours donné de la force pour persévérer dans la vie. Que dieu te procure la bonne santé et une longue vie ;*

*A Ma tendre femme Soumia, honorable, aimable : Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer ce que tu mérites un grand merci pour ton soutien, sacrifice, prières et surtout pour l'amour que tu m'a donné. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon bien être. Je te dédie ce travail en témoignage de mon profond amour ;*

*A mes très chers fils Mohamed Saïd et Ibrahim El Khalil ainsi qu'à mon très cher beau-fils Yacine que je considère comme mon troisième fils : Mes anges gardiens et mes fidèles compagnons dans les moments les plus délicats. Merci d'être toujours aussi présents. Je prie Dieu le tout puissant, pour qu'il vous donne un avenir plein de joie et de réussite ;*

*A mes chères filles Nour El Houda, Meriem et Fatima El Zahra : vous êtes tous ce que j'ai de plus cher au monde. Merci d'être toutes à la fois : meilleure amies, confidentes, ainsi qu'une oreille toujours attentive avec des plus belles offenses, merci d'être pour moi un exemple de folie dans le meilleur sens possible, de courage et de persévérance. Que Dieu le tout puissant vous donne une très belle vie ;*

*A mon papa décédé : tu étais toujours le meilleur père. J'espère que, du monde qui est sien maintenant, il apprécie cet humble geste comme preuve de reconnaissance de la part d'un fils qui a toujours prié pour le salut de son âme. Puisse Dieu, le tout puissant, l'avoir en sa sainte miséricorde !*

**MOKHTARI Mohamed Amine**

## Dédicace

***La vie n'est qu'un éclair,  
Et un jour de réussite est un jour  
très cher.***

*Au nom d'Allah, le Tout Miséricordieux, le Très Miséricordieux,  
Je dédie ce modeste travail :*

*Aux deux personnes qui me sont les plus chères au monde, mes  
chers parents, auxquels je tiens à exprimer ma profonde gratitude  
de leur soutien incessant, de leur patience incommensurable, de  
leurs sacrifices inestimables, et surtout de leur encouragement*

*A mes frères et sœurs et tous les membres de ma famille ;*

*A notre encadrant et tous les professeurs de la c.u.a.t ;*

*A tous ceux qui m'aiment et que j'aime ;*

*A tous mes ami(e)s.*

*Je dédie ce mémoire.*

***TAJDINE Yahya Didi***

## Résumé

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable : court-circuit, défaut d'isolement...

Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique. A partir de l'analyse du comportement des matériels électriques (moteurs, transformateurs...) sur défauts et des phénomènes qui en découlent, le choix des dispositifs de protection les mieux adaptés a pour but :

- Participer à la protection des personnes contre les dangers électriques ;
- Éviter les détériorations de matériel (un court-circuit triphasé sur un jeu de barres moyenne tension peut faire fondre jusqu'à 50 kg de cuivre en 1 seconde, la température de l'arc peut dépasser en son centre 10000 °C) ;
- Limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis ces matériels ;
- Préserver la stabilité et la continuité de service du réseau ;
- Protéger les installations voisines (par exemple, réduire les tensions induites dans les circuits proches).

Pour atteindre ces objectifs, un système de protection doit avoir des qualités de rapidité, sélectivité et fiabilité. Cependant, il faut être conscient des limites de la protection : les défauts doivent tout d'abord se produire pour qu'elle agisse. La protection ne peut donc empêcher les perturbations ; elle ne peut que limiter leurs effets et leur durée. De plus, le choix d'une protection est souvent un compromis technico-économique entre la sécurité et la disponibilité de l'alimentation en énergie électrique.

Mots clés : Protection, défaut d'isolement, court-circuit, perturbations, l'état électriques.

## Abstract

The protection devices constantly monitor the electrical state of the elements of a network and cause them to be de-energized (for example the opening of a circuit breaker), when these elements are the site of an undesirable disturbance: short-circuit, insulation fault... Choosing a protective device is not the result of insulation reflection, but one of the most important steps in the design of an electrical network. From operation analysis of electrical equipment (motors, transformers, etc.) on faults and the resulting phenomena, the choice of the most suitable protection devices aims to:

- Participate in the protection of people against electrical hazards;
- avoid equipment damage (a three-phase short-circuit on a medium voltage bus bar can melt up to 50 kg of copper in 1 second; the temperature of the arc can reach 10,000 °C in its core);
- Limit the thermal, dielectric and mechanical stresses to which these materials are subjected;
- Preserve the stability and continuity of the network service;
- Protect neighboring installations (for example, reduce the voltages induced in nearby circuits).

To acquire these goals, a protection system should have specifications of quickness, selectivity and reliability. However, one must be aware of the limits of protection: flaws must occur in the beginning for it to work. Consequently; Protection is not capable of preventing disruption; it can only minimise its effects and time span. In addition, the choice of protection is often a technical and economical compromise between security and the availability of the electrical power supply.

**Keywords: Protection, insulation fault, short circuit, disturbances, electrical condition.**

## الملخص

تراقب أجهزة الحماية باستمرار الحالة الكهربائية لعناصر الشبكة وتتسبب في إلغاء تنشيطها (على سبيل المثال، فتح قاطع الدائرة)، عندما تكون هذه العناصر موقعاً لاضطراب غير مرغوب فيه: ماس كهربائي، وخطأ عازل...

إن اختيار جهاز الحماية ليس نتيجة انعكاس معزول، ولكنه أحد أهم المراحل في تصميم الشبكة الكهربائية. من تحليل سلوك المعدات الكهربائية (المحركات، المحولات، إلخ) على الأعطال والظواهر الناتجة، يهدف اختيار أنسب أجهزة الحماية إلى:

- المشاركة في حماية الناس من المخاطر الكهربائية ؛
- تجنب تلف المعدات (دائرة قصر ثلاثية الطور على مقبض توصيل متوسط الجهد يمكن أن تذوب حتى 50 كجم من النحاس في ثانية واحدة ؛ يمكن أن تتجاوز درجة حرارة القوس 10000 درجة مئوية في مركزه) ؛
- الحد من الضغوط الحرارية والعازلة والميكانيكية التي تتعرض لها هذه المواد؛
- الحفاظ على استقرار واستمرارية خدمة الشبكة؛
- حماية التركيبات المجاورة (على سبيل المثال ، تقليل الفولتية المستحدثة في الدوائر المجاورة).

لتحقيق هذه الأهداف، يجب أن يتمتع نظام الحماية بصفات السرعة والانتقائية والموثوقية. ومع ذلك، يجب أن يكون المرء على دراية بحدود الحماية: يجب أن تحدث العيوب أولاً حتى تعمل. لذلك لا يمكن للحماية أن تمنع الاضطرابات؛ يمكن أن يحد فقط من آثارها ومدتها. بالإضافة إلى ذلك، غالباً ما يكون اختيار الحماية بمثابة حل وسط تقني واقتصادي بين الأمان وتوافر مصدر الطاقة الكهربائية.

*الكلمات المفتاحية: الحماية، خطأ العزل، ماس كهربائي، اضطرابات، حالة كهربائية.*

## A

**A**            *Ampère ;*  
**Arr**         *Arrivée ;*

## B

**BT**            *Basse Tension ;*  
**BTA**         *Basse Tension Aérienne ;*

## C

**CEI**            *Communauté Européenne Internationale ;*  
**CE**            *Communauté Européenne ;*  
**CNN**         *Convolution Neural Network ;*  
**CC**            *Court circuit;*

## D

**DJ**            *Disjoncteur ;*  
**DR**            *Déclenchement Réenclenchement ;*  
**Dep**         *Départ ;*

## E

**EDF**         *Électricité De France ;*

## F

**F**            *Fermé;*

## H

**HTB**         *Haute tension Type B ;*  
**HZ**            *Hertz ;*  
**HT**            *Haute Tension ;*  
**HTA**         *Haute tension Type B ;*

## **I**

<b>I</b>	<i>Courant [A] ;</i>
<b>Icc</b>	<i>Courant de court-circuit [A] ;</i>
<b>Icc min</b>	<i>Courant de court-circuit minimum [A] ;</i>
<b>Icc max</b>	<i>Courant de court-circuit maximum [A];</i>
<b>Irsd</b>	<i>Courant résiduel [A];</i>
<b>Ireg</b>	<i>Courant de réglage [A];</i>
<b>Iph</b>	<i>Courant de phase [A] ;</i>
<b>I<sub>0</sub></b>	<i>Courant homopolaire [A];</i>

## **J**

<b>JB</b>	<i>Jeux de Barre ;</i>
-----------	------------------------

## **K**

<b>kV</b>	<i>Kilo Volt ;</i>
-----------	--------------------

## **M**

<b>MVAR</b>	<i>Méga Volt Ampère Réactive ;</i>
<b>MT</b>	<i>Moyenne Tension ;</i>
<b>MVA</b>	<i>Méga Volt Ampère ;</i>

## **N**

<b>NO</b>	<i>Câblage Relais Ouvert ;</i>
<b>NF</b>	<i>Câblage Relais Fermé ;</i>

## **O**

<b>O</b>	<i>Ouvert;</i>
----------	----------------

## **P**

<b>P</b>	<i>Puissance Active [W] ;</i>
----------	-------------------------------

**PDD**      *Protection de Distance ;*

**PP**      *Protection Principale ;*

**PC**      *Protection complémentaire ;*

**PS**      *Protection de Secours ;*

## **Q**

**Q**      *Puissance Réactive [VAR] ;*

## **S**

**S**      *Section de câble [mm<sup>2</sup>];*

**Sonelgaz**      *Société nationale du gaz et de l'électricité ;*

## **T**

**t**      *Temporisation [sec];*

**TC**      *Transformateur de Tension ;*

**TT**      *Transformateur de courant ;*

**TI**      *Transformateur d'Intensité ;*

## **U**

**U**      *Tension [V] ;*

**Un**      *Tension nominale [V];*

**Ucc**      *Tension de court-circuit d'un transformateur [%] ;*

- Les autres symboles utilisés sont définis dans le texte.

**Liste des tableaux**

Tableau II-1 : *Statistiques de défauts sur les réseaux aériens français [13]* ..... 27  
Tableau IV-1 : *Tableau de différents stades de délestage à minimum de fréquence [34].* ..... 70  
Tableau IV-2 : *Tableau de délestage à minimum de fréquence [34].* ..... 71  
Tableau V-1 : *Les résultats de calcul de  $R_L$  et  $X_L$  des différents départs.* ..... 76  
Tableau V-2 : *les courants de réglage de phase et homopolaire des différents départs 30 kV issues du poste ATE 60/30 kV.* ..... 83

*Liste des figures*

Figure I-1 : <i>Synoptiques d'un réseau électrique [9].</i>	1
Figure I-2: <i>Architecture d'une centrale de production [9].</i>	2
Figure I-3: <i>Schémas d'un réseau d'interconnexion a très hautes tensions [9].</i>	3
Figure I-4 : <i>Schémas Réseaux Industrielles [9].</i>	5
Figure I-5 : <i>Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie [35].</i>	7
Figure I-6 : <i>Architecture simple antenne [6].</i>	8
Figure I-7: <i>Architecture double antenne [6].</i>	8
Figure I-8 : <i>Architecture double antenne avec double jeu de barres [6].</i>	9
Figure I-9 : <i>un jeu de barres avec une source d'alimentation [6].</i>	10
Figure I-10 : <i>Un jeu de barres sans couplage et avec deux sources d'alimentation [6].</i>	11
Figure I-11 : <i>Deux jeux de barres avec couplage et deux sources d'alimentation [6].</i>	11
Figure I-12 : <i>Un jeu de barres sans couplage avec trois sources d'alimentation [6].</i>	12
Figure I-13 : <i>Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation [6].</i>	12
Figure I-14 : <i>Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation [6].</i>	13
Figure I-15 : <i>Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources d'alimentation [6].</i>	14
Figure I-16 : <i>Deux doubles jeux de barres couplés entre eux [6].</i>	14
Figure I-17 : <i>Structure des réseaux maillés [8].</i>	15
Figure I-18 : <i>Réseau HTA radial en simple antenne [6].</i>	15
Figure I-19 : <i>Réseau HTA radial en double antenne sans couplage [6].</i>	16
Figure I-20 : <i>Réseau HTA radial en double antenne avec couplage [6].</i>	16
Figure I-21 : <i>Réseau HTA en boucle ouverte [6].</i>	17
Figure I-22 : <i>Réseau HTA en boucle fermée [6].</i>	18
Figure I-23 : <i>Réseau HTA en double dérivation [6].</i>	18
Figure I-24 : <i>Exemples de raccordement d'un poste sur poteau [7].</i>	19
Figure I-25 : <i>Schéma général d'un poste ouvert [7].</i>	19
Figure I-26 : <i>Structure générale d'un poste HTA/BT [7].</i>	20
Figure II-1 : <i>Schéma illustratif qui montre les différents types des courts-circuits [9].</i>	23
Figure II-2 : <i>Construction graphique de la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, inverse et homopolaire [11].</i>	24
Figure II-3 : <i>Circuit équivalent des séquences [12].</i>	26
Figure II-4 : <i>Cas deux de protections [13].</i>	30
Figure II-5 : <i>La Sensibilité des protections [13].</i>	31
Figure II-6 : <i>Fiabilité d'une protection [13].</i>	32
Figure II-7 : <i>Association de protections [13].</i>	33
Figure III-1: <i>Les zones de protection du réseau électrique [15].</i>	35
Figure III-2 : <i>Disjoncteur à haute tension [18].</i>	36
Figure III-3 : <i>Transformateur de courant [19].</i>	37
Figure III-4 : <i>Transformateur de tension [20].</i>	38
Figure III-5 : <i>Schéma de principaux relais de protection [17].</i>	38

Figure III-6 : <i>Relais électromécanique [22].</i> .....	39
Figure III-7 : <i>Variation de courant de défaut [24].</i> .....	40
Figure III-8 : <i>Zone de fonctionnement [24].</i> .....	41
Figure III-9 : <i>Caractéristique de déclenchement à temps inverse [24].</i> .....	41
Figure III-10 : <i>Caractéristiques de fonctionnement du relais à distance [24].</i> .....	43
Figure III-11 : <i>Schéma de principe d'une protection d'antenne passive [27].</i> .....	47
Figure III-12 : <i>Schémas de principe d'une protection masse câble [27].</i> .....	47
Figure III-13 : <i>Schémas disposition des branches en double étoile dans la protection des batteries de condensateurs.</i> .....	48
Figure III-14 : <i>Principe de la protection de distance [29].</i> .....	50
Figure IV-1 : <i>Schémas de plan n°5 de la protection de la travée THT [35].</i> .....	58
Figure IV-2 : <i>schémas de plan n°5 de la protection de transformateur THT/HT [35].</i> .....	58
Figure IV-3 : <i>schémas de plan n°5 de la protection de transformateur HT/MT [35].</i> .....	59
Figure IV-4 : <i>Schémas de principe de la Protection principale de distance [34].</i> .....	60
Figure IV-5 : <i>Schémas de réglages de zones de mesures [34].</i> .....	61
Figure IV-6 : <i>Caractéristiques temps distance avec chevauchement [34].</i> .....	62
Figure IV-7 : <i>Schémas de réglages des ondes de mesures de la protection de réserve [33].</i> ...	63
Figure IV-8 : <i>Schémas de principe de fonctionnement de la protection de piquage [33].</i> .....	64
Figure V-1 : <i>Poste ATE 60/30/10kV.</i> .....	74
Figure V-2 : <i>Signaux des tensions pour un défaut triphasé.</i> .....	85
Figure V-3 : <i>Signaux des courants pour un défaut triphasé.</i> .....	85
Figure V-4 : <i>Signaux des tensions pour un défaut biphasé avec terre.</i> .....	86
Figure V-5 : <i>Signaux des courants pour un défaut biphasé avec terre.</i> .....	86
Figure V-6 : <i>Signaux des tensions pour un défaut monophasé.</i> .....	87
Figure V-7 : <i>Signaux des courants pour un défaut monophasé.</i> .....	87
Figure V-8 : <i>Signaux des tensions pour un défaut triphasé avec protection différentielle.</i> .....	88
Figure V-9 : <i>Signaux des courants pour un défaut triphasé avec protection différentielle.</i> ....	88
Figure V-10 : <i>Signaux des tensions pour un défaut biphasé avec protection différentielle.</i> ....	88
Figure V-11 : <i>Signaux des courants pour un défaut biphasé avec protection différentielle.</i> ...	89
Figure V-12 : <i>Signaux des tensions pour un défaut monophasé avec protection différentielle.</i> .....	89
Figure V-13 : <i>Signaux des courants pour un défaut monophasé avec protection différentielle.</i> .....	89
Figure V-14 : <i>Signaux des tensions sans défaut.</i> .....	91
Figure V-15 : <i>Signaux des Courants sans défaut.</i> .....	91
Figure V-16 : <i>Signal du relais sans défaut.</i> .....	91
Figure V-17 : <i>Signaux des tensions avec défaut.</i> .....	92
Figure V-18 : <i>Signaux des courants avec défaut.</i> .....	92
Figure V-19 : <i>Signal du relais avec défaut.</i> .....	92

## **Table des matières**

Chapitre I : Les réseaux électriques HTB/HTA.....	1
I.1 Introduction :.....	1
Définition d'un réseau électrique :.....	1
I.2 . Constitution d'un réseau électrique :.....	1
I.2.1 . Présentation :.....	1
I.2.2 Les types de réseaux :.....	2
I.3 . Conception des réseaux HTB :.....	7
I.3.1 . Simple antenne :.....	8
I.3.2 . Double antenne :.....	8
I.3.3 . Double antenne avec double jeu de barres :.....	9
I.4 . Exploitation des postes HTA :.....	10
I.4.1 . Un jeu de barres avec une source d'alimentation :.....	10
I.4.2 . Un jeu de barre sans couplage et avec deux sources d'alimentation :.....	11
I.4.3 . Deux jeu de barres avec couplage et deux sources d'alimentations :.....	11
I.4.4 . Un jeu de barres sans couplage avec trois sources d'alimentation :.....	12
I.4.5 . Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation :.....	12
I.4.6 . Sources et départs en "Duplex" :.....	13
I.4.7 : Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources d'alimentation : ...	14
I.4.8 . Deux doubles jeux de barres couplés entre eux :.....	14
I.5 . Structure des réseaux HTA :.....	15
I.5.1 . Structure en maille :.....	15
I.5.2 . Structure en radiale :.....	15
I.5.3 . Structure en boucle :.....	17
I.5.4 . En double dérivation :.....	18
I.6 . Les postes HTA/BT :.....	19
I.6.1 . Les différents types de postes HTA/BT :.....	19
I.6.2 . Structure d'un poste HTA/BT :.....	20
I.7 . Conclusion :.....	20
Chapitre II : Les Anomalies dans les réseaux électriques HTB/HTA.....	21
II.1 . Introduction :.....	21
II.2 . Sources des défauts :.....	21
II.3 . Les Différents Types de défauts dans les réseaux électriques HTB/HTA:.....	21
II.3.1 . Les courts-circuits :.....	21

II.3.2 . Les surtensions : .....	23
II.3.3 . Les surcharges : .....	23
II.3.4 . Les oscillations : .....	24
II.3.5 . Les déséquilibres : .....	24
II.4 . Moyens de calcul des courants de court-circuit : .....	24
II.4.1 . Méthode des composantes symétriques : .....	24
II.4.2 . Circuit équivalent des séquences : .....	26
II.4.3 . Conséquences des courts-circuits : .....	26
II.5 . Les différentes sortes des défauts .....	28
II.6 . Les Rôles des Protections dans L'élimination des défauts :: .....	28
II.6.1 . Détection des défauts : .....	28
II.6.2 . Identification de l'ouvrage atteint : .....	29
II.6.3 . Commande des organes de coupure : .....	30
II.6.4 . Sensibilité des protections : .....	31
II.6.5 . Contraintes supplémentaires pour les protections : .....	31
II.6.6 . Fiabilité des protections : .....	32
II.6.7 . Organisation des protections .....	32
Chapitre III : La protection des réseaux électriques HTB/HTA .....	35
III.1 . Introduction : .....	35
III.2 . Les Notions fondamentaux des protection électriques : .....	35
III.2.1 . Les secteurs de délimitation d'une protection : .....	35
III.2.2 . L'emplacement d'une protection : .....	36
III.2.3 . Le Traitement du Signal de La Protection : .....	36
III.3 . Constitutions d'un système de protection : .....	36
III.4 . Les Conditions d'organisation des relais de protection : .....	40
III.4.1 . Relais à maximum de courant : .....	40
III.4.2 . Relais à distance : .....	42
III.5 . Particularités principales d'une protection : .....	43
III.5.1 . Rapidité : .....	43
III.5.2 . Sélectivité : .....	43
III.5.3 . Sensibilité : .....	44
III.5.4 . Fiabilité : .....	44
III.6 . Les Modèles des protections selon le type des réseaux : .....	44
III.6.1 . Protection des réseaux en antenne : .....	44

III.6.2 . Protection des réseaux boucles : .....	49
III.7 . Conclusion : .....	51
Chapitre IV : L'évolution des Plans des protections et leurs réglages.....	54
IV.1 . Introduction : .....	54
IV.2 . L'évolution des Plans des protections:.....	54
IV.2.1 . PLAN N°1: .....	54
IV.2.2 . PLAN N°2 : .....	55
IV.2.3 . PLAN N°3 : .....	55
IV.2.4 . PLAN N°4 : .....	56
IV.2.5 . PLAN N°5 : .....	56
IV.2.6 . PLAN N°6 : .....	57
IV.3 . Réglages des Protections :.....	59
IV.3.1 . Réglage de la protection principale de distance : .....	60
IV.3.2 . Réglage de la protection de réserve : .....	63
IV.3.3 . Cas de particulières alimentations en piquages :.....	64
IV.3.4 . Réglages de la protection complémentaires :.....	65
IV.3.5 . Réglages de la protection complémentaires secours : .....	65
IV.3.6 . Réglages de la protection défaillance disjoncteur : .....	66
IV.3.7 . Réglage du dispositif de réenclenchement automatique : .....	66
IV.3.8 . Réglage dispositif localisation de défauts : .....	66
IV.3.9 . Réglage de la protection différentielle :.....	66
IV.3.10 . Réglage de la protection a maximum de courant coté THT :.....	67
IV.3.11 . Réglage de la protection à maximum de courant coté HT :.....	67
IV.3.12 . Réglage de la protection de surcharge thermique :.....	67
IV.3.13 . Réglage de la protection a maximum de courant coté MT :.....	68
IV.3.14 . Réglage de la protection masse cuve [34] : .....	68
IV.3.15 . Réglage de la protection a maximum de courant coté MT :.....	69
IV.3.16 . Réglage de la protection de neutre MT : .....	69
IV.3.17 . Réglage de la protection des départs MT : .....	69
IV.3.18 . Réglage de la protection de terre résistance : .....	70
IV.3.19 . Réglage de la protection de sauvegarde : .....	70
IV.4 . Conclusion : .....	71
Chapitre V : Etude et simulation de la protection du poste HTB/HTA 60/30kV Ain temouchent .....	72
V.1 . Introduction : .....	72

V.2 Architecture du poste HTB/HTA 60/30/10 kV Ain-Témouchent :.....	72
V.2.1 Présentation générale : .....	72
V.2.2 Alimentation en haut tension : .....	72
V.2.3 . Transformateur : .....	72
V.2.4 . Couplage :.....	72
V.2.5 . Les protections installées au niveau du Poste 60/30/10 kV Ain- Témouchent :.....	74
V.3 . Réglage de la protection du Poste HTB/HTA 60/30/10 kV Ain-Temouchent (Annexe D) :.....	74
V.3.1 . Calcul des différentes impédances du poste :.....	74
V.3.2 . Réglage des protections : .....	76
V.3.3 . Réglage des protections coté HTA : .....	79
V.3.4 . Temporisation de la protection :.....	80
V.4 . Exemples de calculs des valeurs de réglages sur un départ 30 kV :.....	81
V.4.1 . Calcul du courant de phase :.....	82
V.4.2 . Calcul du courant homopolaire :.....	82
V.5 . Conclusion : .....	84
V.6 . Simulation de la ligne 60kV Ain-Temouchent / Emir AEK :.....	84
V.6.1 . Simulation de la ligne avec défaut sans protection différentielle :.....	84
V.6.2 . Simulation de la ligne avec défaut et avec protection différentielle :.....	88
V.6.3 . Conclusion : .....	90
V.6.4 . Simulation de la ligne avec et sans défaut avec protection différentielle :.....	90

---

---

# *Introduction Générale*

---

---

**L**es réseaux électriques font l'objet d'incidents de causes diverses qui risquent, s'ils ne sont pas éliminés rapidement, d'être préjudiciables aux personnes et au matériel. Le rôle des protections sera de limiter les conséquences du défaut. Il faut donc connaître l'ordre de grandeur des courants de défaut pour pouvoir définir l'environnement des protections : la protection étant un maillon de la chaîne composée de capteurs (TC, TP), protection & distributeur.

La protection est conçue de façon à prévoir tous les équipements basse tension nécessaires qui permettent de protéger de façon sûre et sélective les lignes et les transformateurs contre tous les types de défauts.

Aussi, il est élaboré un plan et une philosophie qui précise les paramètres de réglage et les fonctions à adopter pour définir harmonieusement les différentes priorités d'action entre les protections pour assurer une bonne sélectivité et garantir la continuité d'alimentation.

❖ Le présent mémoire est structuré comme suit :

*Le premier chapitre* traite de l'architecture des réseaux électrique ;

*Le deuxième chapitre* étudie des différents types de défauts

*Le troisième chapitre* traite des différents types des protections électriques ;

*Le quatrième chapitre* concerne les plans et la philosophie de réglage des protections ;

*Le cinquième chapitre* présente une étude du poste HTB/HTA Ain-Témouchent avec simulation

Ce travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les résultats obtenus avec interprétations et on énumérera les perspectives à ce travail.

Le but de ce Projet c'est une familiarisation avec les réglages des protections des réseaux électriques et une connaissance sur l'organigramme établi par la sonelgaz pour calculer les courants de seuil hauts et bas ainsi que les courants homopolaires relatifs a la protection maximum d'intensité des départs HTA, puis deux simulations l'une pour voir le comportement de la ligne avec les trois types défauts puis intégré une protection différentielles pour éliminer ces défauts et enfin voir le comportement du relais de protection transformateur avec un défaut triphasé.

Ces différentes considérations montrent que l'activité "protections et automatismes" du réseau de transport est, dans toute société de distribution d'électricité, une activité stratégique, qui conditionne la légitimité de cette société vis-à-vis de la communauté, nation, région, ville, qu'elle..dessert.

# **CHAPITRE 1**

---

**LES RESEAUX ELECTRIQUES  
HTB / HTA**

---

## Chapitre I : Les réseaux électriques HTB/HTA

### I.1 Introduction :

Les réseaux électriques sont constitués d'ouvrages triphasés, à savoir: des lignes aériennes, des canalisations souterraines, des transformateurs de puissance, et des jeux de barre. Il existe aussi des transformateurs de puissance permettant la transformation directe du 400 kV en 220 kV et 220 kV en 63 kV, ainsi que quelques autotransformateurs 63/30/10 kV. Les différents appareils haute tension d'un poste sont regroupés en cellules, chacune d'elles comprenant un disjoncteur. L'ensemble des équipements basse tension d'une cellule est appelé tranche.

Les protections et les automates n'utilisent pas les tensions et les courants du réseau, mais des grandeurs beaucoup plus faibles qui leur sont proportionnelles. La transformation se fait par des réducteurs de mesure.

### Définition d'un réseau électrique :

Le réseau électrique est l'ensemble des équipements utilisés pour le transport de l'électricité entre les centres de production (centrales électriques), vers les consommateurs d'électricité [1].

### I.2. Constitution d'un réseau électrique :

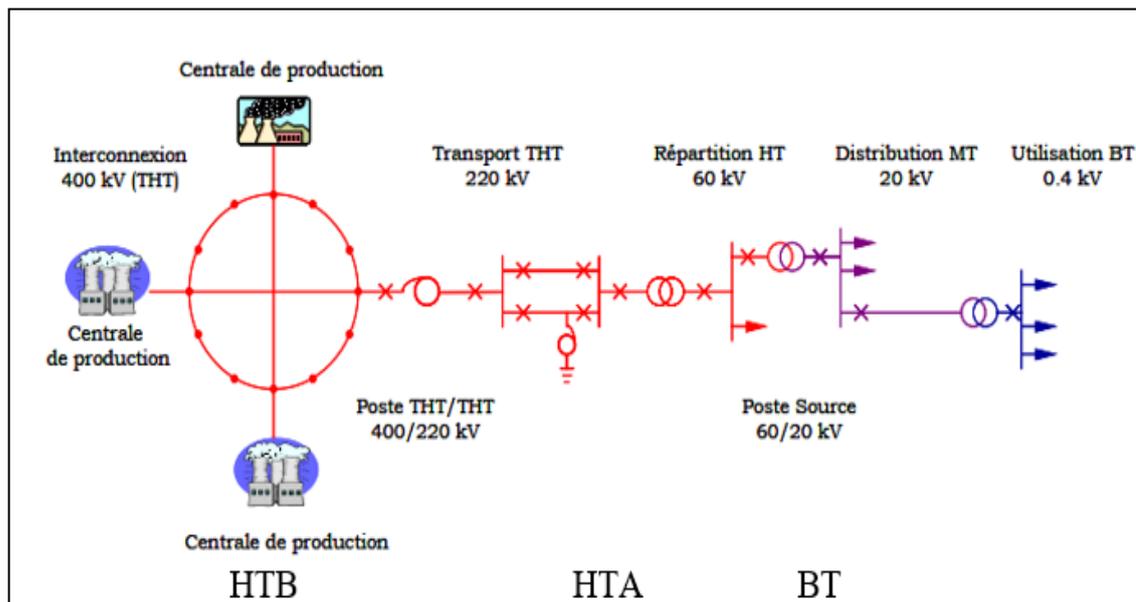


Figure I-1 : Synoptiques d'un réseau électrique [9].

#### I.2.1. Présentation :

### I.2.1.1 Centrales de production :

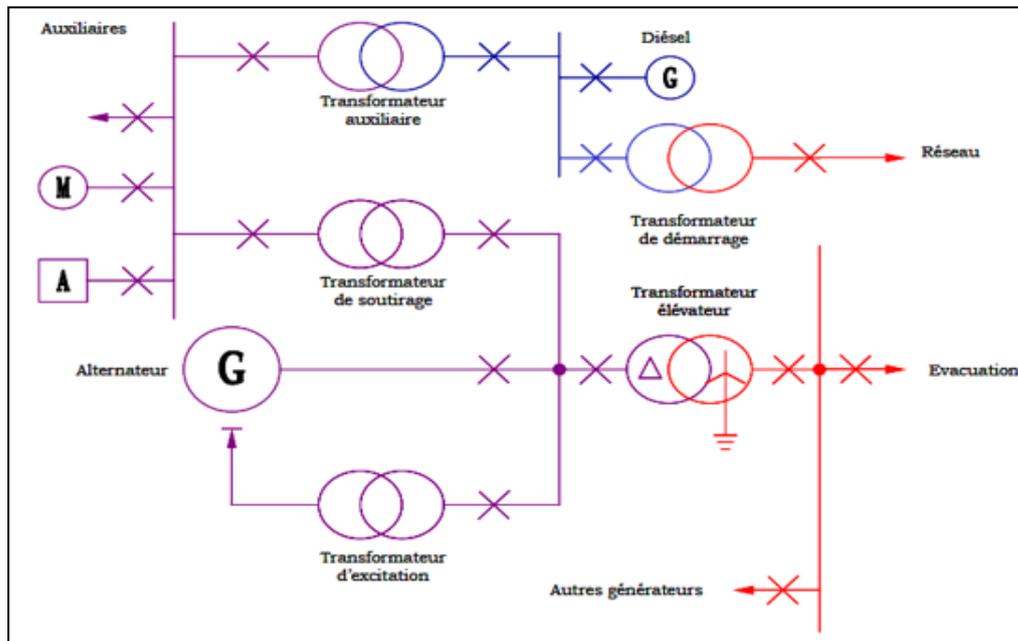


Figure I-2: Architecture d'une centrale de production [9].

Une centrale de production est composée d'un ou plusieurs générateurs, un ou plusieurs transformateurs de puissance éleveurs et d'un certain nombre de fonctions auxiliaires (soutirage, excitation si génératrice synchrone, démarrage etc...).

Les différents types de centrales électriques Nucléaire, Thermique, Hydroélectrique avec groupes réversibles ou non, Turbine à gaz, Cycle combiné, Maré-motrice, Diesel, Éolienne, Solaire.

Les centrales Nucléaire, Thermique, Turbine à gaz, Cycle combiné, utilisent des groupes synchrones à pôles lisses (vitesse de rotation rapide).

Les centrales Hydroélectrique & Maré-motrice, avec groupes réversibles ou non, de fortes puissances, utilisent généralement des groupes synchrones à pôles saillants (vitesse de rotation lente).

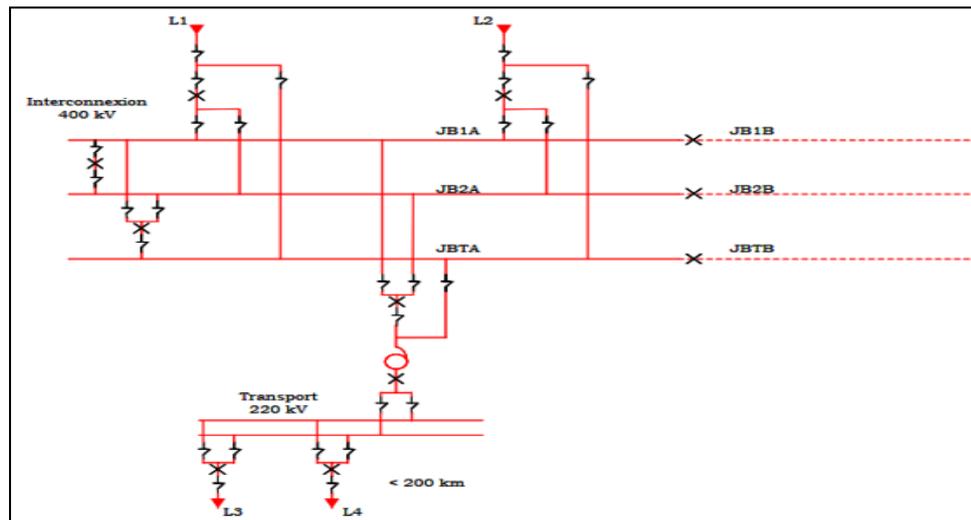
Les générateurs sont du type synchrone ( $S_n > 2$  MVA) ou asynchrone ( $S_n < 5$  MVA) ou courant continu puis ondulé ( $S_n < 1$  MVA)

- Tensions triphasées de 5 à 25 kV [9].

### I.2.2 Les types de réseaux :

Les réseaux électriques sont partagés en quatre types [9] :

### I.2.2.1 Réseaux d'interconnexion a très hautes tensions :



**Figure I-3:** Schémas d'un réseau d'interconnexion a très hautes tensions [9].

Ce réseau est destiné à interconnecter, en vue d'assurer la stabilité du réseau, les différents éléments constitutifs du réseau : Production & Consommation, au niveau national et international (stabilité et échanges) :

L'interconnexion se fait au travers de « Postes » qui comportent :

- Éventuellement les sorties de Centrales de Production (si proximité) ;
- Les lignes dites « Départs » ;
- Les transformateurs ou autotransformateurs pour l'alimentation du réseau de transport à THT (En Algérie 400/230 kV) ;
- Différents auxiliaires du poste.

Compte tenu de l'importance stratégique des postes d'interconnexion pour la stabilité du réseau donc de la continuité du service, ce type de poste est en général très complexe, donc à exploitation très complexe [9].

### I.2.2.2 Réseaux de transport à très haute tension :

Ce réseau est destiné à transporter au niveau d'une région l'énergie il peut être ou non interconnecté en vue d'assurer la stabilité du réseau, le transport se fait au travers de «Postes» qui comportent :

- ❖ Éventuellement les sorties de Centrales de Production (si proximité),
- ❖ Les lignes dites « Départs »,
- ❖ Les transformateurs ou autotransformateurs pour l'alimentation du réseau de répartition à HT,
- ❖ Différents auxiliaires du poste.

Compte tenu de l'importance stratégique des postes de transport pour la stabilité du réseau donc de la continuité du service, ce type de poste est en général complexe, donc à exploitation complexe.

### I.2.2.3. Réseaux de répartition à très haute tension :

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. 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 [1].

Les réseaux de répartition sont caractérisés par [3] :

- Les lignes dites « Départs » ;
- Les transformateurs pour l'alimentation du réseau de répartition à HT ;
- Différents auxiliaires du poste ;
- Tensions triphasées de 132 à 400 kV, en Algérie 150 & 225 kV (THT) ;
- La mise à la terre du neutre par réactance ou transformateur de point neutre ;
  - ✓ Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV,
  - ✓ Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV,
- Réseaux en boucle ouvert ou fermé, ou maillé ;

Ces postes sont généralement plus simples :

- Simple jeu de barres,
- Double jeu de barres avec couplage ou transfert.

### I.2.2.4. Réseaux de distribution à haute tension :

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique [5].

#### I.2.2.4.1. Réseaux de distribution à moyenne tension :

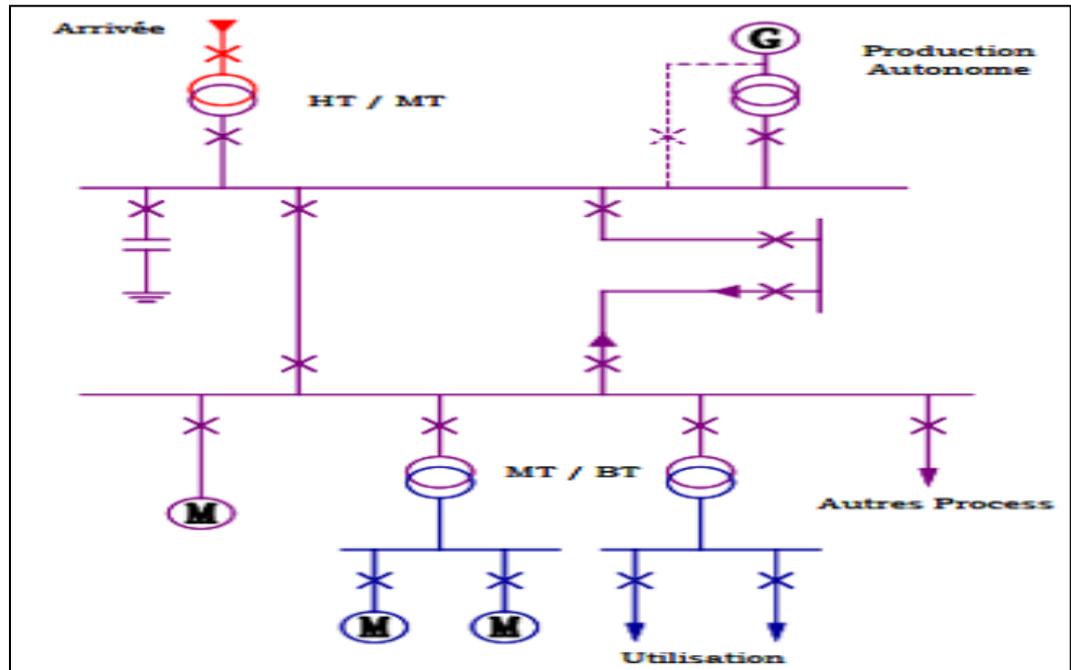
- ❖ HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- ❖ Tensions triphasées de 1 à 33 kV, en France 30 kV (HTA),
- ❖ Neutre à la terre par une résistance,
- ❖ Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- ❖ Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- ❖ Réseaux souterrains en boucle ouverte.

#### I.2.2.4.2. Réseaux de distribution à basse tension :

- Tensions de 120 V à 500 V, en Algérie 230 V (monophasé) & 400 V (triphasé),
- BTA (230 / 400 V),
- Neutre directement à la terre,

- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.
- Boucle ouverte à 2 postes source (améliorant la continuité de service) ;
- Boucle fermée ou maillé à plusieurs postes source (dans les grandes agglomérations, peu de répercussions pour l'abonné en cas de défauts alimentation HTA ou poste source HTA/BT).

### I.3.2.5. Réseaux Industrielles :



*Figure I-4 : Schémas Réseaux Industrielles [9].*

Il s'agit de réseaux complexes répondant à des impératifs précis (ex : continuité de service pour production)

Ces réseaux étant privés, il est évident que seules les « règles de l'art » ont permis de définir le schéma du réseau compte tenu des différentes contraintes propres à une partie du site.

- En ce qui concerne les intensités on définit deux niveaux de référence :

1) les intensités nominales, qui sont des intensités permanentes, et auxquelles on se réfère pour déterminer les échauffements des ouvrages.

2) les intensités de court-circuit, qui ne durent généralement que quelques centaines de millisecondes, et auxquelles on se réfère pour la tenue des ouvrages aux efforts électrodynamiques.

Les valeurs normalisées sont illustrées dans le tableau suivant :

**Tableau I.1 :** Les valeurs normalisées des intensités nominales et de court-circuit.

Voltage [KV]	Intensité nominale $I_n$ [A]	Intensité de court-circuit $I_{cc}$ [A]
400	2000 ou 3150	40 000 ou 63 000
225	1250 ou 2000	31 500
90	1000 ou 2000	20 000 ou 31 500 entre phases 8 000 ou 10 000 entre phase et terre
63	1000 ou 2000	20 000 ou 31 500 entre phases 8 000 ou 10 000 entre phase et terre

Chaque ouvrage peut être :

- ✓ Connecté au reste du réseau, et déconnecté, en charge ou en court-circuit, par un disjoncteur.
- ✓ Séparé du reste du réseau, hors charge par des organes à coupure visible : les sectionneurs
- ✓ Protégé par des équipements de protection qui détectent les courts-circuits et les situations anormales du réseau à partir des courants circulant dans les ouvrages, et les tensions sous lesquels ils se trouvent. Ces équipements actionnent ensuite les disjoncteurs.

Les protections n'utilisent pas les tensions et les courants du réseau, mais des grandeurs beaucoup plus faibles qui leur sont proportionnelles. La transformation se fait par des réducteurs de mesure.

Les différents appareils hauts tension d'un poste sont regroupés en cellules, chacune d'elles comprenant un disjoncteur. L'ensemble des équipements basse tension d'une cellule est appelé tranche [9].

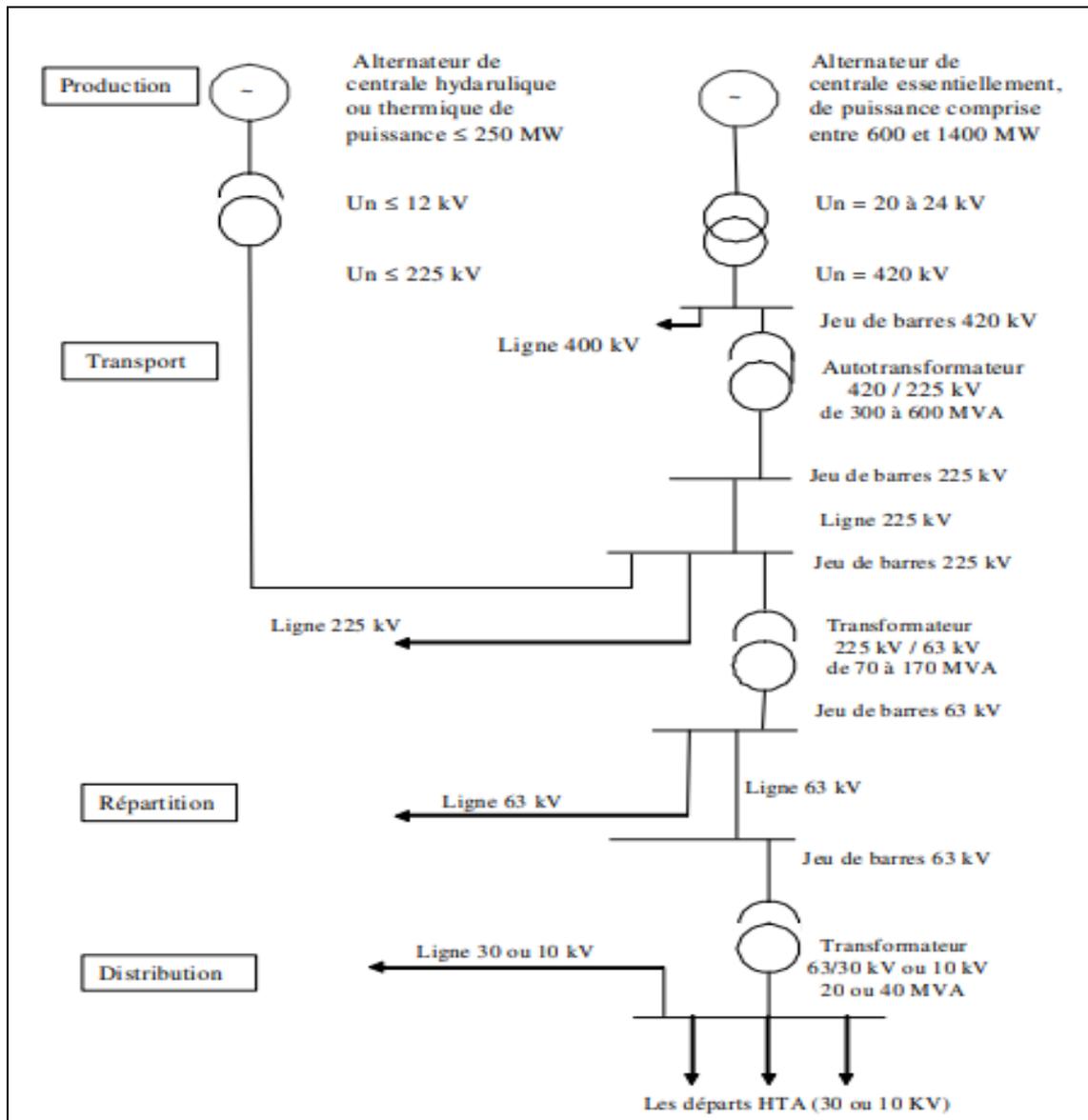


Figure I-5 : Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie [35].

### I.3. Conception des réseaux HTB :

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

- ❖ D'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB,
- ❖ D'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HT,
- ❖ Indice O pour « position ouvert » et F pour « position fermé ».

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

### I.3.1. Simple antenne :

#### I.3.1.1. Architecture :

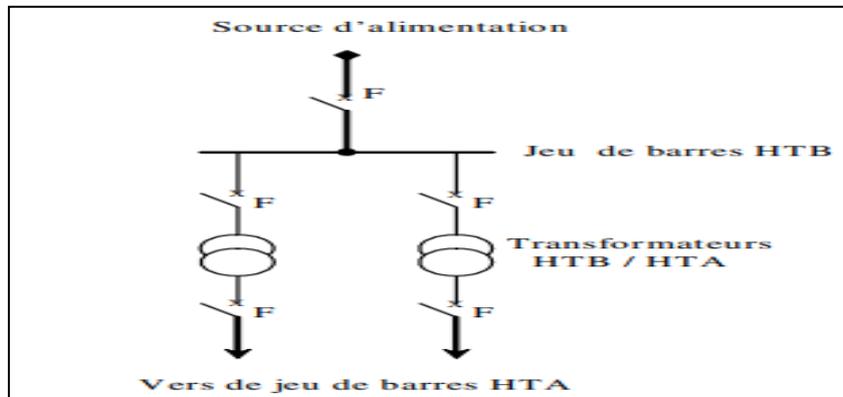


Figure I-6 : Architecture simple antenne [6].

#### I.3.1.2. Mode d'exploitation :

##### Normal :

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

##### Perturbé :

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

#### I.3.1.3. Avantages et Inconvénient :

Avantage : Coût minimal.

Inconvénient : Disponibilité faible.

### I.3.2. Double antenne :

#### I.3.2.1. Architecture :

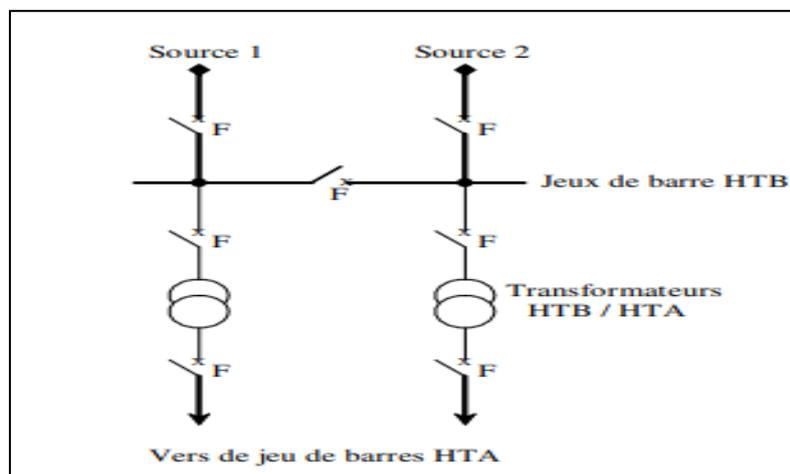


Figure I-7: Architecture double antenne [6].

### I.3.2.2. Mode d'exploitation :

#### Normal :

- Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage.
- Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.

#### Perturbé :

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

### I.3.2.3. Avantages et Inconvénient :

#### Avantages :

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

#### Inconvénients :

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

### I.3.3. Double antenne avec double jeu de barres :

#### I.3.3.1. Architecture :

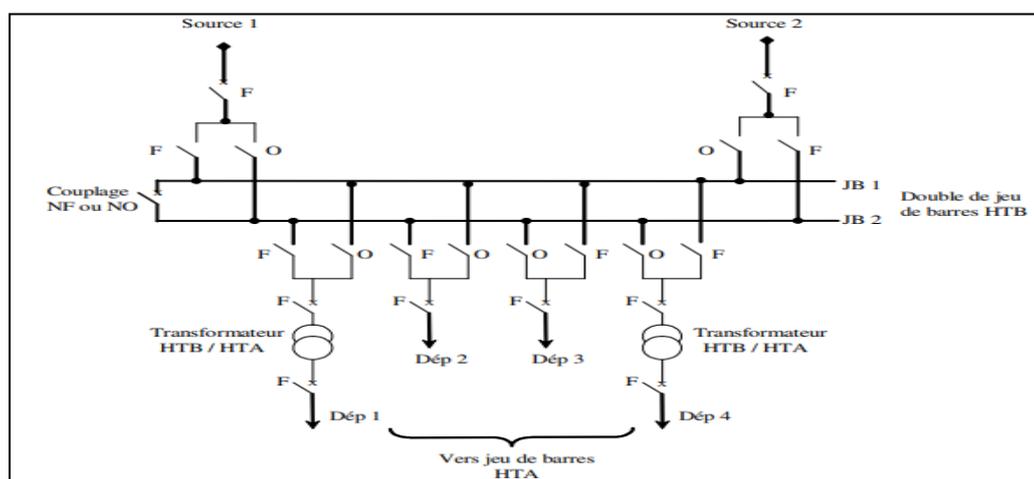


Figure I-8 : Architecture double antenne avec double jeu de barres [6].

### I.3.3.2. Mode d'exploitation :

#### Normal :

- La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JB1 et les départs Dép 1 et Dép2.
- La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JB2 et les départs Dép 3 et Dép4.
- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

**Perturbé :**

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

**I.3.3.3 Avantages et Inconvénients :****Avantages :**

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

**Inconvénients :**

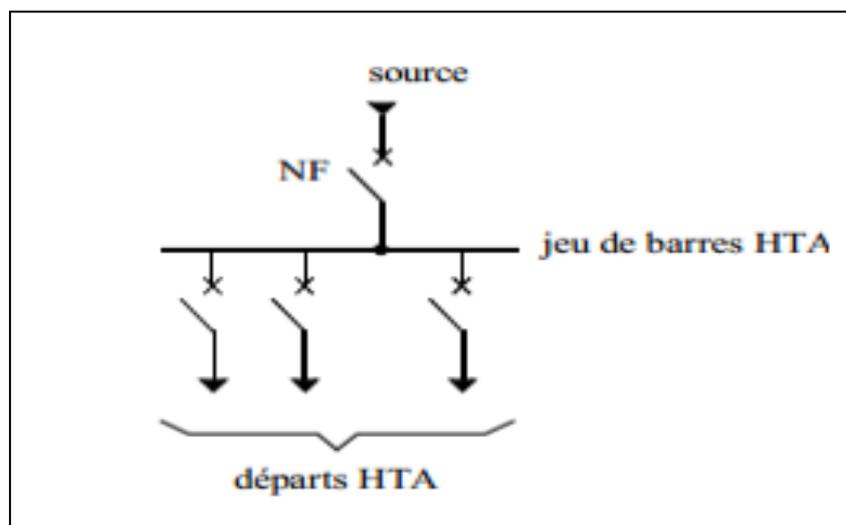
- Surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres [6].

**I.4. Exploitation des postes HTA :**

Nous allons identifier les principales solutions d'alimentation d'un tableau HTA, indépendamment de son emplacement dans le réseau.

Le nombre de sources et la complexité du tableau diffèrent suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré.

Les schémas sont classés dans un ordre tel que la sûreté de fonctionnement s'améliore tandis que le coût d'installation augmente [6].

**I.4.1. Un jeu de barres avec une source d'alimentation :**

**Figure I-9 :** un jeu de barres avec une source d'alimentation [6].

**Fonctionnement :**

- En cas de perte de la source d'alimentation, le jeu de barres est hors service jusqu'à l'opération de réparation [6].

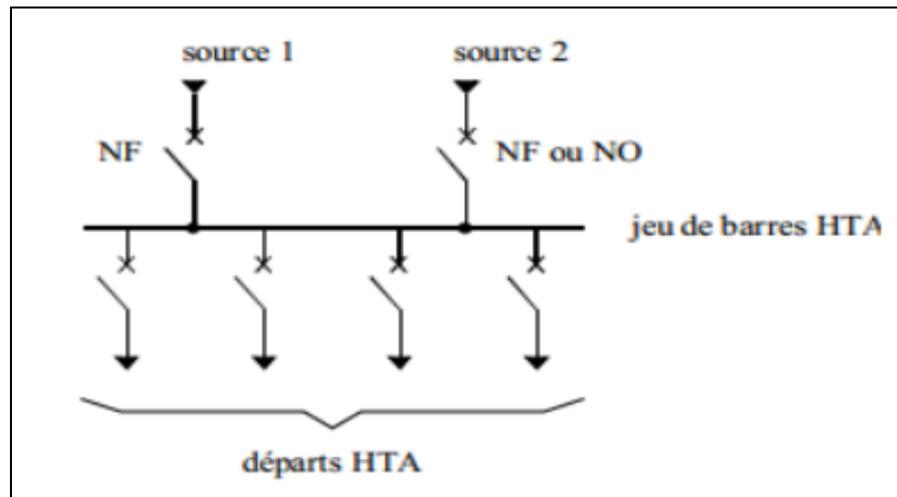
**I.4.2. Un jeu de barre sans couplage et avec deux sources d'alimentation :**

Figure I-10 : Un jeu de barres sans couplage et avec deux sources d'alimentation [6].

**Fonctionnement :**

- ❖ Les deux sources peuvent fonctionner en parallèle ou l'une en secours de l'autre. En cas de défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), les départs ne sont plus alimentés [6].

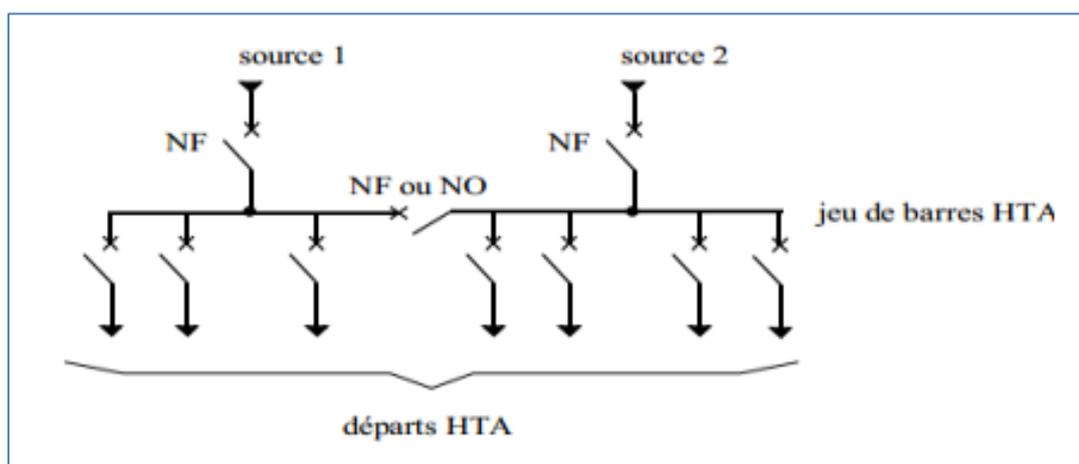
**I.4.3. Deux jeux de barres avec couplage et deux sources d'alimentations :**

Figure I-11 : Deux jeux de barres avec couplage et deux sources d'alimentation [6].

**Fonctionnement :**

- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.
- S'il est ouvert, chaque source alimente un jeu de barres. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé et l'autre source alimente les deux jeux de barres.

- En cas de défaut sur un demi jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), une partie seulement des départs n'est plus alimentée [6].

#### I.4.4. Un jeu de barres sans couplage avec trois sources d'alimentation :

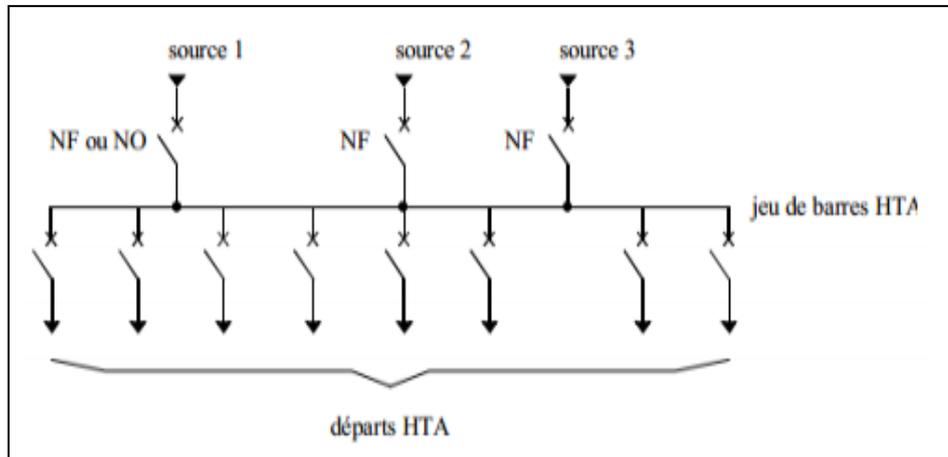


Figure I-12 : Un jeu de barres sans couplage avec trois sources d'alimentation [6].

#### Fonctionnement :

- Les 3 sources peuvent fonctionner en parallèle ou l'une en secours des deux autres.
- En cas de défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), les départs ne sont plus alimentés [6].

#### I.4.5. Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation :

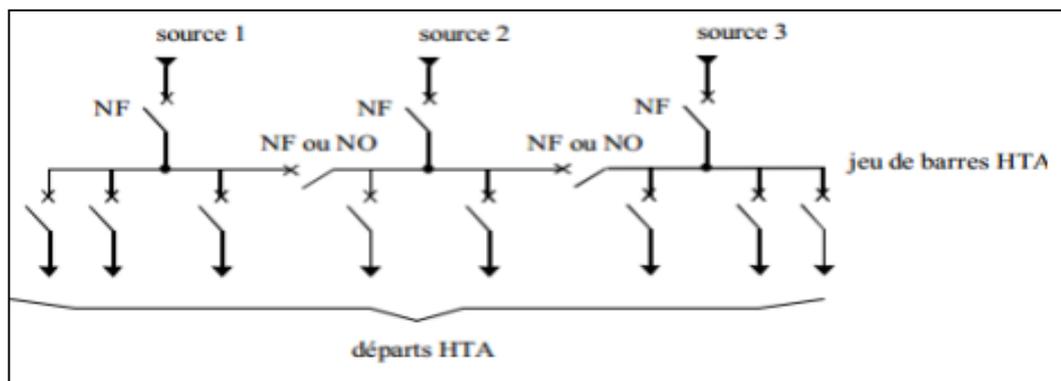


Figure I-13 : Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation [6].

#### Fonctionnement :

- ❖ Les 2 disjoncteurs de couplage peuvent être maintenus ouverts ou fermés.
- ❖ S'ils sont ouverts, chaque source alimente sa section de barres. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage associé est fermé, une source alimente 2 sections de barres et l'autre 1 section de barres.
- ❖ En cas de défaut sur une section de barres (ou maintenance de celle-ci), une partie seulement des départs n'est plus alimentée [6].

#### I.4.6. Sources et départs en "Duplex" :

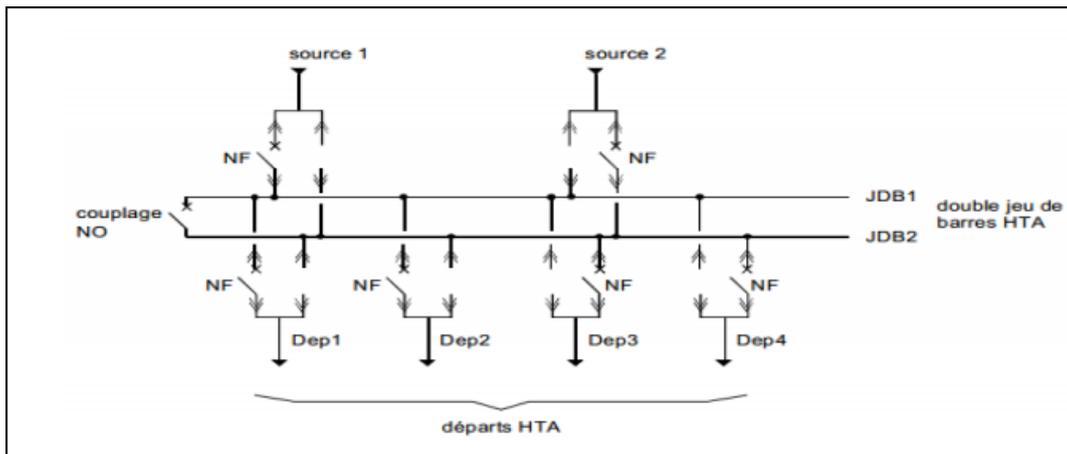


Figure I-14 : Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation [6].

#### Fonctionnement :

- ❖ Le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal. Chaque source peut alimenter l'un ou l'autre des jeux de barres par ses deux cellules disjoncteur déblocable. Par souci d'économie, il n'y a qu'un seul disjoncteur pour les 2 cellules déblocable qui sont installées tête-bêche. On peut ainsi facilement déplacer le disjoncteur d'une cellule à l'autre. Ainsi, si l'on veut que la source 1 alimente le jeu de barres JB2, on déplace le disjoncteur dans l'autre cellule associée à la source 1.
- ❖ Le même principe est mis en place pour les départs. Ainsi, à chaque départ sont associées deux cellules déblocables et un seul disjoncteur. Chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres suivant l'emplacement du disjoncteur. Par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JB1 et les départs Dep1 et Dep2. La source 2 alimente le jeu de barres JB2 et les départs Dep3 et Dep4.
- ❖ En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.
- ❖ En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et chaque disjoncteur est placé sur le jeu de barres en service, afin que tous les départs soient alimentés.
- L'inconvénient du système "Duplex" est qu'il ne permet pas les permutations automatiques. En cas de défaut, chaque permutation à effectuer dure plusieurs minutes et nécessite la mise hors tension des jeux de barres [6].

#### I.4.7: Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources d'alimentation :

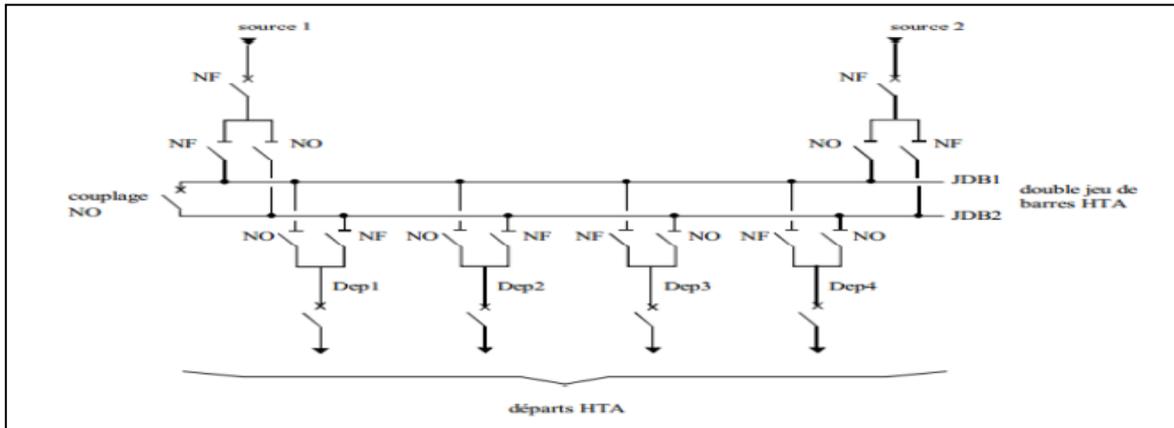


Figure I-15 : Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources d'alimentation [6].

#### Fonctionnement :

- Le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal.
- Chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres suivant l'état des sectionneurs qui lui sont associés, un seul sectionneur par départ doit être fermé.
- Par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JB1 et les départs Dep1 et Dep2. La source 2 alimente le jeu de barres JB2 et les départs Dep3 et Dep4.
- En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs [6].

#### I.4.8. Deux doubles jeux de barres couplés entre eux :

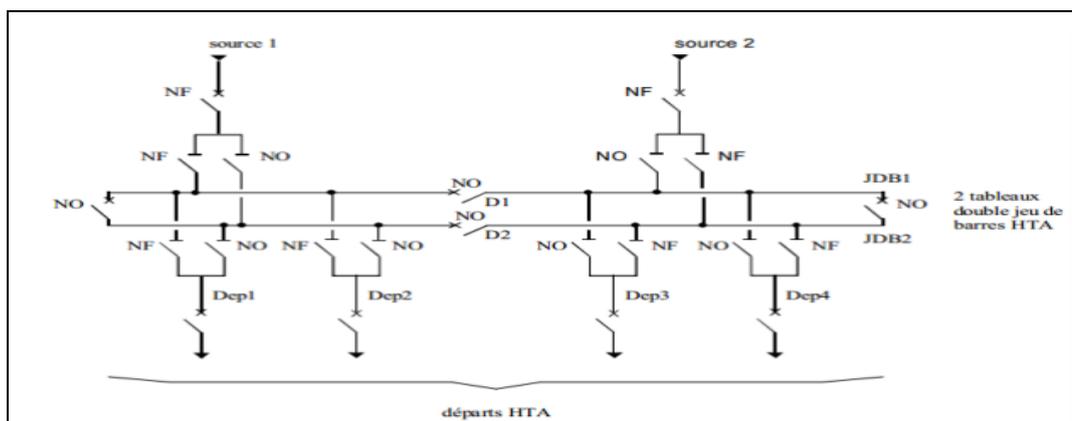


Figure I-16 : Deux doubles jeux de barres couplés entre eux [6].

#### Fonctionnement :

- Il est presque identique au schéma précédent (2 jeux de barres, 2 attaches par départ, 2 sources d'alimentation). La décomposition du double jeu de barres en 2 tableaux avec couplage (par D1 et D2) permet une plus grande souplesse d'exploitation.

- Chaque jeu de barres alimente un nombre de départs moins important en fonctionnement normal [6].

## I.5. Structure des réseaux HTA :

### I.5.1. Structure en maille :

Elle permet la réalimentation en cas d'indisponibilité d'un tronçon ou d'un poste HTA/BT après l'élimination de l'élément défectueux.

Elle présente l'inconvénient de n'utiliser les câbles que partiellement par rapport à leur capacité.

Elle exige, de plus, un point commun par paire de câble et demande une surveillance continue du réseau en fonction de l'accroissement de la charge [8].

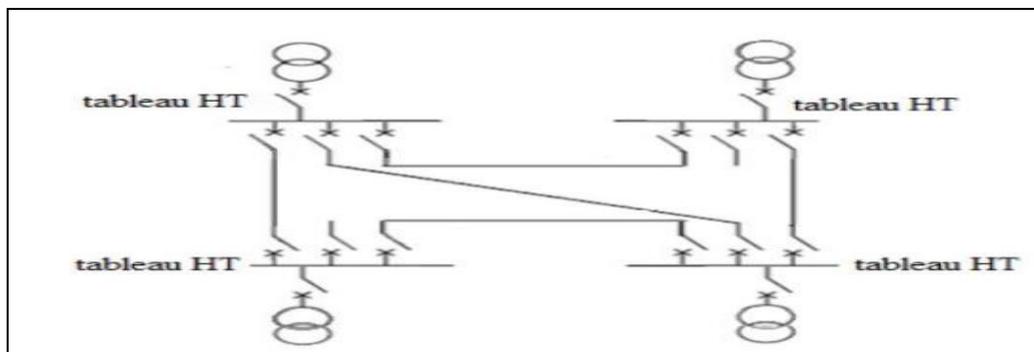


Figure I-17 : Structure des réseaux maillés [8].

### I.5.2. Structure en radiale :

A partir d'un poste d'alimentation, elle est constituée de plusieurs artères, dont chacune va en se ramifiant, mais sans jamais retrouver un point commun (structure d'un arbre).

Les réseaux radiaux sont de structure simple et peuvent être contrôlés et protégés par un appareillage simple. Ce sont les réseaux les moins coûteux [8].

#### I.5.2.1. Radial en simple antenne :

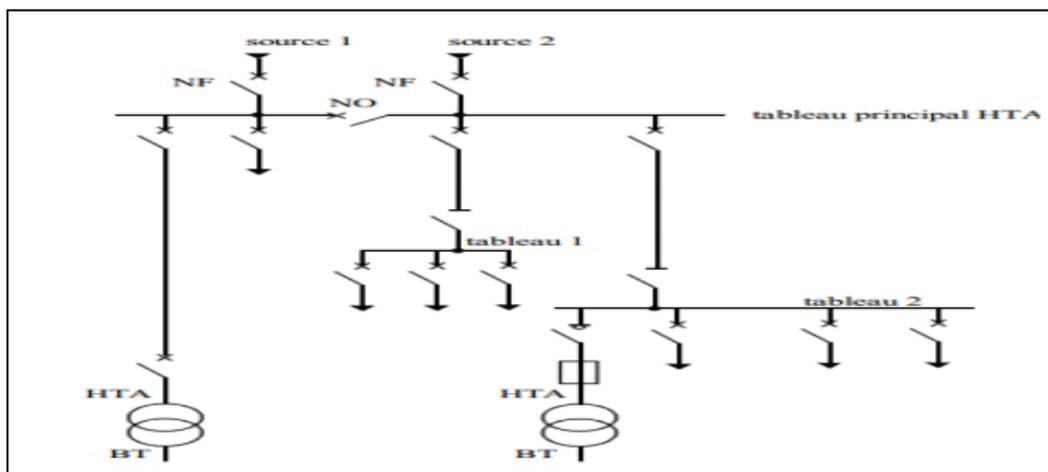


Figure I-18 : Réseau HTA radial en simple antenne [6].

**Fonctionnement :**

- Les tableaux 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage.
- Cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux de cimenterie [6].

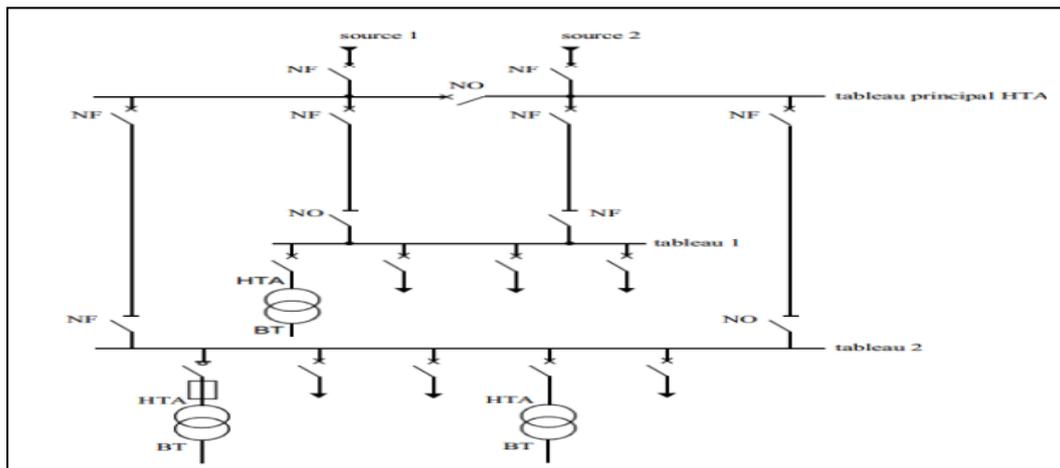
**I.5.2.2. Radial en double antenne sans couplage :**

Figure I-19 : Réseau HTA radial en double antenne sans couplage [6].

**Fonctionnement :**

- ❖ Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources sans couplage, l'une en secours de l'autre.
- ❖ La disponibilité est bonne.
- ❖ L'absence de couplage des sources pour les tableaux 1 et 2 entraîne une exploitation moins souple [6].

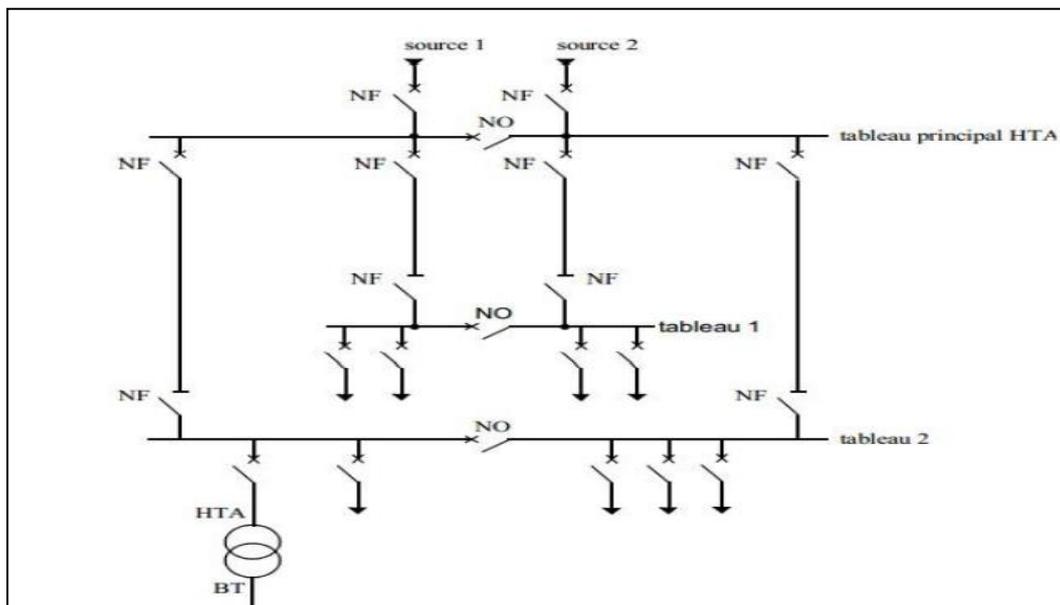
**I.5.2.3. Radial en double antenne avec couplage :**

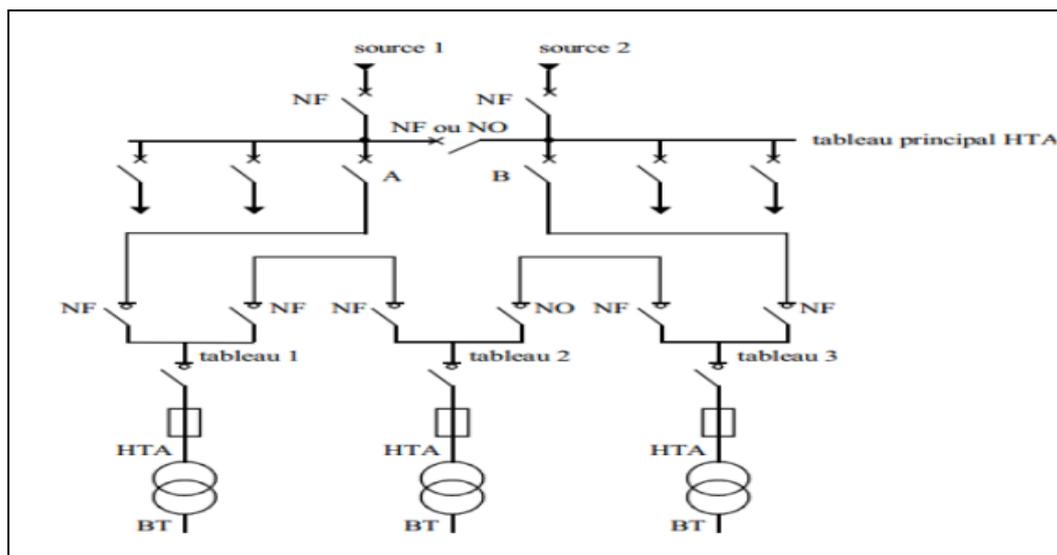
Figure I-20 : Réseau HTA radial en double antenne avec couplage [6].

**Fonctionnement :**

- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. Les disjoncteurs de couplage sont ouverts en fonctionnement normal.
- Chaque demi-jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources
- Cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie [6].

**I.5.3. Structure en boucle :**

- Cette solution est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes.
- Il existe deux possibilités suivant que la boucle est ouverte ou fermée en fonctionnement normal [6].

**I.5.3.1. Boucle ouverte :****Figure I-21 : Réseau HTA en boucle ouverte [6].****Fonctionnement :**

- ✓ Les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs ;
- ✓ Les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs ;
- ✓ En fonctionnement normal, la boucle est ouverte (sur la figure, elle est ouverte au niveau du tableau 2) ;
- ✓ Les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources ;
- ✓ Un défaut sur un câble ou la perte d'une source est palier par une reconfiguration de la boucle ;
- ✓ Cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automate de reconfiguration de boucle est installé. La coupure est d'au moins plusieurs minutes ou dizaines de minutes si la reconfiguration de boucle est effectuée manuellement par le personnel d'exploitation [6].

### I.5.3.2. Boucle fermée :

#### Fonctionnement :

- Tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs. - En fonctionnement normal, la boucle est fermée.
- Le système de protection permet d'éviter les coupures d'alimentation lors d'un défaut.
- Cette solution est plus performante que le cas de la boucle ouverte car elle évite les coupures d'alimentation.
- Par contre, elle est plus onéreuse car elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré [6].

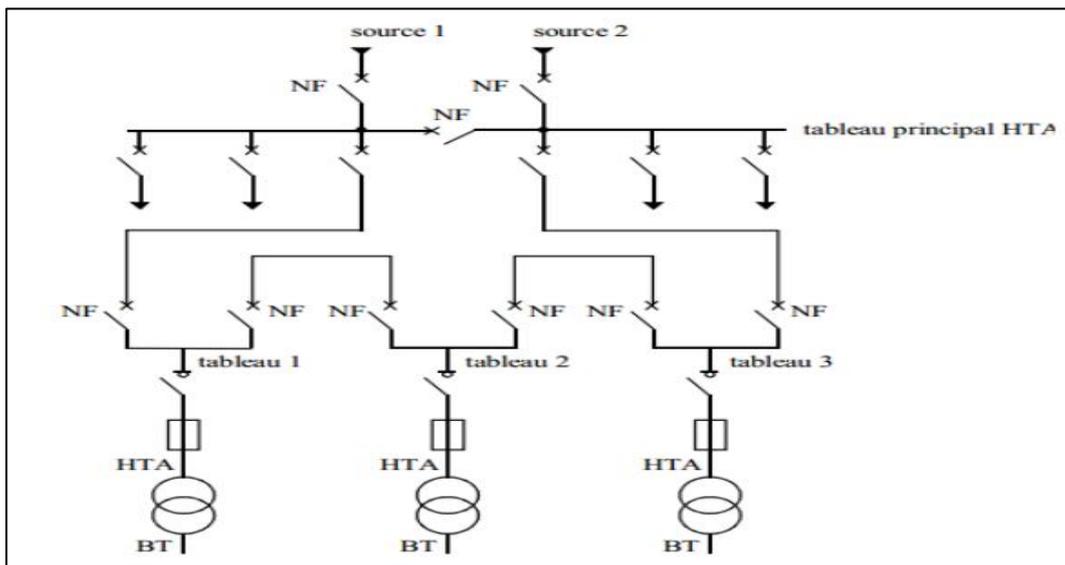


Figure I-22 : Réseau HTA en boucle fermée [6].

### I.5.4. En double dérivation :

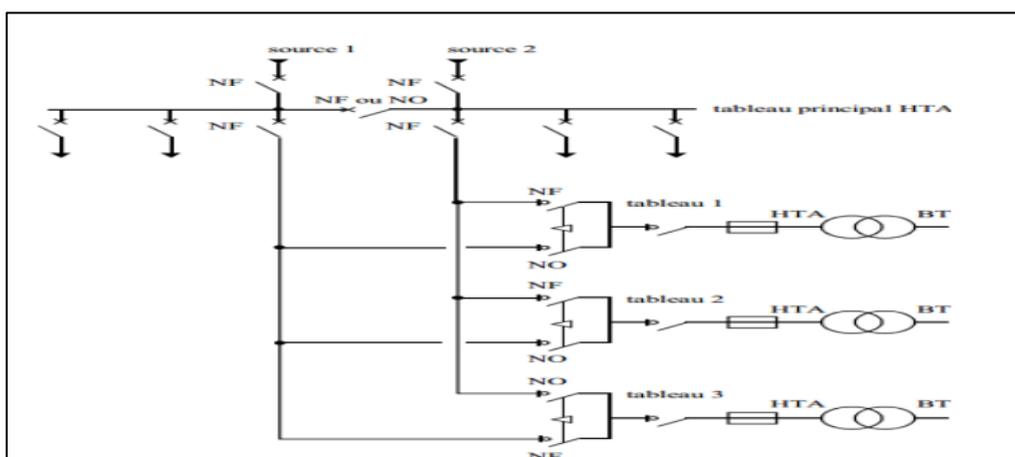


Figure I-23 : Réseau HTA en double dérivation [6].

#### Fonctionnement :

- Les tableaux 1, 2 et 3 peuvent être dépannés et être alimentés par l'une ou l'autre des sources indépendamment.

- Cette structure est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées et nécessitant une très bonne disponibilité [6].

## I.6. Les postes HTA/BT :

### I.6.1. Les différents types de postes HTA/BT :

On peut classer les postes HTA/BT en deux catégories [7] :

#### I.6.1.1. Les postes d'extérieur :

- **Poste sur poteau** : puissances 25 – 50 – 100 kVA.
- **Postes préfabriqués** :
  - En bas de poteau : de 100 à 250 kVA.
  - Poste compact : de 160 à 1 250 kVA.
- **Poste maçonné traditionnel** : de 160 à 1 250 kVA.

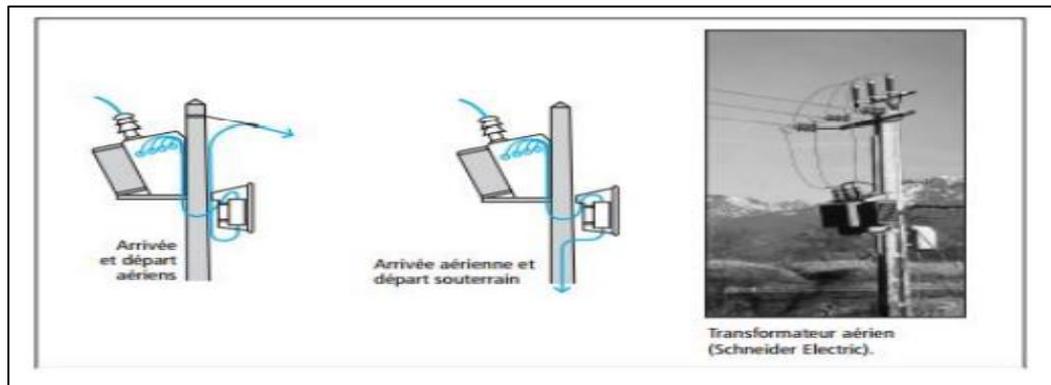


Figure I-24 : Exemples de raccordement d'un poste sur poteau [7].

#### I.6.1.2. Les postes d'intérieur :

- Postes ouverts maçonnés ou préfabriqués.
- Postes en cellules préfabriquées métalliques.

Les puissances sont comprises entre 100 et 1250 KVA. Le comptage BT doit être remplacé par un comptage HT dès que l'installation dépasse 2 000 A, ou s'il existe plusieurs transformateurs [7].

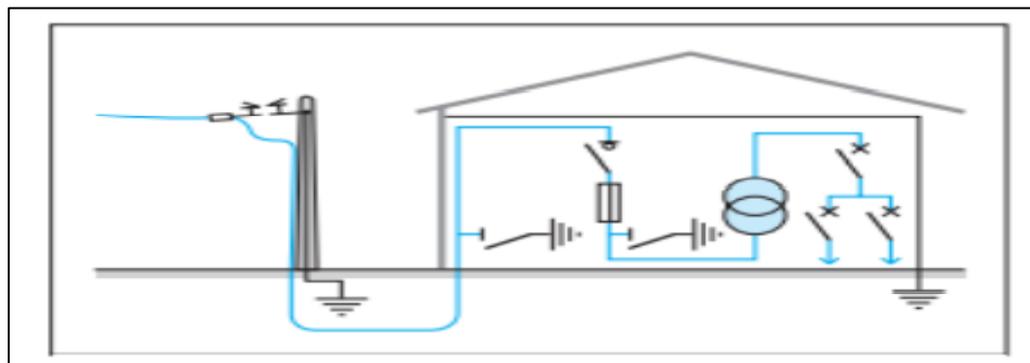


Figure I-25 : Schéma général d'un poste ouvert [7].

### I.6.2. Structure d'un poste HTA/BT :

Le poste de livraison comporte essentiellement de l'appareillage et un ou plusieurs transformateurs afin d'assurer les fonctions suivantes :

- ✓ Dérivation du courant sur le réseau.
- ✓ Protection du transformateur côté HT.
- ✓ Transformation HTA/BT.
- ✓ Protection du transformateur côté BT.
- ✓ Comptage d'énergie.

Toutes les masses métalliques du poste sont reliées à la terre. Pour l'intervention dans le poste, les arrivées doivent être sectionnées et les câbles reliés entre eux mis à la terre.

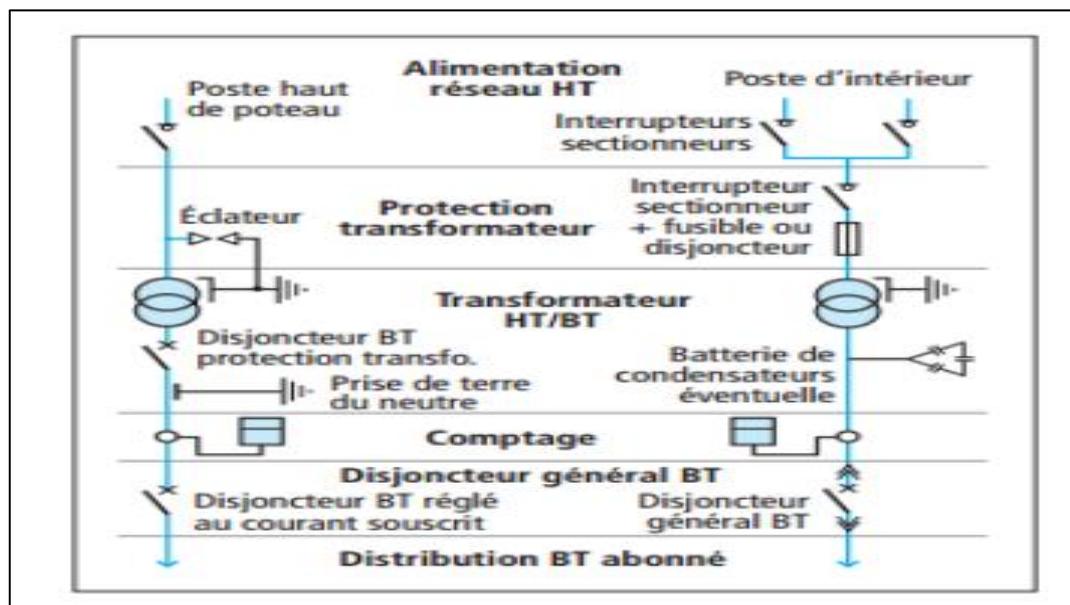


Figure I-26 : Structure générale d'un poste HTA/BT [7].

### I.7. Conclusion :

L'ensemble des constituants d'un réseau électrique peut être agencé selon différentes structures, dont la complexité détermine la disponibilité de l'énergie électrique et le coût d'investissement. Le choix de l'architecture sera donc fait pour chaque application sur le critère de l'optimum technico-économique. Il est donc important de surveiller en permanence l'état électrique des éléments et développer un système de protection adaptée à ces conditions contre tous types de défauts que nous allons développer dans le chapitre qui suit.

# **CHAPITRE 2**

---

## **LES ANOMALIES DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES HTB / HTA**

---

## Chapitre II : Les Anomalies dans les réseaux électriques HTB/HTA

### II.1. Introduction :

Un défaut est une anomalie qui mène au dysfonctionnement du réseau qui peut, en quelques cas, effondrer l'ensemble des équipements constituant ce réseau. Le court-circuit représente le défaut le plus fréquent et sévère affectant un réseau électrique.

Dans ce chapitre nous allons présenter : les particularités des courts-circuits, le calcul des courants de courts-circuits et les différentes manières utilisées dans l'élimination des défauts

### II.2. Sources des défauts :

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

- Les réseaux aériens sont soumis aux phénomènes climatiques (foudre, tempêtes, etc.). Certaines régions montagneuses par exemple, sont beaucoup plus exposées que d'autres à la foudre ; selon les niveaux de tension, celle-ci est responsable de 60 à plus de 80 % des défauts.
- Les câbles souterrains sont exposés aux agressions extérieures (d'engins mécaniques de terrassement par exemple) qui entraînent systématiquement des défauts permanents
- Les matériels de réseaux et de postes comportent des isolants (solides, liquides ou gaz) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre parties sous tension et masse. Les isolants subissent des dégradations conduisant à des défauts d'isolement qui se traduisent par des courts-circuits [10].

### II.3. Les Différents Types de défauts dans les réseaux électriques HTB/HTA:

#### II.3.1. Les courts-circuits :

Les courts-circuits sont des défauts transitoires, ils naissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tension différente ou entre un conducteur sous tension et la terre est dégradé. Ils produisent de grands courants circulant sur l'ensemble des équipements du réseau en défaut.

Le calcul de ce courant de court-circuit est très important pour le choix et le dimensionnement du matériel électrique utilisé dans le transport de l'énergie électrique [4] [9].

Les courts-circuits sont de natures et de types différents:

- *Les courts-circuits monophasés à la terre ;*
- *Les courts-circuits biphasés à la terre ou isolés ;*
- *Les courts-circuits triphasés à la terre ou isolés.*

### II.3.1.1. Origines d'un défaut de courts-circuits :

Selon la nature du réseau électrique, on cite les origines des défauts de court-circuit comme suit [1][38]:

- **Pour les lignes aériennes:** les perturbations atmosphériques (foudre, tempêtes...etc.) les défauts d'isolement et les agressions mécaniques.
- **Pour les câbles souterrains:** les agressions extérieures et les engins mécaniques de terrassement. Les isolants placés entre pièces sous tensions et masses au niveau du matériel du réseau et des postes subissent des dégradations conduisant à des courts-circuits.

### II.3.1.2. Nature :

- ❖ **Courts-circuits fugitifs :** les courts-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).
- ❖ **Courts-circuits permanents :** Ces courts-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.
- ❖ **Courts-circuits auto-extincteurs :** C'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.
- ❖ **Courts-circuits semi permanents :** Ces court-circuit exigent de disparaître une ou plusieurs coupures relativement à longueur du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation [10][38].

. Caractéristiques : Plusieurs types de court-circuit (**Figure II.1**) peuvent se produire dans un réseau électrique :

- **Court-circuit monophasé :**

Il correspond à un défaut entre une phase et la terre, c'est le plus fréquent.

- **Court-circuit triphasé :**

Il correspond à la réunion des trois phases, c'est le courant de CC le plus élevé.

- **Court-circuit biphasé isolé :**

Il correspond à un défaut entre deux phases. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur [9].

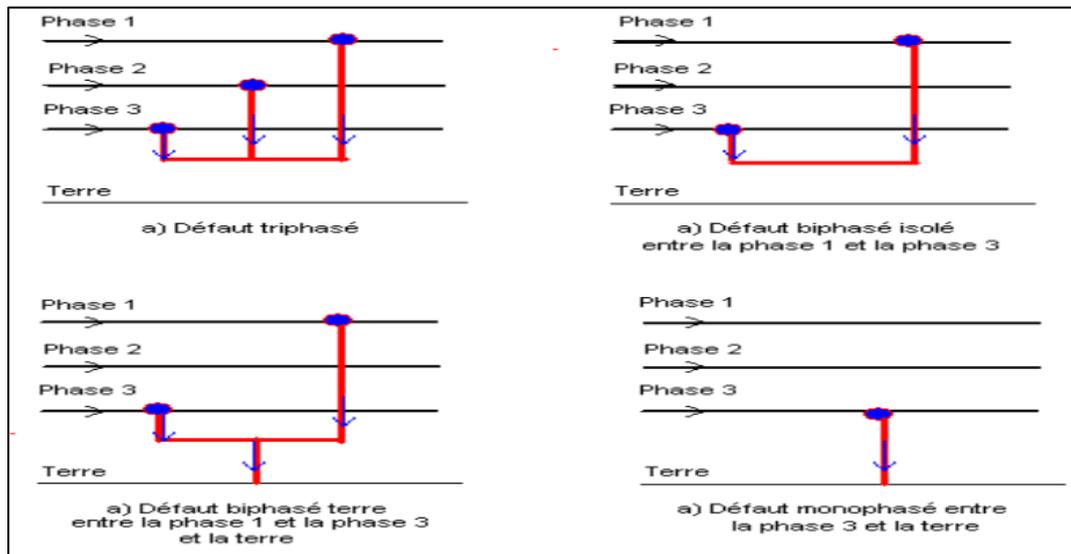
- **Court-circuit biphasé terre :**

Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre. Outre ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être :

- **Monophasés :** 80 % des cas,

### II.3.1.3 Biphasés : 15 % des cas. Ces défauts dégènèrent souvent en défauts triphasés,

- **Triphasés** : 5 % seulement dès l'origine.



**Figure II-1** : Schéma illustratif qui montre les différents types des courts-circuits [9].

### II.3.2. Les surtensions :

Il existe deux classes des surtensions :

- Surtensions par décharges électriques atmosphériques;
- Surtensions de commutation.
- ❖ **Conséquences** : Claquage et Vieillissement de l'isolation.

### II.3.3. Les surcharges :

La surcharge d'un appareil est caractérisée par un courant supérieur au courant admissible, les origines de surcharges sont :

- Les courts-circuits;
- Les reports de charge;
- Les pointes de consommation;
- L'enclenchement des grandes charges;
- Mauvaise répartition de charges électriques en dépassant la limite thermique de la phase.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau [4] [9].

**II.3.4. Les oscillations :**

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques [4].

**II.3.5. Les déséquilibres :**

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires.
- Des pertes de puissance.
- Des échauffements.
- Mauvaise répartition de charges électriques.

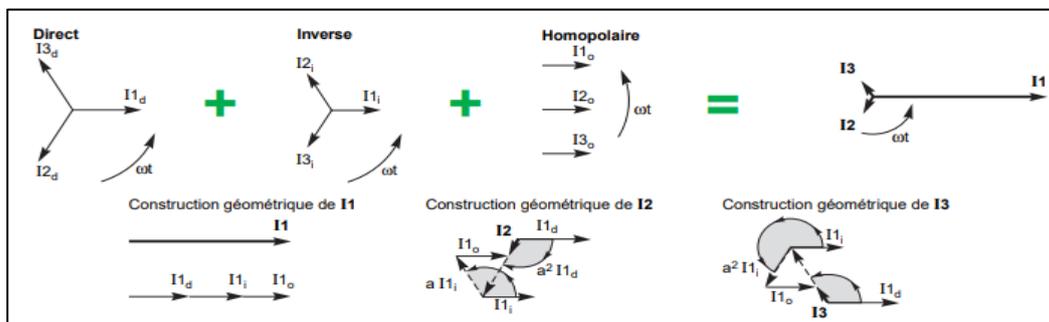
Contre toutes les anomalies précédemment citées, il a lieu d'élaborer une Philosophie de protection de tout le système électrique [4] [9]

**II.4. Moyens de calcul des courants de court-circuit :**

Pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux HTB et HTA, on utilise celle de la CEI 909 [11]. Elle est précise, analytique, et plus technique, elle est basé sur le principe des composantes symétriques.

**II.4.1. Méthode des composantes symétriques :**

Les composantes symétriques se basent sur le principe de comparaison entre un système triphasé déséquilibré, et la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, indirect et homopolaire (*Figure II.2*) [12][38]



**Figure II-2 :** Construction graphique de la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, inverse et homopolaire [11].

- **Le système Direct (Positif ou de séquence d'ordre 1)** : consiste en trois vecteurs de même module déphasé de  $120^\circ$  et ayant la même séquence que le système d'origine.

En prenant le vecteur  $V_a$  comme référence et sachant que l'opérateur ( $a$ ):

$$a = -0,5 + j 0,866 = 1 \angle 120^\circ$$

Il vient alors :

$$\begin{cases} V_{a1} = V_1 \\ V_{b1} = V_1^{L240^\circ} = a^2 V_1 \\ V_{c1} = V_1^{L120^\circ} = a V_1 \end{cases}$$

- **Le système Inverse (Négatif ou de séquence d'ordre 2)** : consiste en trois vecteurs de même module déphasé de  $120^\circ$  mais de séquence opposée au système d'origine.

$$\begin{cases} V_{a2} = V_2 \\ V_{b2} = V_2^{L120^\circ} = a^2 V_2 \\ V_{c2} = V_2^{L240^\circ} = a V_2 \end{cases}$$

- **Le système homopolaire (Zéro ou de séquence d'ordre 0)** : 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, on leur attribue l'indice « 0 ».

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} = V_0$$

Autrement dit un système triphasé déséquilibré constitué de trois vecteurs  $V_{a0}$ ,  $V_{b0}$ ,  $V_{c0}$  peut s'écrire en fonction des trois systèmes direct, inverse, homopolaire selon :

$$\begin{cases} V_a = V_1 + V_2 + V_0 \\ V_b = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 \\ V_c = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 \end{cases}$$

Pour déterminer  $V_1$ ,  $V_2$  et  $V_0$  en fonction de  $V_a$ ,  $V_b$  et  $V_c$  on a deux méthodes :

- ✓ **1<sup>ère</sup> méthode** : utiliser la matrice inverse  $[T]^{-1}$
- ✓ **2<sup>ème</sup> méthode** : utiliser  $1 + a + a^2 = 0$

On aura :

$$\begin{cases} V_1 = \frac{1}{3} [V_a + a V_b + a^2 V_c] \\ V_2 = \frac{1}{3} [V_a + a^2 V_b + a V_c] \\ V_3 = \frac{1}{3} [V_a + V_b + V_c] \end{cases}$$

### II.4.2. Circuit équivalent des séquences :

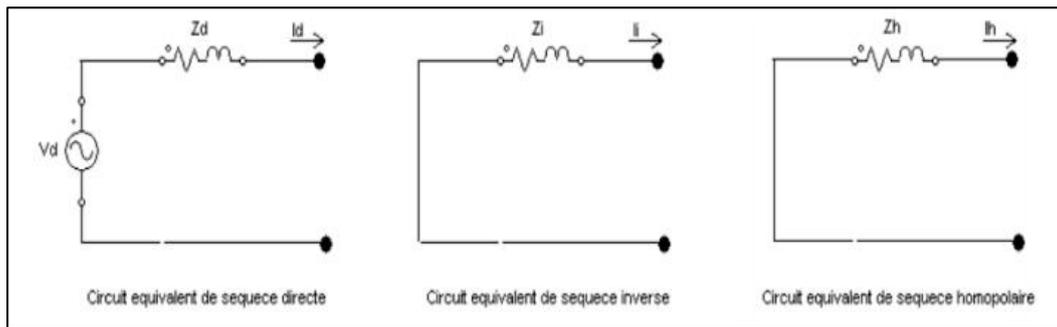


Figure II-3 : Circuit équivalent des séquences [12].

$$\begin{cases} V_d = V^P d - Z_d \times I_d \\ V_i = -Z_i \times I_i \\ V_h = -Z_h \times I_h \end{cases}$$

Avec :

- $V^P d$  : La tension préexistante au point de défaut.
- $Z_d, Z_i, Z_h$  : Les impédances équivalentes au réseau dans les trois systèmes [12].

### II.4.3. Conséquences des courts-circuits :

Les courts-circuits ont des effets néfastes sur:

- ✓ Le fonctionnement des réseaux ;
- ✓ La tenue des matériels ;
- ✓ La qualité de la fourniture ;
- ✓ Les circuits de télécommunications ;
- ✓ La sécurité des personnes [13].

#### II.4.3.1. Fonctionnement des réseaux :

Les effets néfastes des courts-circuits sont surtout à redouter sur les réseaux THT sur lesquels débitent des groupes générateurs de forte puissance. Les courts-circuits, surtout lorsqu'ils sont polyphasés et proches des centrales, entraînent une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de stabilité de groupes générateurs et à des fonctionnements hors synchronisme préjudiciables aux matériels. Des temps d'élimination des courts-circuits de l'ordre de 100 à 150 ms sont en général considérés comme des valeurs à ne pas dépasser sur les réseaux THT [13].

#### II.4.3.2. Tenue des matériels :

Les courts-circuits provoquent des surintensités violentes qui, dans le cas de défauts triphasés, peuvent dépasser 20 à 30 fois le courant de service normal. Ces surintensités amènent deux types de contraintes :

- Des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet Joule dans les conducteurs ;
- Des contraintes mécaniques dues aux efforts électrodynamiques ; ceux-ci entraînent notamment le balancement des Conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs ; ces efforts, s'ils dépassent les limites admises lors de la construction, sont souvent à l'origine d'avaries graves. De plus, l'arc électrique consécutif à un court-circuit met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer des dégâts importants aux matériels et même être dangereux pour le personnel travaillant à proximité. C'est le cas, par exemple, des matériels sous enveloppe métallique sur lesquels les courts-circuits internes sont susceptibles d'entraîner le percement des enveloppes [13].

**II.4.3.3. Qualité de la fourniture :**

Dans la plupart des cas, les courts-circuits se traduisent pour les utilisateurs par des chutes de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs tels que nature du court-circuit, structure du réseau affecté, mode d'exploitation du réseau, mode de mise à la terre du neutre, performances des protections, etc. ; ces perturbations peuvent aller du creux de tension ou de la microcoupure jusqu'à l'interruption complète de fourniture. Ces phénomènes sont analysés, dans ce traité, dans l'article *Qualité de la tension dans les réseaux électriques* [13].

**II.4.3.4. Circuits de télécommunications :**

On montre en annexe, que la présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutres du réseau. Une tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant, apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunications.

Tableau II-1 : *Statistiques de défauts sur les réseaux aériens français [13]*

Caractéristiques	400 kV	225kV	90kV	63kV	MT
Nombre par 100 km et par an .....	4.8 (100%)	10.4 (100%)	12.5 (100%)	25 (100%)	150 (100%)
Fugitifs .....(%)	95	97	95	94	75
Dont					
{ <b>monophasés</b> ... .. (%)	85	82	74	65	54
{ <b>polyphasés</b> ... .. (%)	10	15	21	29	21
Permanents.....(%)	5	3	5	6	5
Semi-permanents.....(%)	.....	.....	.....	.....	10
Auto-extincteurs.....(%)	.....	.....	.....	.....	10

### II.4.3.5. Sécurité des personnes :

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiel liées à l'écoulement des courants de défaut à la terre, les conducteurs tombés au sol, etc. sont autant de situations pouvant présenter des risques pour la sécurité des personnes ; le mode de mise à la terre des points neutres joue de ce fait un rôle essentiel. Certains défauts sont difficiles à identifier et présentent d'autant plus de risques ; en MT, on cite un chiffre de l'ordre de 15 % pour le nombre de défauts permanents qui ne sont pas détectés [13].

## II.5. Les différentes sortes de défauts

- **Défaut fugitif**

Ce défaut nécessite une coupure très brève du réseau d'alimentation de l'ordre de quelques dixièmes de seconde [14].

- **Défaut permanent**

Ce défaut provoque un déclenchement définitif de l'élément de protection. Il nécessite l'intervention du personnel d'exploitation.

- **Défaut auto- extincteur**

C'est le défaut qui disparaît spontanément en des temps très courts sans qu'il provoque le fonctionnement de la protection.

- **Défauts semi- permanentent**

Ce défaut exige une ou plusieurs coupures relativement longues de l'ordre de quelques dizaines de secondes. Il ne nécessite plus l'intervention du personnel d'exploitation. [38]

Au niveau des réseaux aériens de transport de SONELGAZ, les défauts sont [14]:

- ✓ De 70 à 90% fugitifs ;
- ✓ De 5 à 15% semi permanents ;
- ✓ De 5 à 15% permanents.

## II.6. Les Rôles des Protections dans L'élimination des défauts ::

Pour remplir leur rôle, les protections doivent :

- ❖ Détecter la présence d'un défaut ;
- ❖ Identifier l'ouvrage atteint ;
- ❖ Commander les organes de coupure, dont l'ouverture conduira à l'isolement de cet ouvrage (et seulement celui-là) par rapport au reste du réseau [13].

### II.6.1. Détection des défauts :

Les protections contrôlent en permanence l'état électrique du réseau en surveillant un certain nombre de grandeurs électriques caractéristiques (courants, tensions, fréquence) ou des

combinaisons de ces grandeurs (puissances, impédances, etc.) ; elles peuvent également surveiller la pression d'un fluide ou une température.

Les grandeurs électriques sont fluctuantes du fait notamment des variations de charge ou de topologie des réseaux ; néanmoins, elles évoluent normalement dans un domaine fixé par les règles générales d'exploitation des réseaux: par exemple, les tensions peuvent varier dans un domaine exceptionnel (0,7 à 1,1 Un) et les courants ne dépassent jamais 1,1 à 1,3 In, selon les installations. Le fait que les grandeurs sortent brusquement de ces domaines et la caractéristique de la présence d'une anomalie et utilisé comme critère de détection.

- Certains défauts entraînent, de plus, l'apparition de grandeurs électriques particulières.

En régime de fonctionnement normal, les réseaux triphasés sont sensiblement équilibrés ; les courants et les tensions ne comportent que des composantes directes. L'apparition de composantes inverses est caractéristique d'un fonctionnement déséquilibré dû soit à un court-circuit dissymétrique, soit au raccordement d'une charge déséquilibrée. De plus, l'apparition de composantes homopolaires est caractéristique de la présence d'un déséquilibre avec écoulement de courant à la terre via les points neutres du réseau [13].

### II.6.2. Identification de l'ouvrage atteint :

La plupart des réseaux THT et HT sont généralement conçus et exploités en appliquant la règle dite du « n – 1 », c'est-à-dire qu'ils sont dimensionnés de manière à ce que l'on puisse perdre d'un quelconque des ouvrages de transport (ligne ou transformateur) ou une unité de production parmi les plus importantes sans qu'il en résulte de conséquence significative sur le fonctionnement des réseaux et sur l'alimentation de la clientèle.

Bien qu'en pratique l'application de cette règle soit souvent assortie d'autres conditions, elle met bien en évidence que, en cas de défaut sur un élément quelconque des réseaux, le système de protection doit être capable d'identifier sans ambiguïté l'ouvrage atteint et de commander l'ouverture des disjoncteurs strictement nécessaires à la mise hors tension de cet ouvrage et de lui seul. Cette exigence fondamentale à laquelle doivent satisfaire les protections et couramment désignée par sélectivité d'élimination des défauts. Les différents moyens mis en œuvre pour satisfaire cette exigence sont développés dans les articles décrivant les systèmes de protections des différents réseaux. On notera cependant que :

- Certaines protections sont totalement sélectives, par leur principe même ; c'est le cas, par exemple, des protections différentielles ;
- D'autres protections, protections de distance, par exemple, n'ont, au contraire, qu'une sélectivité relative ;
- D'autres protections encore ne sont pas sélectives ; c'est le cas des protections à maximum de courant ou à minimum de tension. La (*Figure II.4*) montre le cas de deux protections P1 et P2 sollicitées simultanément par un même défaut.

Si la protection P1 fonctionne en un temps  $t_1$  et la protection P2 en un temps  $t_2$ , la sélectivité de fonctionnement entre P1 et P2 exige que :

$$\text{Où : } t_2 \geq t_1 + S$$

$$t_2 - t_1 \geq S$$

S : s'appelle intervalle de sélectivité ;

Il doit tenir compte :

- ✓ Du temps d'ouverture du disjoncteur D1 ;
- ✓ Du temps de retour au repos de la protection P2 après élimination du défaut ;
- ✓ Des causes d'erreurs dans l'estimation des différents temps.

Ces propriétés fondamentales sont mises à profit dans de nombreux principes de protections.

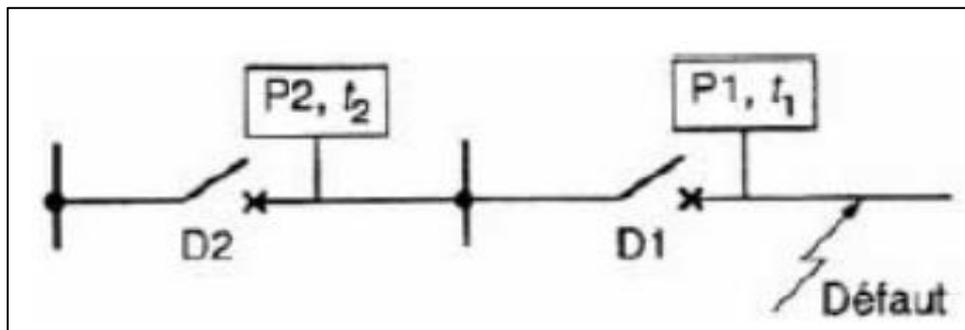


Figure II-4 : Cas deux de protections [13].

La conception des réseaux de distribution MT répond à des considérations en général différentes de celles exposées pour les réseaux THT et HT et la perte d'un seul ouvrage de ces réseaux peut conduire à une interruption de fourniture d'énergie ; la réalimentation de la clientèle nécessite alors des manœuvres manuelles ou automatiques. Néanmoins, pour limiter ces interruptions et faciliter l'identification de l'ouvrage atteint et, par suite, permettre une reprise de service rapide, la sélectivité d'élimination des défauts est également une exigence très forte [13].

### II.6.3. Commande des organes de coupure :

Après détection du défaut et identification de l'ouvrage atteint, la protection élabore un ordre de sortie qui sert à commander l'ouverture du disjoncteur D associé à cet ouvrage (**Figure II.4**).

Quelle que soit la technologie, la fonction protection est réalisée, comme le montre la (**Figure II.5**), avec trois éléments fondamentaux :

- Des capteurs, réducteurs de mesure (TC et TT) fournissant des grandeurs électriques, utilisables par les protections, qui sont l'image de celles sollicitant l'élément de réseau à protéger ;
- Un équipement de protection, comportant des fonctions de mesure et des logiques de traitement et de décision ;
- Un disjoncteur D, dont les caractéristiques sont adaptées au courant de défaut à couper.

L'énergie nécessaire au fonctionnement des protections et du disjoncteur est en général fournie par des sources auxiliaires à courant continu ; En MT, EDF utilise, de plus, une méthode qui consiste à prélever l'énergie auxiliaire nécessaire sur le courant de défaut au moyen de dispositifs appropriés.

#### II.6.4. Sensibilité des protections :

Les protections doivent fonctionner dans un domaine très étendu de courants de court-circuit entre :

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu ;
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles : schéma d'exploitation particulier, période de faible charge, défaut de résistance élevée, etc. Il arrive que le courant minimal de court-circuit soit inférieur au courant nominal. Dans ce cas, il faut avoir recours à des protections de conception spécifique.

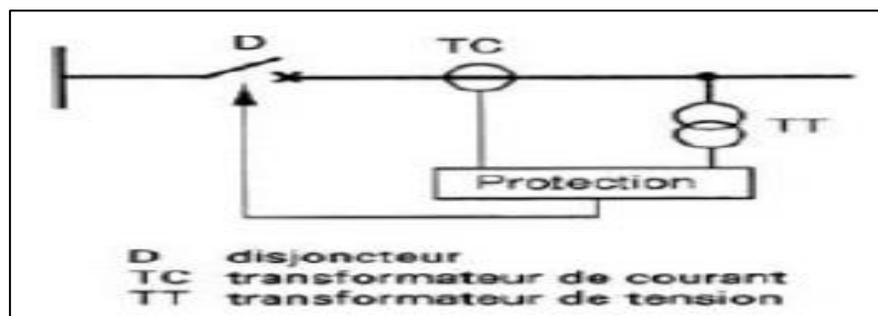


Figure II-5 : La Sensibilité des protections [13].

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de défaut le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner [13].

#### II.6.5. Contraintes supplémentaires pour les protections :

Les protections ne doivent pas apporter de limitation au fonctionnement normal des réseaux ; en particulier :

- Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau protégé en prohibant certains schémas d'exploitation, par exemple la marche en réseau bouclé ;
- Elles doivent rester stables en présence de phénomènes autres que les courts-circuits :
  - ✓ Lors de manœuvres d'exploitation, par exemple pendant les régimes transitoires consécutifs à la mise sous tension ou hors tension à vide de lignes ou de transformateurs,
  - ✓ Lors de variations admissibles de la tension ou de la fréquence,
  - ✓ En présence de surcharges et de déséquilibres entrant dans les marges de fonctionnement des réseaux,

- ✓ En présence d'oscillations résultant du régime transitoire des alternateurs,
- ✓ Sous l'influence d'une anomalie des circuits de mesure [13].

### II.6.6. Fiabilité des protections :

Les définitions et les termes proposés ici sont, dans la pratique, largement utilisés au plan international ; ils sont en cours de normalisation par le Comité d'Études no 41 de la CEI 50.

- ❖ Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un défaut sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- ❖ À l'inverse, le fonctionnement incorrect comporte deux aspects :
  - Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection qui aurait dû fonctionner n'a pas fonctionné ;
  - Le fonctionnement intempestif qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas dû fonctionner.
- ❖ En se référant à ces définitions, la fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect, est la combinaison de :
  - La sûreté qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement ;
  - Et de la sécurité qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif. Ces notions sont schématisées sur la figure (*Figure II.4*) On peut chercher à améliorer la fiabilité en associant plusieurs protections, mais, comme on peut le voir sur la (*Figure II.5*), sûreté et sécurité sont deux exigences contradictoires [13].

### II.6.7. Organisation des protections

En systèmes et en Plans on vient d'identifier trois exigences majeures imposées à la protection des réseaux : rapidité et sélectivité d'élimination des défauts, fiabilité des protections

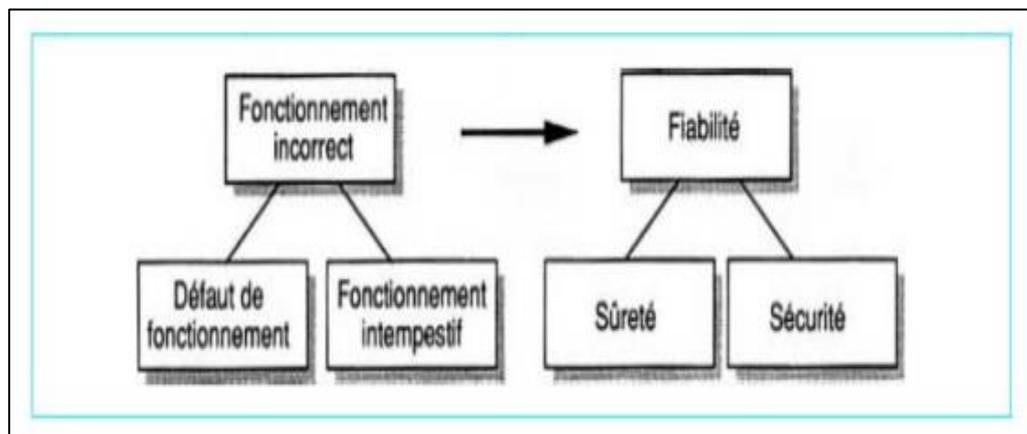


Figure II-6 : Fiabilité d'une protection [13].

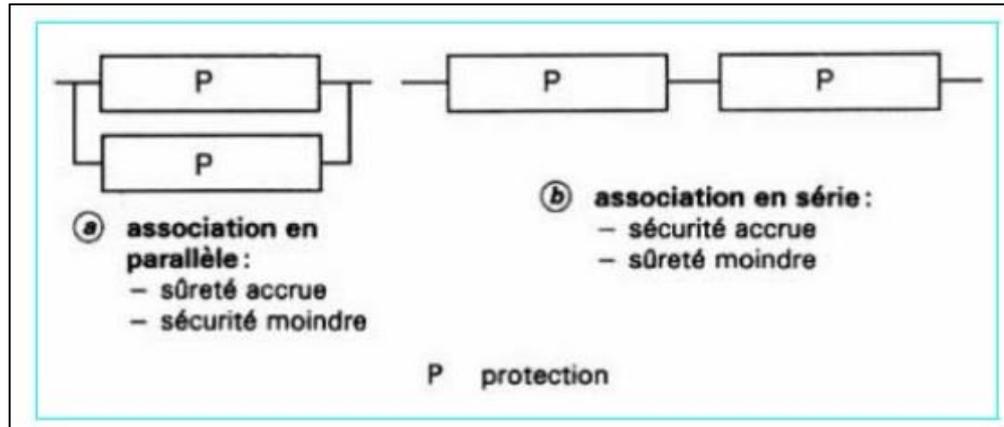


Figure II-7 : Association de protections [13].

Ces exigences peuvent être contradictoires et c'est tout l'art de l'ingénieur des protections que de trouver le compromis qui satisfera au mieux chacune d'elles, tout en tenant compte des spécificités de l'environnement des ouvrages à protéger. En pratique, on aura recours à différentes stratégies pour atteindre ce compromis.

- **Association de plusieurs équipements pour la protection d'un ouvrage**

On choisira, le plus souvent, des équipements de principes différents et complémentaires ; on parlera alors du système de protection ou de la protection de l'ouvrage. Par extension, et en conformité avec les directives de la CEI, on désignera également par système de protection l'ensemble des dispositifs de protection équipant les deux extrémités d'un ouvrage et de la liaison de transmission associée qui concourent à la réalisation d'une même fonction de protection de cet ouvrage.

- **Attribution d'un rôle de secours mutuel entre les systèmes de protection de différents ouvrages**

La protection d'une ligne, par exemple, assurera en secours la protection du jeu de barres sur laquelle la ligne est raccordée. Cela nécessite une hiérarchisation et une coordination rigoureuse entre systèmes ; on constitue ainsi ce que l'on appelle le plan de Protection du réseau [4].

### II.7. Conclusion :

Les courts-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible ; c'est le rôle des protections que nous allons voir en détail dans le chapitre 3 .

la rapidité de fonctionnement est une des performances prioritaires. le temps d'élimination des défauts comprend deux composantes principales:

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes) ;
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs ; avec les disjoncteurs modernes.

# **CHAPITRE 3**

---

## **LA PROTECTION DES RESEAUX ELECTRIQUES HTB / HTA**

---

## Chapitre III : La protection des réseaux électriques HTB/HTA

### III.1. Introduction :

Le réseau électrique est constitué d'équipements haute et basse tension. Le dispositif de protection de ces équipements est composé de protections haute tension (parafoudres, éclateurs...) et de protections basses tension destinées à surveiller et contrôler le fonctionnement du réseau.

Ce chapitre sera consacré au déploiement des éléments indispensables pour la constitution du système globale de protection. On va présenter des concepts fondamentaux sur la philosophie des systèmes de protection des réseaux de transport de l'énergie électrique, les différents appareils de protection (relais de protection), les disjoncteurs et les transformateurs.

### III.2. Les Notions fondamentales des protection électriques :

On ne peut pas concevoir un seul appareil pour protéger tout le système. Donc, On doit partager le réseau à protéger en zones, appelés zones de protection [14].

#### III.2.1. Les secteurs de délimitation d'une protection :

Chaque zone exige son propre groupe de relais. La (*Figure III.1*) montre un système d'alimentation exemple divisé en zones de protection. Chaque zone se compose de générateur, transformateur, moteur, jeu de barre et ligne de transport. Les zones adjacentes sont faites de telle sorte qu'aucune partie du système ne soit laissée non protégée. Chaque zone est protégée par un système se composant d'un ou plusieurs relais protecteurs. Le recouvrement est accompli en recouvrant le raccordement des transformateurs de courant des zones adjacentes. Si un défaut est produit, le relais déclenchera tous les disjoncteurs qui se trouvent dans la zone recouverte afin d'isoler le défaut. Dans cette recherche, le centre sera sur la protection de la ligne de transport [16] [15].

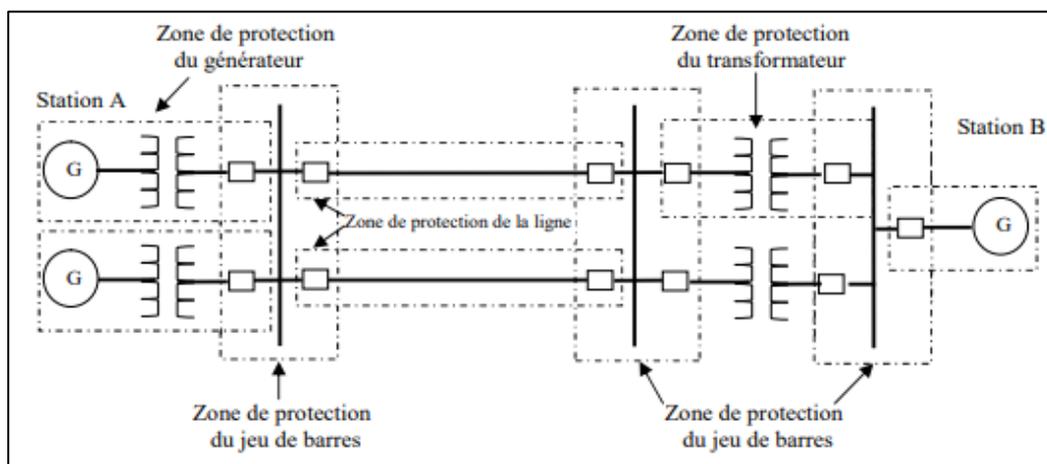


Figure III-1: Les zones de protection du réseau électrique [15].

### III.2.2. L'emplacement d'une protection :

Les appareils de protection sont placés dans les salles de commande des stations, et les disjoncteurs, les TC et les TT se placent dans la cour (postes extérieures) [17].

### III.2.3. Le Traitement du Signal de La Protection :

La valeur de tension et de courant change, tout signal utilisé dans la détection de défaut s'appelle signal de relais.

- La fréquence
- La direction du courant électrique
- La valeur d'impédance  $Z$
- La différence entre la valeur du courant entré et le courant sorti

Tout changement dans l'un de ces signaux signifie que quelque chose d'anormal s'est produite dans le réseau alors on doit isoler le défaut du réseau immédiatement [17].

## III.3. Constitutions d'un système de protection :

### ❖ *Le disjoncteur :*

C'est un appareil mécanique destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée on distingue des disjoncteurs à huile, à air, à SF6, à vide.



Figure III-2 : Disjoncteur à haute tension [18].

### ❖ *Réducteur de mesure :*

Pour assurer la sécurité des opérateurs, il faut interposer une séparation galvanique entre le réseau surveillé qui se trouve à tension élevée et le circuit de mesure à tension réduite mis à la terre en un point. On utilise pour cela des transformateurs de courant (TC) et des transformateurs de tension (TT).

**1) Transformateur de Courant :**

Un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est proportionnel au courant primaire on l'appelle aussi transformateur d'intensité. On utilise fréquemment les abréviations TC ou TI.

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

Le rapport de transformation du TC s'exprime par [19] :

$$m = I_p / I_s$$

**Avec :**

$m$  : Rapport de transformation du TC,

$I_p$  : Courant primaire,

$I_s$  : Courant secondaire.

Suivant le type de protection à réaliser, les TC sont associés et utilisés selon des schémas différents, ils peuvent être isolés ou intégrés dans le disjoncteur.



**Figure III-3 : Transformateur de courant [19].**

**2) Transformateur de tension :**

On distingue deux Types de transformateur de tension : les transformateurs de tension bobinée (TT) et les transformateurs condensateurs de tension (TCT) dont la partie capacitive est utilisée comme système de couplage pour la transmission par courants porteurs haute fréquence sur ligne.

Il faut souligner que les transformateurs de tension sont en générale plus coûteux que les transformateurs condensateurs de tension [20].



Figure III-4 : Transformateur de tension [20].

❖ **Relais de Protection :**

Le relais est un appareil à action mécanique ou électrique provoquant le fonctionnement des organes qui isolent une certaine zone du réseau en défaut ou activant un signal (alarme, signalisation...) [21].

L'application des relais de protection dans les systèmes d'alimentation remonte il y a presque 100 ans. Depuis lors, la technologie utilisée pour construire les relais a amélioré spectaculairement la taille, le poids, le coût et la fonctionnalité. Basé sur la technologie utilisée pour leur construction, les relais peuvent être chronologiquement classifiés comme électromécaniques, statiques ou à semi-conducteur et numérique [22].

❖ Un relais de protection électrique, elle partagé en trois types :

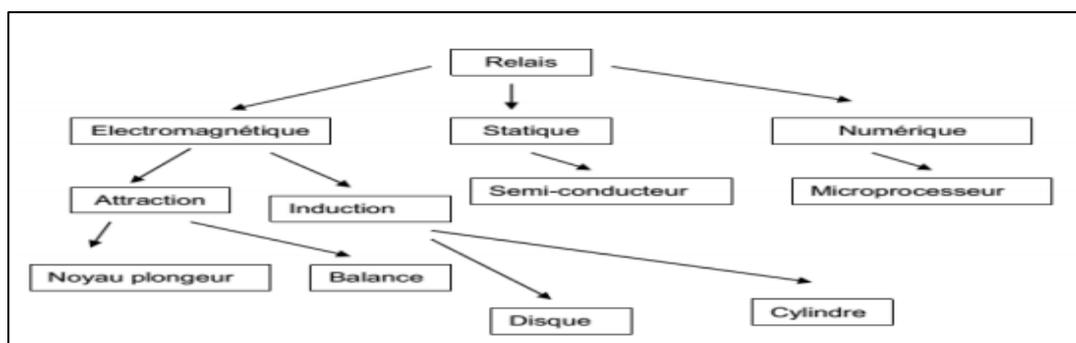


Figure III-5 : Schéma de principaux relais de protection [17].

❖ **Relais électromécaniques :**

Ils sont basés sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par les transformateurs de courant et de tension (**Figure III.6**). Un ressort de rappel réglable

détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur. Donc détection de seuils et temporisation.

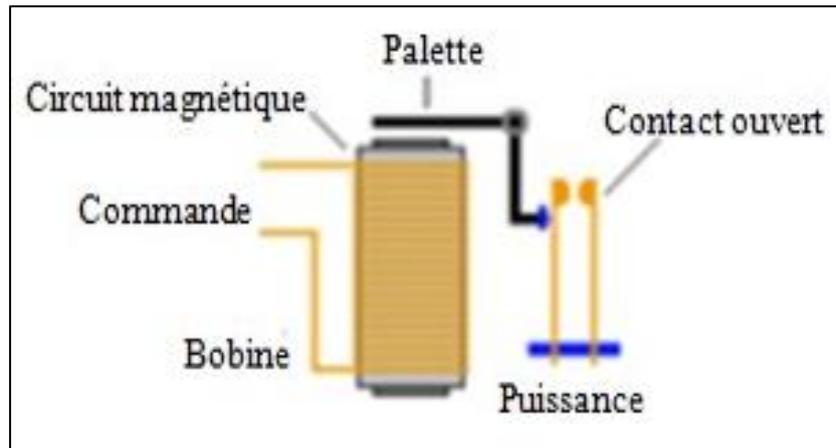


Figure III-6 : Relais électromécanique [22].

#### ❖ Relais statiques (à semi-conducteur) :

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

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

#### ❖ Relais Numériques :

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrées aux équipements de protection. Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible tension. 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 (perturbographe). Cette génération intègre des possibilités d'autotest 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 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 [19].

### III.4. Les Conditions d'organisation des relais de protection :

Dans un réseau de transport, les relais à maximum de courant sont normalement utilisés pour la protection contre les défauts à la terre et les relais à distance sont utilisés pour la protection contre les défauts de phases. Dans les réseaux BT, et spécialement les réseaux de distribution, les relais à maximum de courant sont utilisés pour la protection contre les défauts à la terre et de phases en même temps [6].

#### III.4.1. Relais à maximum de courant :

Quand un défaut se produit sur un réseau, le courant augmente dramatiquement au voisinage du point de défaut par rapport à la valeur du courant de charge avant défaut. Le principe de protection le plus simple est d'utiliser la grandeur de courant pour la détection de défauts. En effet, si la valeur du courant détectée par le relais dépasse la valeur du seuil on suppose qu'un défaut s'y produit et un signal de déclenchement est délivré. Le relais basé sur ce principe est dit relais à maximum de courant. Pour illustrer l'utilisation du relais à maximum de courant, considérons-la (*Figure III.7*). Dans ce réseau, le courant de défaut (vu par ce relais) 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 [24].

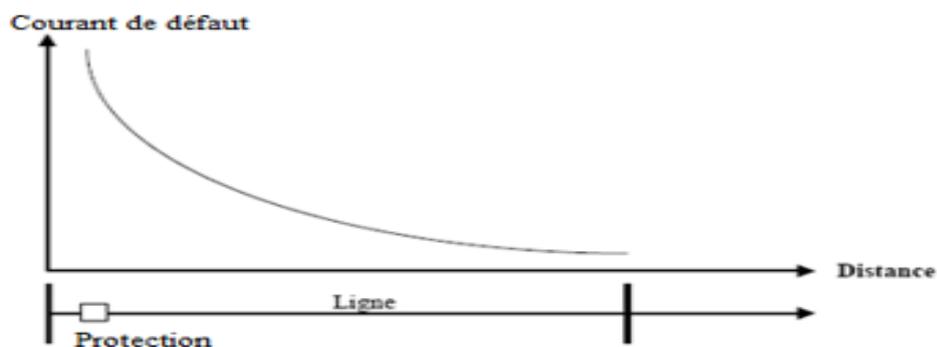


Figure III-7 : Variation de courant de défaut [24].

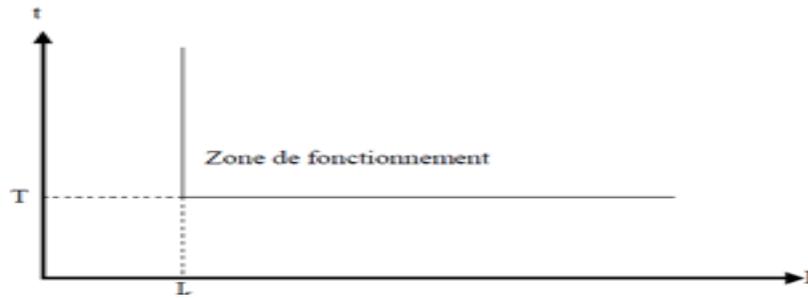


Figure III-8 : Zone de fonctionnement [24].

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) [24].

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 temporisation peut être à temps indépendante ou à temps inverse. Pour la protection à temps indépendante (**Figure III.8**), la temporisation  $T$  est constante, elle est indépendante de la valeur du courant détecté.

Cependant, il est souvent préférable d'avoir le temps de fonctionnement qui varie en fonction du courant (**Figure III.9**). Une telle caractéristique est connue sous le nom de caractéristique à temps inverse. Généralement, la temporisation est représentée en fonction du rapport du courant détecté et le seuil de fonctionnement ( $I/I_r$ ).

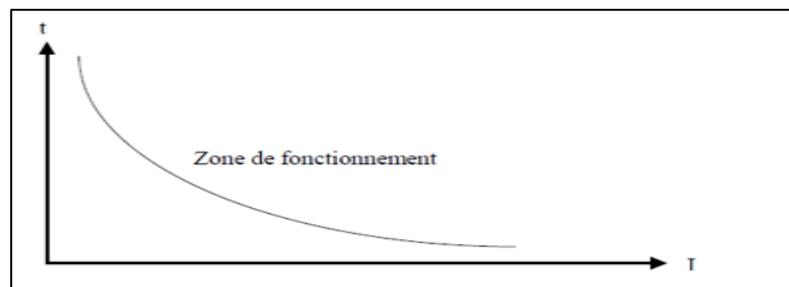


Figure III-9 : Caractéristique de déclenchement à temps inverse [24].

Une protection à maximum 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 ( $\approx 1.3$ ) 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.

### III.4.2. Relais à distance :

Pour le relais à maximum de courant, le seuil de fonctionnement doit être compris entre le courant de charge maximal et le courant de défaut minimal expérimenté par le relais. Mais dans les réseaux, ces paramètres ne sont pas toujours bien définis ni suffisamment distincts les uns des autres pour permettre un choix sûr du seuil de fonctionnement. Dans ce cas, le relais à distance constitue un excellent équipement de protection. Le principe du relais à distance est basé sur la mesure du courant et de la tension au point de défaut.

A l'aide de ces informations le relais calcule l'impédance de la ligne protégée (ou autre ouvrage). Cette protection exploite le principe de la baisse importante d'impédance d'un élément lorsqu'il est en court-circuit. L'impédance mesurée est proportionnelle à la distance entre le relais et le point de défaut sur la ligne, c'est pourquoi le mot distance est utilisé. Ce principe est utilisé principalement pour la protection des lignes HT dans les réseaux maillés [24].

Le calcul de l'impédance dans les systèmes triphasés est utilisé parce que chaque type de défaut produit une impédance différente. A cause de cette différence, les réglages des relais à distance ont besoin d'être choisis pour distinguer entre le défaut à la terre et le défaut de phases. De plus la résistance de défaut crée des problèmes pour les mesures de distance du fait qu'il est difficile de prévoir cette résistance. Ce qui contribue à des erreurs de calcul de l'impédance, connue par l'impédance apparente, vue par le relais.

Quand l'impédance apparente est calculée, elle est comparée aux réglages qui définissent la caractéristique de fonctionnement du relais. Les caractéristiques de fonctionnement des relais à distance sont toujours des figures géométriques telles que des cercles, des droites ou leurs combinaisons. Cela dépend du principe de fonctionnement interne du relais. Les caractéristiques les plus connues sont des cercles d'impédances ou d'admittances comme c'est indiqué dans la (Figure III.10).



Figure III-10 : Caractéristiques de fonctionnement du relais à distance [24].

Le relais à distance directionnel peut être obtenu en utilisant des caractéristiques compensées qui font déplacer le centre des caractéristiques du relais à partir de l'origine du plan (R, X).

### III.5. Particularités principales d'une protection :

#### III.5.1. Rapidité :

Les défauts sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est des performances prioritaires. Le temps d'élimination des courts-circuits comprend deux composantes principales :

- ✓ Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes),
- ✓ Le temps d'ouvertures des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide) [3].

#### III.5.2. Sélectivité :

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner. La sélectivité a pour but d'assurer d'une part la continuité de service d'alimentation en énergie électrique et d'autre part la fonction secours entre les protections.

Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les trois types suivants [3] :

- Sélectivité ampérométrique par les courants ;
- Sélectivité chronométrique par le temps ;
- Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

### III.5.3. Sensibilité :

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts-circuits entre :

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu.
- Et un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles. La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner [3].

### III.5.4. Fiabilité :

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international.

- ✓ Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- ✓ A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :
  - ❖ Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait dû fonctionner, n'a pas fonctionné ;
  - ❖ Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas dû fonctionner.
- ✓ La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de [3] :
  - ❖ La sûreté : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement ;
  - ❖ La sécurité : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

## III.6. Les Modèles des protections selon le type des réseaux :

### III.6.1. Protection des réseaux en antenne :

#### III.6.1.1. Notion de sélectivité :

Lorsqu'un défaut apparaît sur un élément du réseau, le rôle de chaque relais de protection est d'abord de commander, s'il y a lieu, l'ouverture du disjoncteur situé sur le même départ, de telle sorte que l'ouvrage où se trouve le défaut, et lui seul, soit mis hors tension. On dit alors que le défaut est éliminé. Si un relais de protection, ou un disjoncteur, ne fonctionne pas, d'autres protections doivent faire ouvrir d'autres disjoncteurs, de telle manière que le défaut soit quand même éliminé [24] [25] [26] .

D'où deux types de déclenchement :

- **Déclenchement instantané** : c'est à dire dans le cas où tout fonctionne correctement,
- **Déclenchement temporisé** : c'est à dire en secours.

Cette notion de sélectivité, obtenue en combinant d'une part des réglages de grandeurs électriques, et d'autre part des réglages de temporisations, se retrouve dans tous les systèmes de protection.

### III.6.1.2. Protection à maximum d'intensité :

Cette dénomination regroupe les fonctions suivantes :

- **Relais instantané** : lorsqu'un seuil de courant est dépassé, le relais émet aussi rapidement que possible un ordre de déclenchement ;
- **Relais temporisé** : lorsqu'un seuil de courant est dépassé, une temporisation est mise en route. Si à l'échéance de cette temporisation le seuil est toujours dépassé, le relais émet un ordre de déclenchement ;
- **Relais à temps inverse** : le déclenchement est émis au bout d'un temps inversement proportionnel à la valeur du courant ;
- **Relais directionnel** : c'est une fonction supplémentaire, que l'on ajoute à l'une ou l'autre des précédentes : l'ordre de déclenchement n'est émis que si la puissance transite dans un sens donné. Pour élaborer cette fonction le relais doit être alimenté aussi en tension, car le sens de transit est donné par le déphasage entre la tension et le courant.

Ces relais peuvent être installés sur chacune des phases d'un ouvrage. On les appelle alors relais de surintensité.

Ils peuvent aussi utiliser la somme des trois courants de phase de l'ouvrage. On les appelle alors relais de courant homopolaire.

Ils utilisent soit un transformateur annexe réalisant la somme des trois courants issus des réducteurs principaux, soit un réducteur placé sur la connexion de neutre primaire ou secondaire du transformateur de puissance.

Ils peuvent aussi être installés sur les connexions de gaine des câbles ou sur la connexion de mise à la terre des cuves de transformateurs de puissance.

### III.6.1.3. Protection Buchholz :

C'est un dispositif destiné à protéger les transformateurs de puissance à huile contre les défauts internes. Son principe n'est pas basé sur une mesure électrique, mais sur un critère mécanique : lors d'un amorçage interne, ou d'un échauffement anormal, il se produit un dégagement de gaz. Si ce dégagement est faible, un flotteur s'abaisse progressivement et fait fonctionner un relais d'alarme. Si le dégagement est plus violent, il provoque un mouvement d'huile qui fait basculer une palette et provoque le déclenchement du disjoncteur.

Le gaz qui s'est accumulé dans la cloche du relais peut être récupéré et analysé, ce qui permet

d'obtenir des indications sur la nature et l'emplacement du défaut. Il existe trois niveaux d'analyse :

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

On fait passer le gaz recueilli dans un tube contenant un réactif. Suivant la couleur prise par le réactif on peut réaliser une analyse plus précise que précédemment.

- **Analyse de l'huile** :

Par analyse chromatographique et essais diélectrique on peut déterminer de manière plus précise l'élément en panne. Mais cette analyse ne peut être réalisée que par un laboratoire spécialisé [27] [28].

#### **III.6.1.4. Protection masse – cuve :**

C'est une protection de transformateur, destinée à détecter les défauts d'isolement entre la partie active du transformateur et la cuve. Pour cela, on détecte le courant qui s'écoule entre la cuve et la terre, par un relais de protection à maximum d'intensité instantané. Ceci impose l'isolation de la cuve par rapport à la terre, de manière à ce que d'une part la totalité du courant passe par la connexion, et d'autre part il ne se forme pas de boucles. En effet, le courant circulant dans les conducteurs hautes tensions crée alors par induction un courant susceptible de faire fonctionner le relais. Sur un court-circuit en ligne on met alors le transformateur hors tension, par "sympathie".

Les précautions à prendre sont :

- Bien faire passer les conducteurs basses tensions, dont le blindage se trouve relié à la terre du poste à une extrémité, et à la cuve à l'autre extrémité, à l'intérieur du tore ;
- Veiller à ce que les éléments reliés à la terre du poste, mais en contact avec la cuve, soient correctement isolés, sinon des surtensions transitoires sont susceptibles de percer l'isolant, puis, une fois le cheminement établi, une boucle se trouve formée.

#### **III.6.1.5. Protection d'antenne passive :**

Sur certaines lignes on veut, lorsqu'un défaut affecte une seule phase, ne déclencher que cette phase.

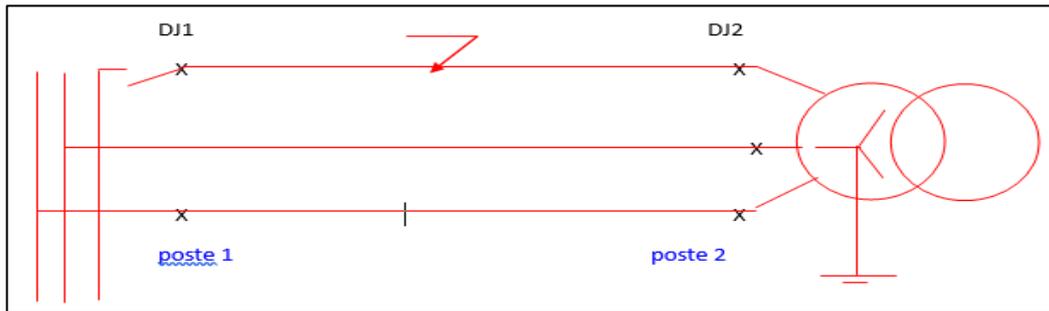


Figure III-11: Schéma de principe d'une protection d'antenne passive [27].

Si un défaut apparaît sur la phase A, une protection à maximum d'intensité placée sur la phase A au poste 1 détecte le défaut et fait ouvrir le pôle correspondant du disjoncteur. Après quoi, au poste 2, un courant subsiste sur la phase A, provenant des autres phases à travers les bobines du transformateur. Ce courant, inférieur au courant de charge, n'est pas suffisant pour faire fonctionner une protection de surintensité, mais suffit à empêcher l'arc de s'éteindre. Un essai de réenclenchement au poste 1 retrouve alors le défaut, ce qui conduit à un déclenchement triphasé définitif.

#### III.6.1.6. Protection masse – câble :

Elle est destinée à protéger la partie souterraine des liaisons comportant une partie en ligne aérienne et une partie en câble souterrain, lorsque la gaine de ce câble est mise à la terre uniquement côté poste.

Le principe est le suivant : un court - circuit entre âme et gaine provoque la circulation d'un courant dans la connexion de mise à la terre de cette gaine. Ce courant est détecté par une protection de surintensité instantanée, qui provoque le déclenchement du disjoncteur DJ1 situé à proximité du câble. Comme les défauts sur les câbles sont toujours permanents, le déclenchement est toujours triphasé, et la protection inhibe le réenclencher correspondant.

Le disjoncteur DJ2 situé à l'autre extrémité de la liaison est déclenché par les autres protections de la liaison, comme s'il s'agissait d'un défaut situé sur la ligne aérienne. Cependant, pour des raisons de sécurité des personnes, si le câble se trouve dans une zone urbaine ou industrielle, le disjoncteur DJ2 est télédéclencheur en triphasé par la protection masse - câble, et son réenclencheur est inhibé.

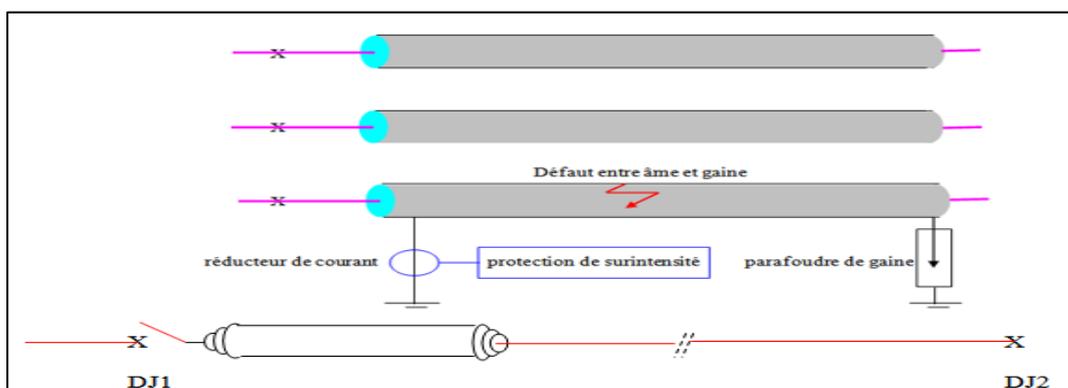


Figure III-12 : Schémas de principe d'une protection masse câble [27].

**Note:** Comme pour les protections masse- cuve, il est impératif qu'il n'y ait pas d'autres mises à la terre que celle qui passe à travers le réducteur de courant.

### III.6.1.7. Protection des batteries de condensateur :

Les batteries de condensateurs sont protégées contre deux types d'anomalies

#### ▪ Anomalies extérieures :

- Une tension trop élevée, qui a deux effets. Le premier est d'approcher la tension de service de la tension de claquage, et donc d'augmenter le risque de claquage à l'occasion de surtensions de manœuvre par exemple, et le second d'augmenter l'énergie dissipée dans la batterie, proportionnellement au carré de la tension, et par conséquent son échauffement,
- Une tension non sinusoïdale. En effet le courant alimentant la batterie est proportionnel à la dérivée de la tension. Le taux d'harmoniques de courant est alors amplifié par rapport au taux d'harmoniques de tension, d'un facteur égal au rang de l'harmonique.

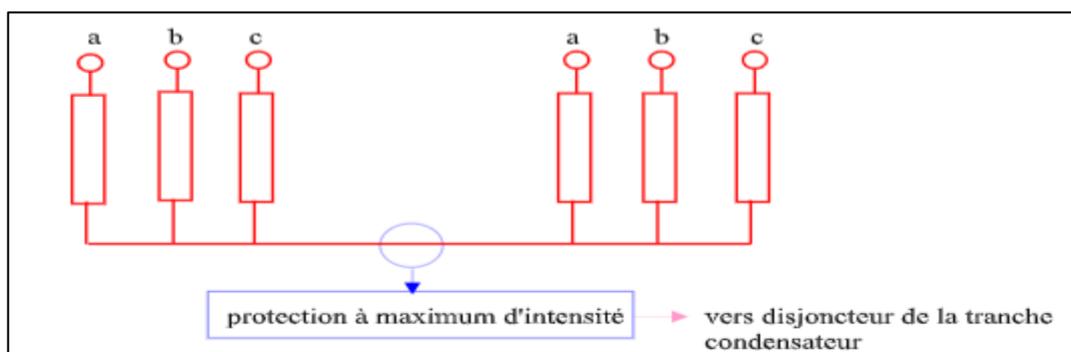
Ces facteurs se traduisent tous les deux par une augmentation du courant d'alimentation, de la batterie, à laquelle la norme a fixé une limite :

#### ▪ Anomalies intérieures :

Les batteries de condensateurs sont formées de condensateurs élémentaires de 5,5 kVAR, chacun d'entre eux étant muni d'un fusible incorporé. Ces condensateurs élémentaires sont regroupés en bidons de 200 kVAR, sous forme de trois séries de 12 condensateurs en parallèle. De cette manière, si un condensateur se met en court-circuit, il provoque la décharge des 11 autres, et la fusion de son fusible. Il est alors hors service.

Les bidons sont alors connectés entre eux pour obtenir une branche capable de tenir la tension d'alimentation.

— Les branches sont ensuite disposées en double étoile suivant le schéma ci-dessous :



**Figure III-13 :** Schémas disposition des branches en double étoile dans la protection des batteries de condensateurs.

Le claquage d'un condensateur élémentaire provoque un déséquilibre entre chacune des deux étoiles, et le passage d'un courant dans la protection à maximum d'intensité.

### III.6.1.8. Protection contre les surtensions et la ferrorésonance :

#### ❖ *Protection contre les surtensions*

Elle mesure les trois tensions entre phase et les trois tensions entre phase et terre. Elle commande le désarmement du réenclencheur.

On distingue deux types de protection qui comportent un seuil haut instantané et un seuil bas temporisé à 4s réparties comme suite :

- **Protection placée aux trois extrémités de la ligne THT,**
- **Protection placée au secondaire du transformateur.**

#### ❖ *Protection contre la ferrorésonance*

Elle est réalisée d'une part grâce à la protection contre les surtensions décrite ci-dessus, et d'autre part grâce à un relais alimenté par les trois tensions simples du secondaire du transformateur. Ce relais élimine la composante à 50 Hz. Sa sensibilité est plus élevée pour les fréquences inférieures à 50 Hz. Elle est d'autant plus élevée que la fréquence est plus faible.

### III.6.2. Protection des réseaux boucles :

#### III.6.2.1. Protection de distance :

- On considère la protection de distance le type le plus populaire du principe de protection appliqué généralement pour protéger les lignes de transport dû à leur capacité de remplir les exigences de fiabilité et la vitesse nécessaire pour protéger ces lignes. Le principe de base du relais de distance se fonde sur le fait que l'impédance de la ligne est assez constante suivant le long de la ligne et proportionnelle à la longueur de la ligne.

Cette particularité est pratiquement vraie et indépendante des amplitudes de la tension et du courant. Donc, l'impédance vue à partir de l'endroit du relais à n'importe quel point de défaut suivant le long de la ligne est proportionnelle à la distance entre le relais et le point de défaut et l'endroit de défaut peut être déterminé s'il fait partie de la ligne protégée. En conséquence, le relais protecteur, qui fonctionne en basant sur la mesure de distance, est désigné sous le nom du relais de distance. Bien que les techniques qui sont utilisés pour traités et calculés les signaux soient différentes d'un fabricant à l'autre, tous les relais de distance fonctionnent de la même manière en calculant l'impédance à partir des tensions et des courants des trois phases de la ligne.

Le principe de base de fonctionnement des relais de distance est que si l'impédance mesurée par le relais est moins que l'impédance d'arrangement (normalement sa valeur est un pourcentage de la valeur de l'impédance de la ligne de transport à protégée), alors le relais conclurait qu'il y a un défaut dans la ligne de transport à protégée. Parfois les relais de distance sont aussi appelés comme relais à minimum d'impédance pour cette raison.

Les relais de protection de distance déterminent l'impédance de défaut ( $Z_F$ ) à partir de la tension ( $V_{def}$ ) et le courant ( $I_{def}$ ) de court-circuit mesuré à l'endroit de relais suivant les indications de la figure (III.11). Le relais compare l'impédance de défaut mesurée à une valeur de référence ( $Z_{ref}$ ) correspondant à la limite de la zone de fonctionnement dans le diagramme ( $R, jX$ ) définie par le réglage du relais. Si l'impédance mesurée de défaut est plus petite que la valeur de référence ( $Z_{ref}$ ), un défaut interne soit déclaré et une commande est envoyée au disjoncteur pour ouvrir le circuit.

Selon ce principe de fonctionnement de base, la décision de commande est prise en utilisant seulement les tensions et les courants mesurés à l'endroit de relais. Il n'y a aucune autre information exigée et la protection ne dépend d'aucun équipement supplémentaire ou des liens de communication de signaux qui sont essentielles pour la protection différentielle.

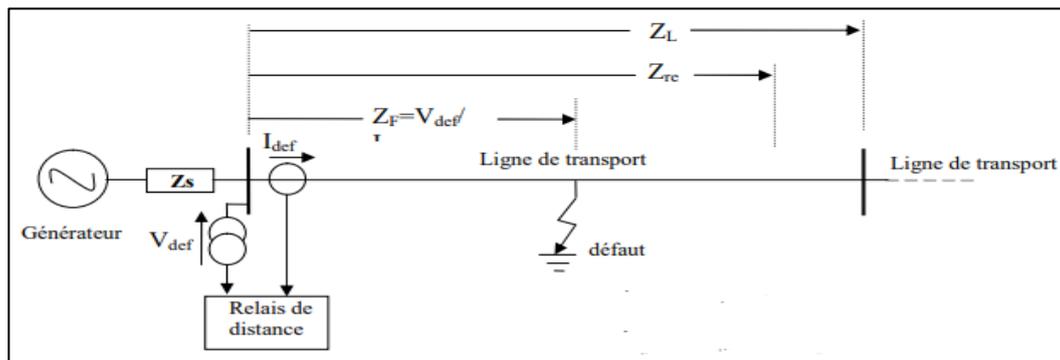


Figure III-14 : Principe de la protection de distance [29].

**Avec :**

$Z_{ref}$  : l'impédance de référence du relais,

$Z_F$  : l'impédance de défaut,

$Z_L$  : l'impédance total de la ligne,

$Z_s$  : l'impédance de la source,

$I_{def}$  : le courant de défaut.

Il convient de noter que la valeur de l'impédance de référence ( $Z_{ref}$ ) du relais ne couvre pas la longueur totale de la ligne pour des raisons de sécurité. En pratique, il n'est pas possible de mettre la portée du relais pour couvrir 100% de la longueur de la ligne due à plusieurs facteurs. Parmi ces facteurs les inexactitudes dans la mesure de distance par le relais qui peut résulter dans l'algorithme utilisée par le relais, les erreurs de mesure dans le transformateur de courant « TC » et l'inexactitude dans la valeur réelle de l'impédance de la ligne, qui est habituellement basée sur un calcul et pas sur la mesure des paramètres de la ligne.

En conséquence, des zones additionnelles de protection sont nécessaires afin de couvrir la longueur totale de la ligne comme sera expliqué dans la section suivante. Selon le type « TC » et les exactitudes de mesure du relais, une marge de sécurité de 10% à 15% de l'autre extrémité de la ligne doit être choisie pour la première zone de la protection pour assurer la sélection de protection sécurisée entre les défauts internes et externes [29].

### III.6.2.2. Protection a comparaison de phase :

Cette protection, utilisée sur les lignes aériennes, compare les courants à chaque extrémité de la ligne. Cependant, afin de ne pas utiliser une largeur de bande de fréquence trop importante, elle ne compare que les phases des courants, et non leurs amplitudes : si les courants, comptés positivement du poste vers la ligne, sont en opposition de phase, il n'y a pas de défaut sur la ligne. S'ils sont en phase, il y a un défaut sur la ligne.

De plus, afin de réduire encore cette largeur de bande, la comparaison ne porte que sur un seul courant, obtenu en faisant une somme des trois courants de phase, affectés chacun d'un coefficient réel ou complexe. En effet, une somme simple rendrait la protection insensible aux défauts triphasés francs. Mais cette somme déséquilibrée conduit à une sensibilité différente d'une boucle à l'autre.

Une telle protection ne peut fonctionner correctement que si le système de télécommunication qui lui est associé est parfaitement disponible. Les protections à comparaison de phases sont insensibles aux oscillations de puissance (pompage) [24] [30].

### III.6.2.3. Protection différentielle :

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

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

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

Cette protection s'utilise :

- ✓ Pour détecter des courants de défaut inférieurs au courant nominal,
- ✓ Pour déclencher instantanément puisque la sélectivité est basée sur la détection et non sur la temporisation. La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée même si un courant différentiel est détecté :
  - Courant magnétisant de transformateur,
  - Courant capacitif de ligne,
  - Courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant.

### III.7. Conclusion :

Le choix des éléments de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique. Il nous a paru nécessaire de donner assez l'information sur les différents éléments qui composent un système de

protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique d'où il est essentiel de maitre en place des plans et réglages pour ces protections que nous allons voir dans le chapitre suivant ou nous allons-nous familiarisés avec les différents types de réglages des protections.

# **CHAPITRE 4**

---

## **L'ÉVOLUTION DES PLANS DES PROTECTIONS ET LEURS RÉGLAGES**

---

## Chapitre IV : L'évolution des Plans des protections et leurs réglages

### IV.1. Introduction :

Contre toutes les anomalies précédemment citées, on élabore donc un plan de protection de tout le système électrique. Seulement ces plans de protection ne sont pas figés. Ils changent dans le temps à chaque fois qu'un besoin d'amélioration s'avère nécessaire. Ce besoin d'amélioration est souvent dicté par les soucis suivants :

- ✓ De diminuer le temps d'élimination des défauts. Car ce temps est une grandeur fondamentale d'un plan de protection, dans la mesure où elle caractérise les contraintes thermiques des équipements électriques.
- ✓ De chercher toujours après une meilleure sûreté de fonctionnement en cas de court-circuit notamment sur les réseaux de transport et d'interconnexion où les conséquences d'un non fonctionnement pourraient engendrer des dégâts économiques importants. Donc la fiabilité nécessite la multiplication des circuits en réalisant le compromis avec le facteur économique.
- ✓ D'être à la page de l'évolution technologique dans le monde [30].

### IV.2. L'évolution des Plans des protections:

#### IV.2.1. PLAN N°1:

Ce plan antérieur à 1975, concerne les réseaux 220 et 60 kv. Il se présente comme suit : [35]

— *a/ Pour les Protections des lignes THT et/ou HT :*

- Une protection principale de distance associée à un réenclencheur pour les lignes longues,
- Une protection différentielle Pour les liaisons courtes,
- Une protection complémentaire avec des courbes à temps inverse,
- Une protection de secours (Max I),
- Un relais de discordance pôles dans le cas des disjoncteurs à commande unipolaire,
- Un localisateur de défaut,
- Une perturbographie,
- Une consignation d'état.

— *b/ Pour les utilités :*

- Une batterie avec deux redresseurs,
- Un enroulement protections sur le TC,
- Une bobine de déclenchement disjoncteur Une bobine d'enclenchement disjoncteur.

— *c/ Pour les Protections transformateurs THT / HT, en plus des protections internes :*

Buchholz transformateur, Buchholz régulateur, température, Il est prévu :

- Une protection à maximum de courant à un seuil à temps constant sur chaque enroulement,
- Une protection de surcharge thermique,
- Une protection masse cuve.

— *d/ Pour les Protections transformateurs HT / MT, le plan prévoit les mêmes protections que celles des transformateurs THT/HT avec en plus :*

- ❖ Une protection de neutre MT,
- ❖ Une protection de terre résistante.

#### IV.2.2. PLAN N°2 :

Ce plan a été adopté durant la période 1975 à 1980. Période caractérisée par le passage du niveau de tension 150 KV en tension 220 KV ;

Du point de vue constitution de base des installations, Le plan N°2 est identique au plan1.

Les différences concernent :

- Introduction des premières protections statiques sur les lignes THT ;
  - Introduction des protections de distance de réserve semi statiques temporisées en monophasé sur les lignes THT (en secours à la protection de distance principale) ;
  - Introduction des protections de défaillances disjoncteur sur les lignes THT.
- Pour les lignes HT et les transformateurs HT/MT : Aucune modification par rapport au plan N°1.
  - Pour les transformateurs THT/HT, introduction des protections de défaillance disjoncteur comme pour les lignes THT [31].

#### IV.2.3. PLAN N°3 :

Plan adopté entre 1980 et 1985. Il comporte des changements importants dans le but d'améliorer la fiabilité de fonctionnement lors de défauts. Les principaux changements par rapport au plan n°2 sont :

- ❖ Deux batteries (127 V<sub>cc</sub>) : Une principale pour alimenter le circuit principal et une autre pour alimenter le circuit de secours,
- ❖ Trois redresseurs (127 V<sub>cc</sub>). Le troisième assure un secours pour chacun des deux premiers,
- ❖ Deux enroulements protections sur les TC,

- ❖ Deux bobines de déclenchement sur le disjoncteur,
- ❖ Une protection des barres THT,
- ❖ Une protection différentielle longitudinale à deux branches en remplacement des masses cuves. (La zone de protection intègre le TSA).

#### IV.2.4. PLAN N°4 :

Plan adopté entre 1985 et 1990, Dans lequel les changements introduits ont principalement concerné les fonctionnalités des équipements notamment pour les lignes THT. Le dispositif de protection des transformateurs est maintenu identique au plan n°3.

- ❖ **Pour les lignes THT :**
  - ✓ Une protection principale (PP) statique de distance multi chaîne (disposant de la fonction anti pompage) et associée à un réenclencheur parallèle,
  - ✓ Une protection de réserve de distance statique temporisée dont le constructeur et le principe sont différents de la PP,
  - ✓ Une protection complémentaire statique,
  - ✓ Une consignation d'état statique (1000 pistes de signalisations).
- ❖ **Pour les transformateurs des services auxiliaires (TSA) :**
  - ✓ Une protection de neutre MT.
- ❖ **POUR LES TRAVEES LIGNES HT :**
  - ✓ Introduction des protections de distance statiques et des réenclencheurs parallèles.
- ❖ **POUR LES TRAVEES TRANSFORMATEURS HT/MT :**
  - ✓ Introduction des protections différentielles longitudinales pour les transformateurs dont la puissance nominale est de 40 MVA,
  - ✓ Introduction des protections à maximum de courant à deux seuils côté HT.

#### IV.2.5. PLAN N°5 :

Plan adopté depuis 1990 à l'horizon 2000. Différence par rapport au plan 4 :

- Décentralisation de la protection de défaillance disjoncteur (PDD),
- Pour les lignes THT : La protection de réserve de distance devient protection principale 2. Elle dispose des mêmes chances de fonctionnement que la protection principale 1 à savoir :
  - Adoption du ré enclenchement monophasé,
  - Suppression de la temporisation (TK0),
  - Mêmes valeurs de réglages que PP1.
- Dans la travée Transformateur THT/HT :
  - Introduction d'une protection de courant à deux seuils côté THT,

- Adoption des protections de défaillance disjoncteur sur toutes les travées HT des postes THT/HT.
- Dans la travée Transformateur HT/MT :
- Adoption systématique des protections différentielles pour tous les transformateurs (Quelque soit la puissance).
- **NOTE** : Le réseau est également doté d'autres protections destinées à assurer sa sauvegarde à savoir :
  - ✓ Protection de rupture de synchronisme.
  - ✓ Relais d'asservissement de puissance,
  - ✓ Relais de fréquence,
  - ✓ Relais de minimum de tension [35].

#### IV.2.6. PLAN N°6 :

Plan actuellement en vigueur, adopté depuis l'année 2000. Il reste identique à la philosophie du plan N°5. La différence consiste au fait que ce plan est basé principalement sur des équipements de technologie numérique.

Ce plan est venu en continuité du plan n° 5 dans lequel les équipements numériques ont été introduits progressivement.

En effet il y a lieu de signaler qu'un nombre important de protections numériques a été introduit entre 1995 et 2000 notamment avec les postes 220 kV et la mise à niveau du plan de protections dans le cadre de l'interconnexion du réseau Maghrébin au réseau Européen.

- En technologie numérique l'intégration vise 3 objectifs principaux :
  - Cout réduit,
  - Espace réduit,
  - Diverses fonctionnalités.

Parmi les avantages essentiels des protections numériques une Bibliothèque de fonctions dont une diversité des fonctions dans les différents types de protections auxquelles sont intégrés :

- Réenclencheur,
- Perturbographie,
- Consignation d'état,
- Localisateur de défaut,
- Max I, surcharge thermique,
- Max U, Mini ,
- Mesures I, U, P, Q et F.
- Avec une Communication entre :
  - Homme Machine (clavier/PC),
  - Paramétrage à distance,
  - Avec le système de CCN.

Ainsi qu'un Autocontrôle qui permet d'augmenter la disponibilité de la protection et diminuer l'action et le coût de la maintenance préventive [35].

**Remarque :** Les motifs pour introduire un nouveau plan de protections :

- ❖ L'introduction du palier de tension 400 kV postes et lignes ;
- ❖ L'installation d'un réseau de fibre optique supérieur à 10 000 km ;
- ❖ L'interconnexion du réseau transport de l'électricité Algérien avec les Pays du Maghreb et l'Europe dans les paliers de tension 400, 220,150 et 90 kV ;

Le progrès technologique à travers le monde est imposé dans la réalisation des postes HT et THT, notamment dans l'utilisation des relais, automates et systèmes numériques

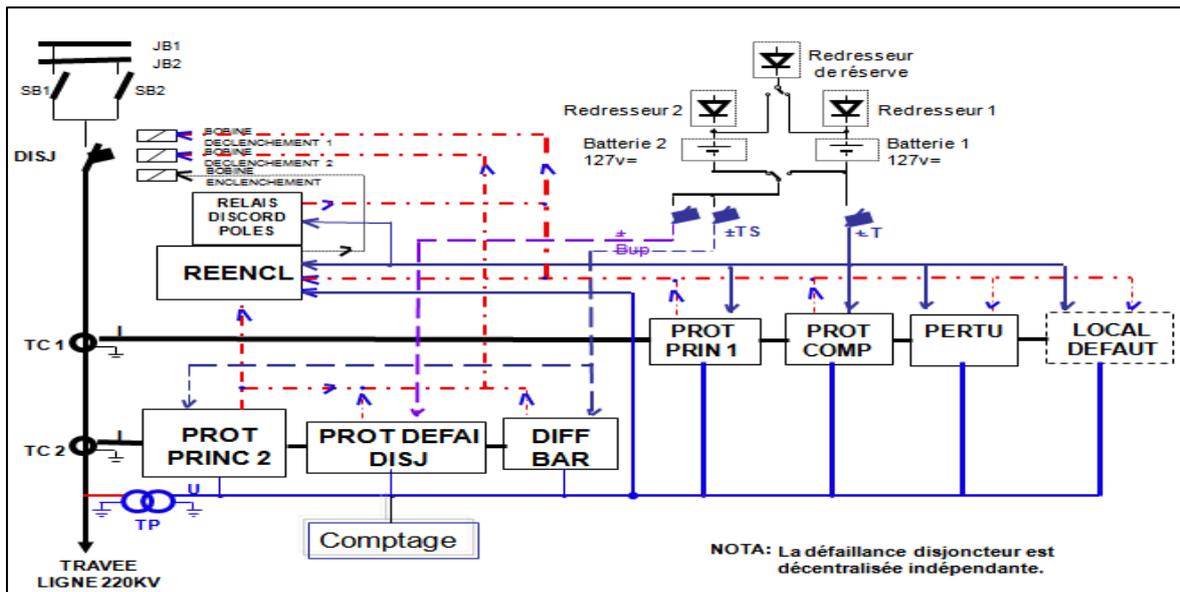


Figure IV-1: Schémas de plan n°5 de la protection de la travée THT [35].

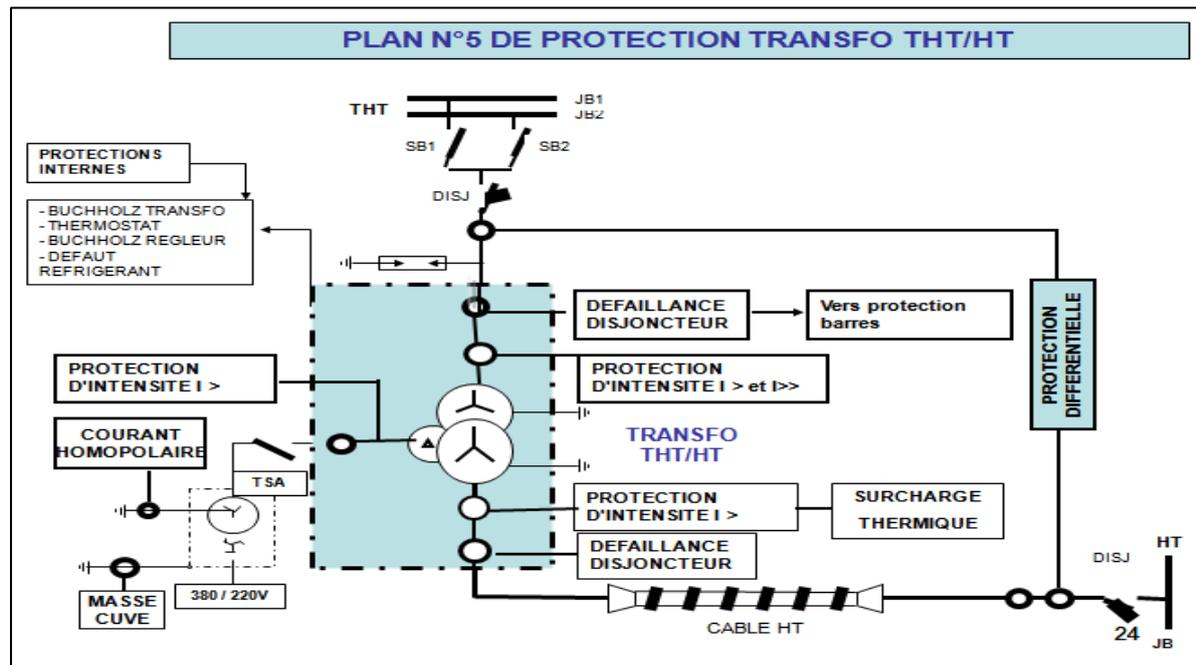


Figure IV-2: schémas de plan n°5 de la protection de transformateur THT/HT [35].

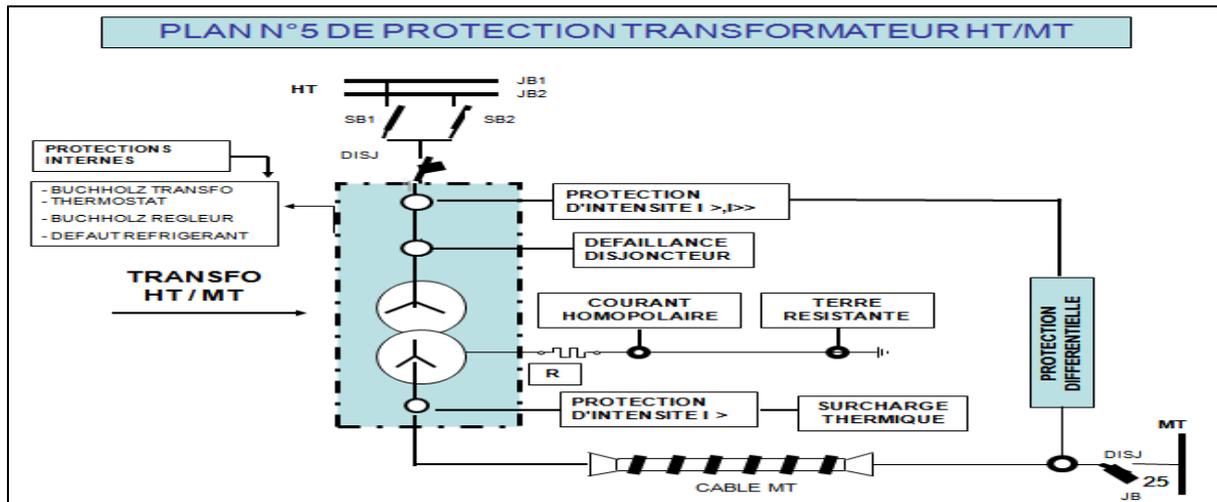


Figure IV-3 : schémas de plan n°5 de la protection de transformateur HT/MT [35].

### IV.3. Réglages des Protections :

Un bon réglage signifie la continuité d'alimentation plus la sécurité de fonctionnement du réseau.

Des ouvrages de transport bien dotés en protections ne signifient nullement une bonne qualité de service si on ne dispose pas d'une procédure de réglage convenable [32].

Le calcul des réglages dépend de plusieurs paramètres à savoir :

**Tableau IV.1:** Les paramètres de calcul des réglages des protections.

1/Le type de réseau :	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Réseau d'interconnexion.</li> <li>➤ Réseau de transport.</li> <li>➤ Réseau de répartition.</li> <li>➤ Réseau de distribution.</li> </ul>
2/La topologie du réseau :	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Ligne ordinaire dans un réseau maillé de transport ou de répartition.</li> <li>➤ Ligne longue reliant des postes disposant de lignes courtes.</li> <li>➤ Ligne en antenne.</li> <li>➤ Ligne en piquage.</li> <li>➤ Transformateur d'interconnexion THT/HT.</li> <li>➤ Transformateur HT/MT.</li> </ul>
3/Le type de protection :	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Protection de distance.</li> <li>❖ Protection différentielle.</li> <li>❖ Protection à maximum de courant.</li> <li>❖ Protection de surcharge thermique.</li> <li>❖ Protection à maximum ou à minimum de tension etc.....</li> </ul>
4/La technologie des protections :	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Electromécanique.</li> <li>❖ Statique.</li> <li>❖ Numérique.</li> </ul>
5/Le plan de protection :	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ PP, PC, PS.</li> <li>❖ PP, PR (TK0), PC, PDD (une batterie).</li> <li>❖ PP, PR (TK0), PC, PDD (deux batteries).</li> <li>❖ PP, PR, PC, PDD (deux batteries).</li> <li>❖ PP1, PP2, PC, PDD (deux batteries).</li> </ul>

Les dispositifs de protections contre les courts-circuits doivent éliminer rapidement et de façon sélective l'élément de réseau atteint.

Pour cela les protections doivent être réglées de telle sorte qu'elles ne réagissent que lors de courts-circuits. Aussi, il convient d'harmoniser les réglages des protections pour éviter les fonctionnements intempestifs

-Objectifs recherchés à travers le calcul des réglages :

- ✓ Assurer une continuité d'alimentation des consommateurs.
- ✓ Préservation du matériel.

#### IV.3.1. Réglage de la protection principale de distance :

La protection de distance est dans tous les caractérisée par [34] :

- Un démarrage,
- Une mesure de direction,
- Une mesure de distance,
- Un déclenchement.

Les protections de distances sont destinées à protéger les lignes hautes et très haute tension contre les courts-circuits. La courbe de variation des courants de court-circuit en fonction de l'éloignement du défaut montre parfaitement les avantages offerts par la caractéristique temps-distance de la protection tels que :

- La rapidité d'élimination des défauts dans la première zone qui se traduit par une réduction appréciable des investissements (impulsion thermique  $I^2.t_p$  réduite).
- La fonction de protection de secours assurée en deuxième et troisième zone pour les barres et les liaisons du poste opposé.

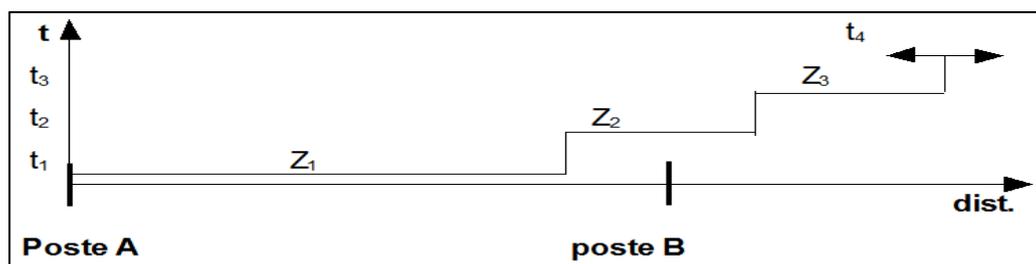


Figure IV-4 : Schémas de principe de la Protection principale de distance [34].

Avec :  $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $Z_3$  les zones de mesure de protection et  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$  les temps de fonctionnement.

La méconnaissance des caractéristiques exactes de la ligne ainsi que les erreurs introduites par les transformateurs de mesure ne permettent pas de régler la totalité de la ligne en première zone, par crainte d'accuser des déclenchements non sélectifs lors des défauts situés en début des lignes issues du poste opposé.

Une zone morte de l'ordre de 10 % à 20 % de la longueur de la ligne est ainsi créée pour garantir un fonctionnement sélectif envers les autres protections. Les défauts à l'intérieur de cette zone, sont normalement éliminés après l'échéance du temps correspondant à la deuxième zone (0,25 à 0,5).

Mais l'adoption d'un mode de télé action adéquat entre les protections en vis-à-vis permet de réaliser l'ouverture simultanée des disjoncteurs aux deux extrémités de la ligne et d'éliminer l'effet de zone morte.

L'association d'un réenclencheur automatique à la protection de distance, améliore notablement la continuité de service lors des défauts fugitifs (monophasés) estimés à près de 75 % par les statistiques d'incidents annuels.

**IV.3.1.1. Réglage du démarrage :**

*a - Démarrage Ampèremétrique :* Le courant de démarrage est choisi entre la valeur du courant de court-circuit minimal (biphasé) et le courant de surcharge maximal ;

$$I_{CH\ MAX} < I_R < I_{CC\ MIN}$$

Avec :

$I_{CC\ MIN}$  : Courant de court-circuit biphasé.

*b - Démarrage Impédance métrique:* vérification de l'impédance de démarrage par rapport à l'impédance de service ;

*c - Démarrage Combiné :* Ce type de démarrage est très utilisé dans le matériel SIEMENS. Les valeurs habituellement adoptées pour ce cas de démarrage sont :

$$U = 45\ V \quad I = 0,5 \times I_n$$

**IV.3.1.2. Réglages de zones de mesures :**

*a- Première zone de mesure :* On règle selon les schémas suivants



Figure IV-5 : Schémas de réglages de zones de mesures [34].

Avec :  $Z_1 = 0,9 \times Z_L$

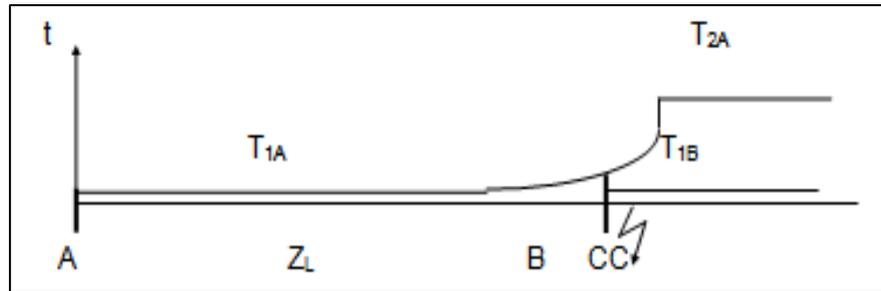


Figure IV-6 : Caractéristiques temps distance avec chevauchement [34].

**b- Deuxième zone de mesure :**

L'action de déclenchement en deuxième stade est temporisée :

Lorsque le poste en vis-à-vis est équipé de protections électromécaniques. On adopte :

$$T_2 = 0,5 \text{ s}$$

Lorsque le matériel est purement statique dans le poste local et dans le poste opposé. On adopte :

$$T_2 = 0,25 \text{ s}$$

Dans les deux cas, la temporisation en deuxième stade, doit être supérieure au premier stade de la protection de réserve des postes lointains pour garantir une sélectivité de fonctionnement.

**c- Troisième zone de mesure :**

La portée de la troisième zone de mesure est habituellement prise égale à la portée de l'élément de démarrage.

Le temps d'action de la protection en troisième zone se fait en :

$$T_3 = 1,5 \text{ s}$$

Lorsque seulement le démarrage est sollicité (défaut aval ou amont), l'action se fait en quatrième stade :

$$T_4 = 2,5 \text{ s}$$

La réactance kilométrique dépend des caractéristiques de construction de la ligne

$$X_{0L} = 0.144 \log (D_m / r) + 12500 \mu$$

Le principe de la mesure de distance est réalisé différemment d'une protection à l'autre. Dans les protections électromécaniques, la mesure de distance est réalisée sur la base de la

comparaison de deux couples, l'un est moteur et fonction du courant de défaut, l'autre est antagoniste dépendant de la tension de défaut.

Les relais statiques, par contre utilisent d'une façon générale, le principe de la comparaison de phases de deux signaux dépendants des grandeurs du défaut (tensions et courants). La protection utilise les tensions saines pour la détermination de l'endroit du défaut lors des défauts dissymétriques et des tensions saines mémorisées pour les défauts triphasés.

Les caractéristiques des lignes telles que l'impédance, l'admittance et la réactance, dépendent directement de la longueur et sont largement utilisées par les différents constructeurs des protections pour réaliser la mesure de distance.

- **Caractéristiques de mesure :**

- Mesure d'impédance : très sensible aux défauts résistants,
- Mesure d'admittance : parfaite sensibilité directionnelle,
- Mesure de réactance : indépendante de la résistance.

### IV.3.2. Réglage de la protection de réserve :

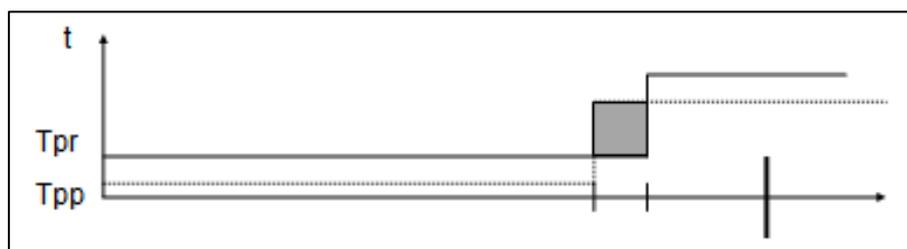
#### IV.3.2.1. Réglage du démarrage :

Le réglage du démarrage est choisi de la même manière que pour la protection de distance principale [33].

#### IV.3.2.2. Réglage de zones de mesures :

De par son action triphasée sur le disjoncteur, la Protection de réserve ne doit en aucun cas devancer la protection principale lors des défauts monophasés.

— Elle est temporisée à : 0.4 s ou 0.2 s.



**Figure IV-7 :** Schémas de réglages des ondes de mesures de la protection de réserve [33].

La protection est temporisée pour les défauts monophasés afin de permettre à la PP de réaliser les cycles DR.

Il est adopté une réduction des portées de premières et deuxièmes zones afin d'éviter de fonctionner avant la PP.

— On règle pour des lignes classiques :

$$Z_1 = 0,7 \times Z_L \quad Z_2 = 1,1 \times Z_L \quad Z_3 = 1,4 \times Z_L$$

Pour les lignes en antenne, le même réglage en zone est adopté pour les PP et PR.

Les temps de déclenchement sont choisis comme suit :

- **En polyphasé :**

Les protections principales et de réserve agissent par des déclenchements triphasés définitifs.

(le réglage en temps est identique)

- **En monophasé :**

$$T_1 = 0.4s \quad T_2 = 0.5s$$

Dans le cas de défauts monophasés la temporisation  $T_1$  est additionnée à  $T_2$ . L'élimination d'un défaut deuxième stade se fait donc en 0.5s ou 0.9s avec la protection de réserve.

Avec le nouveau plan de protection, les PP1 et PP2 (ex. réserve) fonctionnent en parallèle pour tout type de défaut. Les réglages sont identiques pour les deux protections

### IV.3.3. Cas de particulières alimentations en piquages :

- Le choix des réglages d'un piquage passe nécessairement par un calcul de courant de court-circuit qui détermine les grandeurs des trois sources qui participent au défaut.
- Quand la source est de puissance faible le coefficient d'injection est proche de 1.
- Quand la source est de puissance importante le coefficient d'injection devient important, d'où la difficulté de choix des réglages (impédances de réglage très élevées, parfois impossibles à afficher sur les relais) [33].

#### IV.3.3.1. Réglage du démarrage :

Pour définir le réglage du démarrage des trois protections du piquage, on détermine d'abord les valeurs des impédances mesurées par les protections dans le cas des défauts situés aux différents pôles

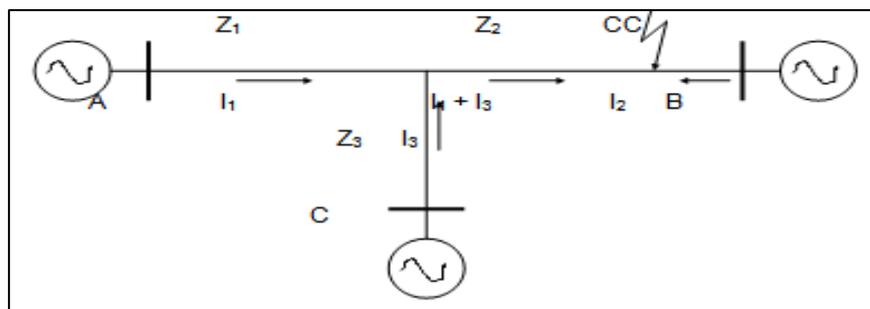


Figure IV-8 : Schémas de principe de fonctionnement de la protection de piquage [33].

Pour assurer la couverture des défauts les plus lointains on choisit l'équation qui donne l'impédance la plus grande parmi les équations :

$$\text{Pour le point A : } Z_A = Z_1 + Z_2 (1 + I_3 / I_1) \quad \text{et} \quad Z_A = Z_1 + Z_3 (1 + I_2 / I_1)$$

**Pour le point B :**  $Z_B = Z_2 + Z_3 (1 + I_1 / I_2)$  et  $Z_B = Z_2 + Z_1 (1 + I_3 / I_2)$

**Pour le point C :**  $Z_C = Z_3 + Z_2 (1 + I_1 / I_3)$  et  $Z_C = Z_3 + Z_1 (1 + I_2 / I_3)$

— Soient  $Z_A > Z_B > Z_C$

L'impédance de réglage adoptée pour chaque protection est :

$$* Z_{dA} = 1.2 \times Z_A > Z_{dB} = 1.2 \times Z_B > Z_{dC} = 1.2 \times Z_C$$

Ce démarrage doit être vérifié pour éviter les fonctionnements pour des défauts MT.

#### IV.3.3.2. Réglage de zones de mesures :

Les réglages seront choisis de façon à couvrir le maximum de la zone délimitée par les pôles A, B et C en 1er et 2ème stades sachant que près de 80 % des défauts sont fugitifs.

**Zone 1 :**  $Z_1 = 0.8 \times Z_{A<}$   $T_1 = 0s$ . Avec  $Z_{A<}$  impédance mesurée la plus faible.

**Zone 2 :**  $Z_2 = 0.8 \times Z_{A>}$   $T_2 = 0.25s$  ou  $0.5s$ . Avec  $Z_{A>}$  impédance mesurée plus grand.

#### IV.3.4. Réglages de la protection complémentaires :

Son fonctionnement est complémentaire à celui des protections principales. Elle fonctionne souvent sous l'allure d'une courbe de puissance résiduelle (parfois de courant résiduel directionnel) à temps inverse, choisi parmi un faisceau de courbes.

A cause de son action triphasée, elle est réglée à une temporisation supérieure au 2ème stade des protections de distance ( $t = 1s$ ). Cette protection est verrouillée lors d'un cycle en cours du réenclencheur.

La protection complémentaire est une protection watt métrique caractérisée par un angle interne définissant l'axe des couples max.

Le réglage de cette protection nécessite un calcul de courant de court-circuit pour les conditions les plus défavorables, à savoir :

- Le défaut est en bout de ligne.
- considération de  $R_d \max = 100W$ .

Pour certaines protections, il y a lieu de vérifier cette valeur de résistance avec l'impédance de service minimale de la ligne [34].

#### IV.3.5. Réglages de la protection complémentaires secours :

Le réglage de la protection de secours tient compte du courant de surcharge maximal (généralement égal au courant admissible de la ligne) et du courant de court-circuit minimal (court-circuit biphasé) [34].

$$I_{CH,MAX} < I_R < I_{CC,MIN}$$

#### IV.3.6. Réglages de la protection défaillance disjoncteur :

Cette protection fonctionne en cas de refus disjoncteur. Son action provoque le déclenchement de toutes les travées connectées sur la même barre que le départ en défaut.

$$I_R = 1.5 \times I_N$$

#### IV.3.7. Réglage du dispositif de réenclenchement automatique :

Le réenclencheur permet d'améliorer la continuité de service d'où 75% des défauts sont monophasés fugitifs [32].

##### ➤ *Lignes en antenne :*

- Réenclenchement triphasé.
- Temps de réenclenchement  $T = 5s$ .

##### ➤ *Réseaux maillés :*

- Réenclenchement monophasé.
- Temps de réenclenchement  $T = 0.8s$  ou  $1.5$  Sec.

##### ➤ *Liaisons câbles :* pas de réenclenchement

Lorsque le réenclenchement n'est pas réussi l'ouverture des deux phases restantes est commandée par le relais de discordance pôles du disjoncteur.

— Temps de déclenchement :  $T = 1.2$  s ou  $2.5$  s.

#### IV.3.8. Réglage dispositif localisation de défauts :

Le localisateur de défaut permet de localiser l'endroit exact du défaut pour entreprendre les travaux de maintenance et il mesure la réactance de court-circuit :

$$D_{ist} = X_{CC}/X_{0L}$$

L'influence de la résistance est éliminée en réalisant la mesure au passage du courant par zéro

#### IV.3.9. Réglage de la protection différentielle :

##### IV.3.9.1. Réglage de la protection différentielle barre :

La protection différentielle barres est destinée à protéger les barres THT contre les courts-circuits. Sa zone de protection est délimitée par les transformateurs de courant des différentes travées qui constituent le poste. Son action est rapide et sélective pour les défauts intérieurs à la zone protégée. L'une des qualités de la protection différentielle barres est de rester stable vis-à-vis des défauts de réseaux. Le principe de fonctionnement de cette protection est basé

sur la loi de KIRCHHOFF. Elle compare en permanence la somme des courants rentrants à la somme des courants sortants des barres.

Le réglage de la protection consiste à déterminer les transformateurs auxiliaires adéquats qui permettent d'équilibrer la protection en régime sain. Il est par ailleurs défini un courant de démarrage de la protection dont le réglage est déterminé compte tenu du départ le plus chargé pour permettre un aiguillage du départ sans risque de déclenchement en cas de besoin.

La circulation d'un courant différentiel faible verrouille la protection et provoque une alarme [34].

#### IV.3.9.2. Réglage de la protection différentielle transformateur THT/HT/MT :

C'est une protection à pourcentage (0 % à 50 %) destinée à protéger le transformateur contre les défauts internes.

— Le courant différentiel en régime normal est du :

- Rapport de transformation,
- Courant à vide,
- Couplage des enroulements,
- Erreurs des réducteurs de courant.

#### IV.3.10. Réglage de la protection à maximum de courant coté THT :

Cette protection réalise le secours des protections internes. Elle est à deux seuils de réglage :

- Un 1<sup>er</sup> seuil qui protège en instantané contre les courts-circuits violents (défauts internes).

Le réglage de ce seuil tient compte du régime maximal de fonctionnement du réseau :

$$I_R = 1,3 \times I_{CC\ MAX} \quad T = 0\ s$$

- Un 2<sup>ème</sup> seuil qui protège le transfo contre les surcharges inadmissibles.

$$I_R = 1,3 \times I_{N\ TR} \quad T = T_{HT} \times T_{selec} \quad \text{avec} \quad T_{selec} = 0,3S \text{ à } 0,5s$$

#### IV.3.11. Réglage de la protection à maximum de courant coté HT :

Elle protège le transformateur contre les surcharges inadmissibles. Elle assure aussi le secours des barres et des départs HT.

Réglage :  $I_R = 1,3 \times I_{N\ TR} \quad T = T_{HT} + T_{selec}$

#### IV.3.12. Réglage de la protection de surcharge thermique :

Température du transformateur est fonction de deux températures [34] :

- ✓ La température ambiante.
- ✓ La température due au passage du courant électrique dans le cuivre.

$$J(t) = J_{AMB} + (J_f - J_{AMB})(1 - e^{-t/t})$$

*Avec*  $t$  : La constante de temps,

$J_{AMB}$  : La température ambiante,

$J_f$  : La température finale au bout de  $3t$ .

#### IV.3.13. Réglage de la protection a maximum de courant coté MT :

Cette protection est destinée à protéger la liaison reliant le tertiaire transformateur au TSA contre les courts-circuits polyphasés. C'est parfois une protection à deux seuils :

- Seuil violent :  $I_R = 1,3 \times I_{CC\ MAX}$   $T = 0s$
- Seuil surcharge :  $I_R = 1,3 \times I_{NTR}$   $T = 0.5s$

#### IV.3.14. Réglage de la protection masse cuve [34] :

La protection masse cuve protège le transformateur contre les amorçages entre les parties actives et la cuve.  $I_R = 0,5 \times I_{CC\ mono}$  *Avec* :  $T = 0s$

— On trouve 3 cas :

**1<sup>er</sup> cas :** le réglage tient compte du courant de surcharge maximal et du courant de défaut minimal.

$$I_{surch} < I_R < I_{CC,MIN} \quad \textit{Avec} : \quad T_{HT} = T_{AR,MT} + T_{selec}$$

#### 2<sup>eme</sup> cas :

- Le 1<sup>er</sup> seuil est réglé contre les défauts internes :

$$I_R = 1,3 \times I_{CC\ MAX} \quad T = 0s \quad \textit{Avec} : \quad I_{CC\ MAX} \text{ le cc sur les barres MT.}$$

- Le 2<sup>eme</sup> seuil est réglé contre les surcharges :

$$I_{surch} < I_R < I_{CC,MIN} \quad \textit{Avec} : \quad T_{HT} = T_{AR,MT} + T_{selec}$$

#### 3<sup>eme</sup> cas :

- Le 1<sup>er</sup> seuil est réglé contre les défauts internes :

$$I_R = 1,3 \times I_{CC\ MAX} \quad T = 0s \quad \textit{Avec} : \quad I_{CC\ MAX} \text{ le cc sur les barres MT.}$$

- Le 2<sup>eme</sup> seuil est réglé pour protéger les barres MT et assurer le secours des protections des départs MT.

$$I_R = 0,8 \times I_{CC\ MIN} \quad T = 0.6s$$

**IV.3.15. Réglage de la protection a maximum de courant coté MT :**

Le réglage classique de cette protection tient compte du courant de surcharge maximal et du courant de court-circuit minimal.

$$I_{surch} < I_R < I_{CC,MIN} \quad \text{Avec :} \quad T_{AR,MT} = T_{MT} + T_{selec}$$

Quelquefois, notamment sur les départs alimentant les installations industrielles, on tient compte non seulement des courants de court-circuit et de surcharge maximale mais aussi :

- Des courants de retour du relais.
- Du courant de redémarrage des moteurs.

Le réglage est donné par :  $I_R = (K_{SEC} \times K_{DEM} \times I_{S,MAX})/K_{RET}$

**Avec :**

$K_{SEC}$  : Coefficient de sécurité (1.2 à 1.5)

$K_{DEM}$  : Coefficient de redémarrage des moteurs (1.4 à 2.5)

$K_{RET}$  : Coefficient de retour du relais (0.8 à 1)

**IV.3.16. Réglage de la protection de neutre MT :**

Cette protection protège la liaison reliant le transformateur aux barres MT, contre les défauts à la terre. Elle assure par la même occasion le secours des seuils homopolaires des protections des départs MT.

$$I_R = 0,95 \times I_{RH} \quad \text{Et} \quad T_R = T_{MT} + T_{selec}$$

**Avec :**  $I_{RH}$ : courant du départ le plus bas réglé.

**IV.3.17. Réglage de la protection des départs MT :**

Les départs moyenne tension sont protégés par des relais à maximum de courant de type 2I +  $I_H$  à 2 seuils :

➤ **Pour le courant de phase :**

- Un seuil violent :  $I_{CCb,MT} > I_R > I_{CCBL}$       **Avec :**  $T = 0s$

**Avec :**  $I_{CCb,MT}$  : Le  $I_{CC}$  mini sur les barres MT et  $I_{CCBL}$ : Le  $I_{CC}$  en bout de ligne.

- Un seuil de surcharge :  $I_{surch} < I_R < I_{CC,MIN}$       **Avec :**  $T \leq 1s$ .

➤ **Courant homopolaire :**  $I_{CO} < I_R < I_{CC,MIN}$

Le Courant homopolaire peut être estimé par les formules Ampiriques suivantes :

➤ *Pour les câbles souterrains* :  $I_C = U \times L/10$

Avec : U : la tension en kV.

➤ *Pour les lignes aériennes* :  $I_C = U \times L/350$

Avec : L : la longueur de tout le réseau

**IV.3.18. Réglage de la protection de terre résistance :**

Cette protection est destinée à protéger les lignes MT contre les défauts à la terre très résistants. C'est une protection centralisée et non sélective.

$$I_{R,HT} = 5 \text{ A} \quad \text{avec} \quad T = 5 \text{ s}$$

L'une des actions qui consiste à améliorer la qualité de service est la décentralisation de cette protection vers les départs MT.

**IV.3.19. Réglage de la protection de sauvegarde :**

Le fonctionnement perturbé du réseau est dû au [34] :

- ✓ Report de charge sur les lignes,
- ✓ DT de groupe ou de ligne importante,
- ✓ Tension dégradée,
- ✓ Perte de stabilité.

❖ *Protection de délestage à minimum de fréquence* : 5 stades dans les postes HT/MT :

**Tableau IV-1** : Tableau de différents stades de délestage à minimum de fréquence [34].

<u>Seuil de fréquence</u>	<u>F (Hz)</u>	<u>T (Sec)</u>	<u>P coupée (Mva)</u>
<i>1er stade</i>	49	0.2	240
<i>2eme stade</i>	48.5	0.2	244
<i>3eme stade</i>	48.5	10	300
<i>4eme stade</i>	47.5	0.2	240
<i>5eme stade</i>	47	0.2	194
<i>Délestage manuel</i>			970

❖ *Protection de délestage à minimum de fréquence sur les lignes d'interconnexion :*

Tableau IV-2 : Tableau de délestage à minimum de fréquence [34].

Fréquence (Hz)	Temps (Sec)	Ouvrage Concerné
48	0.2	Interconnexion International
48	0.2	Interconnexion régional transit Sud-Nord
46.5	0.2	Ilotage régional
46	0.2	Ilotage des groupes de production

❖ *Relais d'asservissement de puissance :*

Cette protection surveille le sens du transit sur la ligne. Un ordre de déclenchement est élaboré au dépassement de la valeur de consigne :

- Déclenchement du départ sur lequel est installé le relais.
- Déclenchement de quelque départ HT.

❖ *Protection de rupture de synchronisme :*

Cette protection équipe les liaisons d'interconnexion importante et fonctionne lors des pertes de stabilité du réseau.

— Réglage habituel : 2 Battement de U       $U_r = 80 \% U_n$

❖ *Relais de délestage à minimum de tension :*

Ce relais est prévu pour assurer le délestage de quelques départs moyens tension lors d'un fonctionnement en régime dégradé de la tension.

— Réglage habituel :       $U_r = 80 \% U_n$        $T = 5 \text{ Sec.}$

**IV.4. Conclusion :**

Le réglage des protections est un exercice délicat car ces protections doivent au même temps 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 de ce réseau.

Un réglage trop bas entraîne un déclenchement arrivé sans déclenchement départ. Un réglage trop haut peut entraîner un déclenchement liaison sans déclenchement arrivée.

et pour confirmer en pratique ces réglages nous avons pris l'initiative d'étudier les protections du poste HTB/HTA Ain Temouchent 60/30/10 kv dans ce dernier chapitre qui suit pour concrétiser ce que nous avons vue dans ce projet de fin d'étude.



# **CHAPITRE 5**

---

---

**Étude et Simulation de la Protection  
du Poste HTB/HTA 60/30/10 kV**

**Ain-Témouchent**

---

---

## **Chapitre V : Etude et simulation de la protection du poste HTB/HTA 60/30kV Ain temouchent**

### **V.1. Introduction :**

Dans ce chapitre nous avons pris comme exemple d'étude la protection électrique du poste HTB/HTA 60/30/10 kV Ain-temouchent. Cette étude pratique nous a permis de définir les différents paramètres influant sur les bonnes protections du poste ainsi de proposer d'autres solutions que des protections avec leur réglages.

### **V.2 Architecture du poste HTB/HTA 60/30/10 kV Ain-Témouchent :**

#### **V.2.1 Présentation générale :**

Le poste de Ain-Témouchent est situé à la sortie de la ville Route de Tlemcen

#### **V.2.2 Alimentation en haut tension :**

**Le poste de Ain-Témouchent est situé à la sortie de la ville Route de Tlemcen**

Le poste est alimenté par trois arrivées HT 60 KV :

- **Arrivée n° 01 Tlemcen** : L = 53 Km. réglé à 300 A avec une section de 75 mm<sup>2</sup> cuivre.
- **Arrivée n° 02 Emir Aek** : L = 32 Km réglé à 720 A avec une section de 288 mm<sup>2</sup> Almelec.
- **Arrivée n° 03 Boutlelis** : L = 45,75 Km réglé à 720 A avec une section de 366 mm<sup>2</sup> Almelec.

#### **V.2.3. Transformateur :**

- **Transfo n° 01** : Sn = 30 MVA 60/30/10 kV UCC = 12 %.
- **Transfo n° 02** : Sn = 30 MVA 60/30/10 kV UCC = 12 %.
- **Transfo n° 03** : Sn = 40 MVA 60/30/10 kV UCC = 12 %.

#### **V.2.4. Couplage :**

- Le montage des transformateurs est étoile / étoile ;
- Neutre HT directement relié à la terre ;
- Neutre HTA à la terre à travers une résistance ;
- L'étage 10 kV avec BPN bobine point neutre ;
- L'étage 30 kV avec RPN Résistance point neutre.

#### **— Etage 30 KV :**

- ✓ Nombre total des cellules HTA est 30,
- ✓ Nombre des arrivées transformateurs est 06,

- ✓ Nombre de départs 30 KV en service est 16,
- ✓ Une cellule de couplage,
- ✓ Deux cellules de batterie condensateur,
- ✓ Deux cellules réservent,
- ✓ Deux cellules de mesure,
- ✓ Une cellule remontée barre.
- ✓

➤ **Etat actuel par départ :**

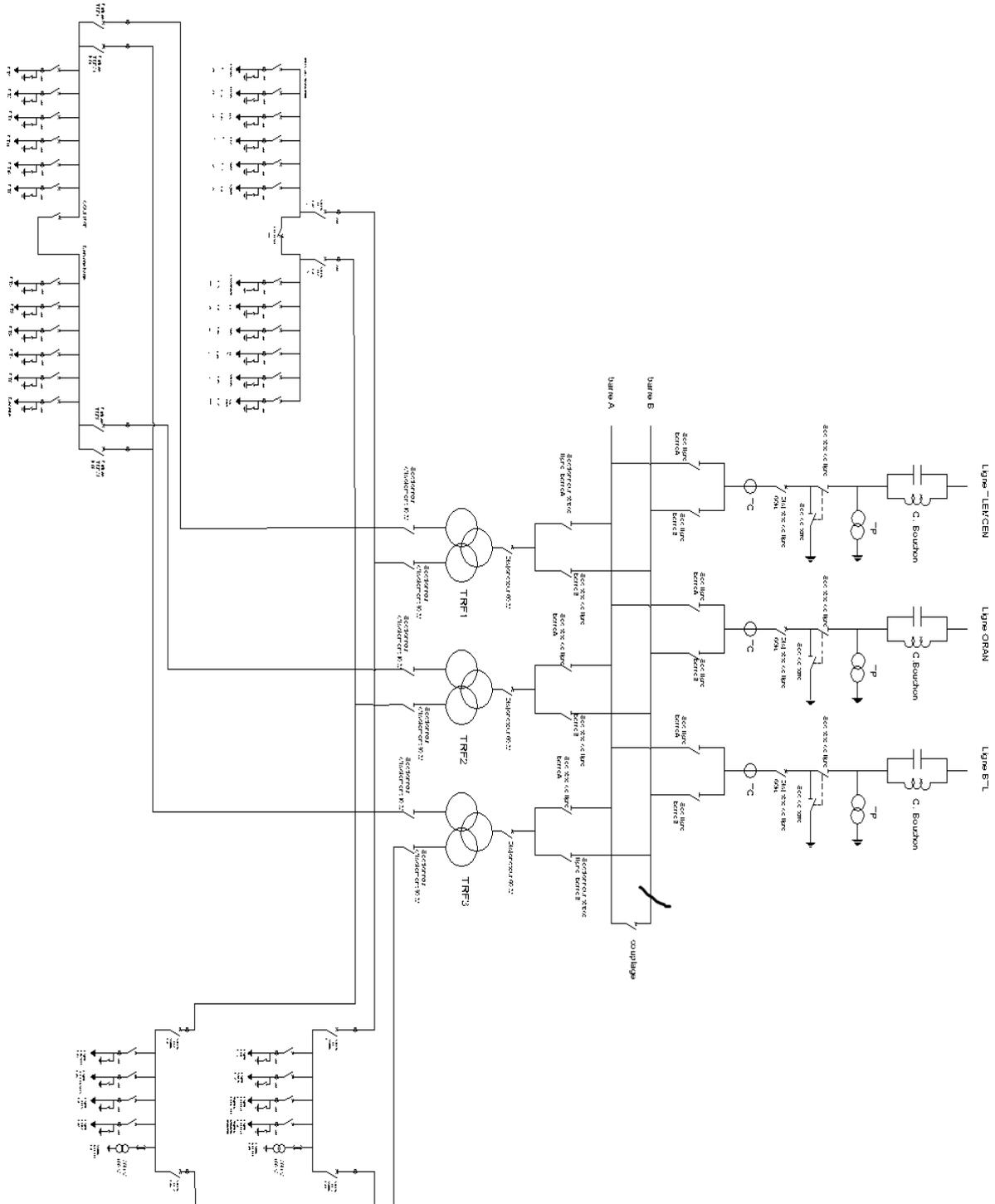


Figure V-1 : Poste ATE 60/30/10kV.

**Départs 30 KV :** AIN KIHÉL - SNIC 2 - BENI SAFF 2 - DESSALEMENT - TESSALAH - ZAHANA - SIDI BEL ABBES - BENI SAF 1 - CARRIERES - SNIC 1 - EL MALEH - SIDI BEN ADDA - TRANSCANAL - AGHLAL - EL AMRIA - Z.I AIN TEMOUCHENT.

**Départs 10 KV:** AT1 - AT2 - AT3 - AT4 - AT5 - AT6 - AT7 - AT8 - AT9 - AT10 - AT11.

### V.2.5. Les protections installées au niveau du Poste 60/30/10 kV Ain-Témouchent :

#### ❖ Chaque ligne est protégée par :

- ✓ Une protection de distance RL316 constructeur ABB ;
- ✓ Une protection maximum d'intensité "max I" de secours ;
- ✓ Une protection défaillance disjoncteur.

#### ❖ Chaque transformateur est protégé par :

- ✓ Une protection différentielle constructrice Siemens ;
- ✓ Une protection maximum d'intensité "max I" primaire 60 kV ;
- ✓ Une protection maximum d'intensité "max I" secondaire 30 kV ;
- ✓ Une protection maximum d'intensité "max I" Tertiary 10 kV ;
- ✓ Une protection défaillance disjoncteur.

#### ❖ Chaque jeu de barres "couplage" est protégé par :

- ✓ Une protection par Unité de Travée,
- ✓ Une protection par relais min de fréquence,
- ✓ Une protection défaillance disjoncteur.

## V.3. Réglage de la protection du Poste HTB/HTA 60/30/10 kV Ain-Temouchent (Annexe D) :

### V.3.1. Calcul des différentes impédances du poste :

#### ❖ L'impédance de réseau amont HT vue du primaire :

Le réseau amont HT est souvent considéré comme une réactance, on peut donc écrire :

$$X_{HT1} = X_{amont1(ohm)} = \frac{U_n^2}{S_{cc}}$$

*Avec :*

$U_n$  : est la tension composée 60 kV,

$S_{cc HT}$  : la puissance de court-circuit réseau amont HT en MVA.

- *En cas de défaut triphasé :*  $X_{HT1} = \frac{60^2}{820} = 4,39\Omega$

- *En cas de défaut monophasé :*  $X_{HT1} = \frac{60^2}{610} = 5,90 \Omega$

❖ L'impédance de réseau amont HT vue du secondaire :

$$X_{HT2} = X_{amont1(ohm)} = \frac{U_n^2}{S_{cc}}$$

*Avec :*

$U_n$  : est la tension compose 30 KV,

$S_{CC,HT}$  : La puissance de court-circuit réseau amont HT en MVA.

- *En cas de défaut triphasé :*  $X_{T1} = \frac{30^2}{820} = 1,097 \Omega$
- *En cas de défaut monophasé :*  $X_{T1} = \frac{30^2}{610} = 1,475 \Omega$

❖ L'impédance des transformateurs :

$$X_{T1} = \frac{U_{cc}}{100} \times \frac{U_n^2}{S_n}$$

*Avec :*

$U_{CC1}$  : Tension en % transfo 01,

$U_{Nt1}$  : Tension nominale du transfo 01 en kV,

$S_{Nt1}$  : Puissance nominale de transfo 01 en MVA.

- *Transformateur 01 :*  $X_{T1} = \frac{U_{cc}}{100} \times \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{12}{100} \times \frac{30^2}{30} = 3.6\Omega,$
- *Transformateur 02 :*  $X_{T2} = \frac{U_{cc}}{100} \times \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{12}{100} \times \frac{30^2}{30} = 3.6\Omega,$
- *Transformateur 03 :*  $X_{T3} = \frac{U_{cc}}{100} \times \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{12}{100} \times \frac{30^2}{40} = 2.7\Omega.$

❖ Résistance de la ligne :

$$R_L = R_A L_A + R_S L_S$$

*Avec :*

$R_A = 0.35 \Omega/\text{km}$  pour l'aérien,

$R_S = 0.30 \Omega/\text{km}$  pour souterrain,

$L_A$  : Longueur aérien de la ligne,

$L_S$  : Longueur souterrain du câble.

❖ Réactance de la ligne :

$$X_L = X_A L_A + X_S L_S$$

Avec :

$X_A = 0.4 \Omega / \text{km}$  pour l'aérien ;

$X_S = 0.1 \Omega / \text{km}$  pour souterrain.

❖ **Puissance de court-circuit réseau amont :**

- En cas de défaut triphasé :  $S_{CC} = 820 \text{ MVA}$
- En cas de défaut monophasé :  $S_{CC} = 610 \text{ MVA}$

Les résultats de calcul de  $R_L$  et  $X_L$  des différents départs sont résumés dans le (**Tableau V.1**)

**Tableau V-1 :** Les résultats de calcul de  $R_L$  et  $X_L$  des différents départs.

<b>Départs (30kV)</b>	<b>RL(km)</b>	<b>XL(km)</b>	<b><math>R_A L_A (\Omega)</math></b>	<b><math>R_S L_S (\Omega)</math></b>	<b><math>R_L (\Omega)</math></b>	<b><math>X_A L_A (\Omega)</math></b>	<b><math>X_S L_S (\Omega)</math></b>	<b><math>X_L (\Omega)</math></b>
AIN KIHHEL	20,79	6,658	7,2765	1,9974	9,2739	8,3160	0,6658	8,9818
SNIC 2	5,791	0,563	2,0269	0,1689	2,1958	2,3164	0,0563	2,3727
BENI SAFF 2	82,056	4,381	28,7196	1,3143	30,0339	32,8224	0,4381	33,2605
DESSALEMENT	65,159	6,313	22,8057	1,8939	24,6996	26,0636	0,6313	26,6949
TESSALAH	152,276	30,56	53,2966	9,1680	62,4646	60,9104	3,0560	63,9664
ZAHANA	48,761	0,733	17,0664	0,2199	17,2863	19,5044	0,0733	19,5777
SIDI BEL ABBES	70,605	0,373	24,7118	0,1119	24,8237	28,2420	0,0373	28,2793
BENI SAFF 1	47,439	10,32	16,6037	3,0960	19,6997	18,9756	1,0320	20,0076
CARRIERES	78,871	1,835	27,6049	0,5505	28,1554	31,5484	0,1835	31,7319
SNIC 1	5,546	0,507	1,9411	0,1521	2,0932	2,2184	0,0507	2,2691
EL MALEH	13,889	9,55	4,8612	2,8650	7,7262	5,5556	0,9550	6,5106
SIDI BEN ADDA	3,793	11,885	1,3276	3,5655	4,8931	1,5172	1,1885	2,7057
TRANSCANAL	14,123	0,103	4,9431	0,0309	4,9740	5,6492	0,0103	5,6595
AGHLAL	73,035	10,936	25,5623	3,2808	28,8431	29,2140	1,0936	30,3076
EL AMRIA	56,533	13,125	19,7866	3,9375	23,7241	22,6132	1,3125	23,9257
Z.I ATE	8,255	13,475	2,8893	4,0425	6,9318	3,3020	1,3475	4,6495

### V.3.2. Réglage des protections :

#### V.3.2.1. Réglage des protections coté HT :

On utilise une protection à maximum de courant à double seuil installé du coté HT des transformateurs :

❖ **Réglage de seuil haut :**

Le réglage du seuil haut doit satisfaire la conduction suivante :

$$1,25I_{CC\ MAX,HTA} \leq I_{rh,HT} \leq 0,8I_{CC\ MIN\ HT}$$

Avec :

$I_{CC\ MAX,HTA}$ : La valeur de courant de court-circuit triphasé coté HTA ramené au HT ;

$I_{CC\ MIN\ HT}$  : La valeur du courant de court-circuit biphasé coté HT.

On a:

$$I_{CC\ MAX,HTA,TR1} = \frac{1.1 \times U_{cc}}{\sqrt{3}(X_{T1} + X_{HT1})} = \frac{1.1 \times 30000}{\sqrt{3}(3.6 + 1.097)} = 4056,54\ A$$

$$I_{CC\ MAX,HTA,TR2} = \frac{1.1 \times U_{cc}}{\sqrt{3}(X_{T2} + X_{HT2})} = \frac{1.1 \times 30000}{\sqrt{3}(3.6 + 1.097)} = 4056,54\ A$$

$$I_{CC\ MAX,HTA,TR3} = \frac{1.1 \times U_{cc}}{\sqrt{3}(X_{T3} + X_{HT3})} = \frac{1.1 \times 30000}{\sqrt{3}(2.7 + 1.097)} = 5017,93\ A$$

— Ramenées au côté HT, ces valeurs deviennent :

$$\frac{I_{CC\ MAX,HT,TR1}}{n} = \frac{4056.54}{2} = 2028,27A$$

$$\frac{I_{CC\ MAX,HT,TR2}}{n} = \frac{4056.54}{2} = 2028,27A$$

$$\frac{I_{CC\ MAX,HT,TR2}}{n} = \frac{5017.93}{2} = 2508,96A$$

Avec :

n : est le rapport de transformation

$$I_{CC\ MIN\ HT} = \frac{U_n}{2 \cdot X_{T1}} = \frac{60000}{2 \cdot 4.39} = 6833,71A$$

➤ En respectant la condition précédente, le réglage Pour transfo 1 est :

$$2535,33\ A \leq I_{rh,HT} \leq 5466,968\ A$$

➤ En respectant la condition précédente, le réglage Pour transfo 2 est :

$$2535,33\ A \leq I_{rh,HT} \leq 5466,968\ A$$

➤ En respectant la condition précédente, le réglage Pour transfo 3 est :

$$3136,2\ A \leq I_{rh,HT} \leq 5466,968\ A$$

Pour les deux côtés HT, la temporisation du seuil haut est nulle  $t_h=0$ , puisque le transformateur est un équipement important et il faut éliminer les courants de court-circuit le plus rapide possible.

❖ **Réglage du seuil bas :**

Le réglage du seuil bas doit satisfaire les conditions suivantes

$$1,25I_{r,HTA} \leq I_{rh,HT} \leq 0,8I_{CC,MIN,HTA,HT}$$

$$1,3I_{n,HTA} \leq I_{rh,HT} \leq 0,8I_{CC,MIN,HTA}$$

**Avec :**

$I_{n,HTA}$ : Est le courant nominal coté HTA ;

$I_{CC,MIN,HTA}$ : Est le courant de court- circuit biphasé à l'extrémité de la ligne dorsale ;

$I_{CC,MIN,HTA,HT}$ : Est le courant de court- circuit minimum côté HTA vu par le côté HT ;

$I_{r, HTA}$  : Courant de réglage de la protection HTA.

$$I_{CC,MIN,HTA,T1} = \frac{Un}{2 \times (X_{T1} + X_{HT1} + Z_{L1})} = \frac{30000}{2(3,6+1,097+3,51)} = 1827,70A$$

$$I_{CC,MIN,HTA,T2} = \frac{Un}{2 \times (X_{T2} + X_{HT2} + Z_{L2})} = \frac{30000}{2(3,6+1,097+3,51)} = 1827,70A$$

$$I_{CC,MIN,HTA,T3} = \frac{Un}{2 \times (X_{T3} + X_{HT3} + Z_{L3})} = \frac{30000}{2(2,7+1,475+5)} = 1634,87A$$

**Donc:**

$$0,8 \times I_{CC,MIN,HTA,T1} = 0,8 \times 1827,70 = 1462,16$$

$$0,8 \times I_{CC,MIN,HTA,T2} = 0,8 \times 1827,70 = 1462,16$$

$$0,8 \times I_{CC,MIN,HTA,T3} = 0,8 \times 1634,87 = 1307,89$$

$$I_{n,HTA,T1} = \frac{S}{\sqrt{3}U} = \frac{30}{\sqrt{3}30} = 0,577 \text{ kA} = I_{n,HTA,T2}$$

$$I_{n,HTA,T1} = \frac{S}{\sqrt{3}U} = \frac{40}{\sqrt{3}30} = 0,769 \text{ kA}$$

**Donc :**

$$I_{n,HTA,T1} = I_{n,HTA,T2} = 577 \text{ A} = 1,3 \times 577 = 750,55 \text{ A}$$

$$I_{n,HTA,T3} = 769 \text{ A} = 1,3 \times 577 = 999,7 \text{ A}$$

$$750,55 \text{ A} \leq I_{r,HTA,T1} \leq 1462,16 \text{ A}$$

$$750,55 \text{ A} \leq I_{r,HTA,T2} \leq 1462,16 \text{ A}$$

$$999,7 \text{ A} \leq I_{r,HTA,T3} \leq 1219,76 \text{ A}$$

On peut prendre le réglage minimum :  $I_{r,HTA} = 571 \text{ A}$

$$I_{CC,MIN,HTA,T1,HT} = \frac{I_{CC,MIN,HTA,T1}}{2} = \frac{1827,70}{2} = 913,85A$$

$$I_{CC,MIN,HTA,T2,HT} = \frac{I_{CC,MIN,HTA,T2}}{2} = \frac{1827,70}{2} = 913,85A$$

$$I_{CC,MIN,HTA,T3,HT} = \frac{I_{CC,MIN,HTA,T3}}{2} = \frac{1634,87}{2} = 817,435A$$

Sachant que pour une section de  $93.3 \text{ mm}^2$  :  $I_{n,HTA} = 270A$

$$1.25 \times I_{n,HTA} = 1,25 \times 270A = 351A$$

En respectant les conditions précédentes le réglage sera comme suite :

$$351 \text{ A} \leq I_{n,HTA,T1} \leq 731,08 \text{ A}$$

$$351 \text{ A} \leq I_{n,HTA,T2} \leq 731,08 \text{ A}$$

$$351 \text{ A} \leq I_{n,HTA,T3} \leq 653,948 \text{ A}$$

On peut prendre le réglage maximum  $I_{rb,HT} = 731.08A$

La temporisation du seuil bas est calculée comme suit :

$$T_{b,HT} = t_{r,HTA} + t_{\Delta t}$$

La temporisation de HTA :  $1.3 \text{ s}$

$t_{\Delta t}$ : varie entre 0,3 et 0,5s (intervalle de sélectivité chronométrique)

$$T_{b,HT} = 1,3 + 0,3 = 1,6s$$

### V.3.3. Réglage des protections coté HTA :

❖ *Protection à maximum de courant de phase :*

$$I_r < 0,8 I_{CCb}$$

La valeur de courant  $I_R$  doit être supérieur au courant  $I_S = 1,3 I_p$  ( $I_p$  courant de la pointe) donc le réglage des relais devra satisfaire aux condition suivantes :

$$I_S < I_R < 0,8 I_{CCb} \quad \text{Si} \quad 0,8 I_{CCb} < K I_{LT}$$

$$I_S < I_R < K I_{LT} \quad \text{Si} \quad 0,8 I_{CCb} > K I_{LT}$$

**Ou :**

$I_S$  : courant d'exploitation du traçons concerné

$I_{LT}$  : valeur de la limite thermique des conducteurs et  $K$  coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs  $K = 1.2$

L'intensité de courant de court-circuit biphasé étant par ailleurs déterminée par la relation :

$$I_{ccb} = \frac{Un}{2 \times \sqrt{[R_L^2 + (X_{HT} + X_T + X_L)^2]}}$$

**Ou :**

$Un$ : étant la tension composée du réseau HTA en kV ;

$R_L$  : La résistance de la ligne HTA en ohm ;

$X_L$  : Les réactances de la ligne HTA en ohm ;

$X_{HT}$  : Les réactances du réseau amont HT ramenée en HTA en ohm ;

$X_T$  : La réactance du transformateur HT/HTA en ohm.

Dans un réseau moyenne tension 30 kV constitué de câbles unipolaires de 90 mm<sup>2</sup> le courant limite thermique est :

$$X_T = 270A \quad \text{et} \quad K. I_{LT} = 1,2 \times 270 = 324A$$

$$0.8 I_{CCb} > K. I_{LT} = 324 A$$

Donc, Le courant de réglage  $I_{R1}$  est supérieur au courant  $I_{S1}$ :

$$I_{S1} = 1.3I_{P1} \quad \text{or} \quad I_{P1} = 58 A \quad (\text{donnée par Sonelgaz})$$

$$I_{S1} = 1.3 \times 58 = 75.4 A \quad I_{R1} > 75,4 A$$

$$75,4 < I_{R1} \leq 324 A$$

Donc, on peut prendre  $I_{R1} = 290 A$  (valeur affichée au niveau du poste).

#### ❖ *Protection à maximum de courant de terre :*

La détection de défaut à la terre doit s'effectuer au niveau de chaque départ HTA à l'aide d'un relais de courant résiduel.

Le réglage doit cependant garder la protection insensible au courant capacitif, mis en jeu sur les liaisons saines quand un défaut monophasé affecte une ligne adjacente.

Le courant capacitif  $\sqrt{3}U C_0 \omega$  est de l'ordre de 8.16 A/100 Km pour les lignes aériennes en 30KV avec  $C_0 = 5 \times 10^{-9}$  F/Km et de l'ordre de 5.384 A/Km pour les souterrains 30KV avec  $C_0 = 0.33 \times 10^{-9}$  F/Km, d'où  $3I_0 = \sqrt{3} U C_0 \omega$

#### *Lignes aériennes :*

$$3I_0 = \sqrt{3} \times 30000 \times 0,33 \times 5 \times 10^{-9} \times 314 = 0,0816 A$$

#### *Câbles souterrains :*

$$3I_0 = \sqrt{3} \times 30000 \times 0,33 \times 10^{-6} \times 314 = 5,384 A$$

Ainsi le réglage du courant résiduel doit être :

$$I_{R0} = K_0 \times 3I_0 \quad \text{Avec :} \quad K_0 = 1,2 \text{ à } 1,5$$

Le réglage minimum des relais homopolaires doit être supérieur à 12% de calibre des TC alors :

$$I_{R0} > 0,12 \times I_{TC}$$

D'où :  $0,12 \times I_{TC} < I_{R0} \leq K_0 \times 3I_0$

#### **V.3.4. Temporisation de la protection :**

Le temps d'intervention de la protection phase et terre sera de 0.6 seconde. Cette temporisation permet de plus l'auto extinction de certains défauts à la terre.

Prenons toujours comme exemple le départ de Beni-Saf 01. Le courant capacitif dans le départ est :

$$3I_0 = 3I_{0A} + 3I_{0S}$$

**Ou :**

$3I_{0A}$  : représente le courant capacitif dans la portion aérienne (de longueur 47,439Km)

$$3I_{0A} = 0,816 \times 47,439 = 38,710A$$

$3I_{0S}$ : représente le courant capacitif dans la portion souterraine (de longueur 10,32 Km)

$$3I_{0S} = 5,384 \times 10,32 = 55,56A$$

D'où :

$$3I_0 = 38,710 + 64 = 102,71A$$

$$I_{RO} = K \times 3I_{0S} = 1,2 \times 102,71 = 123,25A$$

**Pour TC (150/300/1) A**, le réglage du relai a maximum de courant de terre doit être fixé à :

$$I_{RO(HT)} = 123 \times 25(1/400) = 0,30A$$

La valeur est très proche de celle affichée au niveau du relai.

Le seuil minimal du réglage de protection à maximum de courant de terre doit vérifier la valeur :

$$I_{RO} \geq 0,12I_{nTC}$$

**Pour le calibre 400 /1,**

$$I_{RO} \geq 0,12 \times 400 = 48 A$$

#### **V.4. Exemples de calculs des valeurs de réglages sur un départ 30 kV :**

##### **➤ Etude du départ SIDI BEL ABBES issu du poste ATE 60/30 kV :**

Dans cet exemple, on va faire le calcul des courants à afficher sur le relais de protection d'un départ issu du poste Ain-Témouchent 60/30/10 kV.

Ce départ est de type mixte une longueur souterraine de 373 mètre linéaire et une longueur aérienne de 70,605 Km.

Il est alimenté à partir du transformateur N°1 et dont les caractéristiques sont comme suit :

- **Transformateur N°1 :**
  - Puissance de Court-Circuit SCC : 820 MVA.
  - Puissance nominale  $S_n$  : 30 MVA.
  - Tension primaire UP : 60 kV.
  - Tension secondaire US : 30 kV.
  - Tension de Court-Circuit UCC : 12 %.

- **Départ :**
  - TC = 200/1 A pour la phase.
  - TC tor = 80/1 A pour l'homopolaire.
- **Longueur de la dorsale (Aérien) :** 70,605 km en 93.3 mm<sup>2</sup> Alu.
- **Longueur de la dorsale (Souterrain) :** 0,373 km en 120 mm<sup>2</sup> Cu.

#### V.4.1. Calcul du courant de phase :

On prend en considération que la longueur de la dorsale. L'affichage du courant de phase dépend du courant de court-circuit biphasé en bout de ligne. Donc les conditions suivantes doivent être prises en compte :

$$I_{nTC} < I_r < 0.85 \times I_{ccb} \text{ et } I_r \leq k \times I_{it}$$

**Avec :**

$I_{nTC}$ : L'intensité nominale du Transformateur de Courant.

$$I_{ccb} = \frac{Un}{2 \times \sqrt{R_L^2 + (X_{HT} + X_T + X_L)^2}}$$

$$X_{HT} = \frac{Un^2}{S_{cc}} = \frac{30^2}{820} = 1,09 \Omega$$

$$X_T = \frac{U_{cc}}{100} \times \frac{Un^2}{S_n} = \frac{12}{100} \times \frac{30^2}{30} = 3,6 \Omega$$

$$R_L = \left( \frac{30}{93.3} \times 70,605 \right) + \left( \frac{30}{120} \times 0,373 \right) = 22,70 + 0,09 = 22,79 \Omega$$

$$X_L = 0,4 \times (70,605) + 0,1 \times (0,373) = 28,242 + 0,0373 = 28,279 \Omega$$

$$I_{ccb} = \frac{30 \times 10^3}{2 \times \sqrt{22,79^2 + (1,09 + 3,6 + 28,279)^2}} = \frac{30 \times 10^3}{80,158} = 374,25 A$$

La limite thermique du conducteur est de 270 A (pour 93,3 mm<sup>2</sup> Cu), on aura le réglage suivant :

- $0.85 I_{ccb} = 318,11 A$
- $K I_{it} = 1,2 \times 270 = 324 A$

**Donc :**

- ✓ Le seuil bas phase est de :  $I_{r1} = 318,11 A$ .
- ✓ Le seuil haut phase est de :  $I_{r1} = 1.5 \times I_{r1} = 477,165 A$

#### V.4.2. Calcul du courant homopolaire :

On prend en considération la longueur totale du départ.

$$0,12 I_{nTC} < I_{or} < K \times 3I_0$$

**Avec :**  $K=1,5$

$$3I_0 = \sqrt{3} \times U_n \times 1000 \times C \times \omega$$

$C_{\text{Aérien}} = 5 \times 10^{-9}$  pour toutes les sections.

$C_{\text{Souterrain}} = 4.16 \times 10^{-9}$  pour la section 120mm<sup>2</sup> Cu.

• **Calcul de  $3I_0$  :**

**Lignes aériennes :**  $3I_0 = \sqrt{3} \times 30000 \times 0,33 \times 5 \times 10^{-9} \times 314 = 0,0816 A$

**Câbles souterrains :**  $3I_0 = \sqrt{3} \times 30000 \times 0,33 \times 10^{-6} \times 314 = 5,384 A$

$$3I_0 = 0.0816 + 5.384 = 5.46A$$

$$0.12 \times I_{nTC} = 0.12 \times 400 = 48A$$

$$K \times 3I_0 = 1.2 \times 5.4656 = 6.55$$

✓ Le seuil bas Homopolaire est de :  $I_{01} = 5.46A$

✓ Le seuil haut Homopolaire est de :  $I_{01} = 1.5 \times I_{r1} = 48A$

Les résultats du calcul de courants de réglage  $I_R$  de la protection à maximum de courant de phase et Homopolaire des départs 30 kV issus du poste 60/30 kV ATE sont résumés dans le (**Tableau V.2.**)

**Tableau V-2 :** les courants de réglage de phase et homopolaire des différents départs 30 kV issues du poste ATE 60/30 kV.

<b>LES DEPARTS</b>	<b>I &gt;</b> <b>(A)</b>	<b>T (s)</b>	<b>I &gt;&gt;</b> <b>(A)</b>	<b>T (s)</b>	<b>I<sub>0</sub> &gt;</b> <b>(A)</b>	<b>T (s)</b>	<b>I<sub>0</sub> &gt;&gt;</b> <b>(A)</b>	<b>T (s)</b>	<b>TC (s)</b>
<b>Aghlal</b>	320	0,7	600	0,2	5	5	40	0,3	400/1
<b>Beni Saf 2</b>	270	0,6	540	0,25	5	5	54	0,3	400/1
<b>SINC 2</b>	304	0,8	600	0,25	5	5	44	0,3	400/1
<b>Sidi Bel Abess</b>	320	0,7	480	0,25	5	5	48	0,3	400/1
<b>TESSALA</b>	270	0,6	660	0,3	5	5	72	0,3	300/1
<b>ZAHANA</b>	240	0,7	480	0,2	5	5	64	0,3	400/1
<b>Ainkihel</b>	320	0,7	640	0,25	4	4	56	0,3	400/1
<b>Beni Saf 1</b>	304	0,8	600	0,25	4	4	60	0,3	400/1
<b>SINC 1</b>	304	0,8	600	0,25	4	4	44	0,3	400/1
<b>Zone Indust AT</b>	240	0,8	600	0,25	4	4	58	0,3	400/1
<b>Carrière</b>	304	0,8	600	0,25	4	4	46	0,3	400/1
<b>Déssalement</b>	304	0,8	600	0,3	4	4	46	0,3	400/1
<b>SIDI BEN ADDA</b>	300	0,8	600	0,3	4	4	60	0,3	300/1
<b>Transcanal</b>	240	0,6	480	0,3	4	4	48	0,3	300/1
<b>AMRIA</b>	258	0,6	498	0,3	5	5	48	0,3	300/1
<b>MALEH</b>	258	0,6	498	0,3	4	4	48	0,3	300/1

**Avec :**

**I >:** Courant de phase seuil bas ;

$I \gg (A)$ : Courant de phase seuil haut ;

$I_0 > (A)$ : Courant Homopolaire seuil bas ;

$I_0 \gg (A)$ : Courant Homopolaire seuil haut ;

$T (A)$  : Temporisation.

## V.5 . Conclusion :

La protection contre les défauts, entre phase, est assurée par deux relais à maximum d'intensité à deux seuils, le premier dit de surcharge l'autre violent.

Les relais à maximum de courant de phase doivent être réglés à une valeur de courant inférieure au plus faible courant de défaut susceptible de se manifester entre les phases, ce courant est relatif à un courant inférieur à 15 % du défaut biphasé se produisant en bout de ligne.

Le seuil haut doit éliminer rapidement les courts-circuits de la ligne MT et son réglage doit être suffisamment élevé pour le rendre insensible aux défauts sur le réseau BT.

Il y a un risque d'activation intempestive de la protection due à une erreur de mesure du courant résiduel, notamment en présence de courants transitoires.

- Afin d'éviter ce risque, le seuil de réglage de la protection doit être supérieur à :
  - ✓ Environ 12% du calibre nominal des transformateurs de courant lorsque la mesure est effectuée par trois TC.
  - ✓ Environ 6%, lorsque la mesure est effectuée par un tore.

D'une manière générale, s'il existe des protections temporisées en aval sur un départ, l'échelon de temporisation entre deux protections doit être de l'ordre de 0,3 s. pour Assurer une priorité au fonctionnement de certains automatismes : exécution du cycle rapide, avant le cycle lent et Assurer l'échelonnement du fonctionnement des protections du départ et des protections placées en aval.

## V.6. Simulation de la ligne 60kV Ain-Temouchent / Emir AEK :

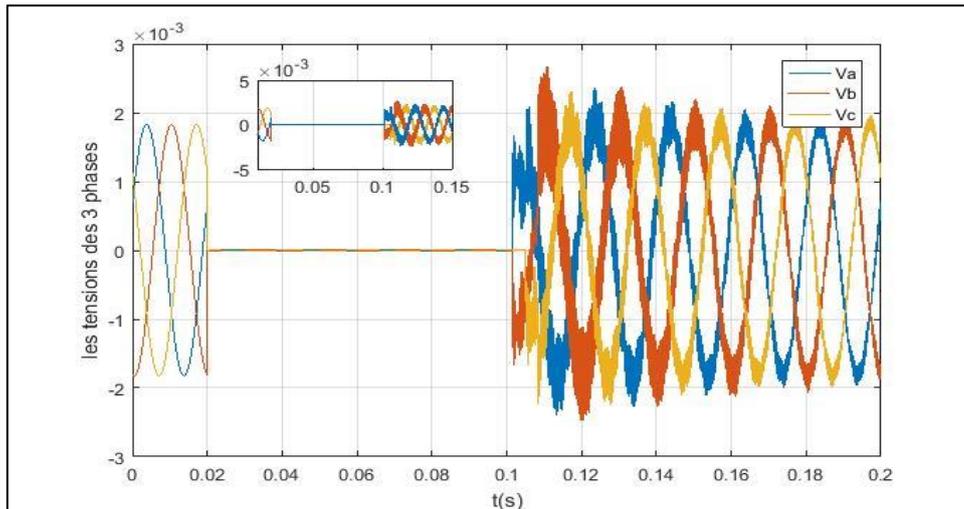
Dans ce chapitre nous allons faire une étude comparative entre la ligne sans défaut et avec défaut dans une simulation sous Matlab avec présentation des courbes de courant et de tension des différents types de défauts.

### V.6.1. Simulation de la ligne avec défaut sans protection différentielle :

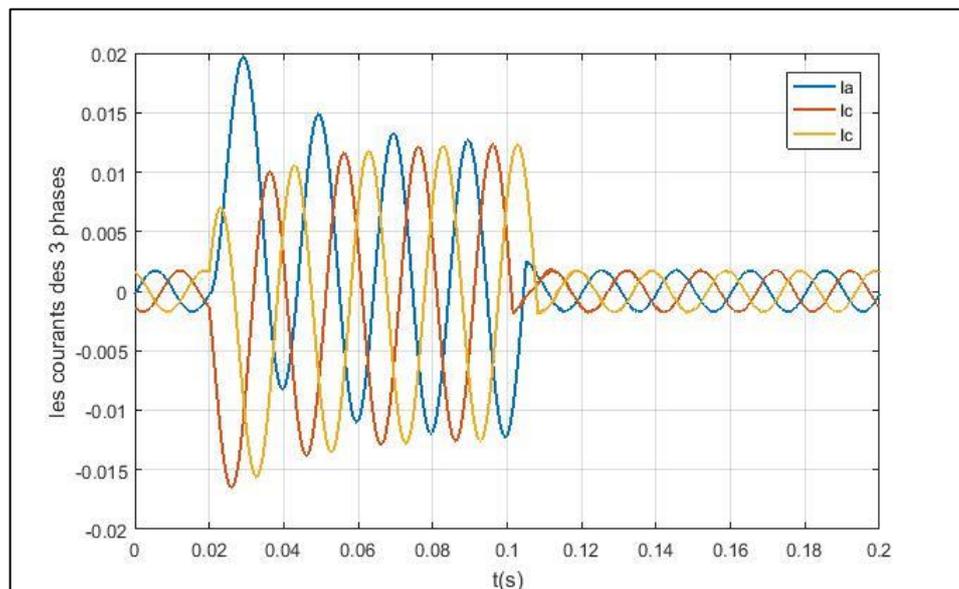
Dans la 1<sup>ère</sup> partie d'étude (Voir Annexe B), nous allons voir le comportement de la ligne 60 kV ATE/Emir AEK sans protection :

#### V.6.1.1. Défaut triphasé :

- *Résultats de simulation :*



**Figure V-2 :** Signaux des tensions pour un défaut triphasé.



**Figure V-3 :** Signaux des courants pour un défaut triphasé.

➤ **Interprétation des résultats :**

le court-circuit des trois phases A, B et C, crée une augmentation remarquable au niveau des courants de phases et une diminution de la tensions des 3 phases vers un écrasement total (la tension devient nulle). Cette perturbation présente un phénomène transitoire électromagnétique qui apparaisse lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tensions différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu.

➤ **Conclusion :**

Les courts-circuits engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau.

### V.6.1.2. Défaut biphasé avec terre :

#### ➤ Résultats de simulation :

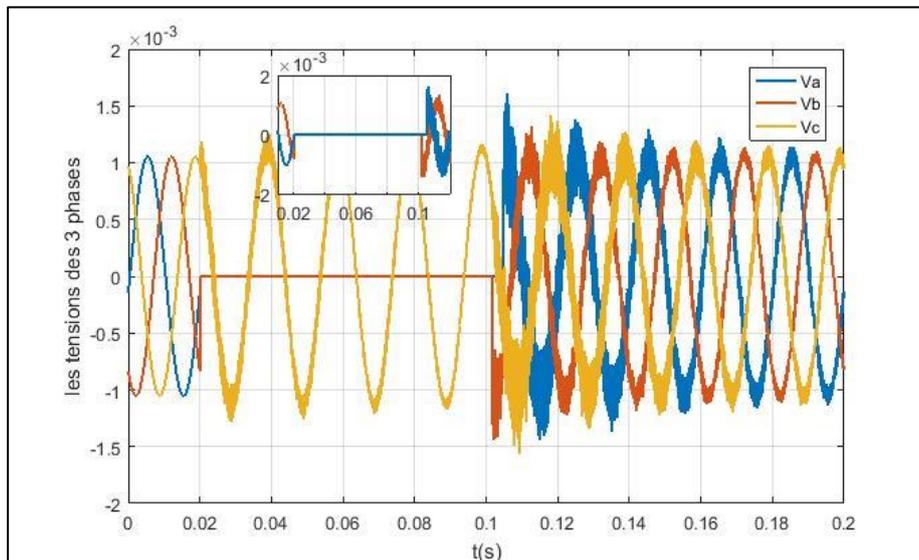


Figure V-4: Signaux des tensions pour un défaut biphasé avec terre.

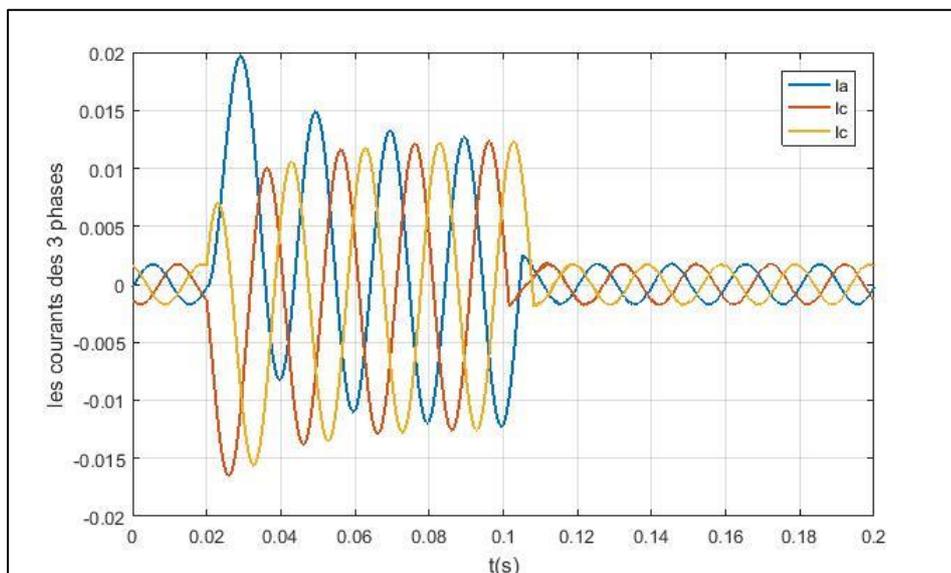


Figure V-5: Signaux des courants pour un défaut biphasé avec terre.

#### ➤ Interprétation des résultats :

Les courants dans les deux phases touchées par le court-circuit augmentent clairement dans la figure et leurs tensions s'annulent jusqu'à disparition du défaut ce phénomène est identique à celui du court-circuit triphasé Les défauts biphasés isolés sont fréquemment causés par un vent violent qui fait se toucher les conducteurs de deux phases sur une ligne à haute tension

### V.6.1.3. Défaut Monophasé avec terre :

#### ➤ Résultats de simulation :

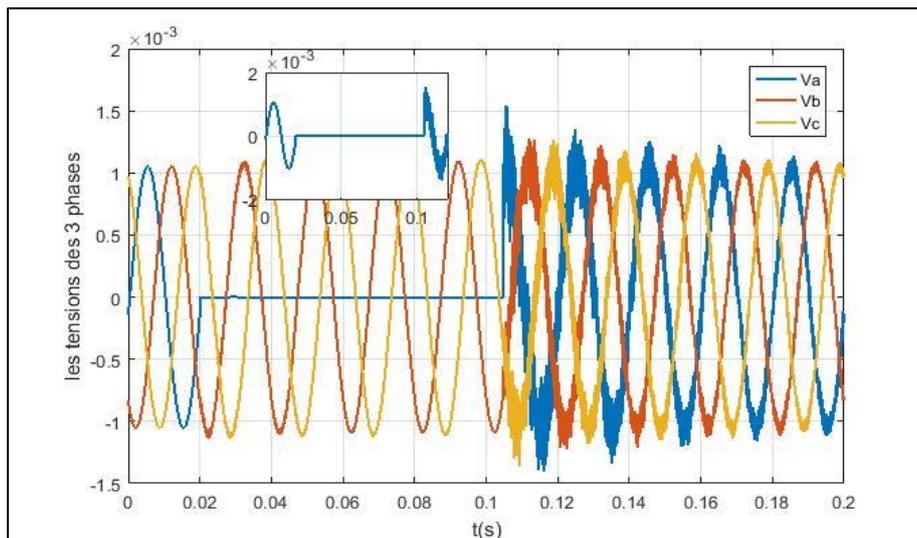


Figure V-6 : Signaux des tensions pour un défaut monophasé.

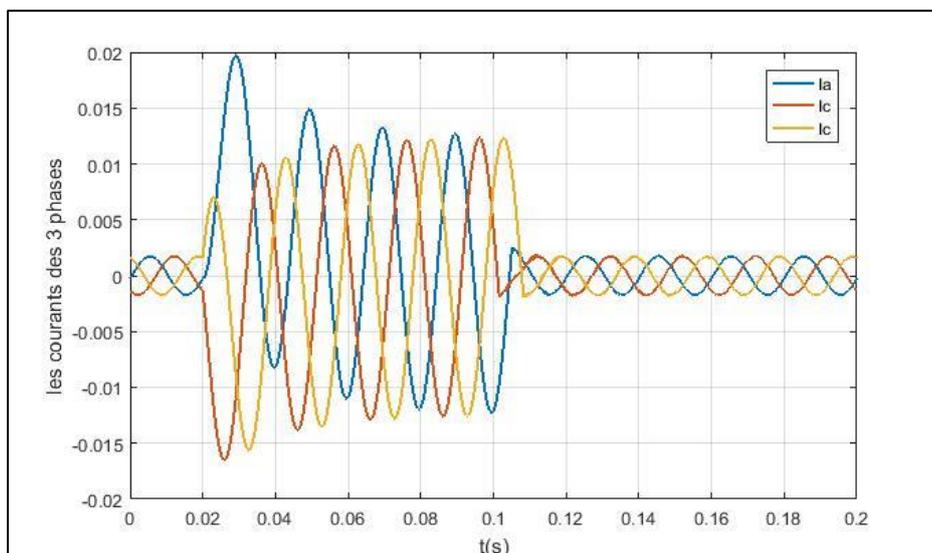


Figure V-7 : Signaux des courants pour un défaut monophasé.

#### ➤ Interprétation des résultats :

Généralement Sur une ligne à haute tension, ce type de **défaut** est fréquemment causé par la foudre qui initie un court-circuit entre une phase et la terre.

On constate une élévation brutale de l'intensité dans la figure due à une liaison accidentelle de deux points de potentiel différents (phase et neutre).

### V.6.2. Simulation de la ligne avec défaut et avec protection différentielle :

Dans la 2<sup>ème</sup> partie d'étude (Voir Annexe B), nous allons voir le comportement de la ligne 60 kV ATE/Emir AEK avec protection :

#### V.6.2.1. Défaut triphasé avec terre :

➤ Résultats de simulation :

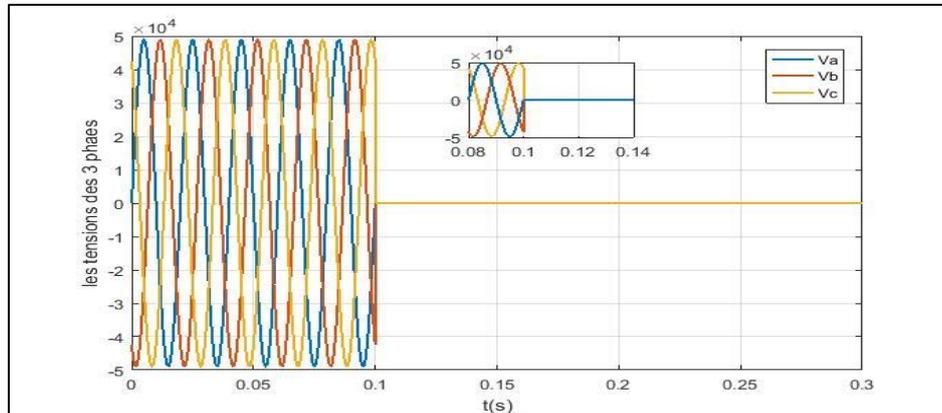


Figure V-8 : Signaux des tensions pour un défaut triphasé avec protection différentielle.

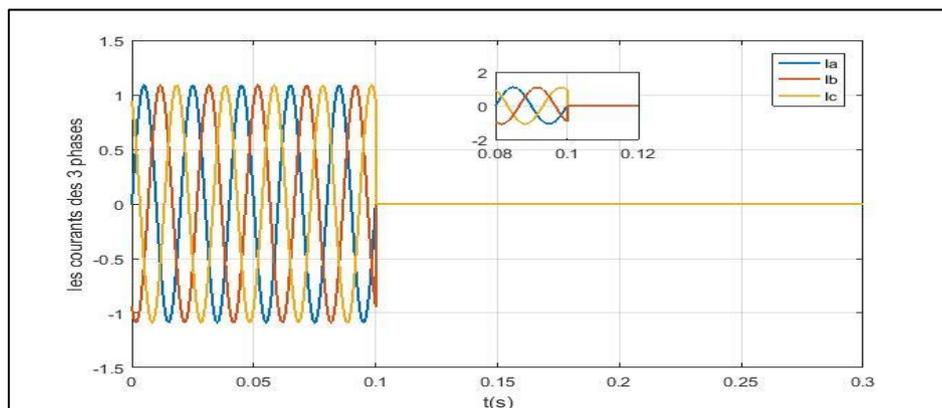


Figure V-9 : Signaux des courants pour un défaut triphasé avec protection différentielle.

#### V.6.2.2. Défaut biphasé avec terre :

➤ Résultats de simulation :

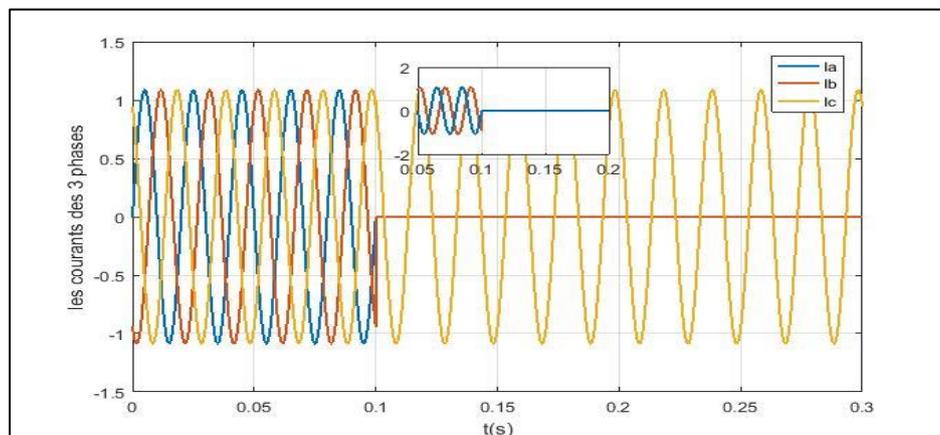


Figure V-10 : Signaux des tensions pour un défaut biphasé avec protection différentielle.

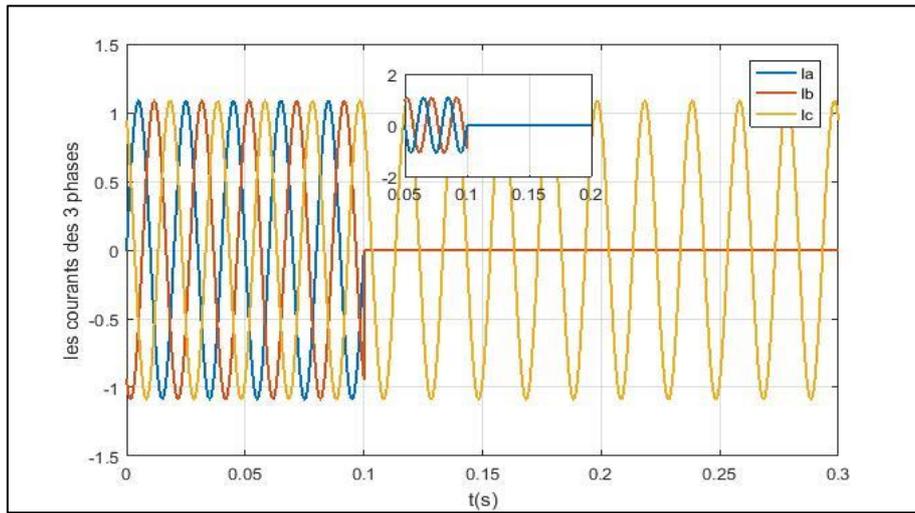


Figure V-11: Signaux des courants pour un défaut biphasé avec protection différentielle.

**V.6.2.3. Défaut monophasé avec terre :**

➤ **Résultats de simulation :**

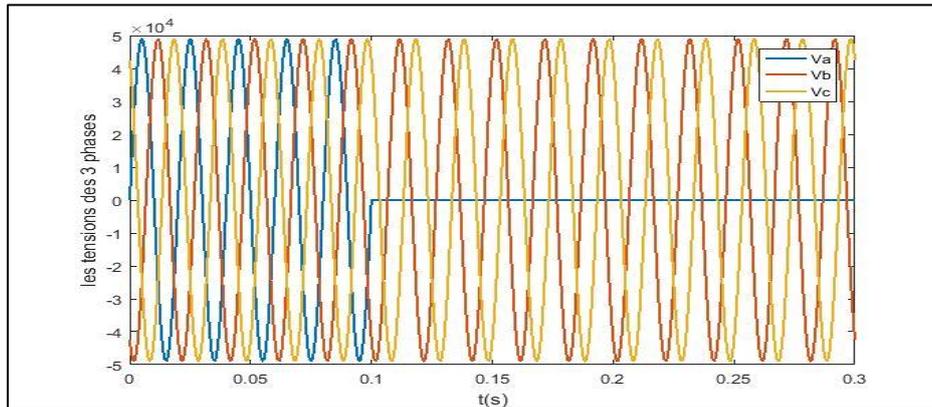


Figure V-12 : Signaux des tensions pour un défaut monophasé avec protection différentielle.

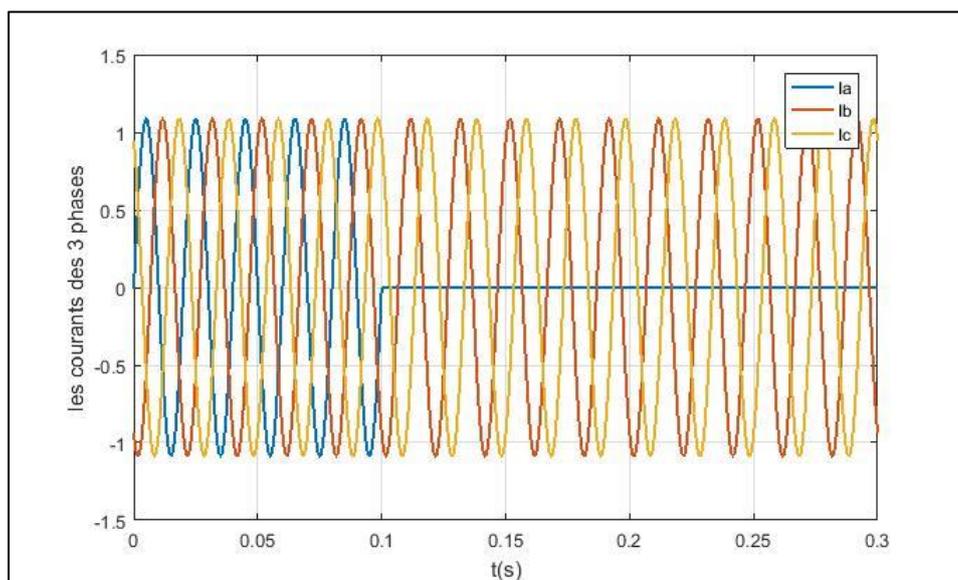


Figure V-13 : Signaux des courants pour un défaut monophasé avec protection différentielle.

➤ **Interprétation des résultats :**

Dans cette simulation on a testé le fonctionnement du relais différentiel après l'apparition des défaut monophasé, biphasé et triphasé dans le réseau.

Le relais différentiel a fonctionné instantanément à la même seconde du défaut 0.1 s ce qui nous confirme sa fiabilité et sa sensibilité déjà mentionné dans les caractéristiques de la protection différentielle.

L'ordre a été transmis immédiatement au disjoncteur d'ouvrir la ligne pour écarter le danger que peut engendrer ce défaut le court-circuit a été éliminé immédiatement.

**V.6.3. Conclusion :**

Cette simulation nous a montré les principaux effets des défauts dans un réseau électriques à savoir :

- ✓ L'Apparition d'une surintensité ;
- ✓ L'Apparition de déformation au niveau des courbes de tension et de courants qui représentent les efforts électrodynamiques avec déformation possible de matériels comme les jeux de barres et arrachement des câbles ;
- ✓ Chute de tension jusqu'à écrasement (annulation) qui provoque le décrochage des machines-Déséquilibre du réseau ;
- ✓ Pertes de synchronisme dû à la variation de la fréquence ;
- ✓ Influence sur les lignes de télécommunication suite à ses perturbations ;
- ✓ Lorsque le court-circuit apparaît sur la ligne, la protection différentielle installée provoque le déclenchement du disjoncteur encadrant cet ouvrage au même instant quelques millisecondes selon la temporisation utilisée pour ce départ après calcul. Si cette fonction est correctement exécutée, les disjoncteurs des autres ouvrages ne doivent pas être déclenchés. Dans le cas contraire, les disjoncteurs d'autres postes liés ou alimenté à proximité doivent être déclenchés, pour assurer l'élimination du défaut, mais en nombre aussi réduit que possible.

Les perspectives de la protection différentielle doivent être basées sur des études pour améliorer le principe de sélectivité pour assurer une très bonne continuité de service.

**V.6.4. Simulation de la ligne avec et sans défaut avec protection différentielle :**

Dans la 3<sup>ème</sup> partie (**Voir annexe C**), nous allons voir le fonctionnement du relais différentiel placé sur le transformateur 60 kV ATE/ 30 KV Sidi bel Abbas SBA :

### V.6.4.1. Simulation sans défaut :

➤ Résultats de simulation :

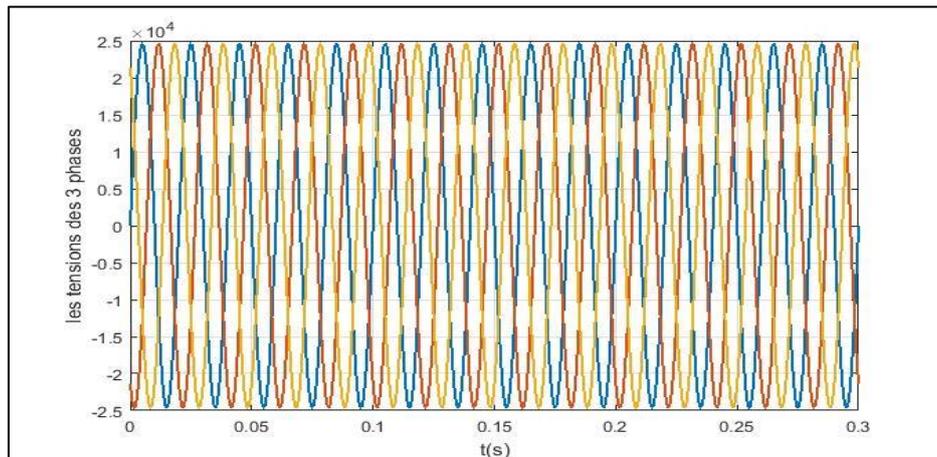


Figure V-14 : Signaux des tensions sans défaut.

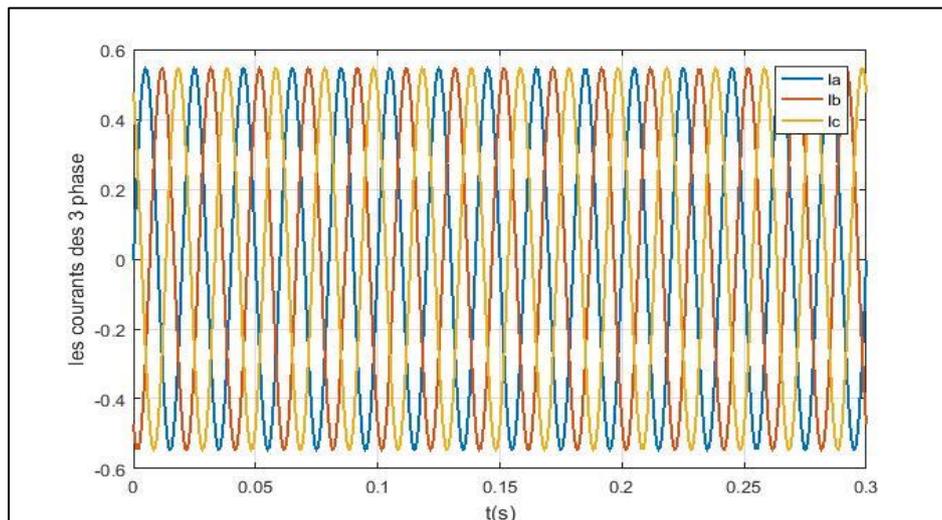


Figure V-15 : Signaux des Courants sans défaut.

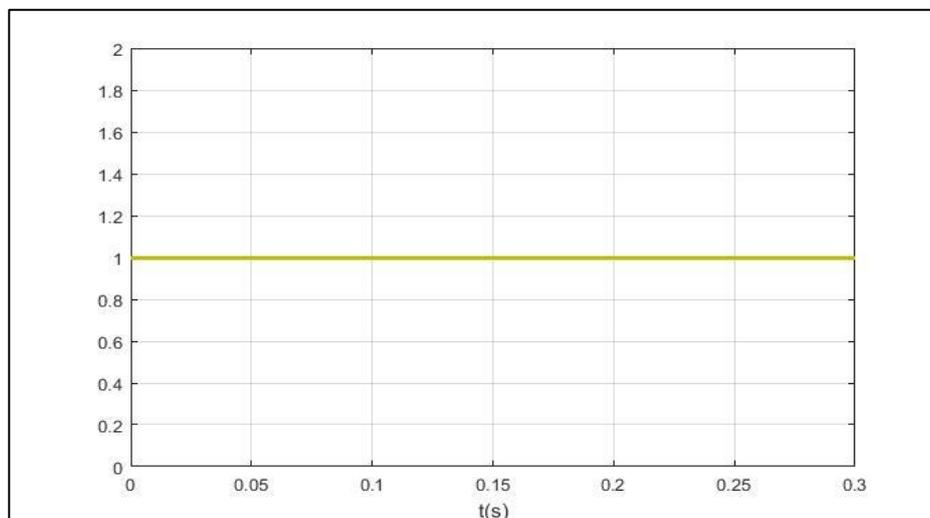


Figure V-16 : Signal du relais sans défaut.

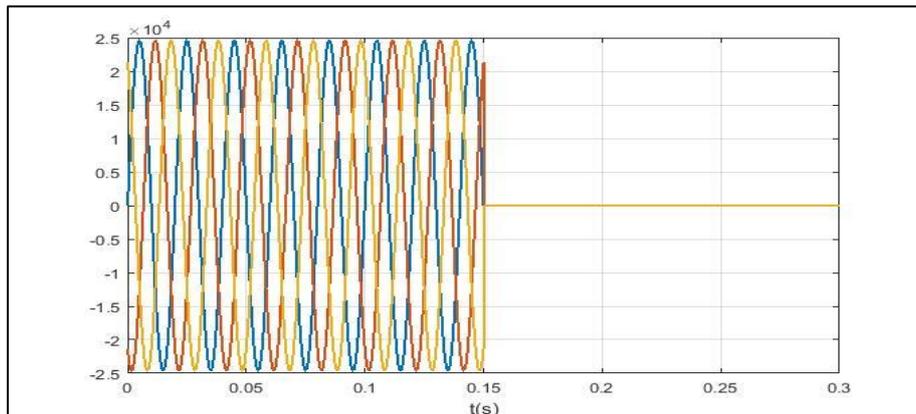
➤ *Interprétation des résultats :*

On constate que la ligne fonctionne normalement sans présence de défaut la tension mesurée est de l'ordre de 60 KV et le courant est réglé a 720 A. L'une des qualités de la protection différentielle est de rester stable sans présence d'un défaut.

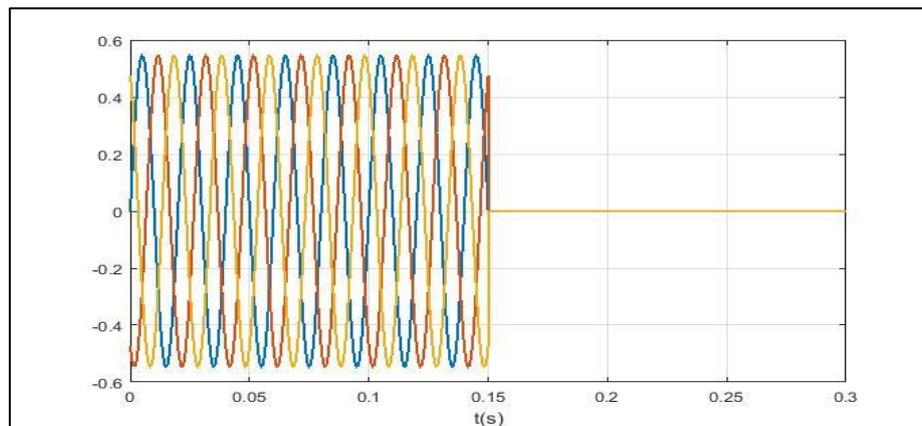
Le principe de fonctionnement de cette protection est basé sur la loi de KIRCHHOFF. Elle compare en permanence la somme des courants rentrants à la somme des courants sortants dans notre cas cette différence est nulle.

**V.6.4.2. Simulation avec un défaut à 0.15s :**

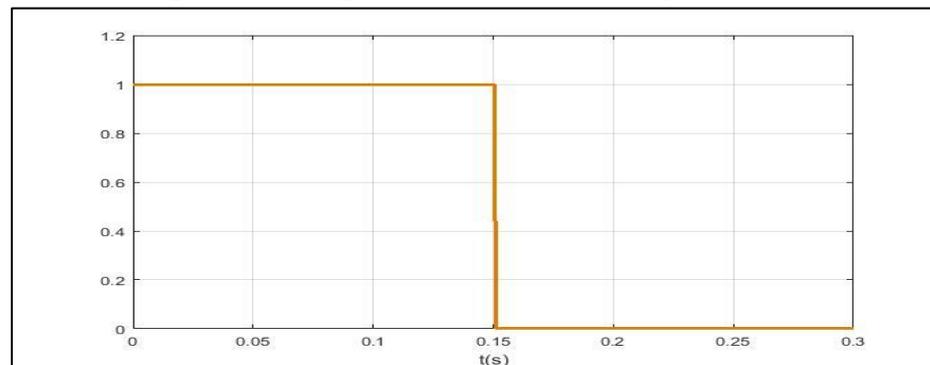
➤ *Résultats de simulation :*



**Figure V-17 :** Signaux des tensions avec défaut.



**Figure V-18 :** Signaux des courants avec défaut.



**Figure V-19 :** Signal du relais avec défaut.

➤ **Interprétation des résultats :**

En se basant sur les résultats obtenus dans la 1<sup>er</sup> Simulation ou nous avons vu le comportement des courants et des tensions (**Figure V.4**). Le relais dont le fonctionnement dépend de la différence de phase de ces deux grandeurs électriques est appelé relais de protection différentielle. Cela fonctionne sur le principe de comparaison entre l'angle de phase et la magnitude des mêmes quantités électriques.

Dans notre cas la comparaison concerne les courants d'entrée et de sortie de la ligne 60 kV. Si la valeur du courant d'entrée de la ligne de transmission est supérieure à celle du courant de sortie, cela signifie que le courant supplémentaire la traverse à cause du défaut. La différence de courant fait fonctionner le relais de protection différentielle. Ce qui conclut à une fuite à l'intérieur de l'appareil et commande son retrait du réseau électrique, on parle de « **déclenchement** » qu'on voit clairement à 0.15 s.

**V.6.4.3. Conclusion :**

Si la somme algébrique des courants entrant sur une ligne est nulle, la ligne est saine. Sinon il y a un défaut sur cette ligne. Pour réaliser cette somme, les courants doivent être transmis, en amplitude et en phase, vers une des extrémités de la ligne.

Le principe de la protection différentielle utilisé dans notre simulation est analogue à celui de la protection à comparaison de phases, mais il demande une transmission d'informations beaucoup plus importante. En revanche la comparaison, qui se fait sur l'ensemble des points de la période, et non lors des passages par zéro, est plus fiable. Ceci permet, en particulier, de protéger les lignes à trois extrémités.

Mais elle reste tributaire de la transmission d'information, et doit toujours être asservie soit à un étage de mise en route, soit à un système de surveillance de la liaison. Elle conserve aussi les mêmes avantages, à savoir la rapidité et l'insensibilité aux oscillations de puissance. l'étude du poste Ain Temouchent nous a permis de confirmer les résultats de notre simulation ainsi qu'au différentes méthodes de réglage déjà vue en chapitre 4

---

*Conclusion Générale*  
*Et Perspectives*

---

L'objectif primordiale de la protection est d'éliminer le défaut par l'action instantanée d'un relais électromagnétique ou retardée par un relais temporisé. Selon le type du défaut, la protection intelligente émet un signal de déclenchement du disjoncteur, et par conséquence la mise hors tension de l'installation ou un signal de signalisation pour informer les opérateurs sur la nature du défaut et de prendre les mesures adéquates.

La Commission électrotechnique internationale (CEI) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à détecter les défauts ou les autres situations anormales dans un réseau d'énergie électrique, à permettre l'élimination des défauts, à mettre fin aux situations anormales et à lancer des ordres ou des signalisations.

Depuis l'entrée sur le marché des relais numériques programmables ces dernières années, pour la protection électrique, plusieurs algorithmes ont été développés afin de rendre ces relais plus performants aussi bien sur leur rapidité de fonctionnement que sur leur précision.

Ce travail est lié à un système de protection des réseaux HTB/HTA qui peuvent être protégés simplement par une protection placée en tête du départ. Mais l'exploitation future des réseaux électriques, qui se transforment en réseaux intelligents, flexibles et adaptatifs, va sûrement nécessiter une protection plus complexe. Par conséquent, un nouveau plan de protection pourrait être nécessaire afin d'augmenter la fiabilité de ce réseau et le taux de productions décentralisées. Il pourrait inclure plusieurs protections déployées sur un départ.

Le but principal est d'étudier comment les protections pourraient agir (sur quel genre de grandeurs les protections reposeront, quelle coordination faut-il choisir) et d'analyser les limites de ces nouvelles protections. En déployant plusieurs protections qui divisent le départ en des zones plus petites, le plan de protection proposé, reposant sur une formulation modifiée et optimisée, proche de celle des protections de distance classiques, déconnectera ainsi moins de consommateurs et de producteurs lors de l'apparition de défauts. Cela devrait réduire le temps de coupures brèves et de diminuer l'énergie non fournie.

---

# ***Bibliographie***

---



- [1] " *Protection des réseaux électriques HTA au niveau de poste source PS 30/10kV For Turk & cabine mobile CM 220/30kV*", U. BISKRA, 2017/2018
- [2] M.S.Boughezala " *Etude et simulation d'un coupleur de signaux HF pour réseaux d'énergie électrique* ", Thèse de doctorat, U. BISKRA, 2013.
- [3] M. Zellagui " *Étude des protections des réseaux électriques mt (30 & 10 kV), mémoire de Magistère en électrotechnique* " Mémoire de Magistère en électrotechnique, U. Mentouri CONSTANTINE, ALGERIE,151 p, 2010.
- [4] W.D Stevenson " *Elements of Power System Analysis*", 4th edition , McGraw-Hill Book.
- [5] R.C. Dugan & T.E. McDermott " *Distributed generation. IEEE Industry Applications*", Magazine, 8(2):19-25, 2002.
- [6] Schneider Electric " *Les architectures de réseaux* ".
- [7] Schneider Electric " *Postes HTA/BT*".
- [8] Merlin Gerin " *Protection des réseaux électriques* ", PozzoGrosMonti, ITALIE, 2003.
- [9] Microener " *Generalites sur les installations electriques*".
- [10] G. Friedrich & M. Kant " *Choice of drives for electrical vehicles a comparison between two permanent magnet AC machines*", IEE Proc. - Elec. Power Appl., vol. 145, no. 3, May 1998.
- [11] " *Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif*", CEI 60909.
- [12] " *Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques*", Cahier Technique en° 18 - B. DE METZ-NOBLAT. Schneider Electric.
- [13] " *Protection des reseaux electriques de sonelgaz*", Guide Technique.
- [14] Michel Lami " *Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique* ", Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [15] Fadhel Abbas Albasri " *Impact Of Shunt-Flexible AC Transmission System (FACTS) On Distance Based Transmission Line Protection* ", Ph.D. Dissertation, U. Western Ontario, CANADA, 2007.

- [16] Daaou Yassine "*classification et localisation des défauts dans les lignes de transport à THT en temps réel*", USTO.
- [17] C. PRÉVÉ "*Protection des Réseaux Electriques* ", Edition HERMES, PARIS,1998.
- [18] B.Benrezzak & F. Mehimda "*détection et classification des défauts de courts-circuits dans une ligne THT par les réseaux de neurones artificiels*", CUAT,2017,2018 Master II.
- [19] Mancer Nabil "*contribution à l'amélioration de l'efficacité de la sélectivité du système de protection des réseaux électrique par les méthodes metaheuristiques* ", Thèse de doctorat, U.BISKRA, 2017.
- [20] Bouthiba Tahar "*Contribution au Développement de Nouvelles Techniques pour la Protection des lignes de Transport à THT Contre les surtensions de manœuvre et les défauts électriques*", Thèse doctorat, USTO, 2004.
- [21] M.Nouioua & M.Adoui "*Protection des réseaux électriques HTB en utilisant de relais de distance*", U.Mohamed Boudiaf, M'SILA,
- [22] "*Artificial Neural Network Approach to Transmission Line Relaying*", Mémoire de Master, Memorial U. Newfoundland, CANADA, 1998.
- [23] MICHEL LAMI, "*Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique*", Volume 1, LAXOU ,mis à jour le 1er février 2003
- [24] Michel Lami "*Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique* ", Volume 1, LAXOU, mis à jour le 1er février 2002.
- [25] Marcel Pétard "*Généralité sur la protection des réseaux* ", Centre de formation des Mureaux - EDF.
- [26] Marcel Pétard "*La protection du réseau français* ", Revue Générale d'électricité (RGE) n° 21, Septembre 1961.
- [27] "*Relais de détection de gaz pour transformateur à bain d'huile*" - notice ABB.
- [28] "*Les techniques de diagnostic et la maintenance - symposium* ", CIGRE, BERLIN, Mai 1993.
- [29] Zhixiong Gong "*New Repeated Replay Methodology For Protective Relay Testing In Electrical Power System*", Ph.D. Dissertation may 1996.
- [30] Mr.Karthik.P1, Mrs.Belwin J. Brearley2 "*Micro grid Protection Using Digital Relays* ", Dept. of EEE University, Chennai, Tamilnadu.
- [31] "*Les plans de protection du réseau de transport, Bernard Duchêne*", DEPT, EDF

- [32] " Réglage des protections différentielles de câble", Benoît Lys, EDF, Production Transport, SIRA
- [33] *Guide de réglage des protections* - DEPT EDF, 1993. (Régulièrement remis à jour)
- [34] *Guide de réglage des automates*, CRTT Est, EDF.
- [35] *Manuel de réglage des protections des réseaux sonelgaz*, aout, 2004.
- [36] *Philosophie de réglage des protections*, RTE.
- [37] *Organigrammes des Philosophie de réglages des protections de Sonelgaz*.
- [38] MENACEUR Nouréddine & ZERAOULIA Mouhamed '' Etudie et protéger les réseaux électriques de transport '', UBMA,2017-2018, Master II.

---

---

# *Annexes*

---

---

## ANNEXE - A -

## - Caractéristiques des conducteurs

## • Ligne aérienne :

Nature	Section (mm <sup>2</sup> )	Intensité max (A) LT	R <sub>0</sub> (Ω/Km)	X <sub>0</sub> (Ω/Km)	C <sub>0</sub> (F/Km)
CUIVRE	17,8	118	1,01	0,4	5x10 <sup>-9</sup>
	27,5	153	0,66		
	33,2	200	0,472		
	48,3	230	0,373		
	74,8	300	0,24		
	116,2	400	0,156		
ALMELEC	34,4	145	0,958	0,4	5x10 <sup>-9</sup>
	54,6	190	0,608		
	75,5	240	0,438		
	93,3	270	0,357		
	117	315	0,285		
	148	365	0,225		
ALU/ACIER	58,9	160	0,652	0,4	5x10 <sup>-9</sup>
	116,2	300	0,309		
	147,1	345	0,244		

## • Câble souterrain :

Nature	Section (mm <sup>2</sup> )	Intensité max (A) LT	R <sub>0</sub> (Ω/Km)	X <sub>0</sub> (Ω/Km)	C <sub>0</sub> (F/Km)
CUIVRE	150	350	0,13	0,09	--
	116-120	310	0,16	0,1	4,16x10 <sup>-7</sup>
	95	250	0,19	0,09	--

	75	240	0,25	0,1	$3,3 \times 10^{-7}$
	48	180	0,36	0,1	--
	30	135	0,63	0,11	--
<b>ALUMINIUM</b>	120(30KV)	300	0,253	0,12	$4,16 \times 10^{-7}$
	135(10KV)	380	0,164	0,1	--
	240(10KV)	440	0,438	0,1	--
	300(10KV)	500	0,357	0,1	--

## Annexes B

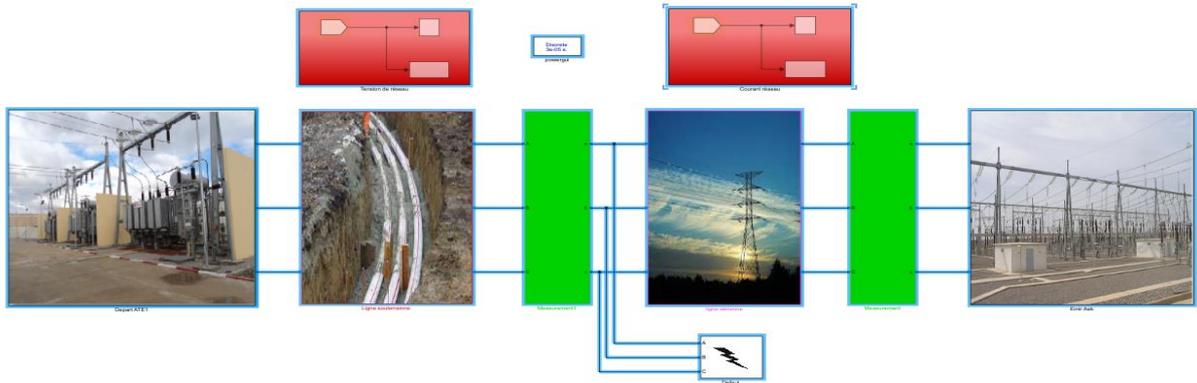


Schéma globale de Simulation de la ligne 60KV AIN TEMOUCHENT / EMIR AEK avec et sans défaut sans protection différentielle Sous Simulink.

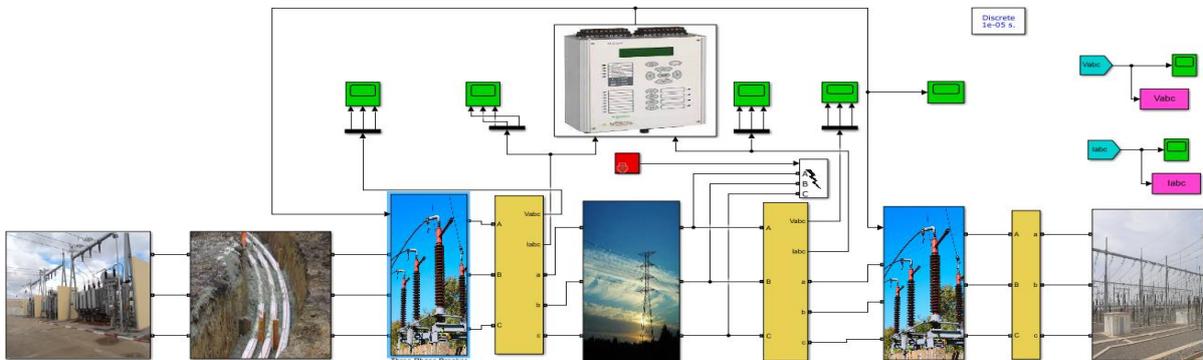
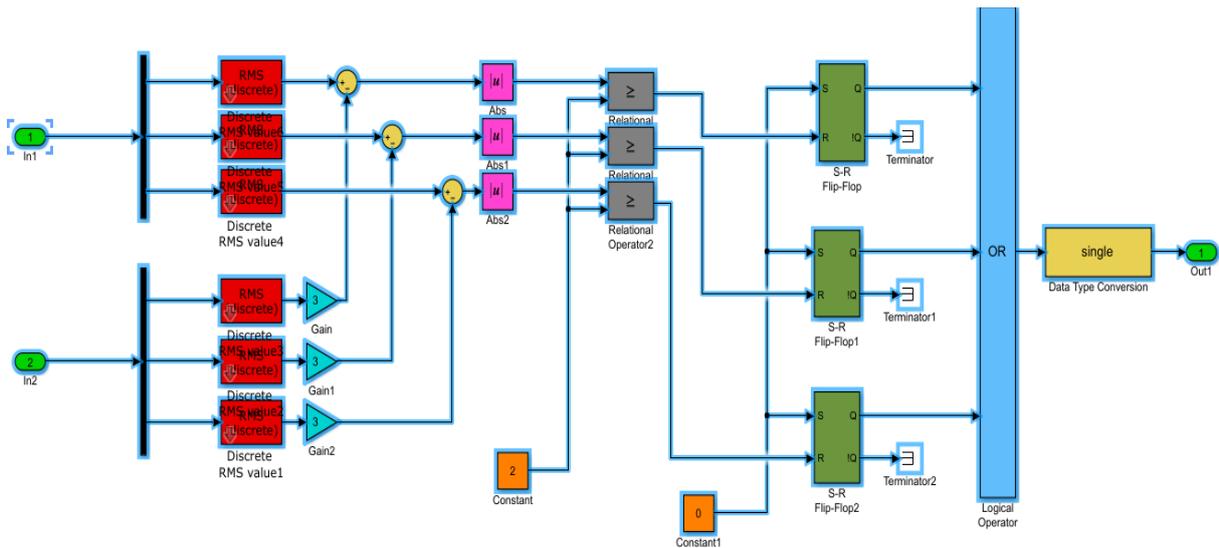


Schéma globale de Simulation de la ligne 60KV AIN TEMOUCHENT / EMIR AEK avec défaut et protection différentielle Sous Simulink.



Schémas Bloc du relais de protection lignes

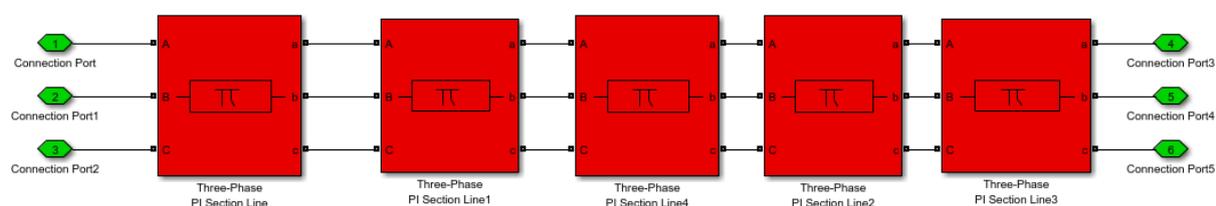
## SIMULATION DE LA LIGNE

### 1/Paramètres du poste ATE triphasé :

<u>Nom</u>	<u>Valeur</u>	<u>Unité</u>
<i>Tension</i>	$60e^3$	<i>KV</i>
<i>Fréquence</i>	<i>50</i>	<i>Hz</i>
<i>Inductance</i>	$16,58e^{-3}$	<i>H / Km</i>
<i>Résistance</i>	<i>0,8929</i>	<i>Ohms / Km</i>

### 2/Paramètres des lignes :

Ci-dessus sont représentées les cinq sections des lignes souterraines et aériennes:



### 2.1/Ligne Souterraine :

On à cinq sections de ligne alors nous présentons les paramètres similaires de l'une des sections des lignes.

<u>Nom</u>	<u>Valeur</u>	<u>Unité</u>
<i>Fréquence</i>	<i>50</i>	<i>Hz</i>
<i>Résistance [R1 R2]</i>	$[0,01273 \quad 0,3864]$	<i>Ohms / Km</i>
<i>Inductance [L1 L2]</i>	$[0,9337e^{-3} \quad 4,1264e^{-3}]$	<i>H / Km</i>
<i>Capacitances [C1 C0]</i>	$[12,74e^9 \quad 7,751e^{-9}]$	<i>F / Km</i>
<i>Longueur</i>	<i>0,02</i>	<i>Km</i>

### 2.2/Lignes Aériennes :

On à cinq sections de ligne alors nous présentons les paramètres similaires de l'une des sections des lignes :

<u>Nom</u>	<u>Valeur</u>	<u>Unité</u>
Fréquence	50	Hz
Résistance [R1 R2]	[0,01273 0,3864]	Ohms/Km
Inductance [L1 L2]	[0,9337e <sup>-3</sup> 4,1264e <sup>-3</sup> ]	H/Km
Capacitances [C1 C0]	[12,74e <sup>9</sup> 7,751e <sup>-9</sup> ]	F/Km
Longueur	6,38	Km

### 3/Poste Emir AEK :

<u>Nom</u>	<u>Valeur</u>	<u>Unité</u>
Tension	60e <sup>3</sup>	KV
Angle déphasage	-30	Dégré
Fréquence	50	Hz
Inductance	16,58e <sup>-3</sup>	H/Km
Résistance	0,8929	Ohms/Km

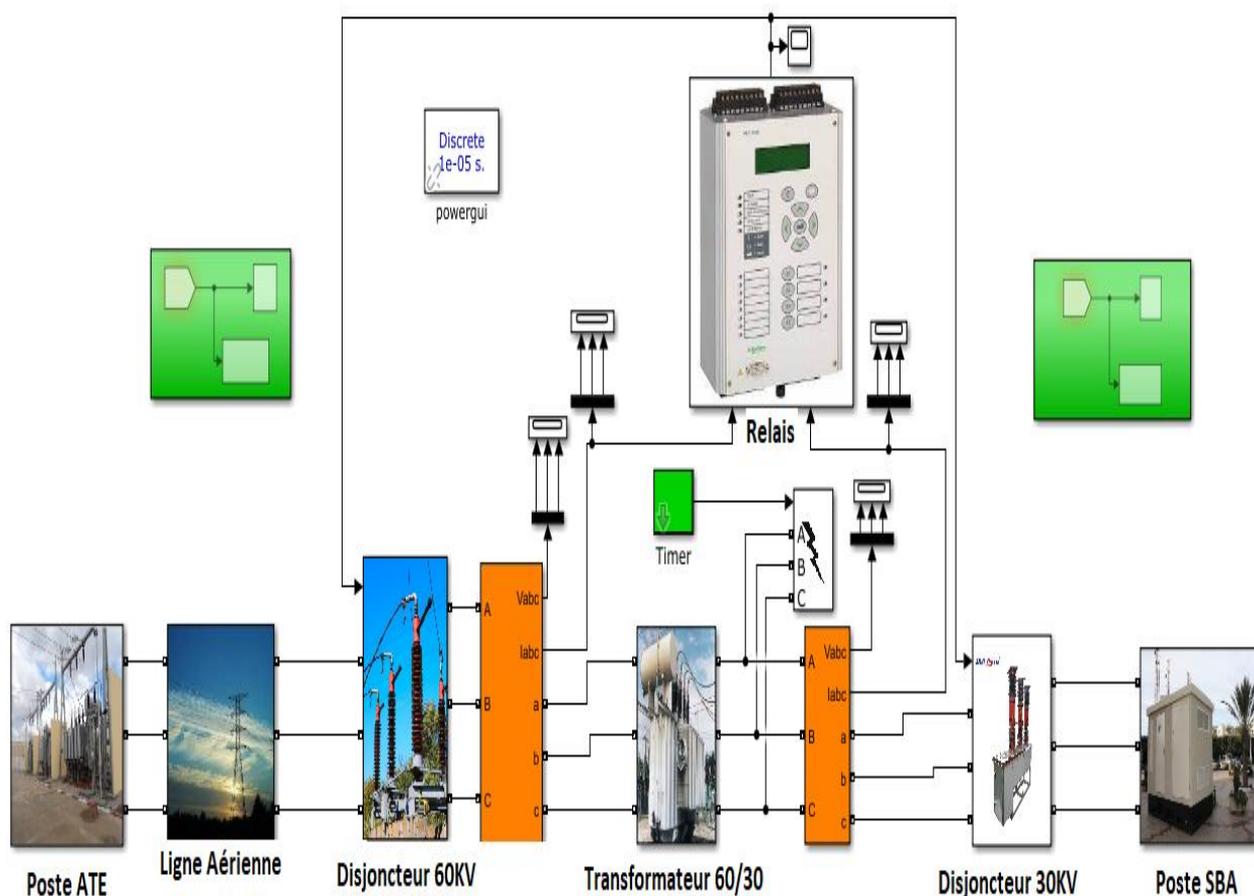
### 4/Défauts :

<u>Nom</u>	<u>Valeur</u>	<u>Unité</u>
Switching Times	[1/50 5/50]	S
Fault résistances	0,001	Ohms
Résistances	0,001	Ohms
Snuber Resistances	1e <sup>6</sup>	Ohms

### 5/Three phase breaker : Switching times est external:

<u>Nom</u>	<u>Valeur</u>	<u>Unité</u>
Résistance	0,01	Ohm
Snuber résistance	1e <sup>6</sup>	Ohm

## ANNEXE – C –



*Schéma global Simulation de la ligne 60KV AIN TEMOUCHENT / EMIR AEK avec et sans défaut avec Protection avec protection différentielle :*

**1/Départ ATE :**

<u>Nom</u>	<u>Valeur</u>	<u>Unité</u>
<i>Tension</i>	$60e^3$	<i>KV</i>
<i>Fréquence</i>	50	<i>Hz</i>
<i>3 phase short circuit level at base voltage</i>	$100e^6$	<i>VA</i>

**2/Three phase breaker : Switching times est external:**

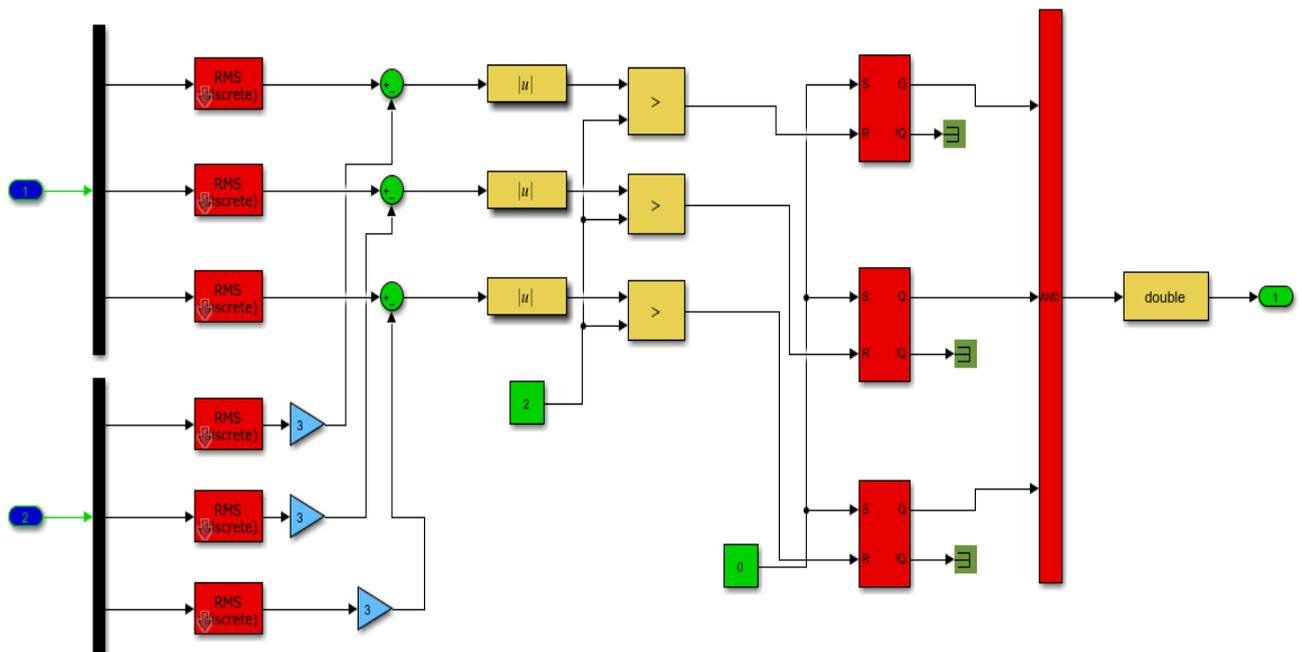
<u>Nom</u>	<u>Valeur</u>	<u>Unité</u>
<i>Résistance</i>	0,01	<i>Ohm</i>
<i>Snuber résistance</i>	$1e^6$	<i>Ohm</i>

3/Three phase Transformer : (Two windings):

<u>Nom</u>	<u>Unité</u>	<u>Valeur</u>
Fréquence		50
Tension		$30e^3$
Puissance		$20e^3$
		W

4/Ligne Aériennes :

<u>Nom</u>	<u>Valeur</u>	<u>Unité</u>
Fréquence	50	Hz
Résistance [R1 R2]	[0,01273 0,3864]	Ohms/km
Inductance [L1 L2]	[ $0,9337e^{-3}$ $4,1264e^{-3}$ ]	H/km
Capacitances [C1 C0]	[ $12,74e^9$ $7,751e^{-9}$ ]	F/km
Longueur	32	km

5/Relais différentielles transformateur :

## ANNEXE - D

Organigrammes pour le calcul des différents réglages :