

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 غرداية

Université de Ghardaïa

N° d'enregistrement

/...../...../...../...../.....



كلية العلوم والتكنولوجيا  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
قسم الكهروميكانيك  
Département d' électromécanique

**Memoire**  
Pour l'obtention du diplôme de master

Domaine: Science et technologie

Filière: Électromécanique

Spécialité: Maintenance Industrielle

**Thème** :La maintenance préventive du réseau électrique  
HTA à SADEG Sonelgaz Ghardaïa

Soutenue publiquement le : 11 / 06 / 2022

Par :

Khebiti Omar et Reddah Hadji

Devant le jury composé de:

M. Zitani Brahim	MAA	Encadreur	Université de Ghardaïa
M. MERZOUG Hocine	MAA	Examineur	Université de Ghardaïa
M. BOURAGHDA Skander	MAA	Examineur	Université de Ghardaïa

Année universitaire 2021/2022

## REMERCIEMENT

Nous remercions DIEU tout puissant, qui nous a donné le courage, la force et la volonté pour réaliser ce travail.

Nous remercions notre encadreur **M. Zitani Brahim** qui ont suivi de très près ce travail, pour leur aide, leurs orientation leur disponibilité et tous les conseils qu'ils nous ont prodigué pendant toute la durée de ce travail.

Nous adressons nos plus vifs remerciements aux membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'être rapporteurs de notre mémoire.

Nous remercions aussi toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin au sein de la SADEG et GRTE lors de notre stage pratique.

Nous sincères remerciements vont également à tous les enseignants du Département de Automatique et électromécanique ayant contribué de près ou de loin à notre formation de Master.

Enfin nous expérimentes notre très grande reconnaissance à notre famille pour nous avoir encouragés

## Listes des tableaux

---

### Chapitre I :

Tableau I. 1 Tableau des domaines de tension .....	13
--	----

### Chapitre V :

Tableau V. 1 Historique des pannes du Transformateur de puissance 60 / 30 KV .....	55
Tableau V. 2 L'analyse ABC (Pareto) .....	58
Tableau V. 3 Estimation de la fonction de répartition. ....	60
Tableau V. 4 les paramètres de la loi de Weibull. ....	61
Tableau V. 5 Calculs de la fiabilité, du temps de défaillance, La fonction de fiabilité et de la densité de probabilité .....	63
Tableau V. 6 Le calcul de la maintenabilité .....	66
Tableau V. 7 Le calcul de la disponibilité instantané.....	69

## Listes des figures

---

### Chapitre I :

Figure I. 1 Transfert d'énergie électrique du producteur au consommateur.....	4
Figure I. 2 Organisation de la direction de distribution. ....	7
Figure I. 3 Division Techniques Electricité.....	8

### Chapitre II :

Figure II. 1 Structure générale d'un réseau électrique.....	12
Figure II. 2 Réseaux HTA aériens.....	14
Figure II. 3 un jeu de barres avec une source d'alimentation.....	15
Figure II. 4 Un jeu de barres sans couplage avec deux sources d'alimentation.....	15
Figure II. 5 deux jeux de barres avec couplage et deux sources d'alimentation.....	16
Figure II. 6 Un jeu de barres sans couplage et trois sources d'alimentation.....	16
Figure II. 7 Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation.....	17
Figure II. 8 Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation.....	18
Figure II. 9 Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources d'alimentation.....	19
Figure II. 10 Un poste d'extérieur.....	20
Figure II. 11 Un poste d'intérieur maçonné.....	21
Figure II. 12 Structure générale d'un poste HTA/BT. ....	22
Figure II. 13 Structure des réseaux maillés.....	23

### Chapitre III :

Figure III. 1 Fonctionnement d'une sélectivité ampérométrique.....	28
Figure III. 2 Principe de la sélectivité chronométrique. ....	29
Figure III. 4 Association de protection.....	31
Figure III. 5 Chaîne principale de la protection électrique.....	31
Figure III. 3 Fiabilité d'une protection.....	31
Figure III. 6 Transformateur de courant (TC).....	33
Figure III. 7 Transformateur de tension (TT).....	34
Figure III. 8 Relais de protection.....	35
Figure III. 9 Relais à maximum de courant avec alimentation auxiliaire. ....	35
Figure III. 11 Le transformateur. ....	37
Figure III. 12 Autotransformateur.....	38
Figure III. 13 Relais Buchholz.....	39
Figure III. 14 Diagramme des cycles de réenclencheur. ....	41

## Listes des figures

---

### Chapitre IV :

Figure IV. 1 Les différentes formes de la maintenance. ....	44
Figure IV. 2 Analyse des temps de la maintenance. ....	48
Figure IV. 3 Diagramme cause-effet (5M).....	51
Figure IV. 4 Diagramme de Pareto .....	51

### Chapitre V :

Figure V. 1 la courbe ABC .....	59
Figure V. 2 Papier fonctionnel de Weibull.....	61
Figure V. 3 Les valeurs A et B en fonction de $\beta$ .....	62
Figure V. 4 Fonction de répartition F(t) en fonction du TBF .....	64
Figure V. 5 La fonction de fiabilité R(t) en fonction de TBF.....	64
Figure V. 6 La fonction de taux de défaillance $\lambda(t)$ en fonction de TBF .....	65
Figure V. 7 La fonction de la densité de probabilité en fonction de TBF.....	65
Figure V. 8 montre la maintenabilité en fonction des temps de réparation (TTR).....	67
Figure V. 9 La Courbe de disponibilité instantanée.....	70

## Liste des abréviations explicitées

---

S.A.D.E.G : Société algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz

SPE : Société de Production d'Electricité









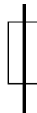


GRTE : gestion du réseau et de transport de l'électricité

Indice	Mot clé
AC	Courant Alternatif
DC	Courant Direct
BT	Basse tension
HT ou HTB	Haute tension
MT ou HTA	Moyenne tension
kV	Kilo Volt
TC	Transformateur de mesure de courant
TT	Transformateur de mesure de tension
JDB	Jeu de barre (nœud)
K $\Omega$	Kilo home
Hz	Hertz
Dep	Depart
kVA	Kilo Volt Ampere
A	Ampere
Sec	Seconde
m	rapport de transformation
N2 ,N1	Nombre de spire
$\Phi$	Le flux
$I_{max}$	Courant maximal
$I_{cc}$	Courant de court-circuit
$I_{cc.min}$	Courant de court-circuit minimum
$I_{cc.max}$	Courant de court-circuit maximum
$V_1 , V_2 , V_0$	Composantes symétriques de tension
$I_1 , I_2 , I_0$	Composantes symétriques de courant
t	Temporisation
R	Rapide
1L	Première lent
2L	Deuxième lent
P	Puissance active
Q	Puissance reactive

## Liste des abréviations explicitées

---

Symbole graphiques :

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

## sommaire

Remerciement	
Listes des tableaux	
Listes des figures	
Liste des abréviations explicitées	
Résumé	
Introduction générale.....	1
I Présentation de l'entreprise.....	4
I.1 Introduction :.....	4
I.2 Bref historique : .....	4
I.3 Organisation de la direction de distribution : .....	7
I.4 Division Techniques Electricité:.....	8
II Généralité sur les réseaux électriques.....	10
II.1 Introduction :.....	10
II.2 Définition d'un réseau électrique : .....	10
II.3 Différents types de réseaux :.....	10
II.4 Réseaux de transport et d'interconnexion : .....	10
II.4.1 Réseaux de répartition :.....	11
II.4.2 Réseaux de distribution: .....	11
II.4.3 Structure générale d'un réseau électrique :.....	11
II.5 Les niveaux de tension : .....	13
II.6 Constitution des réseaux de distribution HTA :.....	13
II.6.1 Réseaux HTA aériens :.....	13
II.6.2 Réseaux HTA souterrains :.....	14
II.7 Modes d'alimentation des tableaux HTA :.....	15
II.7.1 Un jeu de barres avec une source d'alimentation :.....	15
II.7.2 Un jeu de barres sans couplage avec deux sources d'alimentation : .....	15
II.7.3 Deux jeux de barres avec couplage et deux sources d'alimentations : .....	16
II.7.4 Un jeu de barres sans couplage et trois sources d'alimentation : .....	16
II.7.5 Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation .....	17
II.7.6 Sources et départs en "Duplex" :.....	18
II.7.7 Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources d'alimentation : .....	19
II.8 Les postes HTA/BT.....	20
II.8.1 Les différents types de postes de livraison :.....	20
II.9 Structure d'un poste HTA/BT :.....	21
II.9.1 Structure des réseaux HTA : .....	22
II.10 Conclusion : .....	23
III Types des défauts et les éléments de protection de réseau .....	25
III.1 Introduction :.....	25
III.2 Types des défauts.....	25
III.2.1 Courts-circuits.....	25
III.2.2 Surtensions : .....	25
III.2.3 Surcharges .....	26
III.2.4 Oscillations .....	26
III.2.5 Déséquilibres .....	27
III.3 Qualités principales d'un système de protection : .....	27
III.3.1 Rapidité : .....	27
III.3.2 Sélectivité : .....	28
III.3.3 Sensibilité : .....	30



## Liste des matières

III.3.4	Fiabilité :.....	30
III.4	Chaîne générale d'un système de protection:.....	31
III.4.1	Transformateurs de mesure :.....	32
III.4.2	Relais de protection :.....	34
III.5	Disjoncteur moyenne tension :.....	35
III.5.1	Définition et rôle :.....	35
III.5.2	Les types de disjoncteurs tension les plus utilisés sont:.....	36
III.5.3	Fusible moyenne tension.....	36
III.6	Les protections du réseau HT :.....	36
III.7	Les protections moyennes tension :.....	37
III.7.1	Le transformateur :.....	37
III.7.2	Principe de fonctionnement :.....	37
III.7.3	Autotransformateur :.....	38
III.7.4	Protections du transformateur HTB/HTA :.....	38
III.7.5	Protections départs HTA :.....	40
III.7.6	Protection de terre résistant.....	40
III.8	Automate de réenclencher :.....	40
III.8.1	Déclenchement définitif :.....	41
III.9	Conclusion :.....	42
IV	Les méthodes utiliser en maintenance préventive.....	44
IV.1	Introduction:.....	44
IV.2	Définition de la maintenance (norme NF EN 13306).....	44
IV.3	Les différentes formes de la maintenance.....	44
IV.4	Objectifs de la maintenance (norme FD X 60-000) :.....	45
IV.5	La stratégie de maintenance (norme FD X 60-000) :.....	45
IV.6	Les types de maintenance (norme NF EN 13306):.....	45
IV.6.1	Maintenance Corrective :.....	45
IV.6.2	Maintenance préventive (norme NF EN 13306) :.....	46
IV.7	Les types de maintenance préventive.....	46
IV.7.1	Maintenance préventive conditionnelle.....	46
IV.7.2	Maintenances préventives systématiques.....	46
IV.8	Objectifs de la maintenance préventive :.....	47
IV.9	Les temps de la maintenance :.....	48
IV.10	Les méthodes utilisées en maintenance.....	49
IV.10.1	Q, Q, O, Q, C, P.....	49
IV.10.2	Diagramme cause-effet (5M).....	50
IV.10.3	Diagramme de Pareto :.....	51
IV.11	La méthode AMDEC :.....	52
IV.11.1	Objectifs de l'AMDEC :.....	52
IV.11.2	Les types de la méthode AMDEC :.....	53
IV.12	Conclusion.....	53
V	Résultats et discussions.....	55
V.1	Introduction.....	55
V.2	Historique des pannes du Transformateur de puissance :.....	55
V.3	L'application de méthode de la courbe ABC :.....	57
V.3.1	L'analyse ABC (Pareto).....	58
V.3.2	Interprétation de la courbe :.....	59
V.4	L'analyse FMD.....	60
V.4.1	La fiabilité :.....	60
V.4.2	La maintenabilité.....	66

## Liste des matières

---

V.4.3	Disponibilité .....	68
V.4.4	Recommandation : .....	71
V.5	Conclusion : .....	71
VI	Conclusion générale.....	73
VII	Références bibliographiques .....	75

# Résumé

### Résumé

Les réseaux de distribution électriques est une partie essentielle pour l'alimentation en énergie électrique pour les différents consommateurs MT et BT, sont considérés comme des infrastructures hautement critiques pour le développement industriel et économique de pays, mais il y a plusieurs anomalies (chute de tension, déséquilibre, court-circuit ...etc.), pour cela il faut installer un bon système électrique pour la protection de ce réseau Ce travail consiste à une étude complète sur le réseau de moyenne tension 60/30 kV aux réseaux électriques basse tension de Ghardaïa. Nous isolons la partie infectée du réseau afin de maintenir sa fonction et assurer la continuité du service public des réseaux de distribution et assurer la protection des éléments .Nous avons fait une étude sur le transformateur puissance 60 /30 kV en appliquant l'analyse FMD et la méthode ABC.

### Abstract:

Electrical distribution networks is an essential part for electrical energy supply for various MT and BT consumers, are considered to be highly critical infrastructure for the industrial and economic development of countries, but there are several anomalies (fall in tension , imbalance, short-circuit ... etc.), for this you have to install a good electrical system for the protection of this network this work consists of a complete study on the medium voltage network 60/30 kV with low voltage electrical networks of Ghardaïa . We areolated the infected part of the network in order to maintain its function and ensure the continuity of the public service of distribution networks and ensure the protection of elements. We did a .study on the power transformer 60 /30 kV by applying the FMD and The ABC method

### ملخص

تعد شبكات التوزيع الكهربائي جزءا أساسيا من إمدادات الطاقة الكهربائية لمختلف المستهلكين ، وتعتبر بنى تحتية بالغة الأهمية للتنمية الصناعية والاقتصادية للبلدان ، ولكن هناك العديد من الحالات الشاذة (انخفاض الجهد ، وعدم التوازن ، والدائرة القصيرة ... إلخ)، لهذا من الضروري تركيب نظام كهربائي جيد لحماية هذه الشبكة ، يتكون هذا العمل من دراسة كاملة على شبكة الجهد المتوسط 30/60 كيلو فولت إلى الشبكات الكهربائية منخفضة الجهد في غرداية. نقوم بعزل الجزء المصاب من الشبكة من أجل الحفاظ على وظيفتها وضمان استمرارية الخدمة العامة لشبكات التوزيع وضمان حماية العناصر. قمنا بدراسة محول القدرة 30/60 كيلو فولت من خلال تطبيق تحليل FMD وطريقة ABC

**Mots clés :** Protection, Distribution électrique, Moyenne tension, Analyse FMD et la méthode ABC.

# **Introduction générale**

## Introduction générale

L'électricité est une énergie non stockable, elle doit être produite, transportée et distribuée pour être consommée. « L'énergie électrique consommée correspond toujours à l'énergie produite ».

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients à meilleures conditions de coût de qualité de service. Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes.

Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles :

- Stabilité.
- Économie.
- Continuité de service.

Les lignes et les câbles de distribution d'énergie électrique moyenne tension HTA constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs

Depuis l'entrée sur le marché des relais numériques programmables ces quinze 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 .

Pour cela le sujet traité dans ce mémoire s'intéresse à une étude réelle effectuée au niveau de Groupe SONELGAZ, Société algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz de centre (S.A.D.E.G), Direction de la Distribution de Ghardaïa, Division Technique Electricité.

## Introduction générale

---

Notre travail consiste à une étude complète sur la protection des réseaux de distribution moyenne tension 30kV et 10 kV aux réseaux électriques moyens tension de Ghardaïa, ont calculant les valeurs de protection d'un départ HTA

nous avons organisé notre mémoire comme suit :

Le premier chapitre traite de Présentation de l'entreprise

Le deuxième chapitre traite de généralité sur les réseaux électrique

Le troisième chapitre étudie les types de défauts et les équipements de protection de réseau.

Le quatrième chapitre les méthodes utiliser en maintenance préventive

Le cinquième chapitre on présente les résultats discussions par une analyse de FMD et de Pareto et nous avons proposé des quelque solution pour assurer la continuité du travail du transformateur.

Ce travail se termine par une conclusion générale on résume les principaux résultats obtenus et on énumérera les perspectives à ce travail.

# **Chapitre I**

## **Présentation de l'entreprise**



## I Présentation de l'entreprise

### I.1 Introduction :

Sonelgaz est l'opérateur historique dans le domaine de la fourniture des énergies électrique et gazière en Algérie. Créée en 1969, Sonelgaz, œuvre depuis un demi-siècle au service du citoyen algérien en lui apportant cette source énergétique essentielle à la vie quotidienne. A la faveur de la promulgation de la loi sur l'électricité et la distribution du gaz par canalisations, Sonelgaz est passée d'une entreprise verticalement intégrée à une holding pilotant un Groupe industriel multi-sociétés et multi-métiers.

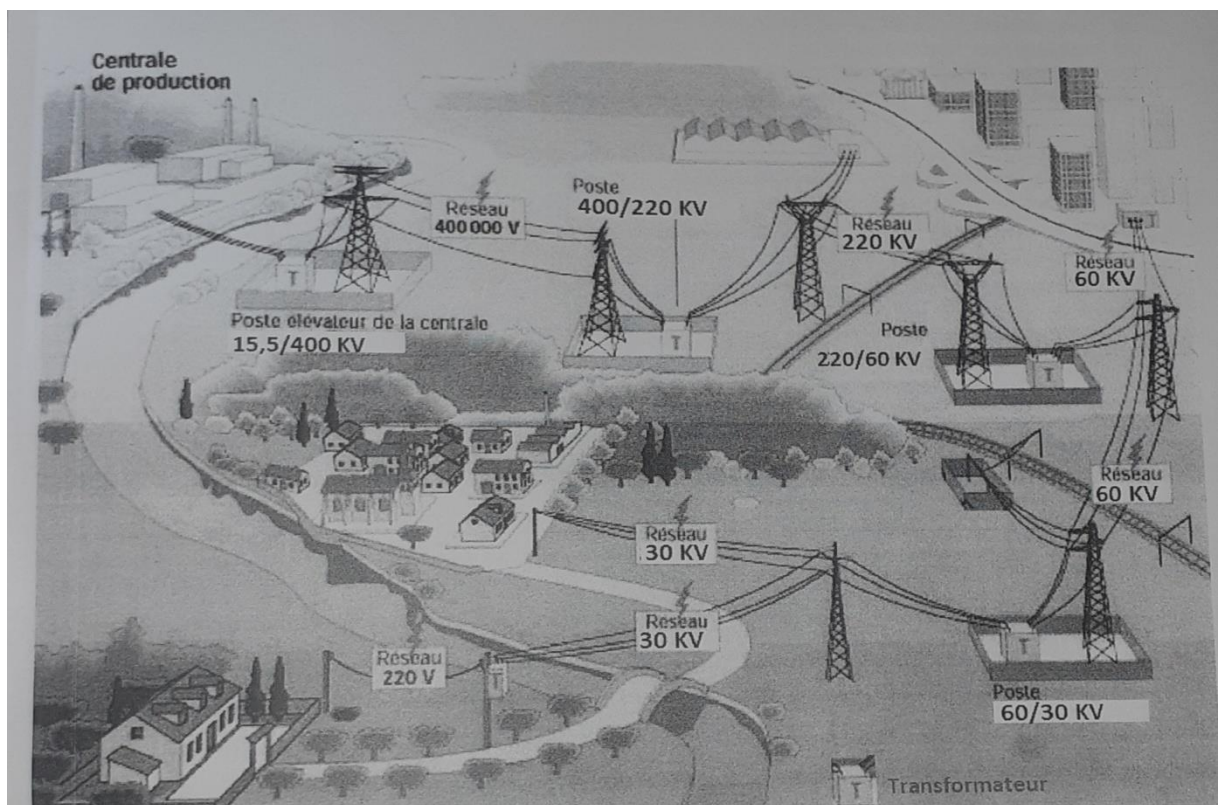


Figure I. 1 Transfert d'énergie électrique du producteur au consommateur. [1]

### I.2 Bref historique :

**1947 Création de Electricité et Gaz d'Algérie ( EGA ) :** L'entreprise EGA créée en 1947 détenait le monopole de la production, du transport, de la distribution de l'énergie électrique à travers tout le territoire algérien.[1]

**1969 Création de la Société Nationale de l'Electricité et du Gaz « SONELGAZ » :** Par ordonnance n° 69-59 du 26 juillet 1969, portant dissolution d'« Electricité et Gaz

d'Algérie » et création de la société nationale de l'électricité et du gaz, la Société Nationale de l'électricité et du Gaz (SONELGAZ) est créée en substitution à EGA dissoute par ce même décret. Le monopole de la production, du transport, de la distribution, de l'importation de l'énergie électrique attribué à SONELGAZ a été renforcé. De même, SONELGAZ s'est vue attribuer le monopole de la commercialisation du gaz naturel à l'intérieur du pays, et ce pour tous les types de clients (industries, centrales de production de l'énergie électriques). Pour ce faire, elle réalise et gère des canalisations de transport et un réseau de distribution. [1]

**1983 RESTRUCTURATION DE SONELGAZ :** Toutes les unités SONELGAZ de travaux et de fabrication de matériels, créées pour palier au manque de capacités nationales, ont été transformées en 1983 en entreprises autonomes. C'est ainsi que Kahrif, Khanagaz, Inerga, Etterkib, Kahrakib et AMC ont été créées et relèvent de Sociétés de Gestion de Participations de l'Etat (SGP). [1]

**1991 NOUVEAU STATUT DE SONELGAZ :** SONELGAZ change de nature juridique par décret exécutif n° 91-475 du 14 Décembre 1991, portant transformation de la nature juridique de la société nationale d'électricité et du gaz en Etablissement Public à Caractère Industriel et Commercial (EPIC). [1]

**1995 SONELGAZ EPIC :** Le décret exécutif n° 95-280 du 17 Septembre 1995 portant statuts de l'établissement public à caractère industriel et commercial « SONELGAZ » confirme la nature de SONELGAZ en tant qu'Etablissement Public à Caractère Industriel et Commercial. SONELGAZ est placé sous tutelle du Ministre chargé de l'énergie et des mines et doté de la personnalité morale tout en jouissant de l'autonomie financière. [1]

**2002 La commercialité au cœur de la nouvelle stratégie :** Par le Décret présidentiel n° 02-195 du 01 Juin 2002, Sonelgaz devient Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz, une Société par Actions (SPA). Elle est régie par les dispositions de la loi relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations et par les dispositions du code de commerce. Ce statut lui donne la possibilité d'élargir ses activités à d'autres domaines relevant du secteur de l'énergie et aussi d'intervenir à l'international. [1]

**2004 Le Groupe Industriel Sonelgaz est né :** En 2004, Sonelgaz se hisse en tête de liste des investisseurs nationaux et s'impose comme un acteur incontournable du développement national avec en perspective : devenir un catalyseur d'investissements nationaux et étrangers dans le secteur national de l'énergie. En conséquence, elle adopte une organisation de Groupe industriel par la transformation en filiales de ses entités en charge des

métiers de base : - Production d'Electricité (SPE), Transport d'Electricité (GRTE), Conduite du Système Electrique (OS), Transport du Gaz (GRTG), - Distribution de l'Electricité et du Gaz d'Alger (SDA), du Centre (SDC), de l'Est (SDE) et enfin de l'Ouest (SDO). [1]

**2009 Parachèvement de la restructuration, le renouveau :** Entre 2007 et 2009, toujours dans un souci d'accentuer ses performances, Sonelgaz adopte une nouvelle organisation. Celle-ci aboutit à un Groupe comptant 33 filiales et 6 Sociétés en participation directe. Avec l'ouverture de l'Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG) en 2007, ainsi que la création des sociétés d'engineering, des systèmes d'information et de la gestion immobilière (CEEG, ELIT & SOPIEG) et l'intégration de la Société Rouïba Eclairage en 2009, il parachève sa transformation en une Holding de sociétés déterminée à développer et renforcer ses infrastructures électriques et gazières. La dynamique d'investissement que le Groupe va connaître concernera sans exception tous les métiers et toutes les zones géographiques du territoire Nationale. [1]

**2020-2021 : Une nouvelle stratégie pour de nouveaux horizons :** Le nouveau plan stratégique, dénommé Sonelgaz 2035, est porteur d'ambitions pour le Groupe. En effet, la stratégie recentre les missions de Sonelgaz sur son rôle d'énergéticien qui a pour principale raison d'être de fournir une énergie fiable et responsable, assurer un service public de qualité et contribuer au bien-être des clients et au développement durable.

### I.3 Organisation de la direction de distribution :

Staff Direction De Distribution :

- La fonction juridique est assurée par deux attachés juridiques chargés respectivement des études juridiques et du contentieux ;
- La création du poste Assistant SIE en remplacement du poste chargé de la SIE.
- Création de la division administration des marchés rattachée au Directeur de la Distribution.

La création de la division planification et Développement Electricité et Gaz rattachée au Directeur de Distribution.

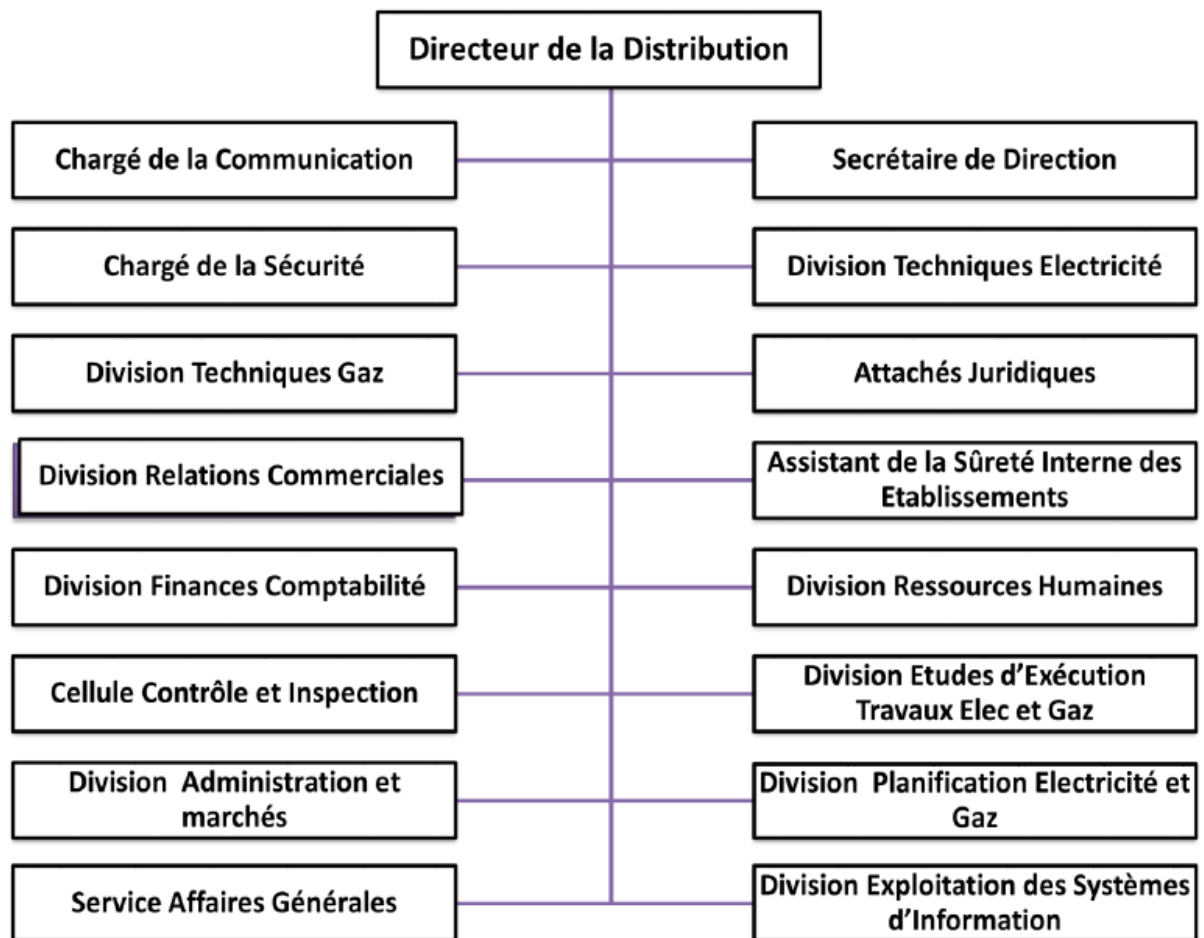


Figure I. 2 Organisation de la direction de distribution.[2]

I.4 Division Techniques Electricité:

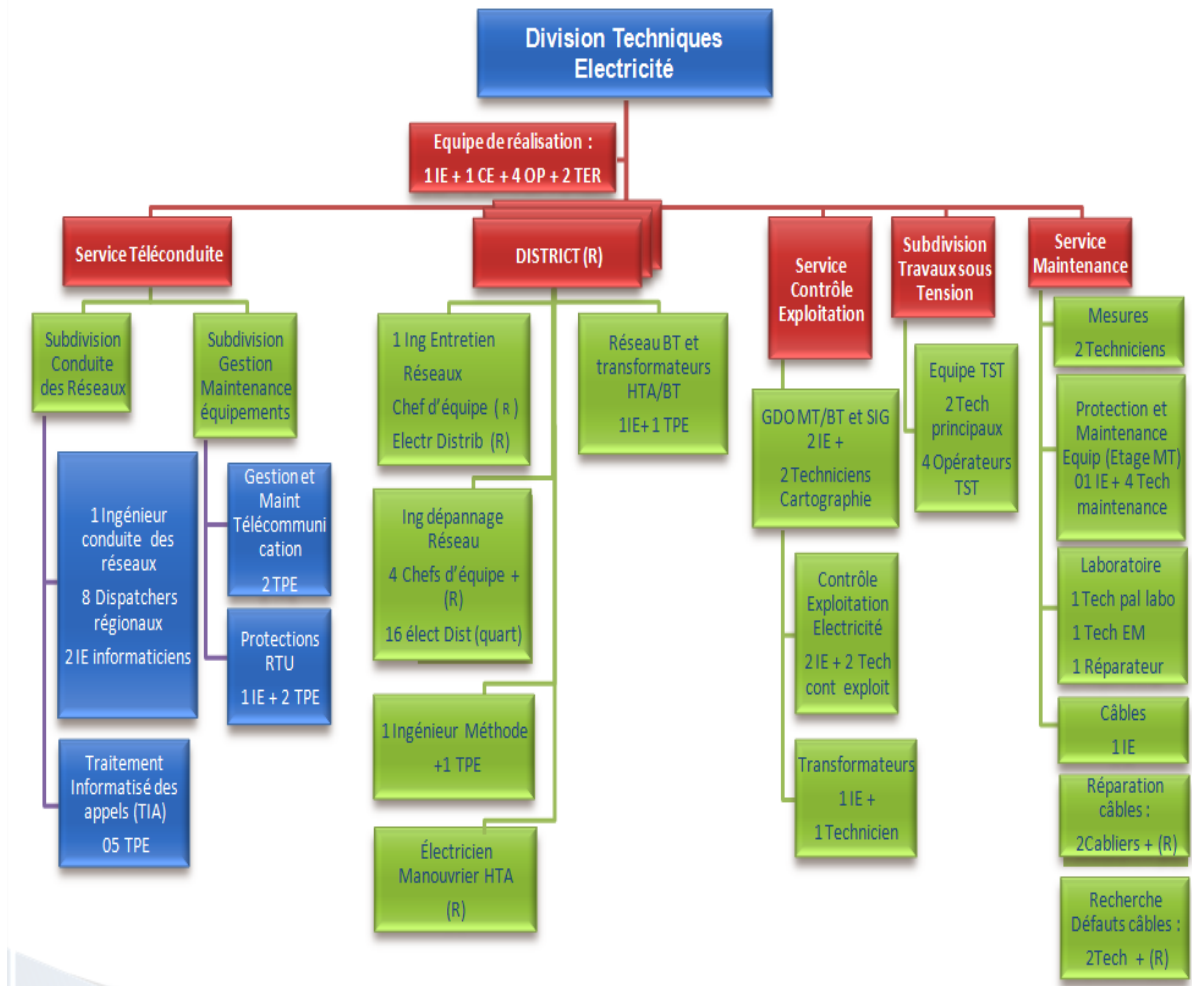


Figure I. 3 Division Techniques Electricité [2]

# **Chapitre II**

## **Généralité sur les réseaux électriques**

## II Généralité sur les réseaux électriques

### II.1 Introduction :

Nous allons présenter dans ce chapitre des notions générales sur les réseaux électriques, et on va expliquer les différents postes de livraison moyenne tension, et la structure des réseaux moyenne tension et basse tension, Cela va nous permettre, de connaître les parties essentielles à prendre en considération.

### II.2 Définition d'un réseau électrique :

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs [3].

### II.3 Différents types de réseaux :

Il ne suffit pas de produire le courant électrique dans les centrales, il faut aussi l'amener jusqu'à l'utilisateur final

### II.4 Réseaux de transport et d'interconnexion :

Les niveaux de tension utilisés pour le transport sont différents d'un pays à un autre, mais une tendance à une normalisation existe. Font partie du réseau de transport toutes les lignes dont le niveau de tension est supérieur à 60 kV. En Algérie les tensions usitées pour le transport sont de 60 KV, 90 KV, 150 KV, 220 KV et 400 KV. Ces réseaux assurent le transport et l'interconnexion en très haute tension et en haute tension vers les points de consommation et de répartition. Ces réseaux comprennent les centrales de production ainsi que les lignes et les postes de transformation, leurs rôles sont :

Collecter l'énergie produite par les centrales et de l'acheminer vers zones de consommation (fonction transport).

Permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production, fonction de la répartition géographique et temporelle de la demande (fonction interconnexion) [3].

#### **II.4.1 Réseaux de répartition :**

Ces réseaux comprennent les lignes de transport et les postes de transformation intermédiaires entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Ce sont des réseaux hauts tension, dont le rôle est de répartir l'énergie électrique au niveau régional. Ils peuvent être aériens ou souterrains [3].

#### **II.4.2 Réseaux de distribution:**

Ils ont pour rôle de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin. Ils utilisent deux tensions :

Des lignes à moyenne tension (MT ou HTA) alimentées par des postes HT/MT et fournissant de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs importants soit aux différents postes MT/BT.

Des lignes à basse tension qui alimentent les usagers soit en monophasé soit en triphasé. les réseaux MT font pratiquement partie, dans leur totalité des réseaux de distribution.

Fournir une tension stable dont les variations n'excèdent pas  $\pm 10\%$  de la tension nominale.

Fournir une fréquence stable dont les variations n'excèdent pas  $\pm 0.5$  Hz [3].

#### **II.4.3 Structure générale d'un réseau électrique :**

Dans le cas général avec une alimentation en HTB, un réseau privé de distribution comporte (voir Figure II..1) :

- un poste de livraison HTB alimenté par une ou plusieurs sources, il est composé d'un ou plusieurs jeux de barres et de disjoncteurs de protection

- une source de production interne



- un ou plusieurs transformateurs HTB / HTA
- un tableau principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres
- un réseau de distribution interne en HTA alimentant des tableaux secondaires ou des postes HTA / BT
- des récepteurs HTA
- des transformateurs HTA / BT
- des tableaux et des réseaux bas tension [4].

Le schéma se présente comme suit :

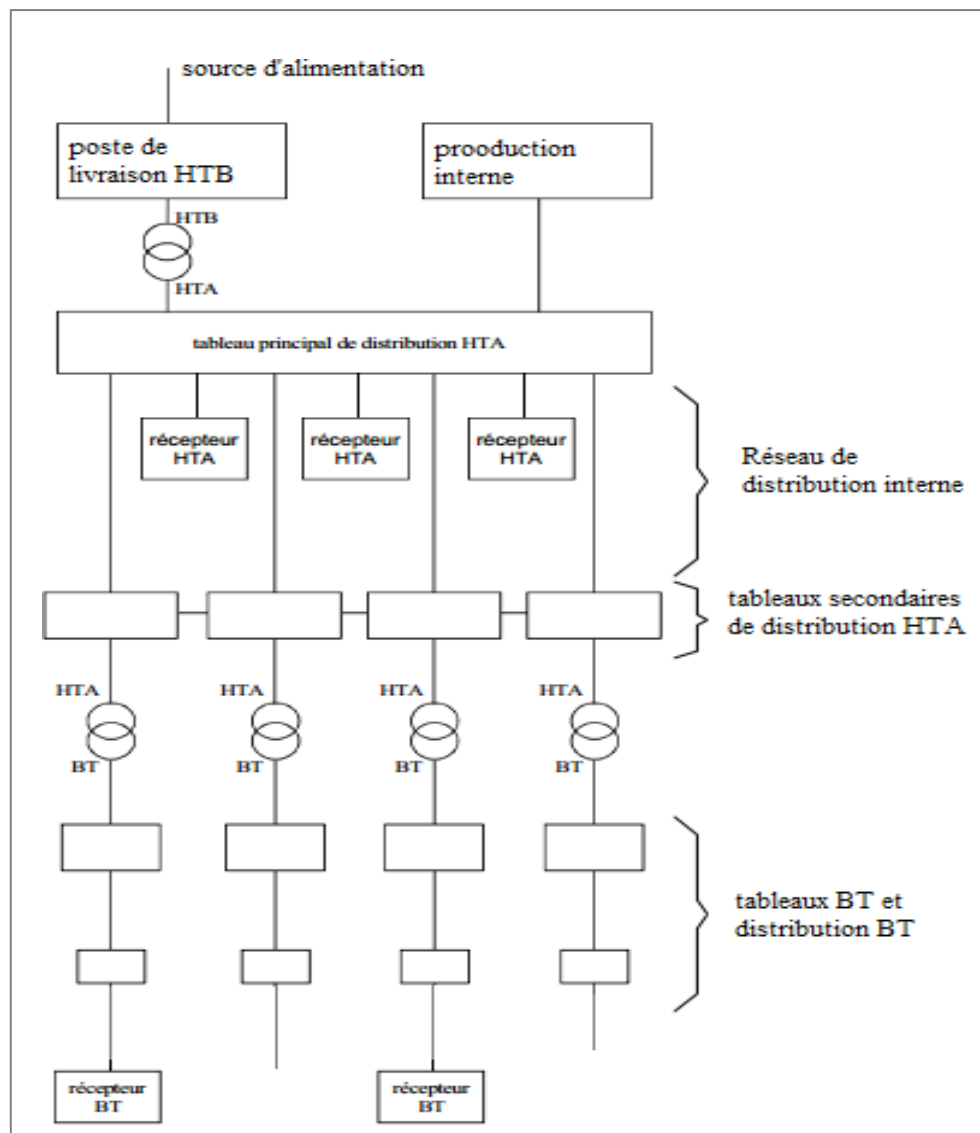


Figure II. 1 Structure générale d'un réseau électrique [4].

## II.5 Les niveaux de tension :

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension alternative comme suit: [5]

Tableau I. 1 Tableau des domaines de tension [5]

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

## II.6 Constitution des réseaux de distribution HTA :

Nous pouvons distinguer deux principaux types de réseaux HTA, selon la pose des conducteurs:

### II.6.1 Réseaux HTA aériens :

La structure des réseaux est arborescente à deux ordres de lignes : dorsales et dérivations. Des sous dérivations peuvent être utilisés pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes HTA/BT. Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation en défaut. Leur installation se fera suivant l'importance et la probabilité d'incidents sur la dérivation. Les sous-dérivations doivent être équipées, au point de raccordement à la dérivation, d'interrupteurs manuels [6].

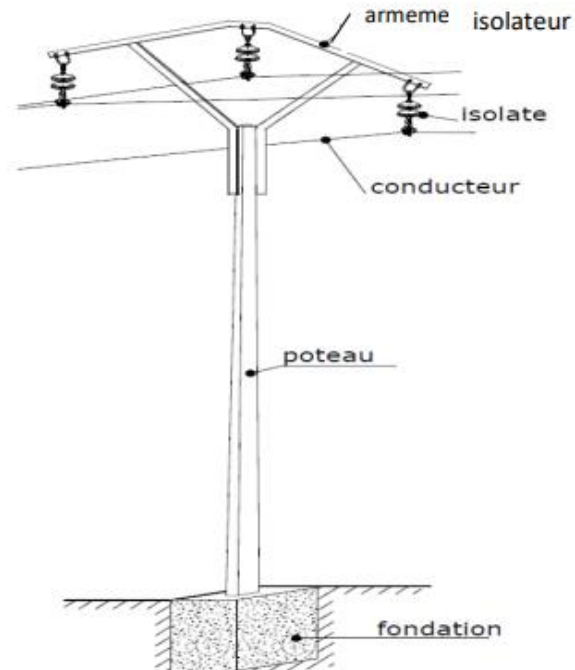


Figure II. 2 Réseaux HTA aériens[6].

### II.6.2 Réseaux HTA souterrains :

Les réseaux de distribution souterrains ont comme point de départ les postes sources. Ils comportent des transformateurs HTB/HTA à partir desquels la HTB est distribuée en triphasé sans neutre est 30kV (souvent 10kV) [6].



Figure I.3 Réseaux HTA souterrains [6].

## II.7 Modes d'alimentation des tableaux 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 [4].

### II.7.1 Un jeu de barres avec une source d'alimentation :

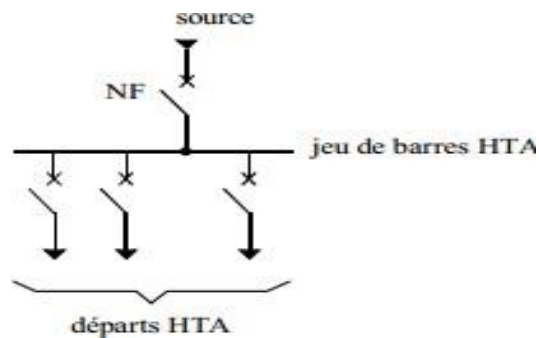


Figure II. 3 un jeu de barres avec une source d'alimentation [4].

#### ➤ Fonctionnement :

En cas de perte de la source d'alimentation, le jeu de barres est hors service jusqu'à l'opération de réparation [4].

### II.7.2 Un jeu de barres sans couplage avec deux sources d'alimentation :

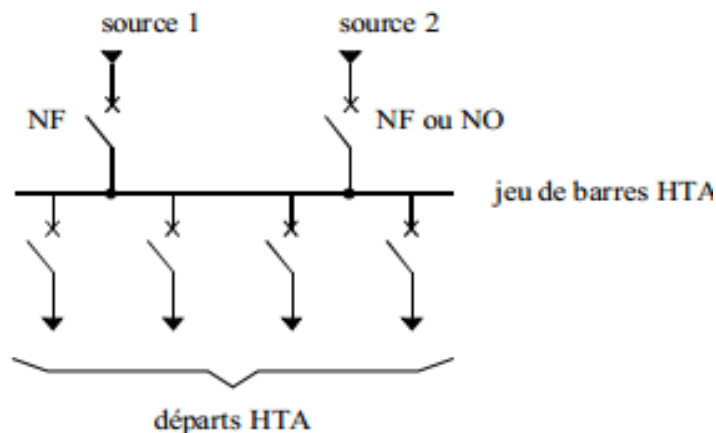


Figure II. 4 Un jeu de barres sans couplage avec deux sources d'alimentation [4].

➤ **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 .

### II.7.3 Deux jeux de barres avec couplage et deux sources d'alimentations :

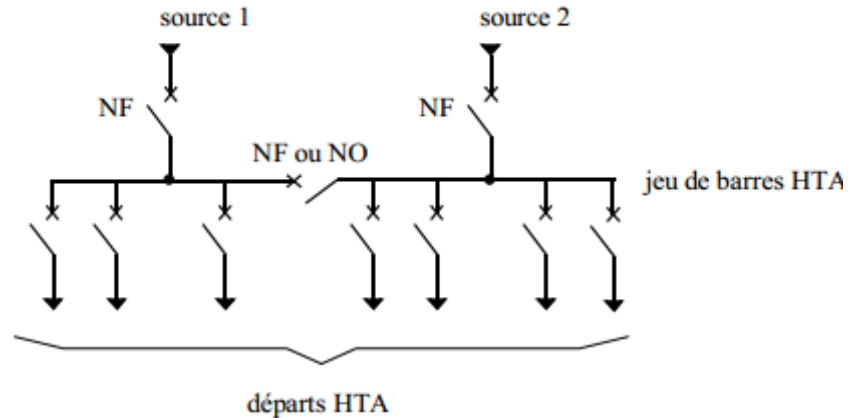


Figure II. 5 deux jeux de barres avec couplage et deux sources d'alimentation [4].

➤ **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 [4].

### II.7.4 Un jeu de barres sans couplage et trois sources d'alimentation :

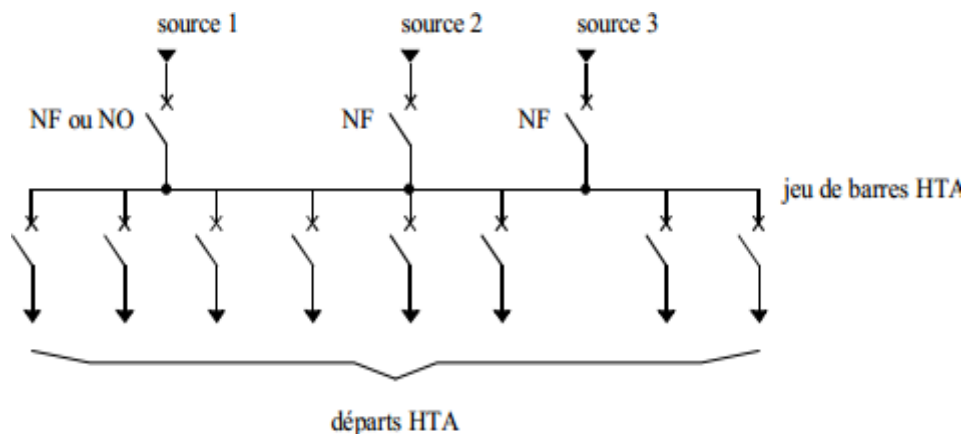


Figure II. 6 Un jeu de barres sans couplage et trois sources d'alimentation [4].

➤ **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 [4].

### II.7.5 Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation

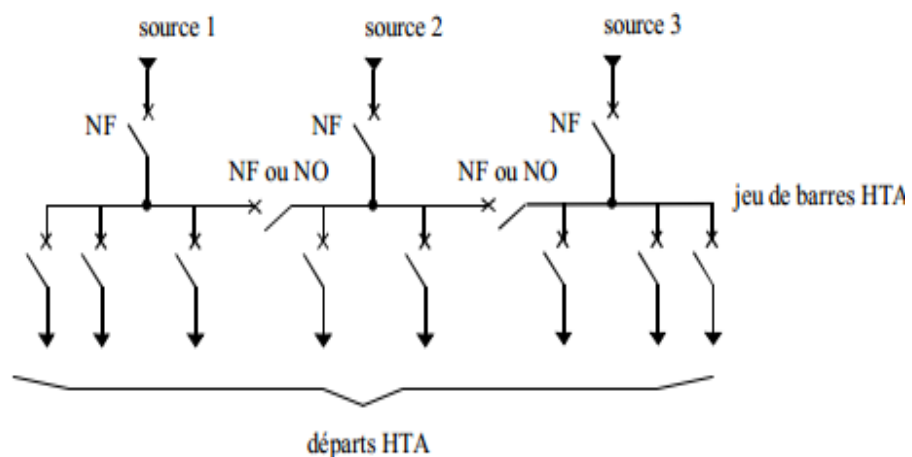


Figure II. 7 Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation [4].

➤ **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 fermée, 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 [4].

### II.7.6 Sources et départs en "Duplex" :

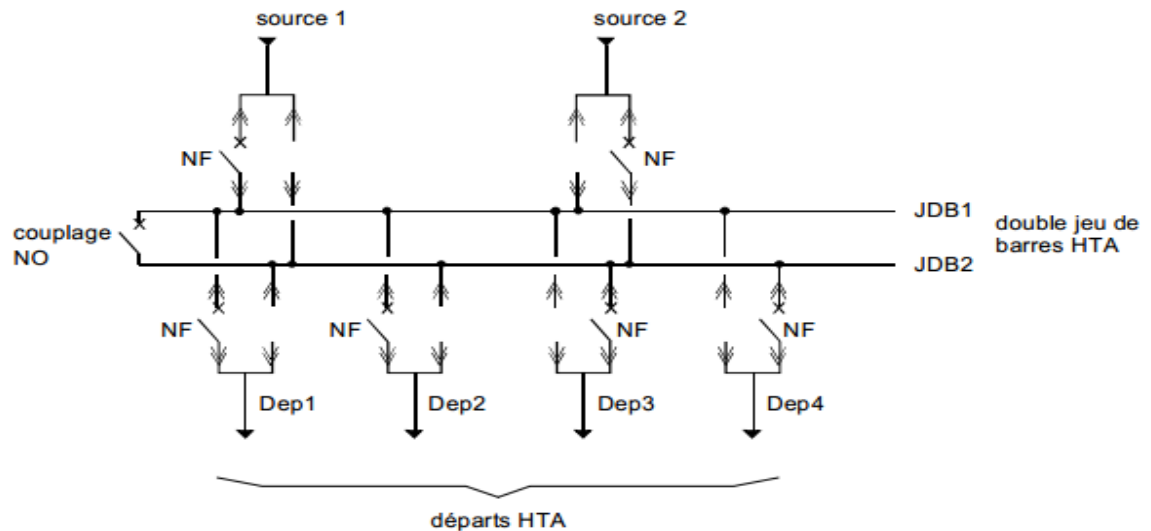


Figure II. 8 Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation [4].

#### ➤ 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 débrochable. Par souci d'économie, il n'y a qu'un seul disjoncteur pour les 2cellules débrochable qui sont installées tête-bêche. On peu 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 JDB2, 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 débrochables 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 JDB1 et les départs Dep1 et Dep2. La source 2 alimente le jeu de barres JDB2 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.

-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 [4].

### II.7.7 Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources d'alimentation :

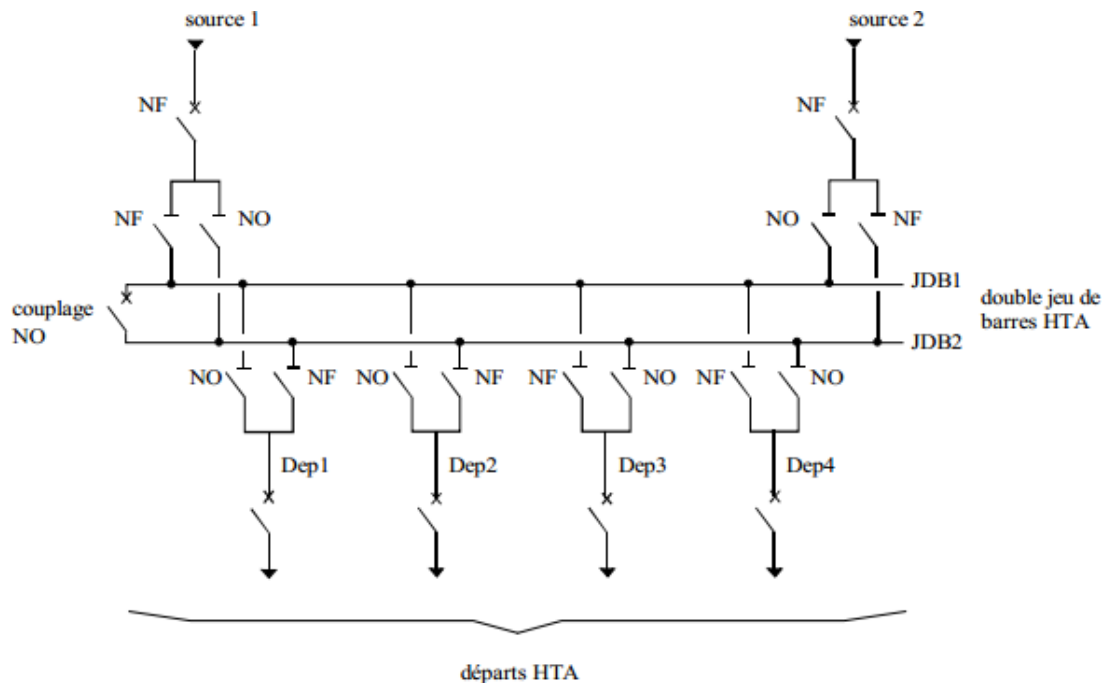


Figure II. 9 Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources d'alimentation [4].

#### ➤ 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 JDB1 et les départs Dep1 et Dep2. La source 2 alimente le jeu de barres JDB2 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 [4].



## II.8 Les postes HTA/BT

Dès que la puissance demandée atteint 50 kVa, les entreprises industrielles ou tertiaires sont alimentées en haute tension 20 kV (HTA). L'étendue de leur site fait qu'elles sont généralement amenées à réaliser un réseau interne HTA. L'alimentation d'une installation électrique est effectuée avec un poste de transformation HTA/BT qui est disposé au plus près des éléments consommateurs d'énergie. L'abonné livré en énergie électrique HTA (de 50 à 30 kV) peut choisir son schéma de liaison du neutre. Il n'est pas limité en puissance et il bénéficie d'une tarification plus économique. Le poste de transformation HTA/BT s'appelle aussi poste de livraison.

### II.8.1 Les différents types de postes de livraison :

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

#### II.8.1.1 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 [7].

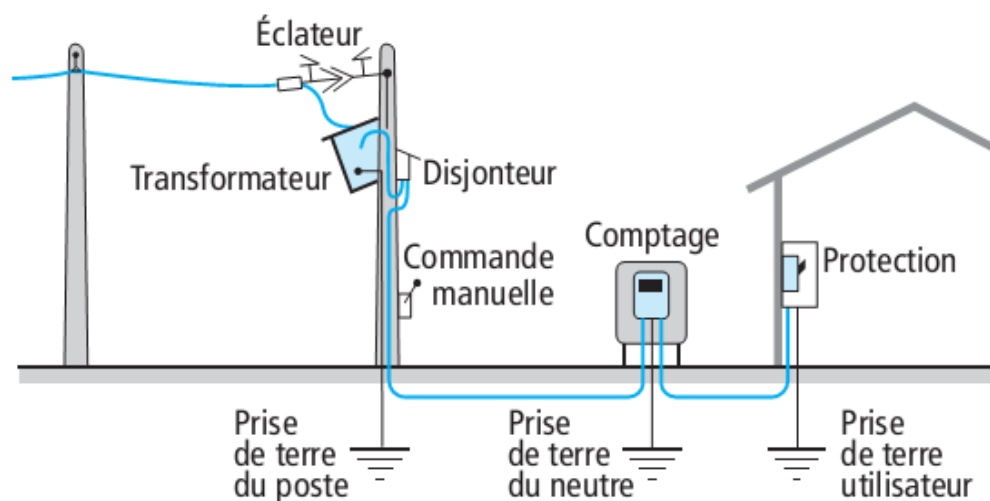


Figure II. 10 Un poste d'extérieur [7].

### II.8.1.2 Les postes d'intérieur :

- Postes ouverts maçonnés ou préfabriqués.
- Postes en cellules préfabriquées métalliques. Les puissances sont comprises entre 100 et 1 250 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].

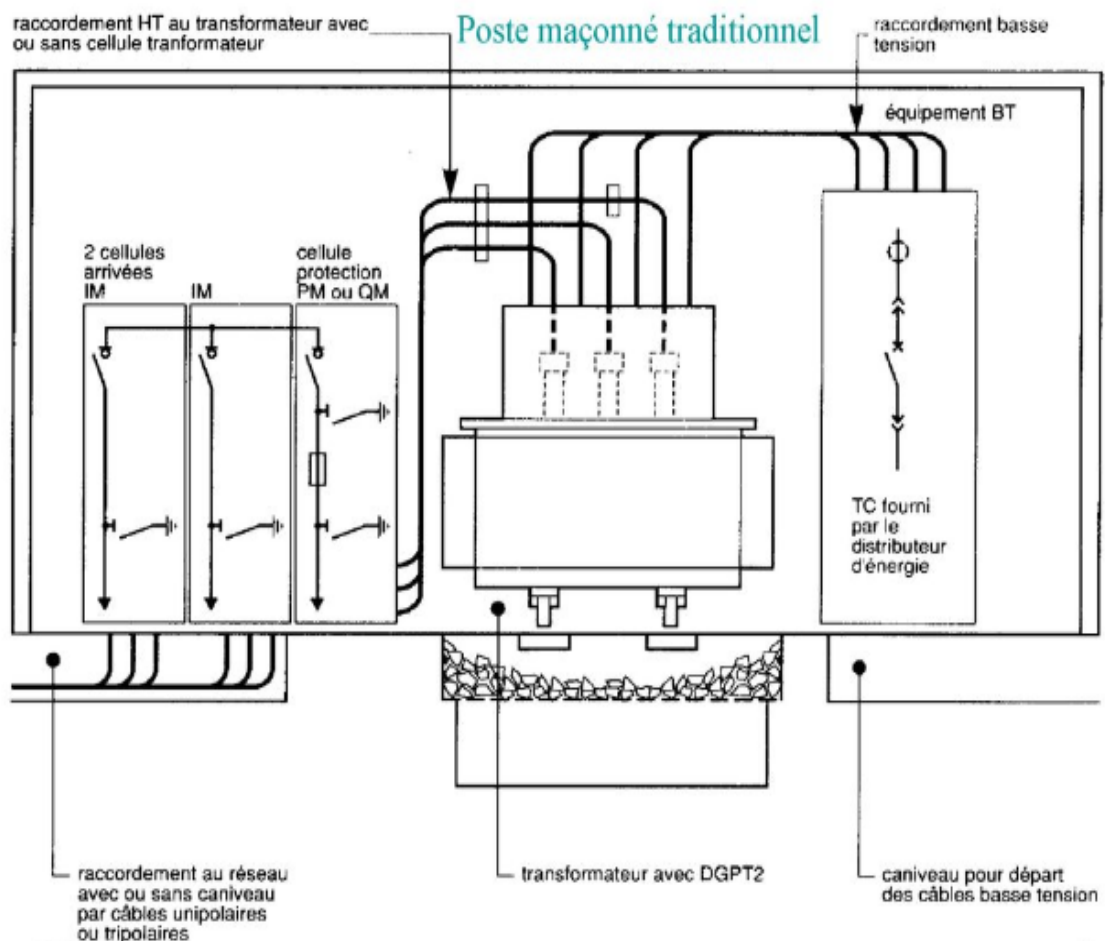


Figure II. 11 Un poste d'intérieur maçonné[7].

### II.9 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 :

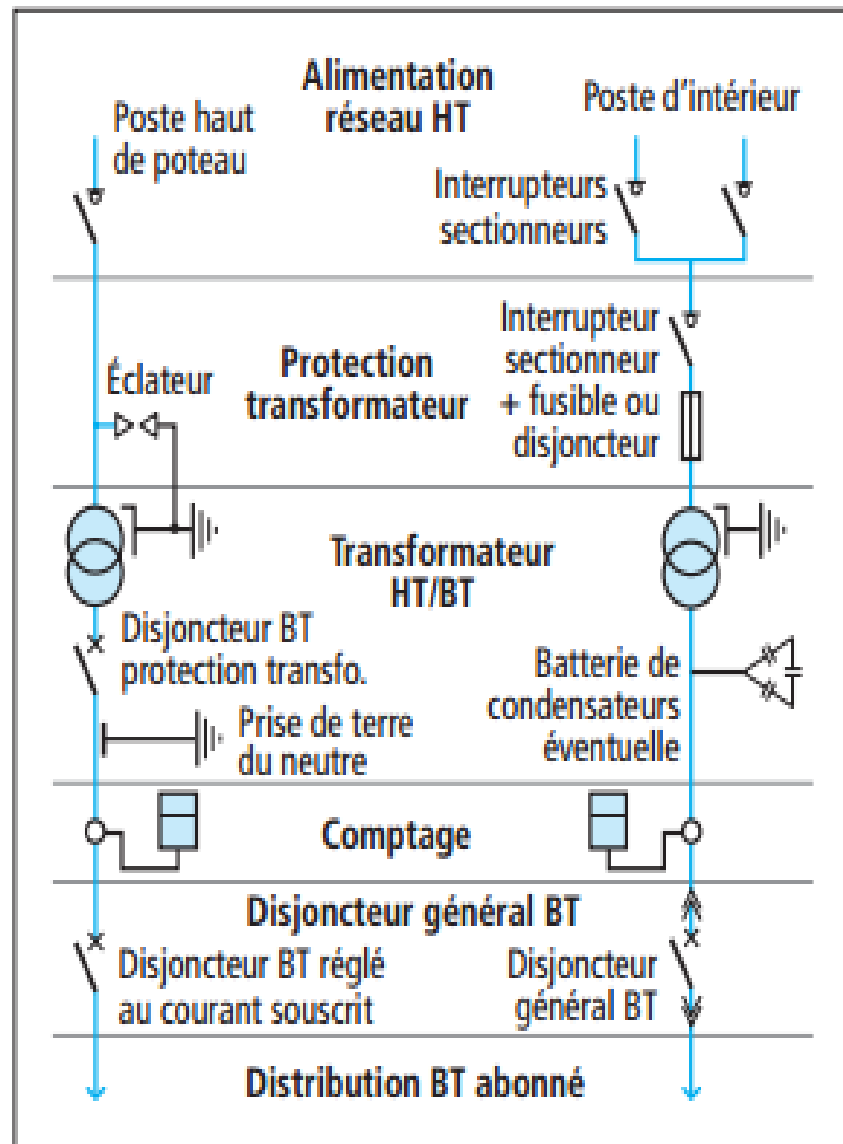


Figure II. 12 Structure générale d'un poste HTA/BT [7].

## II.9.1 Structure des réseaux HTA :

### II.9.1.1 Structure maillée :

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].

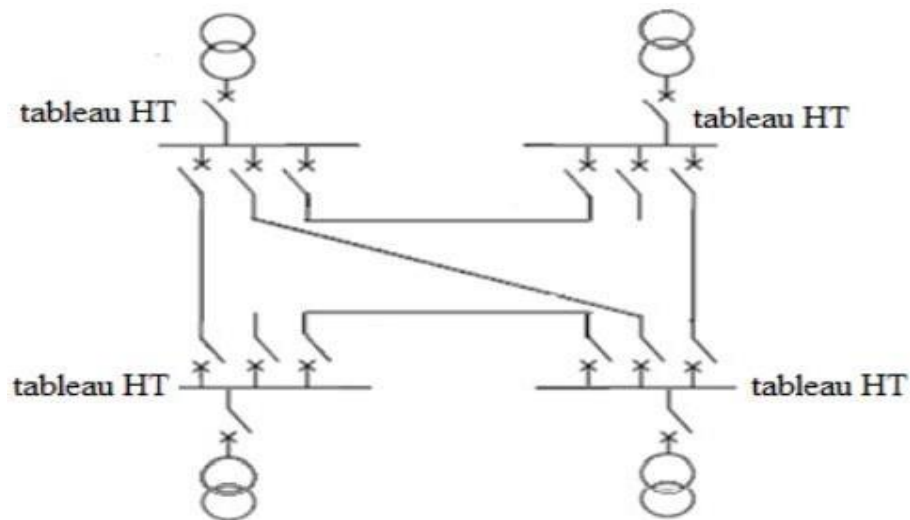


Figure II. 13 Structure des réseaux maillés [8].

### II.9.1.2 Structure 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].

### II.10 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les généralités du réseau de distribution MT et des postes MT (30 et 10 kV). Tous les composants du réseau électrique peuvent être agencés selon différentes structures dont la complexité détermine la disponibilité de l'énergie électrique et le coût de l'investissement. Il est donc important de surveiller en permanence l'état électrique des éléments et un système de protection développé qui s'adapte à ces conditions contre toutes sortes de défauts.

# **Chapitre III**

## **Types des défauts et les éléments de protection de réseau**

### III Types des défauts et les éléments de protection de réseau

#### III.1 Introduction :

Ce chapitre présente l'étude des différents types de défauts, leurs causes et leurs conséquences. Par la suite, on va donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection moyenne tension.

#### III.2 Types des défauts

##### III.2.1 Courts-circuits

❖ **Cause :**

Contact entre conducteurs.

Claquage d'isolants solides.

Amorçage par arc.

❖ **Conséquences :**

Chute de tension: absence ou écrasement de tension chez les usagers.

Surintensité:

échauffements à l'endroit du défaut.

Efforts électrodynamiques (barres, transformateurs) Induction électromagnétique (tension induite dans les lignes de télécommunication). [9]

##### III.2.2 Surtensions :

❖ **Causes :**

Contact avec une ligne de plus forte tension.

Coupure brutale d'une ligne.

Capacité des longues lignes à vide.

Coups de foudre directs ou indirects.

❖ **Conséquences :**

Vieillissement des isolants et claquage.

Surcharge des lignes en cas de durée prolongée.

Amorçage de court-circuit en cas de claquage des isolants. [9]

### III.2.3 Surcharges

❖ **Cause :**

Courts-circuits résistants.

Couplage difficiles, démarrage de moteur.

Report de charge sur une ligne ou une machine, lors de la coupure de la parallèle.

❖ **Conséquences :**

Effets calorifiques.

Effets déjà exposés pour les surintensités dues aux courts-circuits. [9]

### III.2.4 Oscillations

❖ **Cause :**

Elles sont produites lors de manœuvres ou de déclenchements sur les réseaux de distribution ce sont des phénomènes transitoires. Les alternateurs subissent des variations de charge, brutales et le rotor, au lieu de se décaler de l'angle correspondant à cette variation, n'atteint sa phase définitive qu'au bout d'un certain nombre d'oscillations qui vont en s'amortissant.

Un faux couplage produit des effets analogues.

**❖ Conséquences :**

Perte de synchronisme des alternateurs.

Surintensité et baisse de tension périodique sur les réseaux.

Variation de vitesse des moteurs.

Contraintes mécaniques des alternateurs et des turbines. [9]

**III.2.5 Déséquilibres****❖ Cause :**

Coupure d'une bretelle sans mis à la terre.

Pôles de sectionneurs ou de disjoncteurs laissés ouverts.

**❖ Conséquence :**

Vibrations et échauffement anormaux des moteurs et des alternateurs.

Lampes alimentées anormalement.

Dans les réseaux HT ne comportant que 3 fils, la somme des courants n'est plus nulle. Un courant de retour passe dans le sol par le neutre des transformateurs et induit des tensions dangereuses dans les câbles de télécommunication voisins. En outre ce courant de retour produit dans l'appareillage, des courants de circulation engendrant des échauffements anormaux. [9]

**III.3 Qualités principales d'un système de protection :****III.3.1 Rapidité :**

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

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

Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).



Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes, ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes [10].

### III.3.2 Sélectivité :

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour les quelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner.

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

Sélectivité ampérométrique par les courants.

Sélectivité chronométrique par le temps.

Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

#### III.3.2.1 Sélectivité ampérométrique :

Une protection ampérométrique (Figure III.1) est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de défaut minimal provoqué par un court-circuit sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un court-circuit situé en aval (au-delà de la zone surveillée)

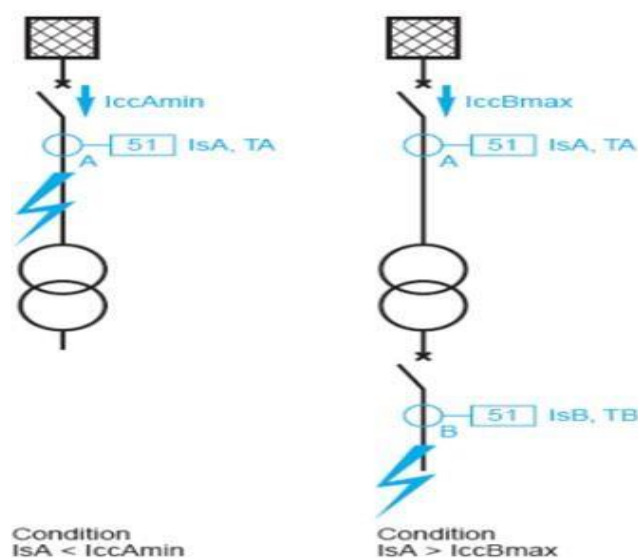


Figure III. 1 Fonctionnement d'une sélectivité ampérométrique [10].

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les courts-circuits situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée, elle est insensible aux courts-circuits apparaissant au-delà [10].

### III.3.2.2 Sélectivité chronométrique :

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

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

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

La différence des temps de fonctionnement  $\Delta T$  entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité [10].

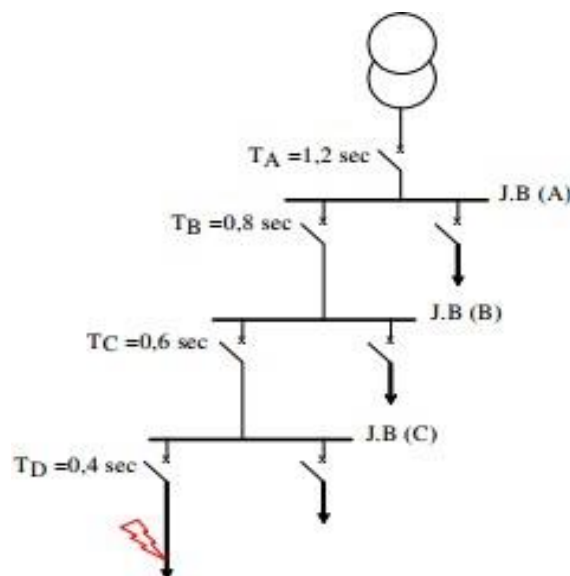


Figure III. 2 Principe de la sélectivité chronométrique [10].

### III.3.3 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.

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 [10].

### III.3.4 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 [10] :

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.

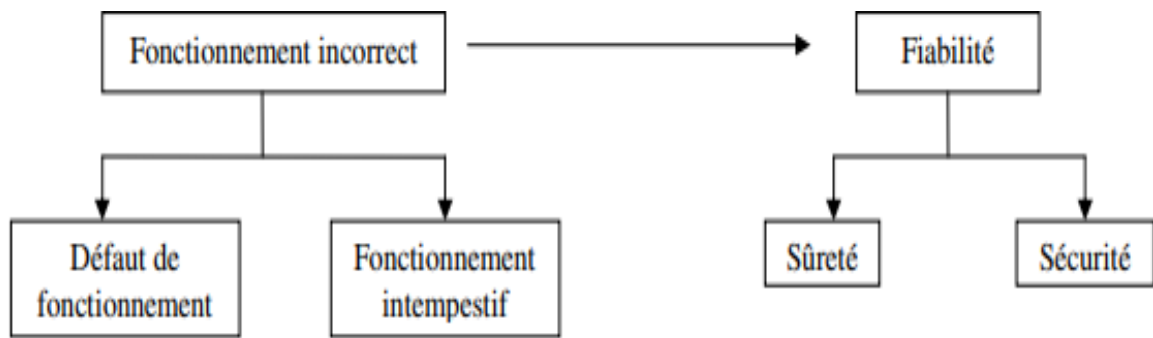


Figure III. 3 Fiabilité d'une protection [10].

On peut améliorer la fiabilité en associant plusieurs protections, mais, comme on peut le voir sur la figure III.4, sûreté et sécurité sont deux exigences contradictoires

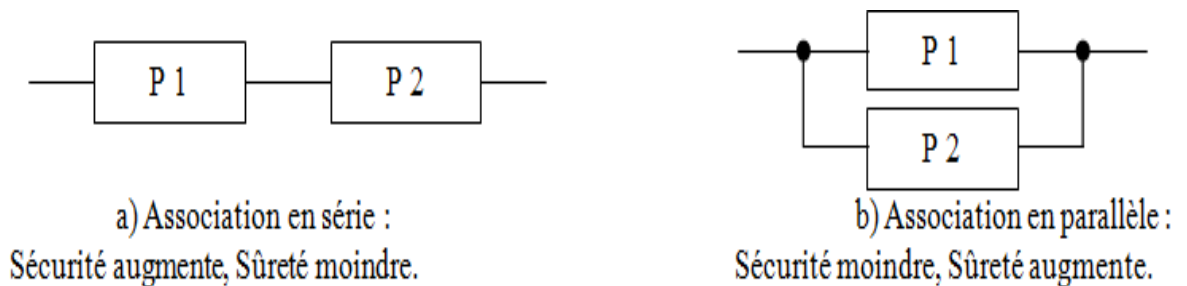


Figure III. 4 Association de protection. [10].

### III.4 Chaîne générale d'un système de protection:

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau (Fig. III.5). Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

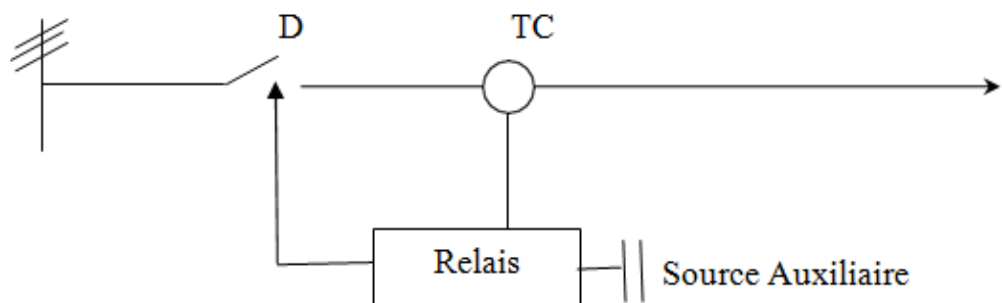


Figure III. 5 Chaîne principale de la protection électrique [10].

### III.4.1 Transformateurs de mesure :

Les transformateur de mesure doivent transmettre une information (un signal électrique) avec une précision garantie et assurent l'isolement entre le circuit primaire et le circuit secondaire (circuit de mesure). Cette isolation doit supporter la tentions et la surtension du réseau ainsi que les courant de défauts.les transformateurs de mesure (réducteur de mesure) sont principalement des transformateurs de tension (TT) et des transformateurs de courant (TC). Ils sont destinés à ramener les tensions et les courants sur les circuits principaux à des valeurs plus faibles et faciles à [11] :

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

#### III.4.1.1 Transformateurs de courant (TC)

Les courants dans le réseau électrique sont souvent trop importants pour traverser directement les appareils de mesure.les transformateurs d'intensité (transformateurs de courant) permettent de ramener ces courants forts à des valeurs acceptables pour la plupart des appareils, généralement 1 ou 5 ampères. La fonction de ces transformateurs est de fournir au secondaire un courant proportionnel au courant primaire mesuré. Son utilisation concerne autant la mesure que la protection. Le rapport de transformation du TC s'exprime par [12] :

$$m=I_1/I_2$$

m : rapport de transformation du TC

I1 : courant primaire.

I2 : courant secondaire.

Cependant pour garantir une bonne exploitation de ces appareils il est utile de les exploiter dans leur partie linéaire en évitant le phénomène de saturation par les forts tensions et courants pour garantir fidèle ainsi :

- Il ne faut jamais laisser le secondaire d'un transformateur de courant ouvert.

- On ne peut pas utiliser un transformateur de courant en courant continu.
- On place un transformateur de courant sans chaque phase du réseau électrique.



Figure III. 6 Transformateur de courant (TC) [12]

#### III.4.1.2 Transformateur de tension (TT)

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection. Les transformateurs de tension (TT) sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique; les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et neutre (neutre à la terre). Le rapport de transformation de TT est [12]:  $m=V_2/V_1$

m : rapport de transformation du TT

V1 : tension primaire.

V2 : tension secondaire.

Il est strictement interdit de court-circuiter le secondaire d'un transformateur de tension TT, son secondaire doit être toujours ouvert présentant ainsi une charge infiniment grande contrairement au TC qui doit être court-circuité.



Figure III. 7 Transformateur de tension (TT) [12]

#### III.4.2 Relais de protection :

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.) on les transformant à un ordre de fermeture ou ouverture d'un disjoncteur lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance, Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension, augmentation de température, variation de fréquence...etc. Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue d'une installation. Les relais peut être avec ou sans alimentation auxiliaire, si l'alimentation nécessaire à son fonctionnement est prise directement sur l'installation contrôlée on dit que le relais est autonome, dans le cas contraire lorsque l'alimentation interne de ce dernier est prise d'une source auxiliaire continue ou alternative, dans les installations industrielle la source auxiliaire d'alimentation offre un avantage intéressant pour la continuité de surveillance et le sauvegarde des données du réseau même lors de la rupture de l'alimentation principale. [11].



Figure III. 8 Relais de protection

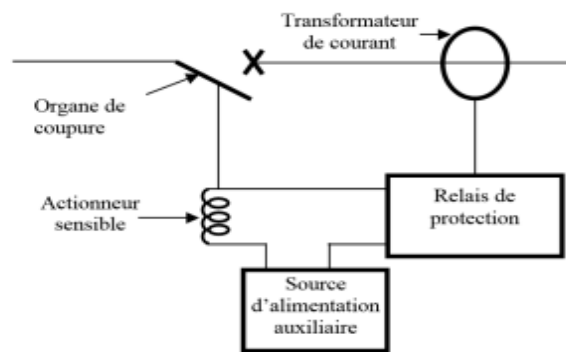


Figure III. 9 Relais à maximum de courant avec alimentation auxiliaire. [10]

### III.5 Disjoncteur moyenne tension :

#### III.5.1 Définition et rôle :

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

- Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique.



- Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit, et les conséquences de la foudre.
- De par ses caractéristiques, un disjoncteur est l'appareil de protection essentiel des réseaux électrique HTA, car il est seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et donc éviter que le matériel soit endommagé par ce court-circuit. [10].

### **III.5.2 Les types de disjoncteurs tension les plus utilisés sont:**

Disjoncteur à huile.

Disjoncteur à air comprimé.

Disjoncteur à gaz SF6.

Disjoncteur à vide.

### **III.5.3 Fusible moyenne tension**

Les fusibles moyennes tensions offrent une protection des dispositifs de distribution moyenne tension contre des effets dynamiques et thermiques causés par les court-circuit plus élevés que le courant minimal de coupure du fusible. Etant donné leur faible coût d'acquisition et ne nécessitant aucune maintenance, les fusibles moyennes tensions sont une excellente solution pour la protection de différents types de dispositifs de distribution:

- Des réceptrices moyennes tensions (transformateurs, moteurs, condensateurs... etc).
- Des réseaux de distribution électrique publique et industrielle. [10]

### **III.6 Les protections du réseau HT :**

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue. Elle doit également garantir la stabilité des réseaux électriques. La Commission électrotechnique internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux

afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

### III.7 Les protections moyennes tension :

#### III.7.1 Le transformateur :

Le transformateur permet de transférer de l'énergie (sous forme alternative) d'une source a une charge, tout en modifiant la valeur de la tension. La tension peut être soit élevée ou abaissée selon l'utilisation voulue. Le changement d'un niveau de tension à un autre se fait par l'effet d'un champ magnétique.

#### III.7.2 Principe de fonctionnement :

Le transformateur est constitué de deux enroulements (ou plus) couplés sur un noyau magnétique, (Figure III.10). Le cote de la source est appelé le primaire, et a  $N_1$  enroulements de fils (tours). Le cote de la charge est appelé le secondaire et a  $N_2$  enroulements. Le flux  $\phi$  est le flux mutuel. Le "•" indique la polarité des tensions. Par convention, un courant qui entre dans un "•" indique un flux positif. [12].

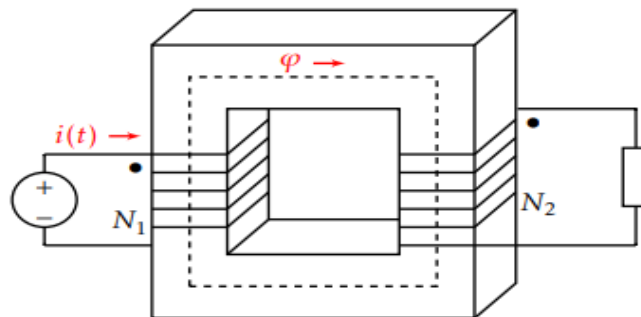


Figure III. 10 Le transformateur. [12]

Il faut remarquer qu'il n'existe aucune connexion électrique entre le primaire et le secondaire. Tout le couplage entre les deux enroulements est magnétique. Lorsqu'on applique une tension alternative a la source, ceci crée un flux alternatif dans le noyau magnétique. Selon la loi de Faraday, ce flux crée des forces électromotrices dans les bobines. La force électromotrice induite est proportionnelle au nombre de tours dans la bobine et au taux de variation du flux. Selon le rapport du nombre de tours entre le primaire et le secondaire, le secondaire alimente la charge avec une tension différente de celle de la source. [12]

### III.7.3 Autotransformateur :

L'autotransformateur n'utilise qu'une bobine, dont une portion sert de 'secondaire'. Ce transfo est aussi réversible. La bobine étant de même section, le rendement est moyen mais on économise 1 enroulement, il était de fait utilisé en France dans les années du passage de 110 V vers 230 V pour que les particuliers ne changent pas certains appareils coûteux (machines à coudre, réfrigérateurs...). Il peut s'avérer dangereux, Il permet aussi d'augmenter la tension du réseau facilement. [12]

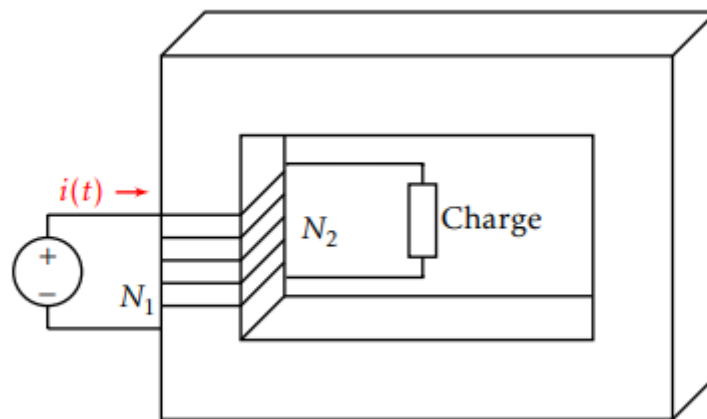


Figure III. 11 Autotransformateur [12]

### III.7.4 Protections du transformateur HTB/HTA :

#### III.7.4.1 Protections internes :

Elles sont assurées par :

- Un relais Buchholz

Il est activé par deux types de défauts :

- Une production de gaz, qui donne une alarme. Ce gaz peut être produit par un point chaud ou des amorçages de très faible énergie. Il peut s'agir aussi non pas de gaz mais d'air provenant d'une entrée au niveau de la pompe de circulation d'huile ou de poches d'air emprisonnées dans le circuit magnétique ; dans ce dernier cas, le transformateur peut être remis en service (après analyse des gaz). Ce fonctionnement intervient également lors d'une baisse du niveau d'huile. [13].

- Un brusque mouvement d'huile consécutif à un amorçage interne, qui provoque un déclenchement.

➤ Une protection régleur Chaque type de régleur est protégé par une protection spécifique.

Dans le cas d'un régleur à commutation dans l'huile (cas le plus fréquent), l'appareil se trouve dans une cuve d'huile différente de celle qui refroidit les enroulements. Le commutateur du régleur est très souvent sollicité. Il va, de ce fait, contribuer à la production fréquente de gaz inflammable

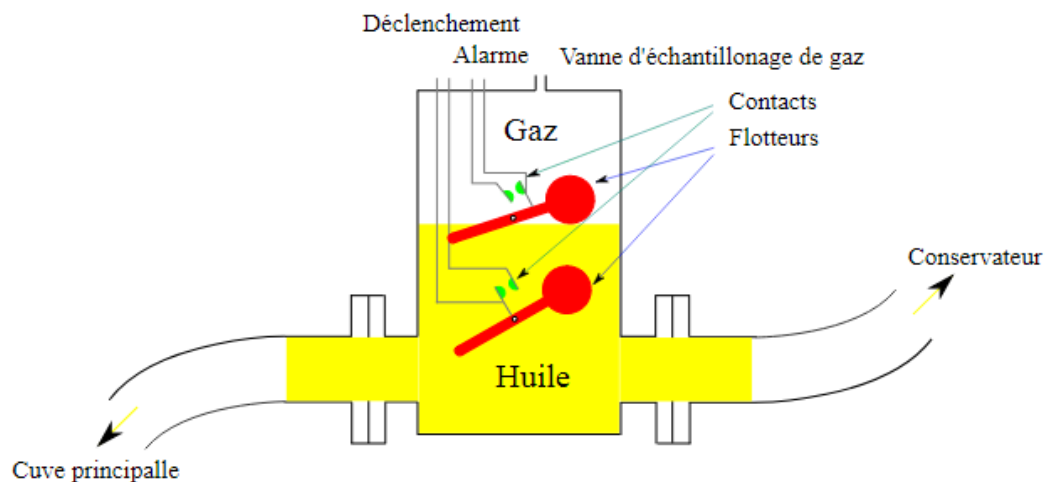


Figure III. 12 Relais Buchholz.

#### III.7.4.2 Protections externes

- Défaut réfrigération ou aéroréfrigérants Ce défaut est consécutif à la défaillance d'un ou plusieurs groupes moto ventilateurs des aéroréfrigérants , il génère une alarme.

- Température transformateur Des sondes de température mesurent en permanence la température de l'huile. Lors des surcharges prolongées ou de problèmes au niveau de la circulation d'huile ou des aéroréfrigérants, la température de l'huile peut s'élever suffisamment pour provoquer une alarme (90° C) qui nécessite un contrôle par l'exploitant. [13].

#### III.7.4.3 Protection de masse cuve :

La cuve du transformateur est isolée de la terre du poste, mais elle est reliée au circuit de terre générale du poste par une connexion unique. La protection de masse cuve est sensible

au courant susceptible de circuler dans la connexion qui relie la cuve du transformateur au circuit de terre du poste. Elle est constituée d'un relais ampère métrique instantané alimenté par un transformateur de courant inséré dans la connexion de mise à la terre. [13].

### **III.7.5 Protections départs HTA :**

#### **III.7.5.1 Protection contre les défauts entre phases :**

Elle est réalisée par deux relais ampère métriques à temps constant. Ils doivent être réglés à une valeur inférieure au plus petit courant de défaut susceptible de se manifester entre phases. [13].

#### **III.7.5.2 Protection contre les défauts phase-terre :**

Elle est réalisée par un relais ampère métrique à temps constant à un seuil auquel on peut rajouter :

- soit une protection ampère métrique à temps dépendant (temps inverse), c'est l'EPATR du Palier 86
- soit une protection watt métrique homopolaire. Nota : Cette protection peut également être réalisée par un relais ampère métrique à double seuil. [13].

### **III.7.6 Protection de terre résistant**

Cette protection est destinée à protéger les lignes moyenne contre le court circuit à la terre avec résistance très résistant d'ordre 11 k $\Omega$  en 10 kV et 35 k $\Omega$  en 30 kV, c'est une protection centralisée et non sélective.  $I = 5A$  Temps = 5 sec. [14].

### **III.8 Automate de réenclencher :**

La plupart des défauts dans les réseaux de distribution MT aérien sont du type défaut fugitif, afin de limiter la durée de la coupure d'électricité des clients au minimum, les différents automates de reprise de service (réenclencher) sont installés sur les départs. Sur les départs aériens du réseau de distribution MT issue d'un poste source, on peut trouver un disjoncteur commandé par un dispositif de réenclenchement triphasé avec les cycles rapide et lent. L'instruction d'action de réenclencher est automatiquement effectuée selon les étapes consécutives ci-dessous : [10].

## ❖ Cycle rapide

C'est le cycle de déclenchement réenclenchement triphasé rapide. Après 150 ms du moment de l'apparition du défaut, le disjoncteur est ouvert pour coupure de l'alimentation du réseau en défaut. [10].

La durée de mise hors tension est d'environ 300 ms pour permettre le dé ionisation de l'arc électrique. Si le défaut est éliminé après un cycle rapide, il est de type défauts fugitifs.

## ❖ Cycles lents

Si le défaut réapparaît après la fermeture du disjoncteur à la fin du cycle rapide, on effectue automatiquement un cycle de déclenchement réenclenchement triphasé lent. Un deuxième déclenchement a lieu 500 ms après la réapparition du défaut. La durée de coupure est de 15 à 30 secondes. [10].

**III.8.1 Déclenchement définitif :**

si le défaut persiste encore après des cycles de réenclenchement (cycle rapide, 1 ou 2 cycles lents), c'est un défaut permanent. Le disjoncteur est déclenché après 500 ms jusqu'à la fin de l'intervention nécessaire. [10].

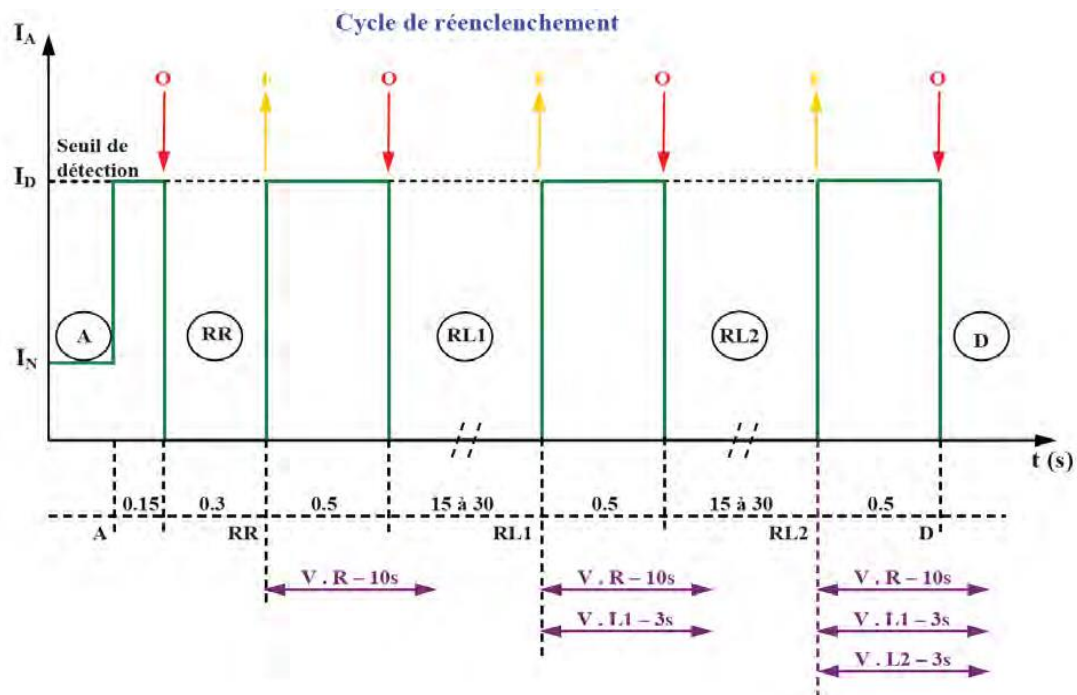


Figure III. 13 Diagramme des cycles de réenclencheur. [10]

Avec :

A : Apparition d'un courant de défaut sur le départ,

D : Déclenchement définitif,

F : Fermeture du disjoncteur,

O : Ouverture du disjoncteur,

RL : Réenclenchement lent (lent 1 et lent 2),

RR : Réenclenchement rapide,

VR : Verrouillage réenclenchement rapide pendant 10 à 15 secs,

V. L1 : Verrouillage réenclenchement lent 1 pendant 3 secs,

V. L2 : Verrouillage réenclenchement lent 2 pendant 3 secs.

### **III.9 Conclusion :**

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection moyenne tension. on a fait l'état de l'art de la protection qui existe au niveau du réseau de distribution électrique moyenne tension HTA (utilisé aussi par la société algérienne SONELGAZ).le présent travail a pour but d'aider à choisir les dispositifs de protection les mieux adaptés.

# **Chapitre IV**

**Les méthodes utiliser en  
maintenance préventive**



## IV Les méthodes utiliser en maintenance préventive

### IV.1 Introduction:

Longtemps vue comme un mal nécessaire, la maintenance est devenue une réelle préoccupation dans les entreprises. Elle s'est affirmée comme un véritable enjeu compétitif, tant sur l'assurance des performances de disponibilité des matériels existants qu'en termes de sécurité, de qualité et des coûts, L'objectif de ce chapitre est de mettre en relief la notion de maintenance et son importance dans les entreprises.

### IV.2 Définition de la maintenance (norme NF EN 13306)

La maintenance est l'ensemble des actions techniques, administratives et de management durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise.

### IV.3 Les différentes formes de la maintenance

Le choix entre les méthodes de maintenance s'effectue dans le cadre de la politique de la maintenance et doit s'opérer en accord avec la direction de l'entreprise. [15].

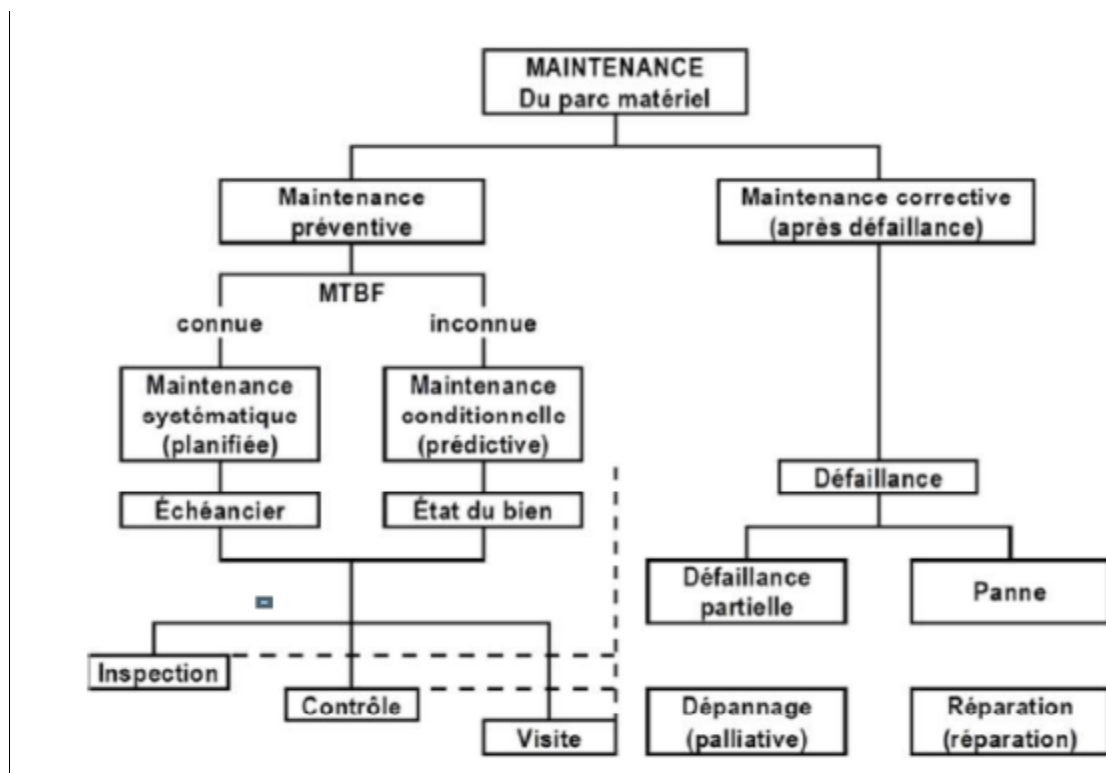


Figure IV. 1 Les différentes formes de la maintenance. [15]

#### **IV.4 Objectifs de la maintenance (norme FD X 60-000) :**

Selon la politique de maintenance de l'entreprise, les objectifs de la maintenance seront basés sur :

- ✓ La disponibilité et la durée de vie du bien.
- ✓ La sécurité des gens et des biens.
- ✓ La qualité des produits.
- ✓ La protection de l'environnement.
- ✓ L'optimisation des coûts de maintenance

#### **IV.5 La stratégie de maintenance (norme FD X 60-000) :**

Les choix de stratégie de maintenance permettent d'atteindre un certain nombre d'objectifs de maintenance :

- ✓ Développer, adapter ou mettre en place des méthodes de maintenance.
- ✓ Élaborer et optimiser les gammes de maintenance.
- ✓ Organiser les équipes de maintenance.
- ✓ Internaliser et/ou externaliser partiellement ou totalement les tâches de maintenance.
- ✓ Définir, gérer et optimiser les stocks de pièces de rechange et de consommables.
- ✓ Étudier l'impact économique (temps de retour sur investissement) de la modernisation ou de l'amélioration de l'outil de production en matière de productivité et de maintenabilité.

#### **IV.6 Les types de maintenance (norme NF EN 13306):**

##### **IV.6.1 Maintenance Corrective :**

Appelée parfois maintenance curative, c'est une maintenance effectuée après la détection d'une défaillance et destinée à remettre un bien dans un état lui permettant d'accomplir une fonction requise, au moins provisionnement. C'est donc une maintenance qui remet en état mais qui ne prévient pas la casse.

## **IV.6.2 Maintenance préventive (norme NF EN 13306) :**

La maintenance préventive est une maintenance effectuée avant la détection d'une défaillance d'un bien, à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrite (suite à l'analyse de l'évolution surveillée de paramètres significatifs) et destinée à réduire la probabilité de défaillance d'une entité ou la dégradation du fonctionnement du bien.

## **IV.7 Les types de maintenance préventive**

### **IV.7.1 Maintenance préventive conditionnelle**

D'après la définition Afnor, il s'agit d'une forme de maintenance préventive basée sur une surveillance de fonctionnement du bien et/ou des paramètres significatifs de ce fonctionnement et intégrant les actions qui en découlent.

La maintenance conditionnelle permet d'assurer le suivi continu du matériel en service, et la décision d'intervention est prise lorsqu'il y a une évidence expérimentale de défaut imminent ou d'un seuil de dégradation prédéterminé. [16].

### **IV.7.2 Maintenances préventives systématiques**

#### **IV.7.2.1 Visites systématiques**

Les visites sont effectuées selon un échéancier établi suivant le temps ou le nombre d'unités d'usage. À chaque visite, on détermine l'état de l'organe qui sera exprimé soit par une valeur de mesure (épaisseur, température, intensité, etc.), soit par une appréciation visuelle. Et on pourra interpréter l'évolution de l'état d'un organe par les degrés d'appréciation : Rien à signaler, Début de dégradation, Dégradation avancée et Danger. Par principe, la maintenance préventive systématique est effectuée en fonction de conditions qui reflètent l'état d'évolution d'une défaillance. L'intervention peut être programmée juste à temps avant l'apparition de la panne. Objectifs visés par la maintenance préventive [16].

#### **IV.7.2.2 Remplacements systématiques**

Selon un échéancier défini, on remplace systématiquement un composant, un organe ou un sous-ensemble complet (il s'agit d'un échange standard). Dans la mise en place d'une

maintenance préventive, il vaut toujours mieux commencer par des visites systématiques plutôt que par des remplacements systématiques, sauf dans les cas suivants :

lorsque des raisons de sécurité s'imposent .

lorsque le coût de l'arrêt de production est disproportionné par rapport au coût de remplacement .

Lorsque la durée de vie est connue avec exactitude par l'expérience.

Le risque de remplacement systématique est de changer des éléments encore capables d'assumer le bon fonctionnement pendant un temps non négligeable. [16]

#### **IV.8 Objectifs de la maintenance préventive :**

❖ Améliorer la fiabilité du matériel :

La mise en œuvre de la maintenance préventive nécessite les analyses techniques du comportement du matériel. Cela permet à la fois de pratiquer une maintenance préventive optimale et de supprimer complètement certaines défaillances. [14].

❖ Garantir la qualité des produits :

La surveillance quotidienne est pratiquée pour détecter les symptômes de défaillance et veiller à ce que les paramètres de réglage et de fonctionnement soient respectés. Le contrôle des jeux et de la géométrie de la machine permet d'éviter les aléas de fonctionnement. La qualité des produits est ainsi assurée avec l'absence des rebuts.

❖ Améliorer l'ordonnancement des travaux :

La planification des interventions de la maintenance préventive, correspondant au planning d'arrêt machine, devra être validée par la production. Cela implique la collaboration de ce service, ce qui facilite la tâche de la maintenance. Les techniciens de maintenance sont souvent mécontents lorsque le responsable de fabrication ne permet pas l'arrêt de l'installation alors qu'il a reçu un bon de travail pour l'intervention.

❖ Assurer la sécurité humaine :

La préparation des interventions de maintenance préventive ne consiste pas seulement à respecter le planning. Elle doit tenir compte des critères de sécurité pour éviter les imprévus dangereux. Par ailleurs le programme de maintenance doit aussi tenir compte des visites réglementaires.

❖ Améliorer la gestion des stocks :

La maintenance préventive est planifiable. Elle maîtrise les échéances de remplacement des organes ou pièces, ce qui facilite la tâche de gestion des stocks. On pourra aussi éviter de mettre en stock certaines pièces et ne les commander que le moment venu.

❖ Améliorer le climat de relation humaine :

Une panne imprévue est souvent génératrice de tension. Le dépannage doit être rapide pour éviter la perte de production. Certains problèmes, comme par exemple le manque de pièces de rechange, entraîne l'immobilisation de la machine pendant longtemps. La tension peut monter entre la maintenance et la production. En résumé, il faudra examiner les différents services rendus pour apprécier les enjeux de la maintenance préventive :

la sécurité : diminution des avaries en service ayant pour conséquence des catastrophes.

la fiabilité : amélioration, connaissance des matériels.

la production : moins de pannes en production. [16]

#### IV.9 Les temps de la maintenance :

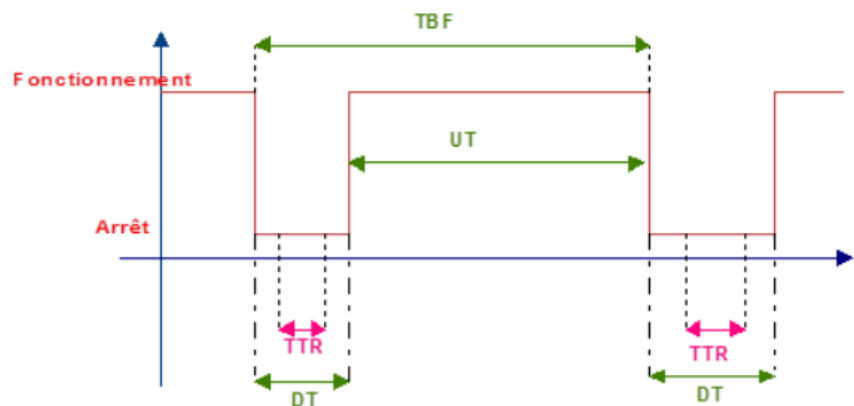


Figure IV. 2 Analyse des temps de la maintenance. [16]

**Les abréviations utilisées sont les suivantes :**

TBF = Time Between Failures (temps s'écoulant entre deux défaillances),

UT = Up Time (temps de fonctionnement après réparation ou temps de disponibilité),

DT = Down Time (temps d'arrêt sur défaillance, y compris le temps de diagnostic de la panne, la réparation et le temps de remise en service, donc temps d'indisponibilité),

TTR = Time To Restoration (temps de réparation),

MTBF :

La MTBF est la moyenne des temps de bon fonctionnement (TBF). Un temps de bon fonctionnement est le temps compris entre deux défaillances.

MTTR :

La MTTR est la moyenne des temps techniques de réparation (TTR). Le TTR est le tempsdurant lequel on intervient physiquement sur le système défaillant. Il débute lors de la prise en charge de ce système jusqu'après les contrôles et essais avant la remise en service.

**IV.10 Les méthodes utilisées en maintenance****IV.10.1 Q, Q, O, Q, C, P**

Technique de structuration de l'information sur un sujet donné, sur la base des questions suivantes : quoi ? Qui ? Où ? Quand ? Comment ? Pourquoi ? Raisonement déjà proposé il y a 2000 ans par l'empereur Quintilien, QQUQCQQ : quis, quid, ubi, quibus auxiliis, cum, quomodo, quando (qui, quoi, où, avec quoi, pourquoi, comment, quand). Il l'utilisait pour instruire les procès.

Cet outil qualité permet de rechercher systématiquement des informations sur un problème, que l'on veut mieux cerner, mieux comprendre (il permettra d'identifier les causes si elles sont peu nombreuses), analyser une situation et de définir le plus clairement possible les modalités d'un plan d'action, ce qui évite d'oublier un élément indispensable.

Cette technique adopte une démarche d'analyse critique constructive basée sur le questionnement systématique.

- **Quoi ?** : Objet, action, phase, opération.

- **Qui ?** : parties prenantes, acteurs, responsables.

- **Où ?** : lieu, distance, étape.
- **Quand ?** : moment, planning, durée, fréquence.
- **Comment ?** : matériel, équipement, moyens nécessaires, manières, modalités, procédures.
- **Pourquoi ?** : motivations, motifs, raisons d'être, etc. [17].

#### IV.10.2 Diagramme cause-effet (5M)

Le Diagramme cause-effet également appelé Diagramme d'Ishikawa ou règle des 5 M se présente sous la forme d'une arborescence visualisant le problème d'un côté, et ses causes potentielles, de l'autre. Les causes sont les facteurs susceptibles d'influer sur le problème. Ces causes sont regroupées classiquement par familles, autour des 5 M. Main-d'œuvre : les professionnels de toute catégorie, en y incluant la hiérarchie.

- Matériel : l'équipement, les machines, le petit matériel, les locaux...
- Matière : tout ce qui est consommable ou l'élément qui est à transformer par le processus.
- Méthode : correspond à la façon de faire, orale ou écrite (procédures, instructions...).
- Milieu : environnement physique et humain, conditions de travail, aspect relationnel...
- Cet outil a été créé et diffusé par Ishikawa en 1943, ingénieur japonais à l'origine des cercles de qualité.

Les principaux objectifs de ce diagramme :

- Représenter les causes d'un dysfonctionnement ou d'un problème de façon claire et structurée.
- Classer les causes d'un dysfonctionnement ou d'un problème, en grandes familles.[18]

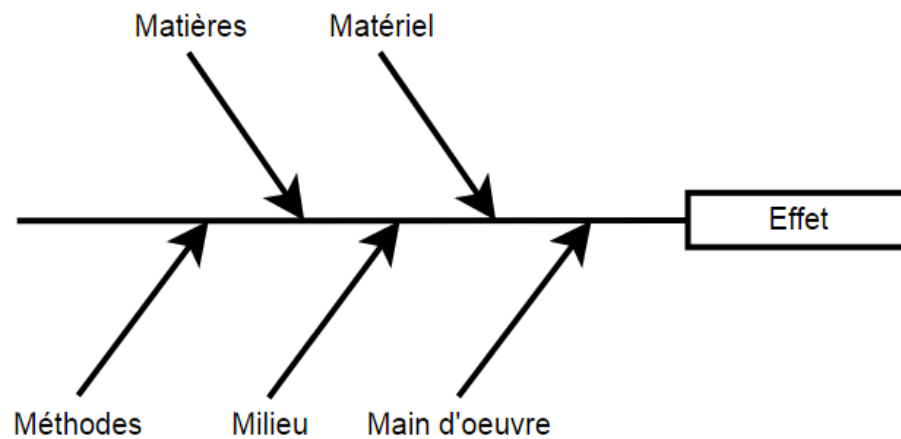


Figure IV. 3 Diagramme cause-effet (5M) [18]

### IV.10.3 Diagramme de Pareto :

Le diagramme de Pareto est un moyen simple pour classer les phénomènes par ordre d'importance. Il se présente sous la forme d'un histogramme classant les causes d'un problème en ordre décroissant, afin de mettre en évidence les causes principales. Les colonnes les plus grandes sont conventionnellement à gauche et décroissent vers la droite ; une ligne de cumul indique l'importance relative des colonnes (Figure IV. 4). La popularité des diagrammes de Pareto provient d'une part du fait que de nombreux phénomènes observés obéissent à la loi des 20/80, et d'autre part si 20% des causes produisent 80% des effets, il suffit de travailler sur ces 20% là pour influencer fortement le phénomène. En ce sens, le diagramme. [18]

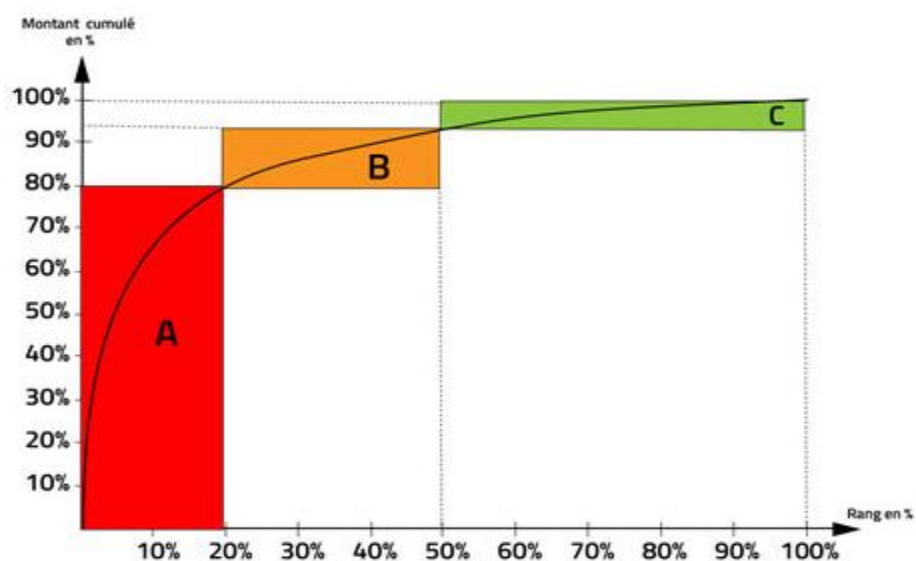


Figure IV. 4 Diagramme de Pareto



**Construction d'un diagramme de Pareto :**

A partir des données recueillies, il faut définir les catégories, puis :

1. Répartir les données dans les catégories,
2. Les catégories sont classées dans l'ordre décroissant,
3. Faire le total des données,
4. Calculer les pourcentages pour chaque catégorie : fréquence/total
5. Calculer le pourcentage cumulé
6. Déterminer une échelle adaptée pour tracer le graphique,
7. Placer les colonnes (les barres) sur le graphique, en commençant par la plus grande à gauche
8. Lorsque les barres y sont toutes, tracer la courbe des pourcentages [17]

**IV.11 La méthode AMDEC :**

D'après AFNOR, l'analyse des modes de défaillance de leurs effets et de leur criticités (AMDEC) est une méthode inductive permettant pour chaque composant d'un système, de recenser son mode de défaillance et son effet sur le fonctionnement ou sur la sécurité du système.

**IV.11.1 Objectifs de l'AMDEC :**

L'AMDEC est une procédure d'analyse des modes de défaillance et de leurs effets. Cette méthode a pour objectif :

- Analyser les conséquences des défaillances.
- Identifier les modes de défaillances.
- Préciser pour chaque mode de défaillance les moyens et les procédures de détection.
- Déterminer l'importance ou la criticité de chaque mode de défaillance,
- Classer les modes de défaillance.
- Etablir des échelles de signification et de probabilité de défaillance [19].

### IV.11.2 Les types de la méthode AMDEC :

On distingue 3 types dans cette méthode :

✓ AMDEC produit :

Est utilisée pour vérifier la conformité d'un produit développé par rapport aux exigences du client, et pour étudier en détail la phase de conception du produit ou d'un projet. Si le produit comprend plusieurs composants. On applique l'AMDEC composants.

✓ AMDEC processus :

Pour valider la fiabilité du processus de fabrication et assurer que chaque étape de la fabrication du produit ne générera pas de défauts de qualité

✓ AMDEC machine :

Est utilisée pour vérifier la fiabilité d'un équipement et assurer que les équipements, les machines fonctionneront avec la meilleure disponibilité possible.

Les sorties de l'étude sont :

- Modes opératoires de conduite et de maintenance
- Formation du personnel (production et maintenance)
- Politique de maintenance et de pièces de rechange
- Modifications pour améliorer la fiabilité ou la maintenabilité [20].

### IV.12 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons illustré la notion de maintenance, et expliqué ses temps classifié leurs différentes méthodes et montré ses objectives dans le domaine industriel , Pour réduire le temps de panne des systèmes électromécaniques, il doit connaitre la nature du défaut et leurs causes, et nous avons clarifié plusieurs méthodes qui permettent d'analyser les défauts des systèmes, quelle que ces méthodes sont la méthode de la courbe ABC, La méthode Diagramme cause-effet (5M) et La méthode Q, Q, O, Q, C, P et la méthode d'AMDEC.

# **Chapitre V**

## **Résultats et discussions**

## V Résultats et discussions

### V.1 Introduction

Généralement, pour appliquer les outils d'analyse courbe ABC et d'analyse FMD Il doit être choisi un système et son historique des pannes. Dans notre travail, nous avons choisi le transformateur de puissance 60/30KV à cause de sa stratégie importante par rapport au réseau national et local HT/MT à Ghardaïa.

### V.2 Historique des pannes du Transformateur de puissance :

Le tableau suivant résume l'historique des pannes du transformateur de puissance N°3 du Poste GRTE Ghardaïa de l'année 2013 jusqu'à l'année 2021.

Tableau V. 1 Historique des pannes du Transformateur de puissance 60 / 30 KV

ran ge	N°	Motifs des arrêts		Date de début depanne	Date de fin de panne	Temps d'arrêt (h)
		Intervention suite anomalie	Action de Maintenance systématique			
1	1		Entretien annuelle	16/12/2013	18/12/2013	36
2	2	Perte de serrage d'enroulement		08/07/2014	08/07/2014	1
3	3	la soupape de surpression		09/12/2014	11/12/2014	33
4	4	Fuite d'huile au niveau du Radiateur		16/06/2015	16/06/2015	21
	5	la jauge à huile				1
5	6		Entretien annuelle	22/12/2015	24/12/2015	36

6	7	Fissure des jupes des isolateurs		17/07/2016	17/07/2016	2
	8	Disfonctionnement des ventilateurs				3
7	9	Défaillance de thermostat		02/11/2016	02/11/2016	2
8	10	anomalie au niveau du système de refroidissement		17/04/2017	17/04/2017	8
9	11	Anomalie au niveau de relais buchholz				6
	12	Baisse niveau d'huile au niveau de la borne 30KV Phase 6		12/10/2017	14/10/2017	23
10	13		Entretien annuelle	26/12/2017	28/12/2017	36
11	14	Disfonctionnement des ventilateurs		16/05/2018	16/05/2018	3
12	15	Dégradation des isolants internes		09/10/2018	11/10/2018	24
	16	Perte de serrage d'enroulement				2
13	17	Déformation géométrique des enroulements		08/01/2019	10/01/2019	31
14	18	Défaillance de thermostat		13/08/2019	13/08/2019	2
	19	Fissure des jupes des isolateurs				3
15	20		Entretien annuelle	22/12/2019	24/12/2019	36
16	21	Disfonctionnement des ventilateurs		12/02/2020	12/02/2020	4

17	22	Surchauffe de l'enroulement		12/08/2020	12/08/2020	34
	23	anomalie au niveau du système de refroidissement				6
18	24	la jauge à huile		27/10/2020	27/10/2020	1
19	25	Fissure des jupes des isolateurs		10/12/2020	10/12/2020	3
	26	Anomalie au niveau de relais buchholz				7
20	27	Défaillance de thermostat		23/03/2021	23/03/2021	1
21	28	Disfonctionnement des ventilateurs		05/08/2021	05/08/2021	3
22	29		Entretien annuelle	21/12/2021	23/12/2021	37

### V.3 L'application de méthode de la courbe ABC :

Pour appliquer la méthode ABC, il faut d'abord classer en premier temps les pannes du transformateur de puissance par ordre décroissant en suite calculer leurs cumuls et leurs pourcentages et calculer en deuxième temps le cumul et le pourcentage de fréquence de panne comme il est montré dans ce tableau : [21]

## V.3.1 L'analyse ABC (Pareto).

Tableau V. 2 L'analyse ABC (Pareto)

Nº	Types des pannes	Fréquence	Temps d'arrêt (Heur)	Cumul de fréquence	Cumul de Temps d'arrêt	Cumul de fréquence (%)	Cumul Temps d'arrêt (%)
1	Surchauffe de l'enroulement	1	34	1	34	4,17	15,25
2	la soupape de surpression	1	33	2	67	8,33	30,04
3	Déformation géométrique des enroulements	1	31	3	98	12,50	43,95
4	Dégradation des isolants internes	1	24	4	122	16,67	54,71
5	Baisse niveau d'huile au niveau de la borne 30KV Phase 6	1	23	5	145	20,83	65,02
6	Fuite d'huile au niveau du Radiateur	1	21	6	166	<b>25,00</b>	<b>74,44</b>
7	anomalie au niveau du système de refroidissement	2	14	8	180	33,33	80,72
8	Anomalie au niveau de relais buchholz	2	13	10	193	41,67	86,55
9	Disfonctionnement des ventilateurs	4	13	14	206	<b>58,33</b>	<b>92,38</b>
10	Fissure des jupes des isolateurs	3	9	17	214	70,83	95,96
11	Défaillance de thermostat	3	4	20	219	83,33	98,21
12	Perte de serrage d'enroulement	2	3	22	221	91,67	99,1
13	la jauge à huile	2	2	24	223	100,00	100

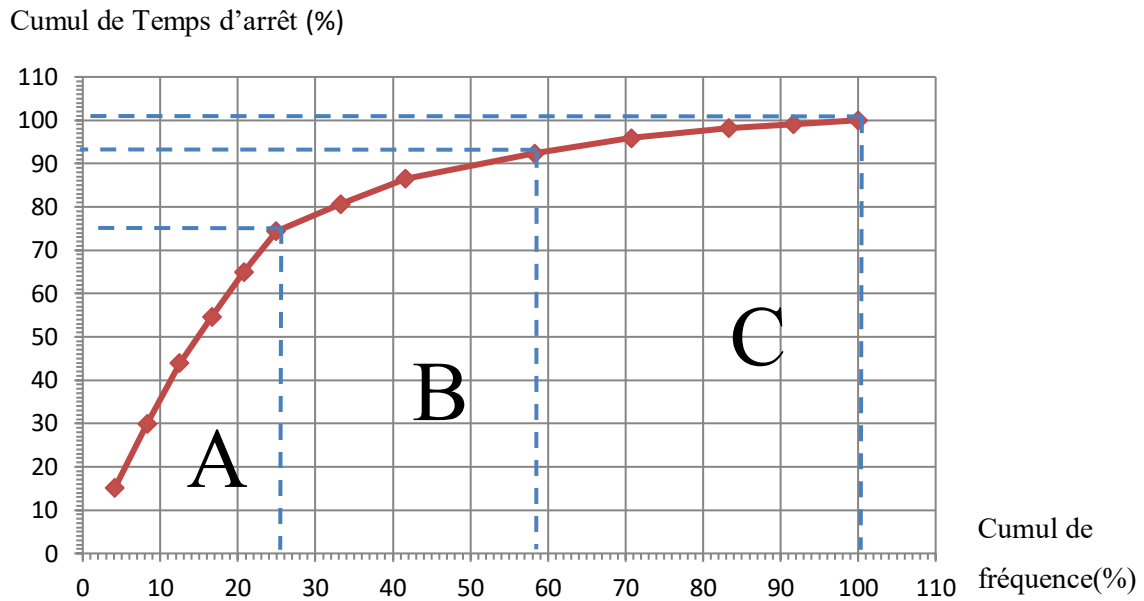


Figure V. 1 la courbe ABC [21]

### V.3.2 Interprétation de la courbe :

D'après la courbe, il y a trois zones :

La zone A : elle représente 74,44 % des heures d'arrêt représentent 25,00 % des défaillances, c'est la Zone la plus importante. Cette zone contient les éléments les plus perturbés :

Surchauffe de l'enroulement, la soupape de surpression, Déformation géométrique des enroulements, Dégradation des isolants internes, Baisse niveau d'huile au niveau de la borne 30KV Phase 6 et Fuite d'huile au niveau du Radiateur

La zone B : dans cette zone des heures d'arrêt représente 33,33% des défaillance, c'est une zone contient des éléments moins perturbés par rapport aux éléments de la zone A .

Les éléments de la zone B : anomalie au niveau du système de refroidissement ,Ventilateur et Relais de buchholz.

La zone C : dans cette zone 4,04% des heures d'arrêt représentent 29,17 % des défaillances, elle contient les éléments les moins perturbés par rapport aux deux autres zones.

Les éléments de la zone C : Les jupes, la jauge à huile ,Perte de serrage d'enroulement et les thermostat.



## V.4 L'analyse FMD

### V.4.1 La fiabilité :

Le tableau suivant comporte les TBF classés par ordre croissant, et les valeurs de  $F(t)$  calculées par la méthode des rangs moyen donc  $F(t) = \frac{N_i}{N+1}$  (Dans notre cas  $22 < N = 23 < 50$ )

Nous avons utilisé le papier de Weibull pour tracer la courbe  $F(t)$  en fonction de TBF :

Tableau V. 3 Estimation de la fonction de répartition.

Rang	TBF	F(t)
1	1032	0,043478261
2	1104	0,086956522
3	1776	0,130434783
4	1800	0,173913043
5	2136	0,217391304
6	2472	0,260869565
7	2520	0,304347826
8	3096	0,347826087
9	3168	0,391304348
10	3264	0,434782609
11	3360	0,47826087
12	3432	0,52173913
13	3624	0,565217391
14	3960	0,608695652
15	4200	0,652173913
16	4464	0,695652174
17	4464	0,739130435
18	4488	0,782608696
19	4848	0,826086957
20	4920	0,869565217
21	5880	0,913043478
22	6144	0,956521739

La figure suivante illustre la représentation graphique de la fonction de répartition sur le papier de Weibull

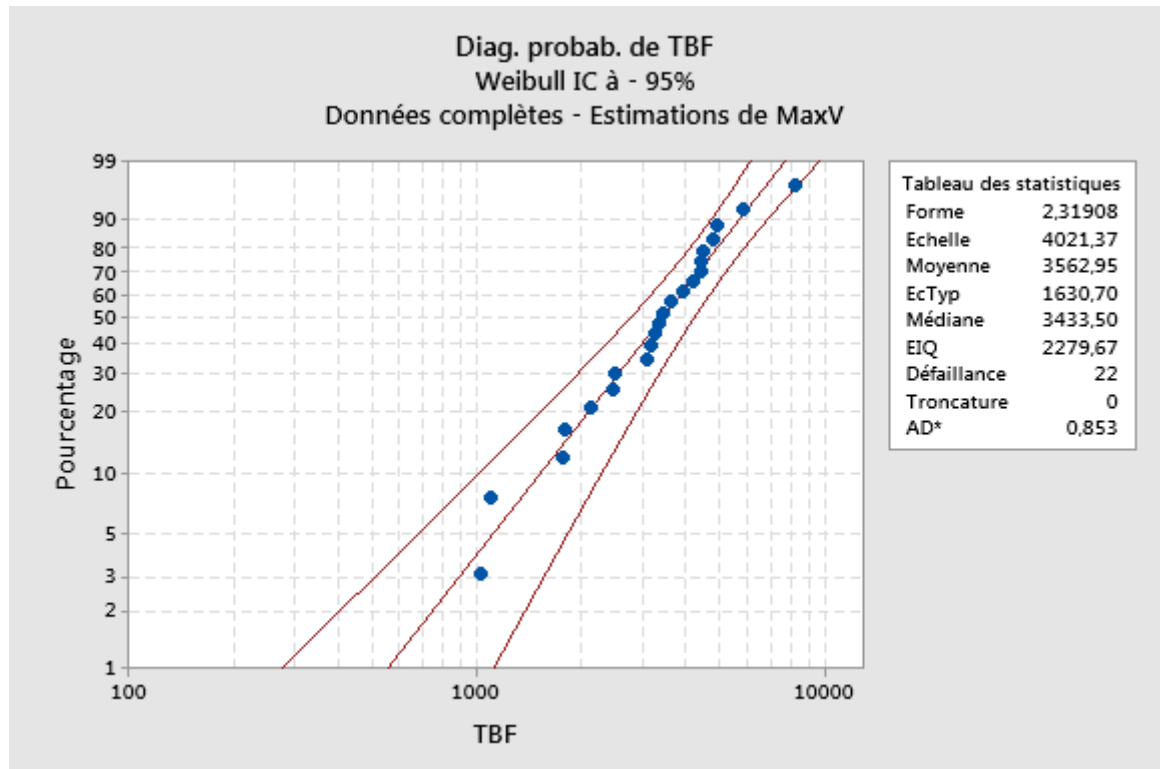


Figure V. 2 Papier fonctionnel de Weibull.

D'après la courbe de la figure (V.2), on peut extraire les paramètres de la loi de Weibull pour calculer la fonction de répartition théorique  $F(t)$ . Le calcul de  $F(t)$  a pour but de choisir le modèle adéquat (acceptable). Les valeurs de ces paramètres sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau V. 4 les paramètres de la loi de Weibull.

Paramètre	Valeurs
Beta $\beta$	2.32
Paramètre A	0,88591
Eta $\eta$	4021.37
Gamma $\gamma$	0
Ecart-type $\sigma$	1630

Calculer MTBF :

Pour calculer le MTBF il faut d'abord déterminer la valeur de A et dans cette figure (figure V.3) à partir de beta on peut trouver A .

$\beta$	A	B	$\beta$	A	B	$\beta$	A	B	$\beta$	A	B
0,05	2,43290E+18	9,03280E+23	1,75	0,89062	0,52523	3,45	0,89907	0,28822	5,15	0,91974	0,20505
0,1	3,62880E+06	1,55977E+09	1,8	0,88929	0,51123	3,5	0,89975	0,28473	5,2	0,92025	0,20336
0,15	2,59357E+03	1,21993E+05	1,85	0,88821	0,49811	3,55	0,90043	0,28133	5,25	0,92075	0,20170
0,2	1,20000E+02	1,90116E+03	1,9	0,88736	0,48579	3,6	0,90111	0,27802	5,3	0,92125	0,20006
0,25	2,40000E+01	1,99359E+02	1,95	0,88671	0,47419	3,65	0,90178	0,27479	5,35	0,92175	0,19846
0,3	9,26053E+00	5,00780E+01	2	0,88623	0,46325	3,7	0,90245	0,27164	5,4	0,92224	0,19688
0,35	5,02914E+00	1,99761E+01	2,05	0,88589	0,45291	3,75	0,90312	0,26857	5,45	0,92272	0,19532
0,4	3,32335E+00	1,04382E+01	2,1	0,88569	0,44310	3,8	0,90379	0,26558	5,5	0,92320	0,19379
0,45	2,47859E+00	6,46009E+00	2,15	0,88561	0,43380	3,85	0,90445	0,26266	5,55	0,92368	0,19229
0,5	2,00000E+00	4,47214E+00	2,2	0,88562	0,42495	3,9	0,90510	0,25980	5,6	0,92414	0,19081
0,55	1,70243E+00	3,34530E+00	2,25	0,88573	0,41652	3,95	0,90576	0,25701	5,65	0,92461	0,18935
0,6	1,50458E+00	2,64514E+00	2,3	0,88591	0,40848	4	0,90640	0,25429	5,7	0,92507	0,18792
0,65	1,36627E+00	2,17887E+00	2,35	0,88617	0,40080	4,05	0,90704	0,25162	5,75	0,92552	0,18651
0,7	1,26582E+00	1,85117E+00	2,4	0,88648	0,39345	4,1	0,90768	0,24902	5,8	0,92597	0,18512
0,75	1,19064	1,61077	2,45	0,88685	0,38642	4,15	0,90831	0,24647	5,85	0,92641	0,18375
0,8	1,13300	1,42816	2,5	0,88726	0,37967	4,2	0,90894	0,24398	5,9	0,92685	0,18240
0,85	1,08796	1,28542	2,55	0,88772	0,37319	4,25	0,90956	0,24154	5,95	0,92729	0,18107
0,9	1,05218	1,17111	2,6	0,88821	0,36696	4,3	0,91017	0,23915	6	0,92772	0,17977
0,95	1,02341	1,07769	2,65	0,88873	0,36097	4,35	0,91078	0,23682	6,05	0,92815	0,17848
1	1,00000	1,00000	2,7	0,88928	0,35520	4,4	0,91138	0,23453	6,1	0,92857	0,17721
1,05	0,98079	0,93440	2,75	0,88986	0,34963	4,45	0,91198	0,23229	6,15	0,92898	0,17596
1,1	0,96491	0,87828	2,8	0,89045	0,34427	4,5	0,91257	0,23009	6,2	0,92940	0,17473
1,15	0,95170	0,82971	2,85	0,89106	0,33909	4,55	0,91316	0,22793	6,25	0,92980	0,17351
1,2	0,94066	0,78724	2,9	0,89169	0,33408	4,6	0,91374	0,22582	6,3	0,93021	0,17232
1,25	0,93138	0,74977	2,95	0,89233	0,32924	4,65	0,91431	0,22375	6,35	0,93061	0,17113
1,3	0,92358	0,71644	3	0,89298	0,32455	4,7	0,91488	0,22172	6,4	0,93100	0,16997
1,35	0,91699	0,68657	3,05	0,89364	0,32001	4,75	0,91544	0,21973	6,45	0,93139	0,16882
1,4	0,91142	0,65964	3,1	0,89431	0,31561	4,8	0,91600	0,21778	6,5	0,93178	0,16769
1,45	0,90672	0,63522	3,15	0,89498	0,31135	4,85	0,91655	0,21586	6,55	0,93216	0,16657
1,5	0,90275	0,61294	3,2	0,89565	0,30721	4,9	0,91710	0,21397	6,6	0,93254	0,16547
1,55	0,89939	0,59252	3,25	0,89633	0,30319	4,95	0,91764	0,21212	6,65	0,93292	0,16439
1,6	0,89657	0,57372	3,3	0,89702	0,29929	5	0,91817	0,21031	6,7	0,93329	0,16332
1,65	0,89421	0,55635	3,35	0,89770	0,29550	5,05	0,91870	0,20853	6,75	0,93366	0,16226
1,7	0,89224	0,54024	3,4	0,89838	0,29181	5,1	0,91922	0,20677	6,8	0,93402	0,16121

Figure V. 3 Les valeurs A et B en fonction de  $\beta$

$$MTBF = A\eta + \gamma = 0,88591 \times 4021.37 + 0 = 3562,58$$

$$MTBF = 3562,58h$$

➤ **Les fonctions :**

La fonction de répartition F (T) :

$$F(T) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}}$$

Densité de probabilité :

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}$$

La fonction de fiabilité R (t) :

$$R(t) = 1 - F(t)$$

- Taux de défaillance :

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1}$$

Tableau V. 5 Calculs de la fiabilité, du temps de défaillance, La fonction de fiabilité et de la densité de probabilité

range	TBF	f (t)	F(T)	R (t) = 1-F(T)	$\lambda (t)$
1	1032	0,000092	0,041722	0,958278	0,000096
2	1104	0,000100	0,048614	0,951386	0,000105
3	1776	0,000169	0,139431	0,860569	0,000196
4	1800	0,000171	0,143509	0,856491	0,000200
5	2136	0,000199	0,205803	0,794197	0,000250
6	2472	0,000220	0,276307	0,723693	0,000304
7	2520	0,000222	0,286907	0,713093	0,000311
8	3096	0,000237	0,420241	0,579759	0,000409
9	3168	0,000237	0,437300	0,5627	0,000421
10	3264	0,000237	0,460031	0,539969	0,000438
11	3360	0,000235	0,482690	0,51731	0,000455
12	3432	0,000234	0,499598	0,500402	0,000468
13	3624	0,000229	0,544127	0,455873	0,000503
14	3960	0,000215	0,618998	0,381002	0,000565
15	4200	0,000202	0,669150	0,33085	0,000611
16	4464	0,000185	0,720325	0,279675	0,000662
17	4464	0,000185	0,720325	0,279675	0,000662
18	4488	0,000184	0,724750	0,27525	0,000667
19	4848	0,000158	0,786255	0,213745	0,000738
20	4920	0,000153	0,797427	0,202573	0,000753
21	5880	0,000085	0,910578	0,089422	0,000953
22	6144	0,000070	0,930981	0,069019	0,00100

❖ Les courbes :

➤ Courbe de la fonction de répartition  $F(t)$  en fonction du TBF

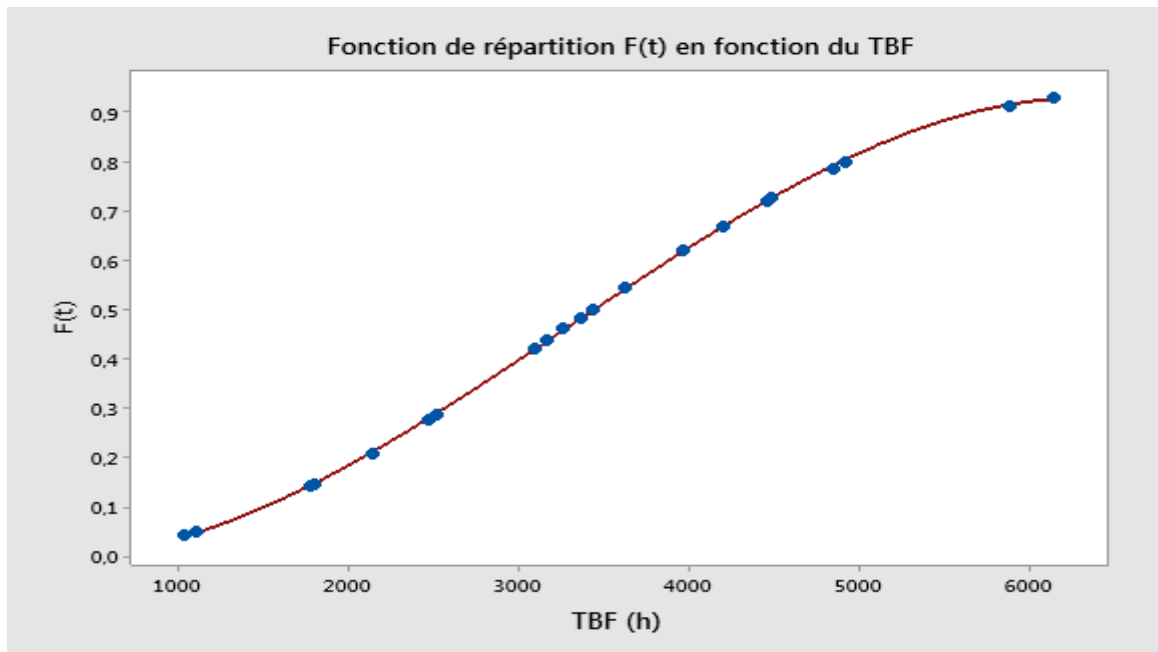


Figure V. 4 Fonction de répartition  $F(t)$  en fonction du TBF

➤ Courbe de la fonction de fiabilité  $R(t)$  en fonction de TBF :

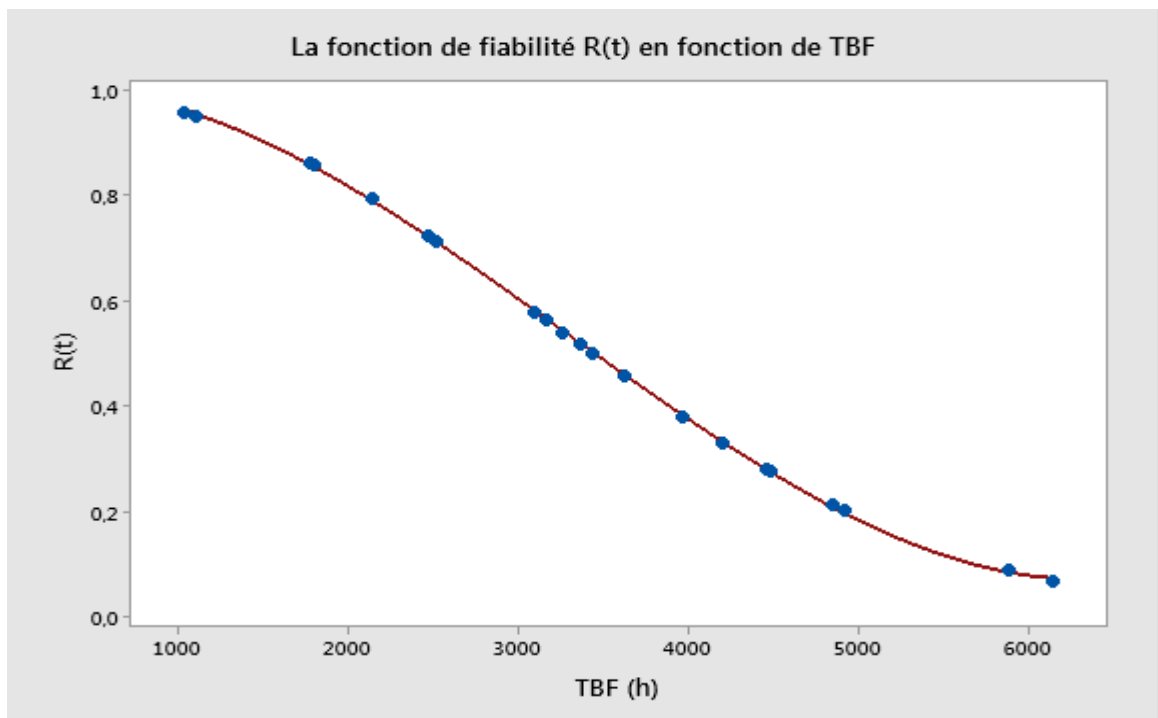


Figure V. 5 La fonction de fiabilité  $R(t)$  en fonction de TBF

- Courbe de la fonction de taux de défaillance  $\lambda(t)$  :

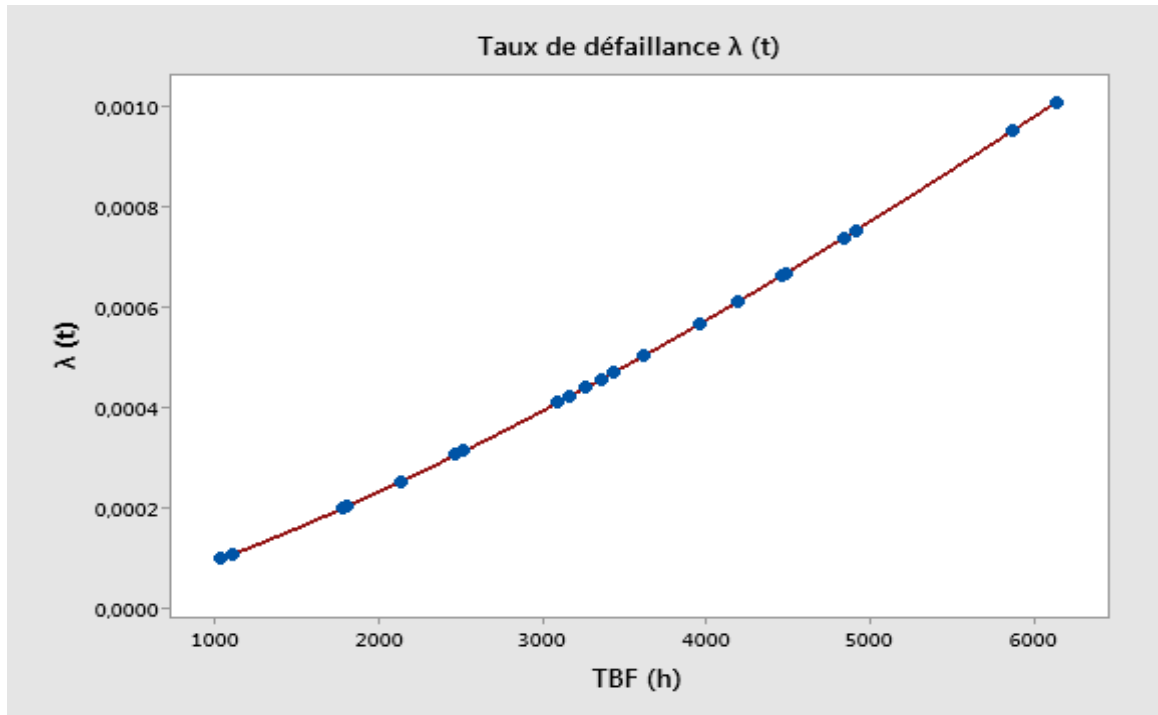


Figure V. 6 La fonction de taux de défaillance  $\lambda(t)$  en fonction de TBF

- Courbe de la fonction de la densité de probabilité :

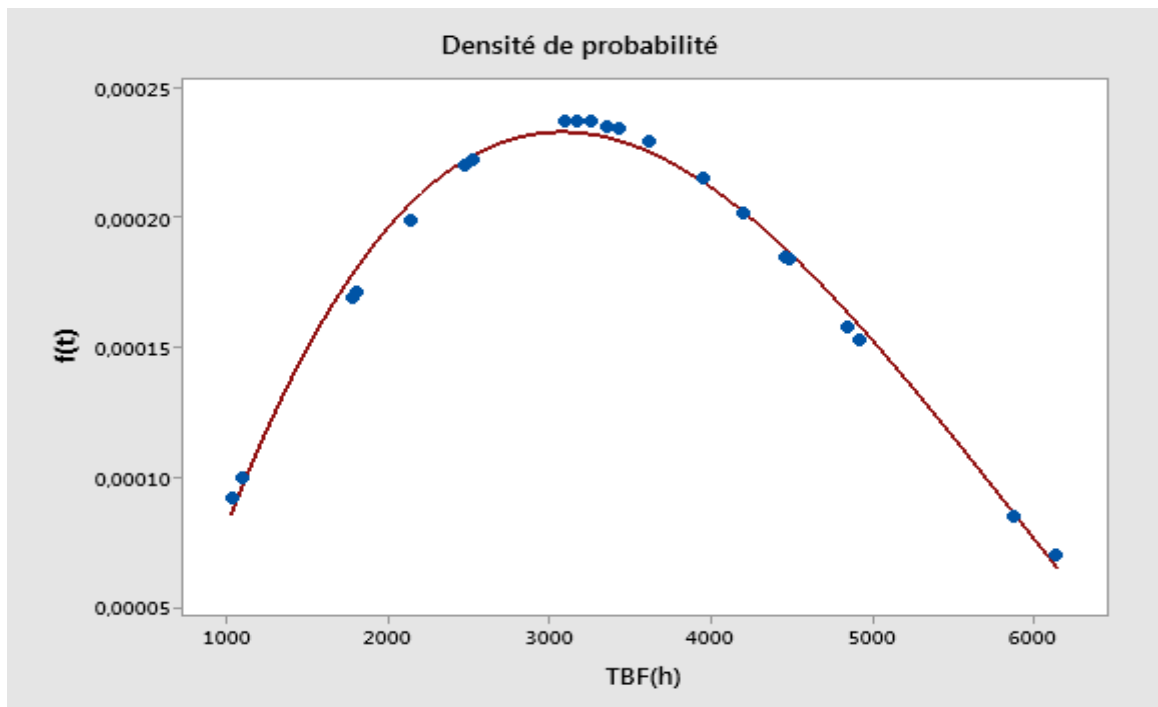


Figure V. 7 La fonction de la densité de probabilité en fonction de TBF

### V.4.2 La maintenabilité

La fonction de maintenabilité est donnée par la relation suivante :

$$M(t) = 1 - e^{-\mu t}$$

Le taux de réparation est exprimé par :  $\mu = \frac{1}{MTTR} \rightarrow \mu = \frac{1}{13,97} = 0,072$

$$\text{Avec : } MTTR = \frac{\sum TTR}{N'} = \frac{405}{29} = 13,97$$

$$\text{Donc } \mu = 0,072 h^{-1}$$

Le tableau ci-dessous résume la maintenabilité pour l'historique des pannes :

Tableau V. 6 Le calcul de la maintenabilité

N°	Temps de réparation (h)	M(t)
1	1	0,069469
2	1	0,069469
3	1	0,069469
4	1	0,069469
5	2	0,134112
6	2	0,134112
7	2	0,134112
8	2	0,134112
9	3	0,194265
10	3	0,194265
11	3	0,194265
12	3	0,194265
13	3	0,194265
14	4	0,250238
15	6	0,350791
16	6	0,350791
17	7	0,395891
18	8	0,437858
19	21	0,779531
20	23	0,809099

21	24	0,822361
22	31	0,892686
23	33	0,907078
24	34	0,913534
25	36	0,92513
26	36	0,92513
27	36	0,92513
28	36	0,92513
29	37	0,930331

❖ Courbe de la fonction de maintenabilité en fonction des temps de réparation (TTR)

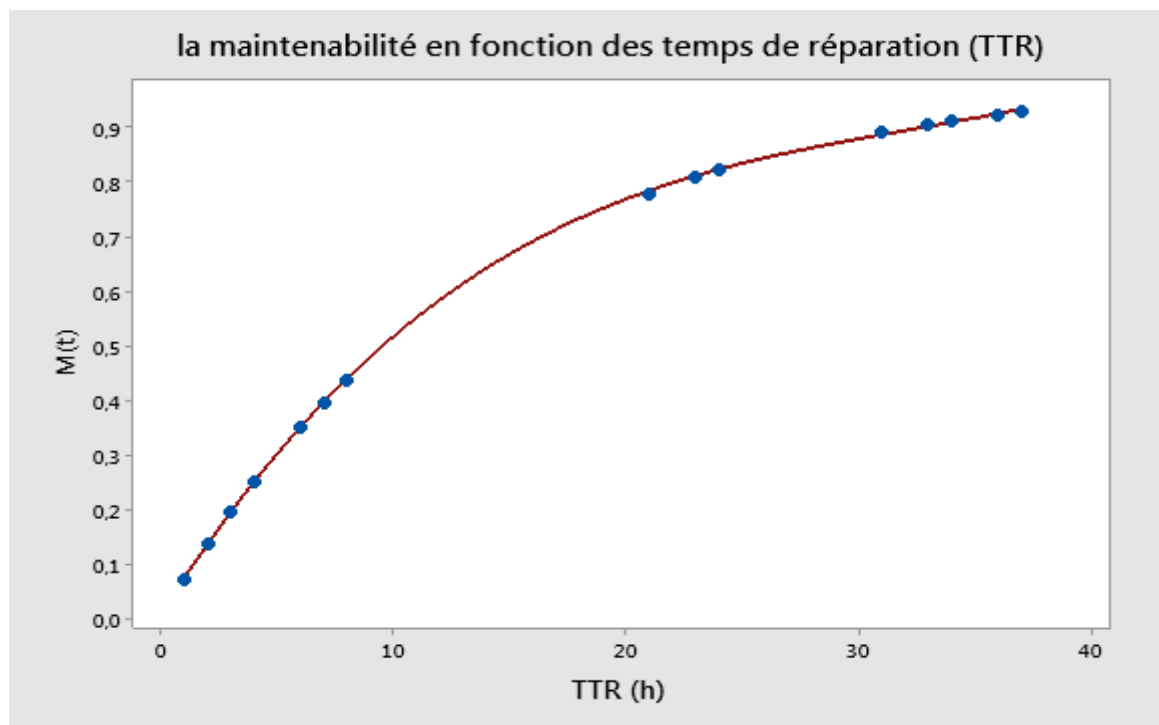


Figure V. 8 montre la maintenabilité en fonction des temps de réparation (TTR)

on remarque'après cette figure que la maintenabilité augmente avec l'augmentation du temps de réparation(TTR).

$$M(t) = 1 - e^{-\mu MTTR}$$

$$M(t) = e^{-0.072 * 13.97} = 0.6342$$



### V.4.3 Disponibilité

- Disponibilité intrinsèque au asymptotique :

$$D_i = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Avec :

$$MTBF = \frac{\sum TBF}{N} = \frac{76152}{22} = 3461,45$$

$$MTTR = \frac{\sum TTR}{N'} = \frac{405}{29} = 13,97$$

$$\rightarrow D_i = \frac{3461,45}{3461,45 + 13,97} = 0,996$$

- Disponibilité instantanée :

$$D(t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\mu + \lambda)TTR}$$

$$\lambda = \frac{1}{MTBF} = \frac{1}{3461,45} = 0,000289 \text{ h}^{-1}$$

$$\mu = \frac{1}{MTTR} = \frac{1}{13,97} = 0,071582 \text{ h}^{-1}$$

$$\lambda + \mu = 0,071871 \text{ h}^{-1}$$

$$\rightarrow D(t) = \frac{0,071582}{0,071582 + 0,000289} + \frac{0,000289}{0,071582 + 0,000289} e^{-(0,071582 + 0,000289)TTR}$$

Tableau V. 7 Le calcul de la disponibilité instantané

TTR	D(t)
1	0,999721054
1	0,934672035
1	0,934393089
1	0,934393089
2	0,869853323
2	0,869853323
2	0,869593809
2	0,869593809
3	0,809529815
3	0,809529815
3	0,809288297
3	0,809288297
3	0,809288297
4	0,753389685
6	0,652953175
6	0,652728407
7	0,607267632
8	0,565335368
21	0,223497977
23	0,193731012
24	0,179079066
31	0,108513489
33	0,094034434
34	0,087279658
36	0,075593887
36	0,075567865
36	0,07552111
36	0,07552111
37	0,070304767

- ❖ La Courbe de disponibilité instantanée en fonction des temps de réparation (TTR) :

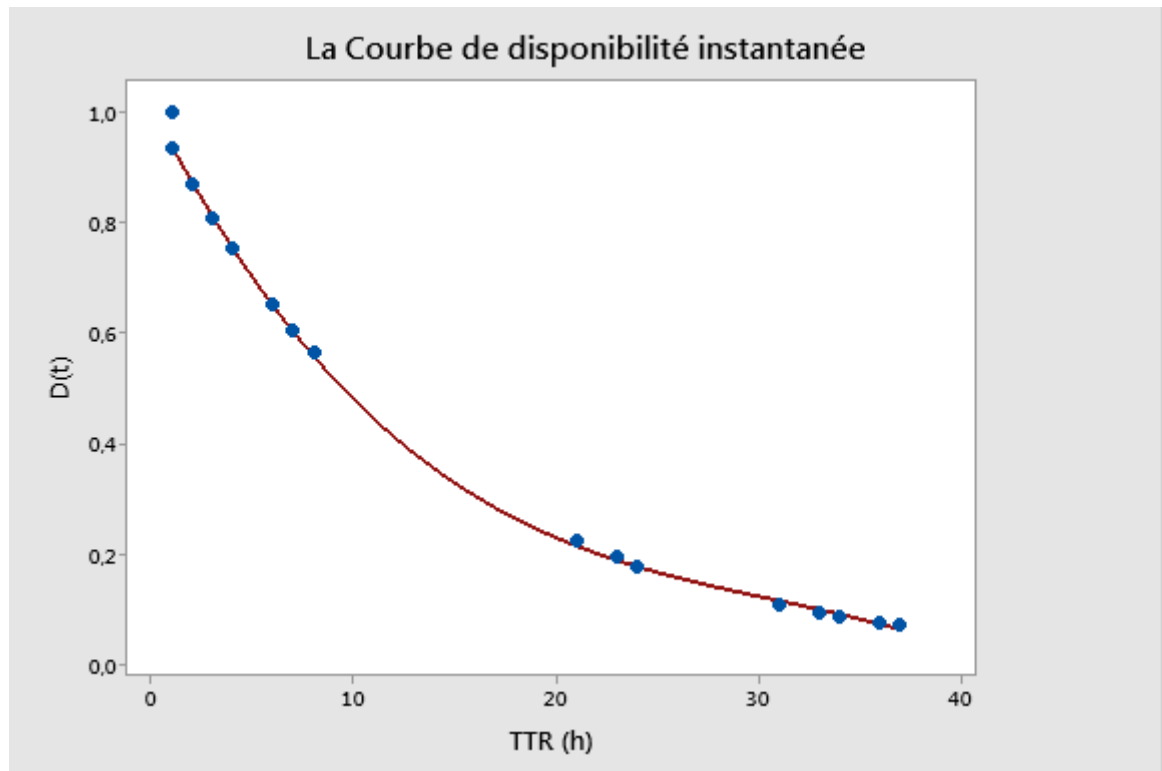


Figure V. 9 La Courbe de disponibilité instantanée.

La figure V. 9 montre la disponibilité intrinsèque en fonction du temps de réparation. D'après cette figure, on remarque que la disponibilité diminue avec l'augmentation du temps de réparation, ce qui résulte que la maintenance appliquée actuellement sur le transformateur de puissance étudié est jugée aléatoire et du type correctif. [21]

- ❖ Disponibilité intrinsèque théorique :

On peut calculer la disponibilité intrinsèque théorique par l'équation suivante :

$$D(t) = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$D(t) = \frac{3461,45}{3461,45 + 13,97} = 0,996 = 99,62 \%$$

#### **V.4.4 Recommandation :**

Puisque les estimateurs du paramètre d'échelle dans notre étude ont des valeurs strictement supérieures à l'unité, alors le dispositif considéré est dans la phase de vieillesse qui coïncide avec un taux de défaillance croissante, ce qui justifie la mise en œuvre d'une politique de maintenance préventive.[21]

#### **V.5 Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons extrait l'historique de panne du transducteur 60/30KV N°3 de notre formation interne GRTE Ghardaïa, après avoir appliqué la méthode de Pareto (courbe ABC)

pour découvrir qu'il s'agit du plus intéressant des arrêts remarquables de ce transformateur.

Nous avons opté pour la loi weibull pour calculer la MTBF, fiabilité, densité de probabilité, fonction de répartition et le taux de défaillance, dont nous avons constaté une diminution remarquable de la fiabilité, une augmentation du taux de défaillance et du temps d'arrêt suite aux défaillances.

Nous avons pu mettre en évidence les schémas de défaut qui sont d'une grande importance et provoquent l'arrêt de la majorité des transformateurs étudiés et pour lesquels nous pouvons lancer une politique de maintenance adaptée.

# **Conclusion générale**

### VI Conclusion générale

Dans notre travail, nous avons suivi une formation pratique à la société SADEG à Ghardaïa pour acquérir des connaissances pratiques sur les performances de cette société.

Egalement nous avons effectué une autre formation pratique dans l'entreprise GRTE à Ghardaïa, afin d'avoir une connaissance pratique des performances de cette entreprise et d'extraire l'historique des pannes du système spécifique (transformateur de puissance). Ce journal des pannes est nécessaire pour appliquer les méthodes d'optimisation de la maintenance préventive afin d'optimiser la maintenance du transformateur de puissance respectif,

Dans ce travail on a présenté des généralités sur les réseaux électriques de production, de transport et de distribution, ainsi que les différentes architectures du réseau de distribution moyenne tension et postes HTA, il est nécessaire de surveiller en permanence l'état électrique des éléments.

Il nous avons énoncé toutes les informations nécessaires sur les différents types qui composent un système de protection moyenne tension, ainsi que leurs éléments constitutifs. Ses éléments sont très critiques pour le fonctionnement normal d'une chaîne de protection, doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types des défauts.

Les résultats obtenus après l'application de la méthode FMD nous a indiqué la diminution de la fiabilité de cette ligne, c'est-à-dire l'augmentation du taux de défaillance expliqué par l'augmentation du temps d'arrêt par rapport au temps de bon fonctionnement.

D'après les résultats un MTBF de 3562 heures (5 mois) garantira un taux de disponibilité de 99.62%, (admissible par l'entreprise) cela se traduit par la proposition d'un arrêt de maintenance systématique périodique chaque 5 mois. Pour optimiser la maintenance de cette transformateur nous avons proposé ce qui suit :

Augmenter la fréquence des entretiens systématique notamment pour les dispositifs situant dans la zone A de la courbe ABC.

Réviser bien et appliquer les consignes et les recommandations d'exploitation assignées par le constructeur de cette machine.

# **Références bibliographiques**

## VII Références bibliographiques

- [1] D. d. Sonelgaz, présentation Sonelgaz et réglementation
- [2] Organigramme distribution groupe Sonelgaz Ghardaïa 2012
- [3] C. Puret, « les réseaux de distribution publique MT dans le monde », Cahier Technique Merlin Gerin 155, septembre 1991.
- [4] Schneider Electric, « **Architecteur de Réseau de Distribution** », 2007.
- [5] J. Sabonnadière, «lignes et réseaux électriques1», Edition HERMES, Paris 2007
- [6] J.PATRICK, « Distribution de l'énergie », Avril 2014.
- [7] Schneider Electric, «Postes HTA/BT».
- [8] Merlin Gerin,« Protection des réseaux électriques », PozzoGrosMonti ,Italie2003.
- [9] Groupe Sonelgaz « Protection des réseaux Moyenne Tension », EPIC SONELGAZ Centre de Formation Ghardaïa.
- [10] Zellagui Mohamed, «Etude de protections des réseaux électriques MT (30-10kv)»,thèse de magister, Université de Constantine 2010.
- [11] 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, université de Biskra 2017.
- [12] Gabriel Cormier « le manuel de Bouchard, Électrotechnique, 2e édition».
- [13] « Plan de protection des réseaux HTA Structure du document» livre.
- [14] O. CHILARD, G. DONNART & D. RENON, « **EDF Patented Protection 'PDTR' Against Resistive Phase to Ground Faults in Compensated MV** », CRIS'2004, France à Grenoble, october 2004.
- [15] Monchy, François. "**maintenance, Méthodes et Organisation, dunod.**" (2000)
- [16] J. HENG, **Pratique de maintenance préventive**, livre.
- [17] Hohmann C. 2009. Techniques de productivité: Editions Eyrolles, 258
- [18] ANAES. 2000. Agence Nationale d'Accréditation et d'Évaluation en Santé : Évaluation de la qualité de la tenue du partogramme. Paris
- [19] [En ligne]. Available: <https://qualite.ooreka.fr/comprendre/amdec>. [le 03 052020].
- [20] A. ABDI, «mémoire de master,optimisation de la fonction maintenance par la methodeAMDEC,» Tlemcen, 2012/2013.
- [21] Kerkar et Hemmouda mémoire de master «**Optimisation de la maintenance préventive d'un transformateur de puissance 220/60 KV**» 2019/2020