



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

N° d'enregistrement

Université de Ghardaïa

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

كلية العلوم و التكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

قسم الآلية والكهروميكانيك

Département d'Automatique et d'Electromécanique

Mémoire de fin d'étude, en vue de l'obtention du diplôme

**Master**

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electromécanique

Spécialité : Maintenance industrielle

**Thème**

**Optimisation de la maintenance préventive du système  
de téléconduite d'un réseau électrique HTB (au sein  
du poste de transformation de GRTE Ghardaïa)**

Présenté par :

**Brahim BOUSSADA**

**Omar BABAUSMAIL**

Soutenu publiquement le : 22 / 06 / 2023

Devant le jury composé de :

Fayçal CHOUIA	MCB	Univ. Ghardaïa	Président
Hocine MERZOUG	MAA	Univ. Ghardaïa	Encadreur
Messaoud BENDAOU	MCB	Univ. Ghardaïa	Examineur
Brahim ZITANI	MAA	Univ. Ghardaïa	Examineur

Année universitaire 2022/2023

# R E M E R C I E M E N T S

Surtout, nous remercions **ALLAH** pour son aide et ses innombrables dons. **ALLAH** qui nous a donné la force et la connaissance, la volonté et le moral pour compléter nos études.

Nous tenons à remercier chaleureusement et sincèrement **Mr. Hocine MERZOUG** d'avoir dirigé nos travaux de recherche, pour son aide précieuse et ses encouragements qui ont été d'une grande importance pour nous au cours de la préparation de cette thèse et aussi pour remercier **Mr. Abdelhamid BAZINE** pour son aide au cours de notre formation à SONELGAZ transport d'électricité.

Nous remercions également tous les membres qui ont accepté d'examiner ce travail.

# *Dédicace*

Nous dédions ce travail :

À nos chères mamans

À nos chers Pères Grâce à leurs mérites, leurs sacrifices et leur patience, nous sommes arrivés à ce jour.

À nos frères et nos sœurs.

À tous les amis.

*Brahim, Omar*

## Résumé :

Lors de cette étude, nous avons optimisé la maintenance préventive du système de téléconduite d'un réseau électrique HTB dans SONELGAZ transport d'électricité Ghardaïa.

Nous appuyons dans cette étude sur les temps de défaillance de notre système de téléconduite, et nous avons analysé ces temps de panne par trois méthodes différentes et efficaces "méthode ABC (Pareto)", "analyse FMD", "méthode AMDEC", dans le but de minimiser les périodes d'inactivité et d'optimiser la disponibilité du système de téléconduite.

**Mots clés :** Système Téléconduite, maintenance, défaillances, méthode ABC, analyse FMD et méthode AMDEC.

## Abstract:

During this study, we optimized the preventive maintenance of the telecontrol system of an HTB electrical network in SONELGAZ electricity transport Ghardaïa.

We rely in this study on the failure times of our telecontrol system, and we have analysed these failure times by three different and effective methods "ABC method (Pareto)", "FMD analysis", "FMECA method", in the aim of minimizing periods of inactivity and optimizing the availability of the telecontrol system.

**Keywords:** Telecontrol system, maintenance, failure, ABC method, FMD analysis, FMECA method.

## ملخص :

خلال هذه الدراسة ، قمنا بتحسين الصيانة الوقائية لنظام التحكم عن بعد لشبكة كهربائية HTB في SONELGAZ لنقل الكهرباء في غرداية.

نعتمد في هذه الدراسة على أوقات فشل نظام التحكم عن بعد لدينا ، وقمنا بتحليل أوقات الفشل هذه بثلاث طرق مختلفة وفعالة "طريقة ABC (باريتو)" ، "تحليل FMD" ، "طريقة AMDEC" ، بهدف التقليل فترات التوقف وتحسين توفر نظام التحكم عن بعد.

**كلمات مفتاحية :** نظام التحكم عن بعد، الصيانة، فشل، طريقة ABC، تحليل FMD، طريقة AMDEC.

## Table des matières :

REMERCIEMENTS.....	I
Dédicace.....	II
Résumé : .....	III
Liste des figures :.....	VII
Liste des tableaux : .....	VII
Liste des abréviations : .....	IX
Introduction générale :.....	1

### Chapitre I : Présentation de l'entreprise

I.1 Introduction :.....	3
I.2 Présentation du groupe SONELGAZ : .....	3
I.3 Histoire de Sonelgaz :.....	3
I.4 Organigramme générale de SONELGAZ : .....	8
I.5 Présentation de la société algérienne SONELGAZ transport de l'électricité : .....	9
I.5.1 Organisation de SONELGAZ transport de l'électricité : .....	10
I.5.2 Carte réseau de la région Hassi Messaoud : .....	11
I.5.3 Poste SONELGAZ transport de l'électricité de Ghardaïa : .....	12

### Chapitre II : Généralité sur le réseau électrique HTB

II.1 Introduction :.....	16
II.2 Définition d'un réseau électrique :.....	16
II.3 Niveaux de tension :.....	16
II.4 Différents types de structures des réseaux : .....	17
II.4.1 Structure maillée :.....	17
II.4.2 Structure radiale ou bouclée : .....	17
II.4.3 Structure arborescente : .....	17
II.5 Présentation des réseaux électriques : .....	18
II.5.1 Réseaux de transport et d'interconnexion : .....	18
II.5.2 Réseaux de répartition : .....	19
II.5.3 Réseaux de distribution : .....	19
II.6 Architecture de Réseaux Electrique :.....	20
II.6.1 Critères de choix :.....	20
II.6.2 Type d'architecture :.....	20
II.7 Poste électrique : .....	22
II.8 Appareillage d'un poste électrique : .....	22
II.8.1 Transformateur de puissance :.....	22
II.8.2 Disjoncteur : .....	23

II.8.3 Transformateur de courant (TC) : .....	24
II.8.4 Sectionneur : .....	24
II.8.5 Transformateur de tension TT/TP : .....	25
II.8.6 Parafoudre : .....	26
II.8.7 Isolateur : .....	26
II.8.8 Jeux de barres : .....	27
II.8.9 Circuit bouchons : .....	27
II.9 Différents types de défaut d'un réseau électrique : .....	28
II.9.1 Court-circuit : .....	28
II.9.2 Surtension : .....	29
II.9.3 Surcharge : .....	29
II.9.4 Oscillations : .....	30
II.9.5 Déséquilibres : .....	30
II.10 Conclusion : .....	30

### **Chapitre III : Généralité sur le système téléconduite**

III.1 Introduction : .....	32
III.2 Définition de la téléconduite : .....	32
III.2.1 Télésurveillance : .....	32
III.2.2 Télécommande : .....	33
III.2.3 Protection et Contrôle-Commande des réseaux : .....	34
III.3 Différents équipements de la fonction Téléconduite : .....	36
III.3.1 Equipement Téléconduite : .....	36
III.3.2 Equipements de Transmission : .....	37
III.3.3 Réseau téléphonique de sécurité : .....	39
III.4 System SCADA : .....	39
III.5 Maintenance des équipements téléconduite (Entretien systématique) : .....	40
III.5.1 Equipements PCG : .....	40
III.5.2 Equipements des postes asservis RTU : .....	41
III.5.3 Equipements de Télé-action : .....	41
III.5.4 Systèmes de renvoi au niveau des ouvrages postes : .....	41
III.5.5 Téléinformations TM/TS/TC : .....	41
III.5.6 Contrôle commande numérique (CCN) : .....	41
III.5.7 Redresseurs 48 Vcc : .....	42
III.5.8 Onduleurs : .....	42
III.6 Conclusion : .....	43

### **Chapitre IV : La maintenance industrielle et ses méthodes d'analyse**

IV.1 Introduction : .....	45
---------------------------	----

IV.2 Historique et évolution de la maintenance : .....	46
IV.3 Définitions de la maintenance : .....	47
IV.3.1 Définition de la maintenance selon l'AFNOR par la norme NF X 60-0101 : .....	47
IV.3.2 Définition de la maintenance selon l'AFNOR par la norme NF EN 13306 X 60-3195 : ..	47
IV.3.3 Définition de la maintenance selon La Fédération européenne des sociétés nationales de maintenance (EFNMS) : .....	47
IV.4 Activités de maintenance : .....	47
IV.4.1 Fonctions de service maintenance : .....	48
IV.5 Objectifs de la maintenance : .....	49
IV.6 Types de la maintenance : .....	50
IV.6.1 Maintenance préventive : .....	50
IV.6.2 Maintenance corrective : .....	50
IV.6.3 Maintenance améliorative : .....	51
IV.7 Temps de maintenance : .....	51
IV.8 Niveaux et échelons de maintenance : .....	52
IV.8.1 Echelons de maintenance : .....	52
IV.8.2 Niveaux de maintenance : .....	52
IV.9 Méthodes d'analyse de maintenance : .....	53
IV.9.1 Méthode ABC (Diagramme de Pareto) : .....	53
IV.9.2 AMDEC : .....	55
IV.9.3 Diagramme d'ISHIKAWA (Les 5M, cause-effet, arêtes de poisson) : .....	58
IV.9.4 Méthode QQQQCP : .....	60
IV.9.5 Méthode de l'arbre de défaillance : .....	61
IV.9.6 Etude FMD (Fiabilité, Maintenabilité, Disponibilité) : .....	64
IV.10 Conclusion : .....	71

## **Chapitre V : Application des outils d'analyse sur les données de l'entreprise**

V.1 Introduction : .....	73
V.2 Historique des défaillances du système téléconduite : .....	73
V.3 Application des méthodes d'analyse : .....	75
V.3.1 Application de la méthode de la courbe ABC (loi de Pareto) : .....	75
V.3.2 Analyse FMD : .....	79
V.3.3 Application de La méthode AMDEC : .....	94
V.4 Conclusion : .....	101
Conclusion générale .....	102
Bibliographie : .....	105
Les annexes : .....	108

## Liste des figures :

### Chapitre I : Présentation de l'entreprise

<i>Figure I.1 : Organigramme générale de SONELGAZ</i> .....	8
<i>Figure I.2 : Les régions de transport de l'électricité</i> .....	9
<i>Figure I.3 : Organigramme générale de SONELGAZ transport de l'électricité</i> .....	10
<i>Figure I.4 : Carte réseau de la région Hassi Messaoud</i> .....	11
<i>Figure I.5 : Carte réseau de la wilaya de GHARDAIA</i> .....	12
<i>Figure I.6 : Plane de masse du poste SONELGAZ transport de l'électricité Ghardaïa</i> .....	12
<i>Figure I.7 : Schéma unifilaire du poste étage 220/60 kV</i> .....	13
<i>Figure I.8 : Schéma unifilaire du poste Ghardaïa étage 60/30 kV</i> .....	13

### Chapitre II : Généralité sur le réseau électrique HTB

<i>Figure II.1 : Schémas de différents types de structures des réseaux</i> .....	17
<i>Figure II.2 : Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique</i> .....	18
<i>Figure II.3: Architecture simple antenne</i> .....	20
<i>Figure II.4 : Architecture double antenne</i> .....	20
<i>Figure II.5 : Architecture double antenne avec double jeu de barres</i> .....	21
<i>Figure II. 6 : Appareils électriques dans un poste (A : côté primaire, B : côté secondaire)</i> .....	22
<i>Figure II.7 : Transformateur HTB 220/60 Kv</i> .....	23
<i>Figure II.8 : Disjoncteur à gaz SF6</i> .....	23
<i>Figure II.9 : Transformateur de courant (TC)</i> .....	24
<i>Figure II.10 : sectionneur HTB</i> .....	25
<i>Figure II.11 : Transformateur de tension TT/TP</i> .....	25
<i>Figure II.12 : parafoudre</i> .....	26
<i>Figure II.13 : Isolateur</i> .....	26
<i>Figure II.14 : Jeux de barres</i> .....	27
<i>Figure II.15 : Circuit bouchons</i> .....	27
<i>Figure II.16 : Différentes formes des Courts-circuits [5]</i> .....	29

### Chapitre III : Généralité sur le système téléconduite

<i>Figure III.1 : La chaîne de protection et contrôle commande</i> .....	35
<i>Figure III.2 : Téléconduite d'un réseau électrique</i> .....	40

### Chapitre IV : La maintenance industrielle et ses méthodes d'analyse

<i>Figure IV.1 : Les différent types de la maintenance</i> .....	50
<i>Figure IV.2 : Analyse des temps</i> .....	51
<i>Figure IV.3 : Diagramme de Pareto (ABC)</i> .....	54
<i>Figure IV. 4 : Diagramme d'ISHIKAWA [23]</i> .....	58
<i>Figure IV.5 : Exemple d'un arbre de défaillances</i> .....	64
<i>Figure IV.6 : Fonction de défaillance</i> .....	65



<i>Figure IV.7 : Fonction associée</i> .....	65
<i>Figure IV.8 : Évolution du taux de défaillance au cours du temps</i> .....	66

## **Chapitre V : Application des outils d'analyse sur les données de l'entreprise**

<i>Figure V.1 : Courbe ABC (Courbe de Pareto)</i> .....	78
<i>Figure V.2 : Le graphe de Weibull sur logiciel Minitab18</i> .....	80
<i>Figure V.3 : La densité de probabilité <math>f(t)</math> en fonction de TBF</i> .....	84
<i>Figure V.4 : La fonction de répartition <math>F(t)</math> en fonction de TBF</i> .....	85
<i>Figure V.5 : Fonction de fiabilité <math>R(t)</math> en fonction de TBF</i> .....	87
<i>Figure V.6 : La fonction de taux de défaillance <math>\lambda(t)</math> en fonction de TBF</i> .....	88
<i>Figure V.7 : La fonction de la maintenabilité <math>M(t)</math> en fonction de TTR</i> .....	91
<i>Figure V.8 : La fonction de la disponibilité instantanée en fonction de TTR</i> .....	93

## Liste des tableaux :

### Chapitre I : Présentation de l'entreprise

<i>Tableau I.1 : Constitution du poste STE Ghardaïa [4]</i> .....	14
---	----

### Chapitre II : Généralité sur le réseau électrique HTB

<i>Tableau II.1 : Les niveaux de tension électrique</i> .....	17
---	----

### Chapitre IV : La maintenance industrielle et ses méthodes d'analyse

<i>Tableau IV.1 : Symboles des évènements dans l'arbre de défaillance</i> .....	62
<i>Tableau IV.2 : Symboles des portes logiques dans l'arbre de défaillance</i> .....	62
<i>Tableau IV.3 : Symboles de transfert sous l'arbre de défaillance [27]</i> .....	63

### Chapitre V : Application des outils d'analyse sur les données de l'entreprise

<i>Tableau V.1 : L'historique des défaillances du système téléconduite</i> .....	73
<i>Tableau V.2 : Analyse ABC (Pareto)</i> .....	75
<i>Tableau V.3 : Estimation de la fonction de répartition</i> .....	79
<i>Tableau V.4 : Les paramètres de la loi Weibull</i> .....	80
<i>Tableau V.5 : Calcul de l'écart entre <math>F(t)</math> et <math>F_e(t)</math></i> .....	81
<i>Tableau V.6 : La densité de probabilité <math>f(t)</math></i> .....	83
<i>Tableau V.7: La fonction de répartition <math>F(t)</math></i> .....	84
<i>Tableau V.8 : La fonction de fiabilité <math>R(t)</math></i> .....	86
<i>Tableau V.9 : La fonction du taux de défaillance <math>\lambda(t)</math></i> .....	87
<i>Tableau V.10 : Le calcul de la maintenabilité</i> .....	90
<i>Tableau V.11 : Le calcul de la disponibilité instantanée</i> .....	92
<i>Tableau V.12 : Niveaux de criticité</i> .....	94
<i>Tableau V.13 : L'analyse du système par la méthode AMDEC</i> .....	95

## Liste des abréviations :

<b>Abréviation</b>	<b>Signification</b>
<b>A</b>	Ampère.
<b>ABC</b>	Activité Basé sur le Cout.
<b>AFNOR</b>	Association française de normalisation.
<b>AMDEC</b>	Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité.
<b>BF</b>	Basses Fréquences.
<b>BLU</b>	Bande Latérale Unique.
<b>BTA</b>	Basse Tension niveau A.
<b>BTB</b>	Basse Tension niveau B.
<b>CC</b>	Court-circuit.
<b>C.C</b>	Centre de conduite.
<b>CCN</b>	Contrôle commande numérique.
<b>CM</b>	Cabine mobile
<b>CRC</b>	Centre régional de conduite.
<b>CPU</b>	Central Processing Unit.
<b>CNC</b>	Centre national de conduite.
<b>CPL</b>	Courant porteurs en ligne.
<b>EN</b>	Européen Norme.
<b>GRTE</b>	Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité.
<b>HT</b>	Haut tension.
<b>HTA</b>	Haut tension niveau A.
<b>HTB</b>	Haut tension niveau B.
<b>HF</b>	Haute fréquence.
<b>Hz</b>	Hertz.
<b>JB</b>	Jeux de barre.
<b>KV</b>	Kilo volte.
<b>MDT</b>	(Mean Down Time) c'est la durée moyenne d'indisponibilité ou de défaillance.
<b>MT</b>	Moyen tension.
<b>MTBF</b>	Mean Time Between Failures (c'est la moyenne des temps de bon fonctionnement entre deux défaillances).
<b>MTTR</b>	Mean Time To Repair (c'est le temps moyen mis pour réparer le système).
<b>MVA</b>	Méga volt ampère.

<b>MW</b>	Méga watt.
<b>NF</b>	Norme Française.
<b>PA</b>	Poste asservi.
<b>PCG</b>	Poste de Commande Groupé.
<b>RTU</b>	Remonte terminale unit.
<b>SCADA</b>	Système de contrôle et d'acquisition de données.
<b>SF6</b>	Gaz hexafluorure de soufre.
<b>STE</b>	SONELGAZ transport de l'électricité.
<b>TBF</b>	Time Between Failures (Le temp entre deux défaillances).
<b>TBT</b>	Très Basse tension.
<b>TC</b>	Transformateur de courant.
<b>TCD</b>	Télécommande double.
<b>THT</b>	Très Haut tension.
<b>TP/TT</b>	Transformateur de tension (potentielle).
<b>TM/TS/TC</b>	Téléinformations.
<b>TR</b>	Transformateur.
<b>TSD</b>	Télésignalisation double.
<b>TTR</b>	Time To Repair (Le temps mis pour réparer le système).
<b>U</b>	Tension.

## **Introduction générale :**

Les réseaux électriques à haute tension (HTB) sont les infrastructures vitales qui assurent la transmission efficace de l'électricité sur de longues distances. Au sein de ces réseaux, le système téléconduite dans les postes de transport de l'électricité joue un rôle essentiel en facilitant la surveillance et le contrôle des flux électriques. Afin de garantir un fonctionnement fiable et continu de ces postes, la maintenance préventive du système de téléconduite est d'une importance capitale.

L'objectif de notre travail est de faire une étude pour optimisation de la maintenance préventive du système de téléconduite au sein de l'entreprise SONELGAZ transport de l'électricité (STE) poste Ghardaïa. Nous avons choisi trois méthodes d'analyse de la maintenance de ce système particulièrement efficaces : la méthode de la courbe ABC, l'analyse FMD et la méthode AMDEC.

La maintenance préventive consiste à planifier et à réaliser des activités d'entretien régulières pour prévenir les pannes et maintenir les performances du système à un niveau optimal. Dans le contexte spécifique du système de téléconduite des réseaux électriques HTB, l'optimisation de la maintenance préventive est essentielle pour minimiser les risques de défaillance, réduire les coûts de maintenance et garantir une disponibilité continue du système.

Afin de bien réaliser notre étude, nous avons divisé notre mémoire en cinq chapitres :

**Chapitre I :** Présentation de l'entreprise SONELGAZ transport de l'électricité poste Ghardaïa où nous avons effectué notre étude.

**Chapitre II :** Dans ce chapitre nous avons présenté une généralité sur le réseau électrique HTB, avec l'exposition des différents équipements qui composent le poste de transport de l'énergie électrique

**Chapitre III :** Ce chapitre contient des informations générales sur le système de télécommande.

**Chapitre IV :** Dans ce chapitre, nous avons présenté la maintenance industrielle et ses méthodes d'analyse utilisées pour aider à la planification et à l'exécution de la maintenance.

**Chapitre V :** Nous avons appliqué les outils d'analyse (méthode ABC, analyse FMD, méthode AMDEC) sur les données de l'entreprise pour étudier les défaillances liées au système de téléconduite.

À la fin de cette étude, une conclusion générale résumant nos résultats et nos interprétations, pour optimiser la maintenance préventive avec une proposition des solutions innovantes pour améliorer la fiabilité et l'efficacité du système de téléconduite.

# Chapitre I

## **Présentation de l'entreprise**

## Chapitre I : Présentation de l'entreprise

### I.1 Introduction :

L'électricité est une partie essentielle de la vie moderne et le progrès d'un pays comme l'Algérie est mesurée en matière de consommation d'électricité par personne. Les gens consomment de l'électricité pour leur vie quotidienne, c'est pourquoi nous avons besoin de la production et de la transmission de l'électricité.

La production, le transport et la distribution de l'électricité sont assurés par SONELGAZ le spécialiste unique en Algérie dans ce domaine.

### I.2 Présentation du groupe SONELGAZ :

Sonelgaz, l'entreprise pionnière en Algérie dans la fourniture d'électricité et de gaz, est présente depuis 1969. Pendant ces cinquante dernières années, Sonelgaz s'est engagée à fournir une source d'énergie essentielle à la vie quotidienne des citoyens algériens.

Son rôle a été crucial dans le développement économique et social du pays. Son engagement envers la politique énergétique nationale se reflète dans la mise en œuvre de programmes majeurs tels que l'électrification des zones rurales et la distribution de gaz public, contribuant ainsi à atteindre un taux de couverture électrique de 98% pour 10 983 538 clients et un taux de pénétration du gaz de 65% pour 6 886 407 clients. Actuellement, le groupe Sonelgaz est constitué de 14 sociétés filiales directement gérées par la holding et de 12 sociétés en partenariat avec des tiers.[1]

### I.3 Histoire de Sonelgaz :

#### ➤ Les débuts de l'électricité en Algérie

L'électrification de l'Algérie a commencé au début du 20<sup>e</sup> siècle avec la présence de 16 sociétés chargées de la distribution d'électricité dans le pays. Parmi ces sociétés, on retrouvait le groupe Lebon (Compagnie Centrale d'éclairage par le Gaz) et la Société algérienne d'éclairage et de force (SAEF) qui opéraient principalement au centre et à l'ouest, la Compagnie Du Bourbonnais à l'est, ainsi que les usines Lévy à Constantine.

Cependant, par décret en date du 16 août 1947, ces 16 sociétés concessionnaires ont été transférées à EGA (Entreprise de Gestion des Activités énergétiques). À ce moment-là, ces sociétés possédaient 90% des infrastructures industrielles liées à l'électricité et au gaz dans le pays.

#### ➤ 1962 1969 Soutenir le développement économique et social de l'Algérie

Le remarquable parcours de cette entreprise nationale illustre parfaitement celui de l'Algérie en tant que nation. Depuis son indépendance en 1962, le pays a déployé des efforts considérables pour

réorganiser son économie et répondre aux multiples besoins sociaux d'une population en constante extension.

➤ **1969 Création de Sonelgaz**

L'ordonnance N°69-59 du 28 juillet 1969 marque la dissolution de l'établissement public d'Electricité et Gaz d'Algérie (EGA), créé suite aux lois de nationalisation françaises de 1947, et établit les statuts de la Société Nationale de l'Electricité et du Gaz (Sonelgaz).

En 1969, Sonelgaz était déjà une entreprise d'envergure avec environ 6000 employés, desservant 700 000 clients. Dès sa création, l'entreprise s'est engagée non seulement dans la fourniture d'énergie, mais aussi dans l'installation et la maintenance d'appareils électriques ou fonctionnant au gaz pour les particuliers.

Sonelgaz s'est également attachée à encourager l'utilisation du gaz naturel et de l'électricité dans les secteurs industriel, artisanal et domestique.

➤ **1977 Plan National d'Electrification**

À partir de 1977, Sonelgaz s'est principalement investie dans le programme d'électrification complète du pays, apportant ainsi une contribution significative à la modernisation de l'économie et à l'amélioration des conditions de vie de la population en Algérie.

➤ **1983 Première restructuration : naissance des filiales travaux**

Sonelgaz a procédé à une première restructuration qui a abouti à la création de cinq (05) entreprises spécialisées dans les travaux, ainsi qu'une entreprise de fabrication :

- KAHRIF pour l'électrification rurale.
- KAHRAKIB pour les infrastructures et installations électriques.
- KANAGHAZ pour la réalisation des réseaux gaz.
- INERGA pour le Génie Civil.
- ETTERKIB pour le montage industriel.
- AMC pour la fabrication des compteurs et appareils de mesure et de contrôle.

Les infrastructures électriques et gazières actuelles de Sonelgaz ont été rendues possibles grâce à ces sociétés, qui ont su répondre aux exigences du développement économique et social du pays.

➤ **1991 Un nouveau statut pour Sonelgaz**

En 1991, Sonelgaz est transformée en Établissement Public à caractère Industriel et Commercial (EPIC). Cette évolution est confirmée par le décret exécutif N° 95-280 du 17 septembre 1995, qui établit clairement que Sonelgaz est un Établissement Public à caractère Industriel et Commercial



placé sous la tutelle du Ministre chargé de l'énergie et des mines. De plus, Sonelgaz bénéficie de la personnalité morale et jouit d'une autonomie financière.

➤ **2002 La transformation en SPA**

Après l'adoption de la loi N°02/01 du 5 février 2002 concernant l'électricité et la distribution du gaz par canalisations, Sonelgaz est transformée en Société Algérienne de l'Électricité et du Gaz, une Société par Actions (SPA). Ce changement de statut lui permet d'élargir ses activités à d'autres secteurs de l'industrie énergétique et de réaliser des interventions en dehors des frontières de l'Algérie.

En tant que SPA, elle est autorisée à détenir un portefeuille d'actions et d'autres instruments financiers, ainsi qu'à prendre des participations dans d'autres sociétés.

Cela préfigure l'évolution ultérieure de 2004, où Sonelgaz devient un Groupe Industriel.

➤ **2004 - 2006 Le Groupe Sonelgaz : l'expansion**

En 2004, Sonelgaz se transforme en une société holding.

Une partie de ses entités responsables de ses principales activités sont alors établies en tant que filiales, chargées d'assurer ces activités spécifiques :

- Société Algérienne de Production de l'Electricité (SPE).
- Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE).
- Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport du Gaz (GRTG).

➤ **En 2006, cinq (05) autres sociétés sont créées. Il s'agit de :**

Sonelgaz assume le rôle d'Opérateur du Système Électrique (OS), responsable de la gestion et de la coordination du système de production et de transport de l'électricité.

- Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz d'Alger (SDA).
- Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz du Centre (SDC).
- Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Est (SDE).
- Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Ouest (SDO).

Pendant cette même année, les cinq (05) entreprises spécialisées dans les travaux ont été réintégrées au sein du Groupe.

Au-delà de cette évolution, la mission fondamentale de Sonelgaz demeure d'assurer le service public, ce qui constitue le socle de sa culture d'entreprise.

➤ **2007 - 2009 Parachèvement de la restructuration : Le renouveau**

Au cours des dernières années, le Groupe Sonelgaz a entrepris une démarche de réorganisation visant à améliorer ses performances. L'objectif principal est d'offrir un service de qualité à sa clientèle. Cette initiative a été soigneusement élaborée en interne, aboutissant à la création d'un Groupe Industriel (comprenant une maison mère et des filiales) composé de trente-trois (33) filiales et de six (06) sociétés en participation directe.

Cette période a été caractérisée par la détermination de Sonelgaz à accomplir davantage et de manière plus efficace, en mobilisant des financements substantiels pour développer et renforcer ses infrastructures électriques et gazières.

L'engagement en matière d'investissement s'est étendu à tous les secteurs d'activité et à toutes les zones géographiques, dans le but de garantir un approvisionnement énergétique fiable et un service de qualité à la clientèle.[2]

➤ **2011 La Holding**

Le 2 mai 2011, les statuts de Sonelgaz, qui avaient été adoptés en 2002, ont été modifiés par le Conseil des Ministres. Ces modifications ont permis de les rendre conformes aux dispositions de la loi N°02 - 01 du 5 février 2002 concernant l'électricité et la distribution du gaz par canalisations. Dès lors, Sonelgaz Spa a été organisée en tant que "Société Holding", sans qu'une nouvelle entité morale ne soit créée. La Holding Sonelgaz, ainsi que ses sociétés filiales, forment alors un ensemble connu sous le nom de "Groupe Sonelgaz".

➤ **2012 Nouvel essor, Nouveau cap : les énergies renouvelables**

Sonelgaz, étant à la pointe dans ce domaine, a déjà accompli l'électrification de 18 villages éloignés du Grand Sud entre 1998 et 2001. Dans un souci de contribuer à la préservation de l'environnement en réduisant l'impact des émissions de gaz à effet de serre provenant de ses centrales utilisant des combustibles fossiles, Sonelgaz a également investi dans une autre forme d'énergie renouvelable, à savoir l'énergie éolienne. Une centrale éolienne d'une capacité de 10 MW a été construite à Kaberten, dans la wilaya d'Adrar.

➤ **2014 / 2015 : Le partenariat au cœur du développement...**

En 2014, Sonelgaz a établi un partenariat avec General Electric pour créer une société appelée GEAT (General Electric Algeria Turbines). Cette société a été chargée de la construction et de l'exploitation d'un complexe industriel situé à Ain Yagout (wilaya de Batna), dont l'objectif était de produire des turbines à gaz (TG) et des turbines à vapeur (TV). Sonelgaz a également établi des partenariats avec Hyundai et Daewoo, ce qui a conduit à la création de la société HYENCO.

HYENCO était responsable de la réalisation de prestations d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (EPC) pour des projets d'infrastructures énergétiques industrielles.

➤ **2017 Une nouvelle organisation de la Distribution**

En 2017, une nouvelle réorganisation a été mise en place pour améliorer encore davantage l'efficacité des sociétés au sein du Groupe. La Société de Distribution de l'Électricité et du Gaz (SDC) a été créée à la suite de la fusion-absorption des sociétés de distribution SDE, SDO et SDA.

➤ **Dimension internationale**

Des sociétés mixtes ont été créées en partenariat avec d'importants opérateurs internationaux, parmi lesquelles on peut citer les plus récentes :

« Vijai Electricals Algérie », dédiée à la fabrication de transformateurs de grande puissance, en collaboration avec Vijai Electricals Ltd (Inde).

« Boilers Handassa Industrie Algérie » (abrégée en BHI Algérie), spécialisée dans la production de chaudières de récupération et d'échangeurs thermiques, en partenariat avec la société sud-coréenne BHI.

La plus récente, « SEDIVER Algérie », spécialisée dans la fabrication d'isolateurs en verre trempé pour lignes électriques, en partenariat avec Sediver SPA (Italie).

➤ **2020-2021 : Une nouvelle stratégie pour de nouveaux horizons**

Le Groupe Sonelgaz a adopté un nouveau plan stratégique ambitieux appelé Sonelgaz 2035. Ce plan vise à recentrer les missions de Sonelgaz en tant qu'acteur majeur du secteur énergétique, dont la principale mission est de fournir une énergie fiable et responsable. Ce plan stratégique, qui marque les étapes clés de la stratégie, se concrétise par :

**1. Niveau Groupe :**

Au niveau du Groupe, une nouvelle structure a été mise en place, comprenant deux holdings entièrement détenus par la société-mère Sonelgaz :

Une holding Engineering et Construction, qui aura une autorité hiérarchique sur les sociétés travaux et engineering CEEG, HYENCO, KAHRIF, KAHRAKIB, KANAGHAZ, ETTERKIB, INERGA et TRANSMEX.

Une holding Industries, qui exercera une autorité hiérarchique sur les sociétés MEI, AMC, Rouïba Eclairage, VIJAI, BHI, SEDIVER et GEAT.

De plus, une seule société de sécurité et de surveillance, la SWAT, sera maintenue en fusionnant et absorbant les trois autres sociétés SAR, SAT et SAH. [1]

## 2. Niveau Holding :

Les pôles d'activités seront transformés en directions exécutives, auxquelles seront fonctionnellement rattachées les sociétés regroupées par métier et activité au sein du Groupe Sonelgaz. Voici les principales directions exécutives :

- Direction Exécutive Production Conventiennelle et Energies Renouvelables.
- Direction Exécutive Transport et Distribution d'Energies.
- Direction Exécutive des Activités de Services.

De plus, un Secrétariat Général (SG) sera créé, responsable des activités de communication, du patrimoine, des prestations, des affaires juridiques, de la sûreté interne, de la santé, de la sécurité et de l'environnement.

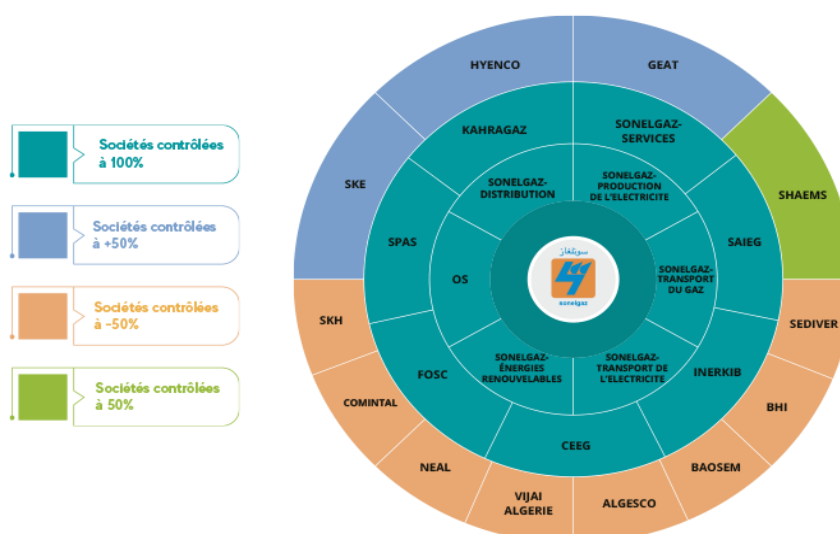
Également, une Direction Centrale sera mise en place pour le pilotage de la performance et le contrôle de gestion (DCG).

Une Direction des Affaires Juridiques (DAJ) sera créée, ainsi qu'une Direction Centrale du Développement à l'International (DDI).

Enfin, la supervision et le contrôle de la société IFEG seront transférés à la Direction Exécutive du Capital Humain et du Développement de l'Organisation (DCH).[1]

## I.4 Organigramme générale de SONELGAZ :

La figure suivant (I.1) montre l'organigramme général de la Société SONELGAZ.



*Figure I.1 : Organigramme générale de SONELGAZ*

## I.5 Présentation de la société algérienne SONELGAZ transport de l'électricité :

Sa mission consiste à assurer l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau de transport de l'électricité, en conformité avec la législation, la réglementation en vigueur et les dispositions de la loi N°02-01 du 05/02/2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations. Son objectif est de garantir une capacité adéquate pour répondre aux besoins de transit et de réserve.

Le réseau de transport de l'électricité, considéré comme le pilier de la transition énergétique, est défini comme un ensemble comprenant des lignes aériennes, des câbles souterrains, des interconnexions internationales, des postes de transformation ainsi que leurs équipements de téléconduite et de télécommunication, ainsi que les équipements de contrôle, de commande et de mesure nécessaires à la transmission de l'électricité vers les clients, les producteurs et les distributeurs, ainsi qu'à l'interconnexion entre les centrales électriques et le réseau électrique.

SONELGAZ Transport de l'Électricité exerce ses activités à travers des directions centrales et six (06) régions de Transport de l'Électricité, à savoir Alger, Centre, Oran, Sétif, Annaba et Hassi Messaoud. Elle compte également 24 services de transport répartis sur tout le territoire national, assurant ainsi une maintenance de proximité et une relation directe avec les clients, La figure (I.2) montre Les régions de transport de l'électricité.



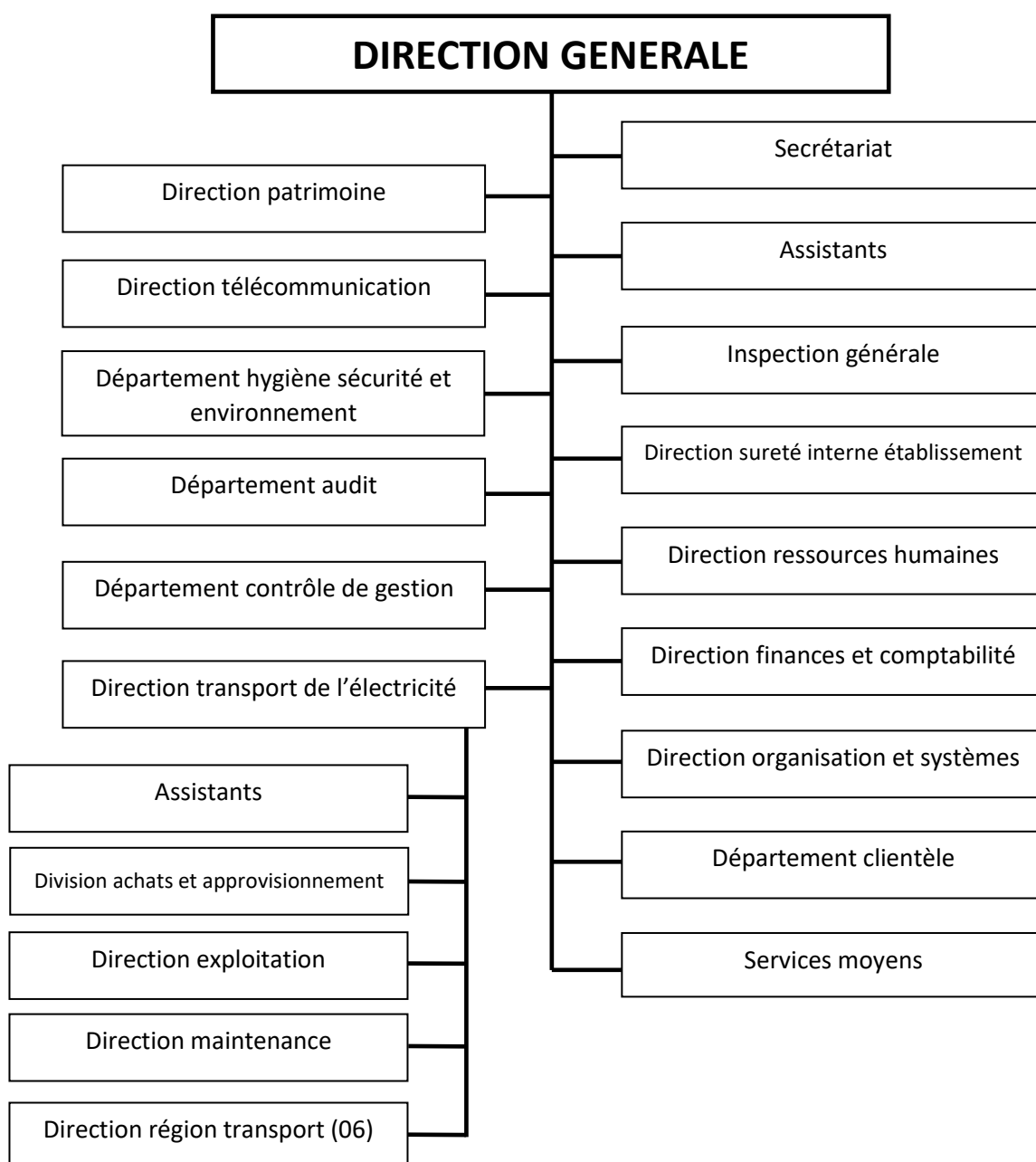
*Figure I.2 : Les régions de transport de l'électricité*

SONELGAZ transport d'électricité exploite un réseau composé de :

- 32 720 Km de Lignes Haute Tension dont 5 317 Km en 400 kV.
- 373 Postes dont 26 Postes en 400kV.
- 67 598 MVA de puissance de transformation.
- 73 831 GWh d'énergie transitée.
- 21 544 Km de fibre optique.[3]

### I.5.1 Organisation de SONELGAZ transport de l'électricité :

La figure suivant (I.3) montre l'organigramme générale de la société SONELGAZ transport de l'électricité.



**Figure I.3 :** Organigramme générale de SONELGAZ transport de l'électricité





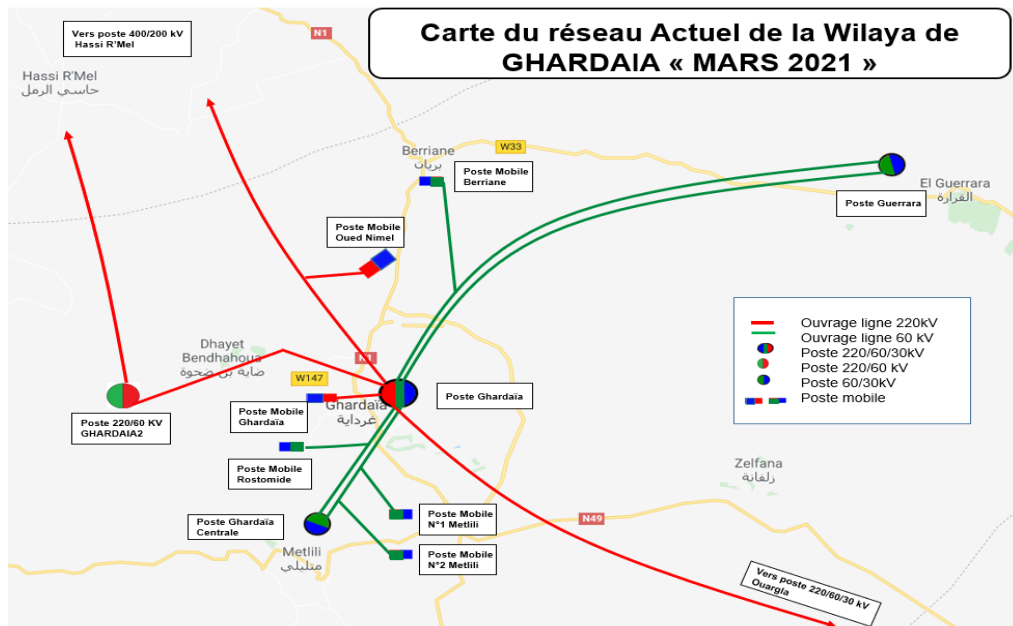


Figure I.5 : Carte réseau de la wilaya de GHARDAIA

### I.5.3 Poste SONELGAZ transport de l'électricité de Ghardaïa :

Le poste de transformation THT/HTB/MT 220/60/30 kv situé à Bouhraoua w. Ghardaïa il occupe une superficie de 4.12 ha. Ce poste est réalisé par l'entreprise KAHRAKIB (entreprise nationale de travaux et montage électrique) elle est mise en service contractuel en février 2001 et à partir de 02 octobre 2002 elle est exploitée. Ce projet a abouti au renforcement de la fiabilité de l'approvisionnement en électricité de la région de Ghardaïa, couvrant les besoins des clients résidentiels, agricoles et industriels. De plus, il contribuera à renforcer l'interconnexion du réseau 220 kV entre Hassi Messaoud et le nord du pays.

#### I.5.3.1 Plan de masse du poste :

La figure suivant (I.6) représente le Plane de masse du poste SONELGAZ transport de l'électricité Ghardaïa.

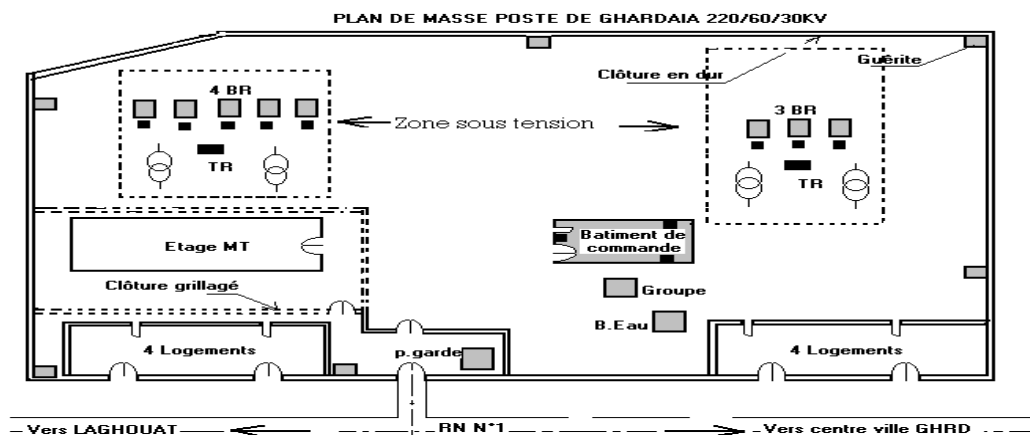
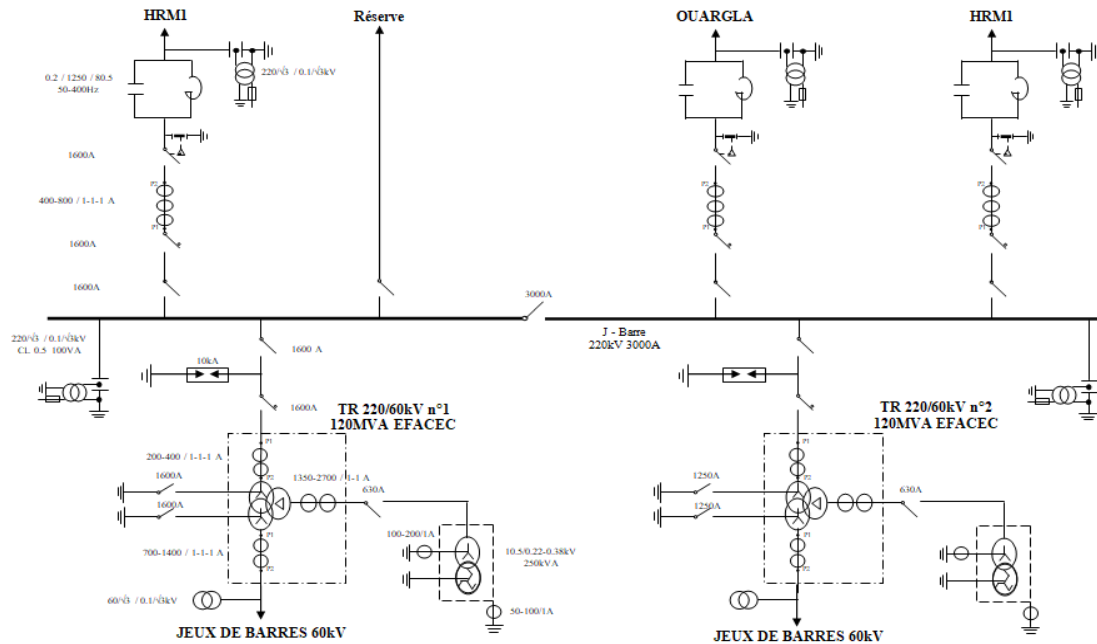


Figure I.6 : Plane de masse du poste SONELGAZ transport de l'électricité Ghardaïa

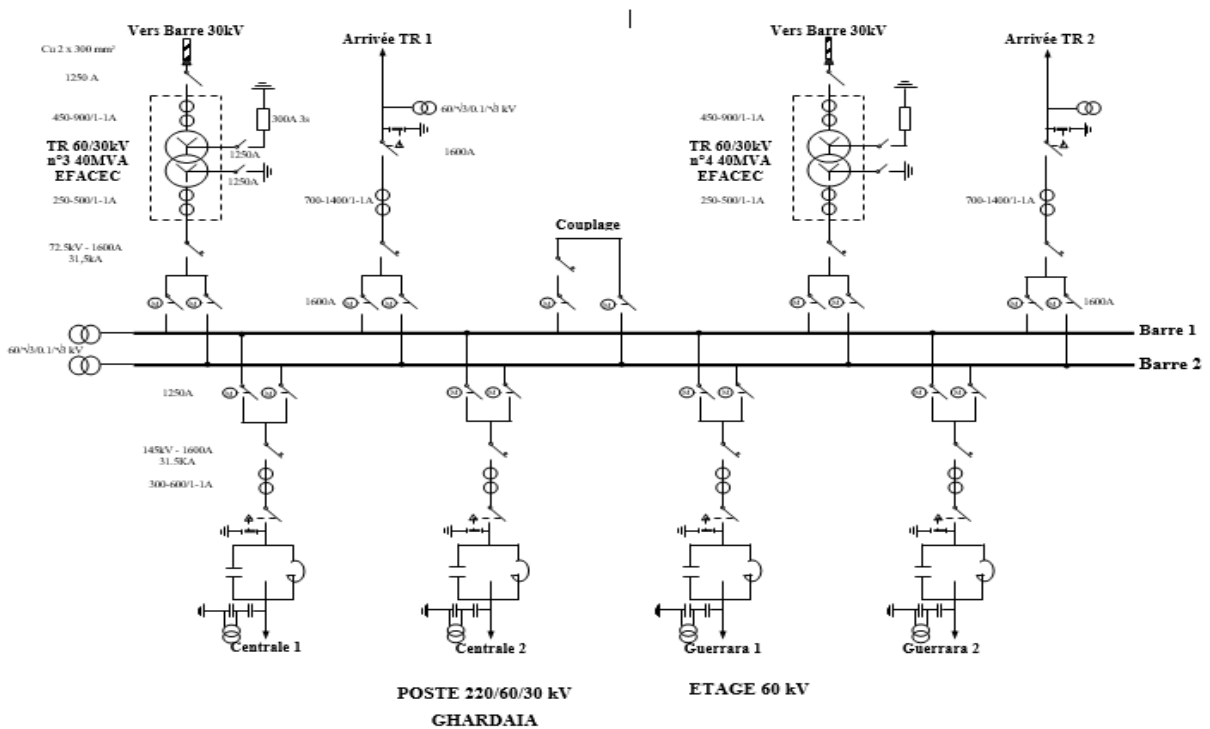


**I.5.3.2 Schéma unifilaire du poste Ghardaïa :**

Les figures (I.7) et (I.8) montrent les schémas unifilaires de poste SONELGAZ transport de l'électricité Ghardaïa.



*Figure I.7 : Schéma unifilaire du poste étage 220/60 kV*



*Figure I.8 : Schéma unifilaire du poste Ghardaïa étage 60/30 kV*

Le tableau (I.1) représentant les différents équipements qui existe dans le poste SONELGAZ transport de l'électricité (STE) Ghardaïa.

**Tableau I.1 : Constitution du poste STE Ghardaïa [4]**

<b>Etage de 220kV</b>	01 jeux de barre 220 kV 3000 A.
	04 travées ligne 220 kV.
	02 transformateurs 220/60/10.5 kV.
	01 travée de sectionnement de barre.
<b>Etage de 60 kV</b>	02 jeux de barres 60 kV.
	01 travée couplage.
	02 arrivées transformateurs 220/60 kV.
	04 travées ligne 60 kV.
	02 travées transformateur 60/30 kV.
<b>Etage de 30 kV</b>	02 cellules arrivées transformateur.
	01 cellule couplage 30 kV.
	14 cellules de départs 30 kV
	01 jeux de barre 30 kV.
<b>Infrastructure</b>	02 bâtiments de commande THT/HTB annexes auxiliaires.
	01 bâtiment de commande 30 kV et auxiliaires.
	02 sales batteries.
	01 local pour groupe électrogène de secours.
	08 bâtiments de reliage.

Chapitre II

**Généralité sur le réseau  
électrique HTB**

## Chapitre II : généralité sur le réseau électrique HTB

### II.1 Introduction :

Un réseau électrique désigne un ensemble d'infrastructures qui assurent le transport de l'énergie électrique depuis les sites de production jusqu'aux utilisateurs finaux.

Il est composé de lignes électriques fonctionnant à différentes tensions et interconnectées au sein de postes électriques. Ces postes permettent de distribuer l'électricité et de la convertir d'une tension à une autre grâce à l'utilisation de transformateurs.

Le réseau électrique doit également assurer une gestion dynamique de l'ensemble du processus de production, de transport et de consommation d'électricité, en mettant en place des ajustements visant à garantir la stabilité globale du système.

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

Les réseaux électriques ont pour rôle de connecter les sources de production d'énergie telles que les centrales hydrauliques, thermiques, etc., aux zones de consommation telles que les villes, les usines, etc. L'électricité est transportée à des niveaux de tension élevés, tels que la haute tension et la très haute tension, afin de limiter les pertes dues à l'effet Joule (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité du courant électrique). Ensuite, la tension de l'énergie est progressivement réduite jusqu'à atteindre le niveau requis pour les utilisateurs finaux.

Les réseaux électriques sont composés de l'ensemble des dispositifs nécessaires à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité, depuis les centrales de génération jusqu'aux zones les plus éloignées, y compris les résidences rurales.

### II.3 Niveaux de tension :

Le choix du niveau de tension et de la fréquence est basé sur des critères technico-économiques et des facteurs historiques. Chaque pays dispose de ses propres niveaux de tension et de fréquence, en raison de ses particularités et de son évolution historique.

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension.

Nous prendrons par convention dans ce qui suit :

- ✓ HTB désignera la Haute Tension HT et la très haute tension THT.  
**60 kV – 90 kV – 150 kV – 220kV – 400 kV**
- ✓ HTA désignera la Moyenne Tension MT.  
**5.5 kV – 10 kV – 15 kV – 20 kV – 30 kV**
- ✓ BTB et BTA désignerons le domaine de la Basse Tension BT.  
**400 V**

Le tableau (II.1) représentant les différents niveaux de tension électrique.

**Tableau II.1 : Les niveaux de tension électrique**

		Valeur de la Tension Nominale (Un en Volts), Courant Alternatif
<b>Très Basse Tension (TBT)</b>		$U_n \leq 50$
<b>Basse Tension (BT)</b>	<b>BTA</b>	$50 < U_n \leq 500$
	<b>BTB</b>	$500 < U_n \leq 1000$
<b>Haute Tension (HT)</b>	<b>HTA</b>	$1000 < U_n \leq 50000$
	<b>HTB</b>	$U_n > 50000$

## II.4 Différents types de structures des réseaux :

Il existe différents types de structures selon lesquelles les réseaux électriques peuvent être organisés :

### II.4.1 Structure maillée (Figure II.1.A) :

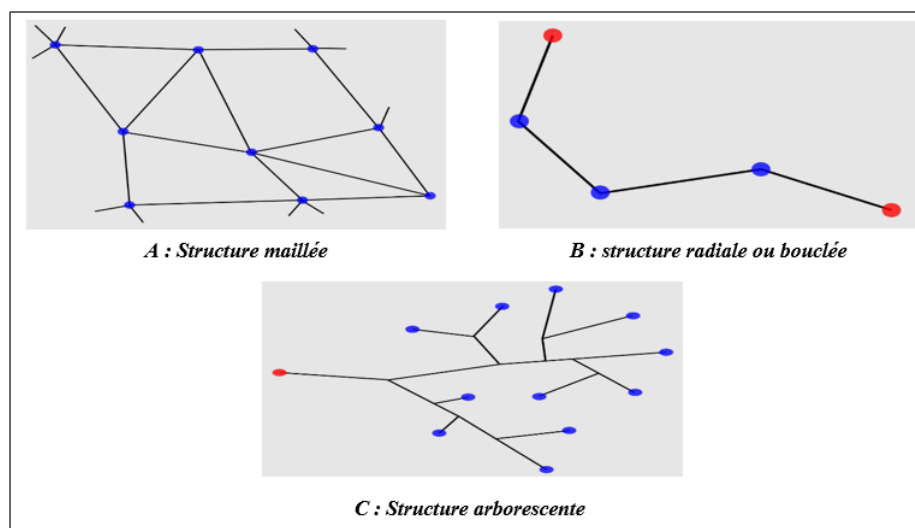
La connexion des postes électriques entre eux est assurée par un réseau complexe de lignes électriques, garantissant une alimentation électrique fiable et sécurisée.

### II.4.2 Structure radiale ou bouclée (Figure II.1.B) :

Malgré une sécurité d'alimentation légèrement inférieure à celle du système maillé, la structure reste hautement fiable. Les postes rouges symbolisent les points d'approvisionnement en énergie.

### II.4.3 Structure arborescente (Figure II.1.C) :

La fiabilité de l'alimentation est compromise car tout dysfonctionnement sur la ligne ou sur le poste rouge entraîne une interruption totale de l'alimentation pour tous les clients en aval. (Les postes rouges représentent les points d'approvisionnement en énergie).



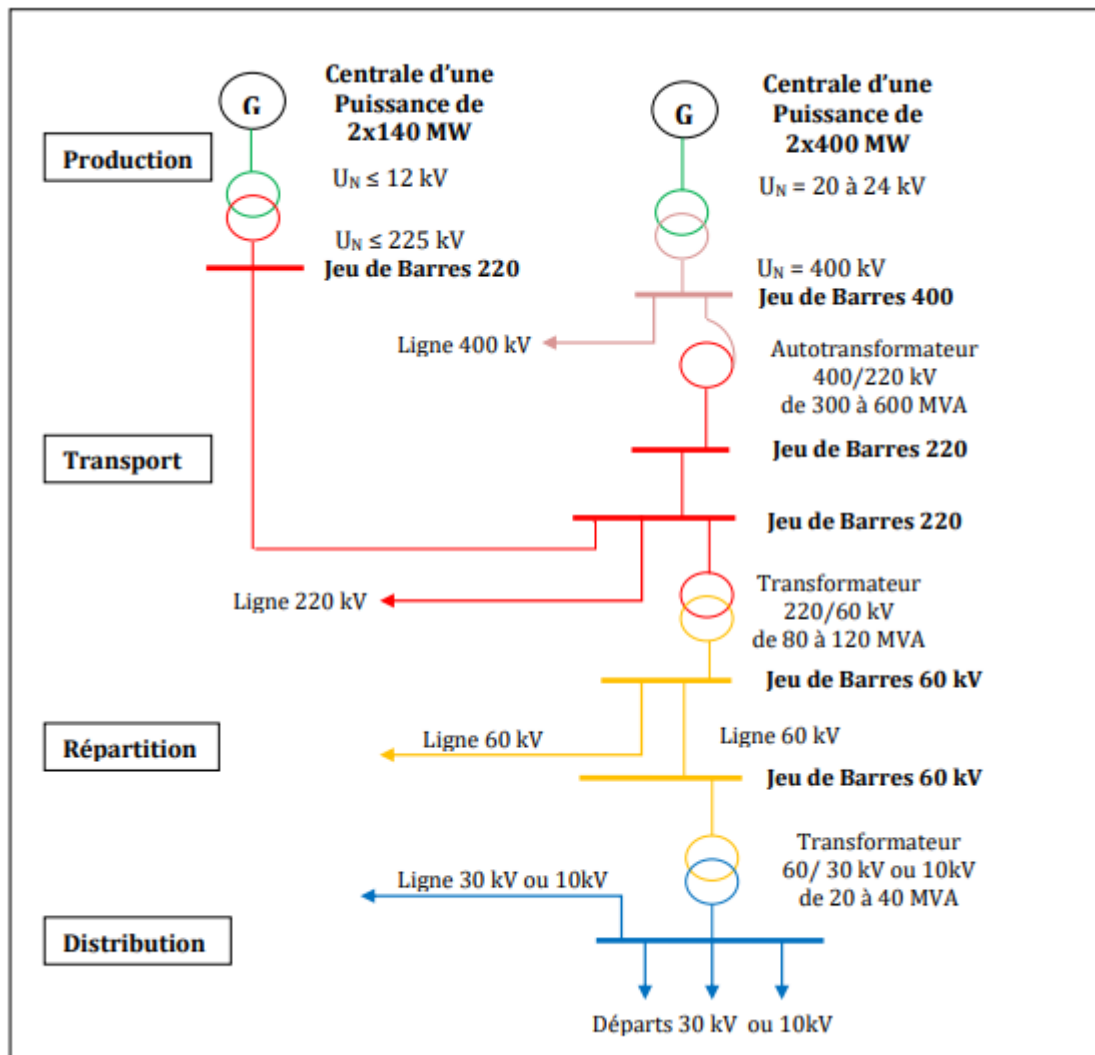
**Figure II.1 : Schémas de différents types de structures des réseaux**

Chaque type de réseau présente des caractéristiques et des modes d'exploitation distincts. Les grands réseaux énergétiques utilisent l'ensemble de ces structures.

Aux niveaux de tension les plus élevés, on retrouve la structure maillée, qui est utilisée pour le réseau de transport. Aux niveaux de tension plus bas, la structure bouclée est employée en parallèle avec la structure maillée, formant ainsi le réseau de distribution. Enfin, pour les niveaux de tension les plus bas, la structure arborescente est prédominante et constitue le réseau de distribution.

## II.5 Présentation des réseaux électriques :

Les réseaux électriques traditionnels se divisent en 3 composantes distinctes : la production, le transport et la distribution, La figure (II.2) représente l'architecture générale d'un réseau d'énergies électrique.



*Figure II.2 : Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique*

### II.5.1 Réseaux de transport et d'interconnexion :

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont pour principales fonctions :

- Collecter l'électricité générée par les centrales de grande capacité et la transporter en flux important vers les zones de consommation (fonction de transport).
- Assurer une exploitation économique et sécurisée des moyens de production en compensant les aléas divers (fonction d'interconnexion).

Ces réseaux opèrent à des tensions de 150 kV, 220 kV et plus récemment 400 kV. Ils sont configurés en réseau maillé, avec une mise à la terre directe du neutre.

### **II.5.2 Réseaux de répartition :**

Les réseaux de répartition, également appelés réseaux haute tension, ont pour fonction de distribuer, au niveau régional, l'énergie provenant du réseau de transport. Leur tension varie selon les régions, mais elle est supérieure à 63 kV.

Ces réseaux sont principalement composés de lignes aériennes, capables de transporter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur configuration peut être en boucle fermée ou le plus souvent en boucle ouverte, avec des terminaisons en antenne dans certains postes de transformation.

Dans les zones urbaines denses, ces réseaux peuvent être souterrains sur des distances relativement courtes, généralement inférieures à quelques kilomètres.

Ces réseaux fournissent de l'électricité aux réseaux de distribution via des postes de transformation HT/MT, ainsi qu'aux utilisateurs industriels dont la demande (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension.

- La tension utilisée est de 90 kV ou 63 kV.
- Le neutre est mis à la terre par réactance ou transformateur de point neutre :
  - ✓ Courant neutre limité à 1500 A pour le 90 kV.
  - ✓ Courant neutre limité à 1000 A pour le 63 kV.
- Les réseaux peuvent être configurés en boucle ouverte ou boucle fermée.

### **II.5.3 Réseaux de distribution :**

Les réseaux de distribution sont mis en place à partir de tensions inférieures à 63 KV, à partir des postes de transformation HTB/HTA. Ils sont soutenus par des lignes ou des câbles à moyenne tension qui acheminent l'électricité jusqu'au poste de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA représente le dernier maillon de la chaîne de distribution et est responsable de l'alimentation électrique pour tous les types d'utilisations.

## II.6 Architecture de Réseaux Electrique :

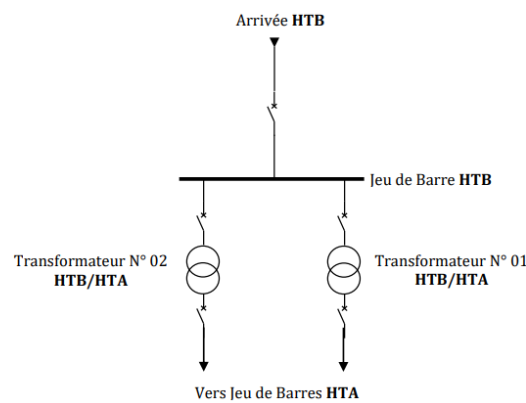
### II.6.1 Critères de choix :

Différentes structures peuvent être utilisées pour organiser l'ensemble des composants d'un réseau électrique, et la complexité de ces structures influe sur la disponibilité de l'énergie électrique et les coûts d'investissement. Le choix de l'architecture sera donc déterminé pour chaque application en fonction du critère de l'optimum technico-économique.

### II.6.2 Type d'architecture :

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

#### II.6.2.1 Simple antenne :



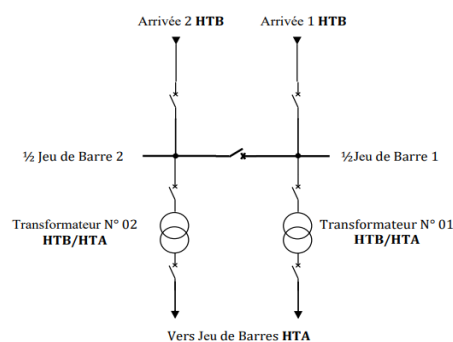
*Figure II.3: Architecture simple antenne*

- **Mode d'exploitation :**

La figure (II.3) représente l'architecture simple antenne, dans les conditions normales, les transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un unique jeu de barres HTB.

Cependant, en cas de perturbation où une source d'alimentation est perdue, les transformateurs HTB/HTA sont désactivés.

#### II.6.2.2 Double antenne :



*Figure II.4 : Architecture double antenne*

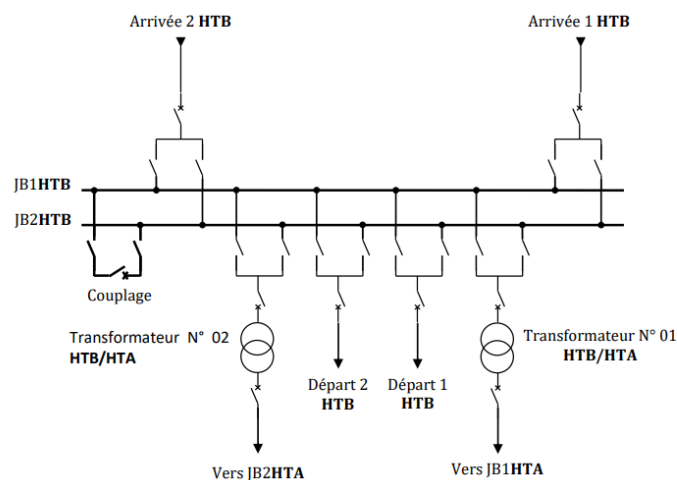


- **Mode d'exploitation :**

La figure (II.4) représente l'architecture double antenne, dans les conditions normales, les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, de même que le sectionneur de couplage. Par conséquent, les transformateurs sont alimentés simultanément par les deux sources.

Cependant, en cas de perte d'une source (Arrivée 1) en situation perturbée, l'autre source (Arrivée 2) prend en charge la totalité de l'alimentation.

### II.6.2.3 Double antenne avec double jeu de barres :



*Figure II.5 : Architecture double antenne avec double jeu de barres*

**Mode d'exploitation :**

La figure (II.5) représente l'architecture double antenne avec double jeu de barres.

**Dans des conditions normales :**

- L'Arrivée 1 est dirigée vers le Jeu de Barre JB1, en liaison avec le Départ 1 et le Transformateur N°01.
- L'Arrivée 2 est dirigée vers le Jeu de Barre JB2, en liaison avec le Départ 2 et le Transformateur N°02.
- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu en position fermée ou ouverte.

**En situation perturbée :**

- En cas de défaillance d'une source (Arrivée 1), l'autre source (Arrivée 2) prend en charge l'intégralité de l'alimentation.
- En cas de défaut sur l'un des jeux de barres (ou pendant une opération de maintenance), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres assure l'alimentation de tous les départs. [5]

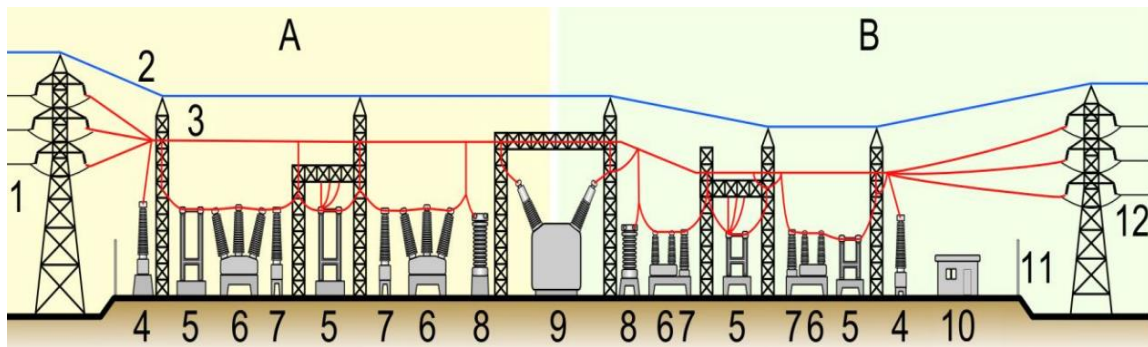
## II.7 Poste électrique :

Les postes électriques ont pour rôle d'ajuster la tension en fonction des lignes et des réseaux, ainsi que de diriger l'électricité et de la surveiller à distance le long des différentes lignes qu'elle emprunte.

La figure (II. 6) représente les appareils électriques dans un poste.

On peut distinguer différents types de postes en fonction des fonctions qu'ils remplissent :

Les postes d'interconnexion, les postes de transformation et les postes mixtes.



**Figure II. 7 :** Appareils électriques dans un poste (A : côté primaire, B : côté secondaire)

Les postes électriques abritent divers équipements électriques qui contribuent au bon fonctionnement du réseau :

1. Ligne électrique primaire.
2. Câble de garde.
3. Ligne électrique.
4. Transformateur de tension.
5. Sectionneur.
6. Disjoncteur.
7. Transformateur de courant.
8. Parafoudre.
9. Transformateur de puissance.
10. Bâtiment secondaire.
11. Clôture.
12. Ligne électrique secondaire. [6]

## II.8 Appareillage d'un poste électrique :

### II.8.1 Transformateur de puissance :

Un transformateur de puissance est un composant essentiel du réseau électrique haute tension. Selon la définition de la commission électrotechnique internationale, c'est un appareil statique qui utilise l'induction électromagnétique pour convertir un système de tension et de courant alternatif en un autre système de tension et de courant généralement de valeurs différentes, mais à la même

fréquence, dans le but de transmettre de l'énergie électrique. Son rôle principal est de minimiser les pertes dans les réseaux électriques, la figure (II.8) représente le transformateur HTB 220/60 Kv.



*Figure II.9 : Transformateur HTB 220/60 Kv*

### II.8.2 Disjoncteur :

Les disjoncteurs sont utilisés pour effectuer les opérations courantes nécessaires au bon fonctionnement du réseau de transport d'énergie, telles que la mise hors tension des lignes ou des transformateurs, l'ouverture ou la fermeture de boucles d'interconnexion, etc. Ils jouent également un rôle crucial dans l'élimination rapide des défauts pour protéger le système.

Le gaz SF<sub>6</sub>, qui est un gaz inerte, est utilisé dans les disjoncteurs en raison de sa très grande densité (environ 5 fois celle de l'air) et de sa rigidité diélectrique élevée. Il se décompose en présence d'un arc électrique, mais les éléments dissociés se recombinent rapidement une fois que l'arc disparaît.

Les disjoncteurs offrent plusieurs fonctionnalités, notamment :

- La possibilité de commande à distance.
- La détection de toute coupure d'alimentation.
- La mise en place de verrouillages électriques.
- La séparation du circuit de commande du circuit de puissance.
- La protection des appareils contre les surcharges. [7]

La figure (II.8) représente le disjoncteur à gaz SF<sub>6</sub>.



*Figure II.10 : Disjoncteur à gaz SF6*

### II.8.3 Transformateur de courant (TC) :

Les transformateurs de courant (TC) sont des dispositifs utilisés pour convertir le courant élevé en un courant de plus faible intensité, ce qui permet de mesurer et de contrôler la puissance. Ils se composent d'un noyau et de deux bobinages, l'un primaire et l'autre secondaire. Lorsqu'un courant alternatif traverse le bobinage primaire, un champ magnétique est créé, ce qui induit à son tour un courant alternatif dans le bobinage secondaire. Ce courant alternatif est proportionnel au courant dans le bobinage primaire. Les transformateurs de courant sont également appelés "transformateurs de réduction". Une fois que le courant a été réduit, il peut être surveillé en toute sécurité et mesuré à l'aide d'un ampèremètre. [8]

La figure (II.9) représente le transformateur de courant (TC).



*Figure II.11 : Transformateur de courant (TC)*

### II.8.4 Sectionneur :

Le sectionneur est un dispositif fondamental qui permet d'effectuer une coupure dans le circuit et remplit la fonction de sécurité du personnel. Il possède deux positions stables : ouvert et fermé.

La manœuvre du sectionneur se fait hors charge car il n'a pas la capacité de couper le courant.

- Il garantit l'isolement entre les deux parties du réseau auxquelles il est connecté.
- Il assure une totale indépendance entre les deux parties du réseau, quelles que soient les tensions appliquées à leurs bornes, qu'elles soient normales ou accidentelles.

La figure (II.10) représente le sectionneur HTB.



*Figure II.12 : sectionneur HTB*

### **II.8.5 Transformateur de tension TT/TP :**

Le transformateur de tension joue un rôle crucial dans la transmission précise de la tension primaire vers les systèmes de contrôle, de commande, de protection et de mesure. Il est essentiel de surveiller le rapport de transformation, la polarité et de mesurer sa charge afin d'assurer une transmission fiable et précise.

La ligne haute tension est connectée au côté primaire du transformateur pour alimenter les appareils de mesure tels que les voltmètres et les wattmètres à partir du côté secondaire de ce transformateur. Cela permet d'obtenir une représentation réduite des tensions de la ligne haute tension, facilitant ainsi la mesure précise. De plus, le transformateur de tension isole les appareils de mesure de la haute tension, assurant ainsi leur sécurité. [7]

La figure (II.11) représente le transformateur de tension TT/TP.



*Figure II.13 : Transformateur de tension TT/TP*



### II.8.6 Parafoudre :

Les parafoudres sont la protection principale contre les surtensions atmosphériques et de manœuvre. Les surtensions transitoires et les perturbations électriques sont causées par la foudre ou par des perturbations électromagnétiques. Ces phénomènes peuvent être directs ou indirects. Ils sont généralement reliés en parallèle avec l'équipement à protéger pour dévier le courant de choc.

La figure (II.12) représente le parafoudre.



*Figure II.14 : parafoudre.*

### II.8.7 Isolateur :

Les isolateurs électriques sont essentiels pour assurer la sécurité des populations en empêchant les pylônes et les postes électriques urbains de présenter des risques d'électrocution. Fabriqués à partir de matériaux isolants tels que le verre ou les polymères, ces isolateurs électriques prennent la forme d'un empilement d'assiettes placé directement sur les lignes électriques aériennes. Ils empêchent tout contact direct entre la ligne haute tension (HT) ou très haute tension (THT) et le pylône métallique, évitant ainsi la propagation du courant électrique dans ce dernier.

Au fil des avancées techniques depuis l'invention de l'électricité, les isolateurs électriques ont considérablement évolué, en particulier en ce qui concerne les risques et la sécurité urbaine. Ils jouent un rôle crucial étant donné que les réseaux électriques sont omniprésents dans notre environnement.

La figure (II.13) représente l'isolateur.



*Figure II.15 : Isolateur*

### II.8.8 Jeux de barres :

Un jeu de barres désigne un conducteur en cuivre ou en aluminium qui permet de transporter l'électricité à l'intérieur d'un tableau électrique ou d'un poste électrique. Chaque jeu de barres constitue un ensemble triphasé qui s'étend sur toute la longueur du poste et peut être divisé en sections à l'aide de sectionneurs.

Les jeux de barres sont généralement constitués de barres plates ou de tubes. Ils agissent comme des conducteurs à faible impédance et permettent la connexion de plusieurs circuits électriques à des points distincts.

La figure (II.14) représente les jeux de barres.



*Figure II.16 : Jeux de barres*

### II.8.9 Circuit bouchons :

Les circuits bouchons jouent un rôle essentiel dans les réseaux de transport et de distribution. Ils constituent des éléments essentiels des systèmes de courant porteur en ligne (CPL), qui sont utilisés pour transmettre des signaux de télécommande, des communications vocales, des données de télémétrie et des commandes à distance entre les postes d'un réseau électrique. [9]

La figure (II.15) représente le circuit bouchons.



*Figure II.17 : Circuit bouchons*

## II.9 Différents types de défaut d'un réseau électrique :

Un défaut électrique se produit lorsque la nature du courant circulant dans un circuit est accidentellement modifiée, ce qui peut perturber son fonctionnement normal et entraîner une panne électrique. Cela se produit lorsque l'intensité ( $I$ ) du courant électrique, mesurée en ampères, ou sa tension ( $U$ ), mesurée en volts, dépassent les valeurs prévues pour un circuit spécifique.

On parle également de défaut électrique lorsqu'on détecte la présence d'un courant de fuite, c'est-à-dire lorsque de l'électricité "fuit" d'un circuit, entraînant une variation de l'intensité du courant mesurée à l'entrée et à la sortie d'une installation.

On distingue généralement cinq types principaux de défauts électriques, à savoir :

- ✓ Le court-circuit.
- ✓ La surtension.
- ✓ La surcharge.
- ✓ Les oscillations.
- ✓ Les déséquilibres.

### II.9.1 Court-circuit :

Les courts-circuits sont des événements transitoires qui se produisent lorsque l'isolation entre deux conducteurs de tensions différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre est compromise. Ils entraînent des courants extrêmement élevés dans les composants du réseau. Les courts-circuits peuvent causer des dommages économiques considérables s'ils ne sont pas rapidement éliminés par les dispositifs de protection.

Différents types de courts-circuits peuvent survenir dans un réseau électrique :

- Court-circuit triphasé (Figure II.18.A)

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

- Court-circuit biphasé isolé (Figure II.19.B)

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

- Court-circuit monophasé (Figure II.20.C)

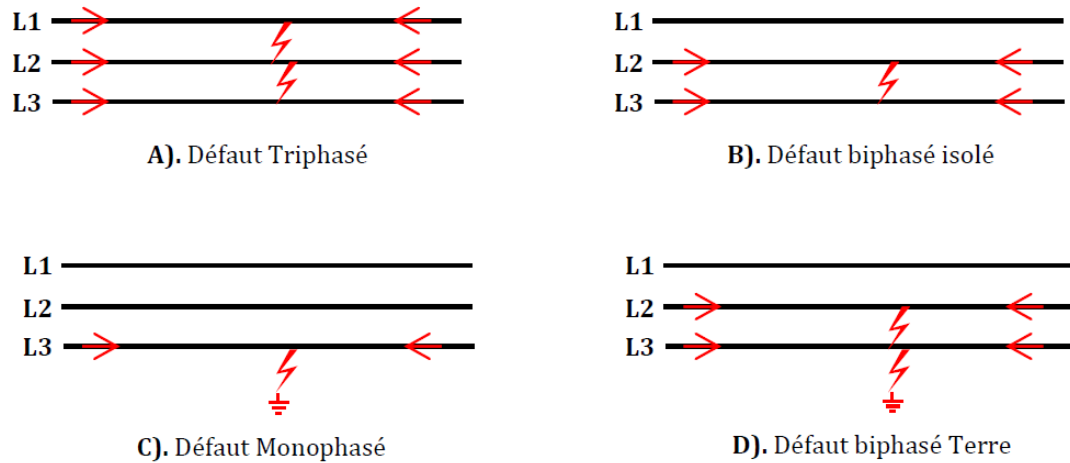
Il correspond à un défaut entre une phase et la terre, c'est le plus fréquent.

- Court-circuit biphasé terre (Figure II.21.D)

Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre. [10]

La figure (II.16) représente les différentes formes des courts-circuits.





*Figure II.22 : Différentes formes des Courts-circuits [5]*

### II.9.2 Surtension :

Il existe deux classes des surtensions :

#### A. Surtensions par décharges électriques atmosphériques :

Les orages sont des occurrences fréquentes et également très dangereuses. Lorsqu'ils se produisent, la foudre génère une impulsion de courant qui peut atteindre des dizaines de milliers d'ampères. Cette décharge provoque une surtension dans le système électrique, pouvant entraîner des incendies et la destruction des équipements électriques.

#### B. Surtensions de commutation :

Les surtensions se produisent dans les lignes électriques en raison principalement des changements de machines à haute puissance. Les moteurs électriques, en tant que charges inductives, génèrent des surtensions lors de leur connexion et de leur déconnexion. Il existe également d'autres processus susceptibles de les provoquer, tels que l'amorçage et l'extinction des soudures à l'arc.

### II.9.3 Surcharge :

Une surcharge d'un appareil se produit lorsque le courant qui le traverse dépasse sa capacité nominale. Les causes possibles de surcharges sont les suivantes :

- Les courts-circuits.
- Les reports de charge.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes dans le réseau et accélère le vieillissement des équipements.

**II.9.4 Oscillations :**

Les oscillations de tension et de courant résultent des changements plus ou moins rapides de la charge, ce qui affecte directement la fréquence de rotation des machines génératrices d'énergie électrique.

**II.9.5 Déséquilibres :**

Les déséquilibres surviennent principalement dans les réseaux de distribution et sont généralement causés par une répartition inégale des charges sur les trois phases. [10]

**II.10 Conclusion :**

Le réseau électrique HTB est un élément essentiel du système électrique global. Ce réseau de transmission à haute tension permet de transporter l'électricité sûre de longues distances depuis les centrales électriques jusqu'au poste de distributions locales. Au cours de ce chapitre, nous avons présenté des généralités sur le réseau électrique, les structures et l'architecteur des réseaux, notamment Les équipements constituant d'un réseau électrique dans SONELGAZ transport l'électricité, le principe de fonctionnement d'un réseau électrique et les différents composants qui constituent.

## Chapitre III

# **Généralité sur le système téléconduite**

## Chapitre III : Généralité sur le system téléconduite

### III.1 Introduction :

Le principal défi auquel Sonelgaz est confronté est de savoir comment gérer efficacement ces réseaux électriques. La gestion du réseau comprend tous les aspects de la planification, de la construction, de la maintenance et de l'utilisation des réseaux de distribution d'électricité, afin de répondre aux besoins des clients desservis par Sonelgaz tout en améliorant la satisfaction des utilisateurs. Dans le cadre de la modernisation de la gestion du réseau, un système de contrôle à distance des installations de réseau de transport et de distribution électrique "SCADA" a été mis en service.

Le dispositif assurera la surveillance et le contrôle à distance des équipements électriques haute et moyenne tension. Ainsi, le centre relais améliorera la qualité de service et réduira les délais d'arrêt et de réparation.

De même, il définira les points de perturbation dans le réseau et fournira des données techniques à l'intérieur de la province.

### III.2 Définition de la téléconduite :

La téléconduite est une technique qui permet de gérer, d'exploiter, d'agir et de contrôler à distance et en temps réel, des équipements et dispositifs d'un site qui se trouve loin de la station de contrôle et cela en toute sécurité, et pour le personnel et pour les équipements.

Dans la pratique le terme téléconduit englobe les fonctions de télésignalisation, télésurveillance, télémessure, et télécommande. Ces fonctions peuvent se répartir en deux groupes liés au sens de transmission entre l'exploitant et le réseau :

- Télésurveillance, des appareils vers l'exploitant.
- Télécommande, de l'exploitant vers les appareils.

Enfin, pour une meilleure efficacité, l'opérateur peut disposer rapidement de l'information la plus pertinente par un prétraitement automatique tel une opération de tri, de mise en forme graphique, de calcul, etc.

#### III.2.1 Télésurveillance :

De nos jours, la télésurveillance est capable d'analyser et de synthétiser les informations reçues afin de fournir automatiquement et en continu toutes les données nécessaires pour gérer le réseau en temps réel. Elle rassemble toutes les informations du réseau, telles que les activations ou

désactivations éventuelles des appareils, les mesures des consommations instantanées ou pondérées dans différentes parties du réseau électrique, ainsi que toute autre information permettant de connaître l'état réel du réseau.

La partie surveillance collecte en permanence tous les signaux provenant du système de commande, reconstitue l'état réel du système contrôlé et effectue toutes les déductions nécessaires pour générer les données utilisées pour établir des historiques de fonctionnement.

La partie surveillance d'un système de supervision a pour objectifs :

- Détecter les fonctionnements anormaux.
- Rechercher les causes et les conséquences d'un fonctionnement non prévu ou non contrôlé.
- Modifier les modèles utilisés pendant le fonctionnement prévu afin de revenir à un fonctionnement normal : changement de commande, réinitialisations, etc.

En particulier, les vues d'ensemble sont créées en fonction de l'installation réelle et des besoins de l'opérateur. De plus, elles sont animées en temps réel.

Ainsi, l'opérateur peut visualiser :

- Les schémas d'exploitation (réseau électrique, poste, etc.).
- Les états de l'installation (positions des appareils, etc.).
- Les valeurs des grandeurs d'exploitation (courants, tensions, puissances, etc.).
- Le détail des alarmes, avec leur chronologie d'apparition.

### **III.2.2 Télécommande :**

Un exemple basique de télécommande est la commande à distance de l'ouverture et de la fermeture des appareils de puissance. Cela se concrétise dans des applications telles que les interrupteurs et disjoncteurs télécommandés. D'autres actions peuvent également être contrôlées à distance, comme les réglages et les automatisations.

Il est essentiel que les ordres de télécommande soient exécutés en toute sécurité. Cela est rendu possible grâce à l'utilisation d'un réseau de communication performant, permettant d'obtenir les informations nécessaires en temps réel. Par exemple, un ordre de manœuvre d'un appareil est transmis via une télécommande double (TCD) et confirmé par le retour d'une télésignalisation double (TSD).

Les procédures de télécommande incluent également des demandes de validation et de confirmation avant l'exécution d'un ordre de manœuvre. Le rôle de la commande consiste à effectuer

un ensemble d'opérations sur le procédé en fixant des consignes de fonctionnement en réponse à des ordres d'exécution.

La commande englobe toutes les fonctions qui agissent directement sur les actionneurs du procédé, garantissant ainsi :

- Un fonctionnement sans défaillance.
- La reprise ou la gestion des modes.
- Les traitements d'urgence.
- Une partie de la maintenance corrective.

### **III.2.3 Protection et Contrôle-Commande des réseaux :**

Les équipements du Réseau de Transport d'Électricité (lignes et transformateurs) sont pourvus de systèmes en temps réel qui permettent leur surveillance et leur commande à distance à partir de centres de conduite régionaux. Ces dispositifs, qui assurent ces fonctions, font usage de technologies telles que l'électronique, l'informatique industrielle et les télécommunications, notamment par le biais des communications optiques, hertziennes ou filaires.

#### **III.2.3.1 Plan de protection :**

La protection des réseaux électriques englobe tous les dispositifs de surveillance et de protection qui garantissent la stabilité d'un réseau électrique. Son objectif est d'éviter les dommages accidentels aux équipements coûteux et de maintenir une alimentation électrique continue. La plupart des systèmes d'alimentation électrique sont interconnectés et nécessitent ce type de protection. L'ensemble de ces dispositifs forme une chaîne de protection qui permet d'éliminer les parties défaillantes du réseau en cas de défaut. On peut distinguer plusieurs types de protections pour les réseaux électriques, à savoir :

- ✓ Protection des infrastructures du réseau de transport.
- ✓ Protection des lignes à haute tension.
- ✓ Protection des transformateurs de puissance.
- ✓ Protection des infrastructures du réseau de distribution.

#### **III.2.3.2 Plan de Contrôle-Commande :**

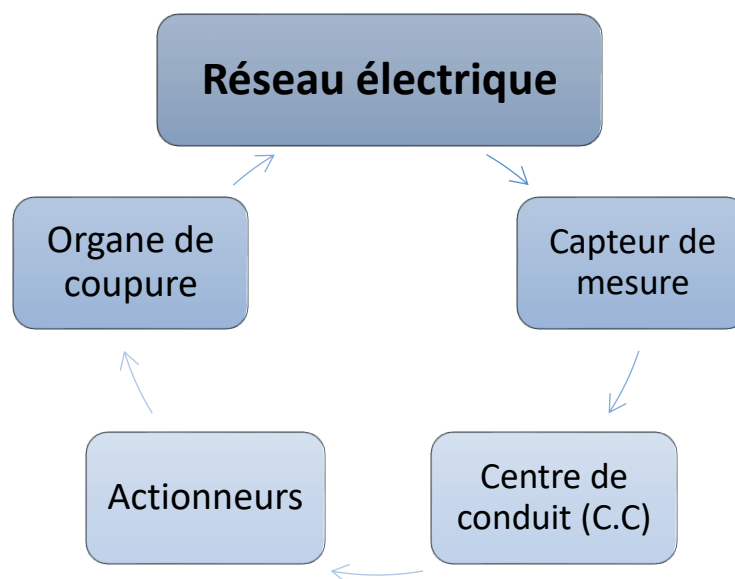
Le terme de contrôle-commande regroupe tous les éléments liés à l'exploitation des réseaux. Un plan de contrôle-commande définit ces éléments et leur organisation de fonctionnement. Le plan de contrôle-commande d'un réseau doit prendre en compte trois situations : l'exploitation normale, les situations de défaut et les opérations de maintenance (hors et sous tension). La gestion de ces

opérations est assurée par des centres de conduite régionaux (CRC) ou nationaux (CNC) équipés d'instruments de téléconduite tels que les SCADA. Ces instruments permettent :

- ✓ De commander les organes de coupure tels que les disjoncteurs et les sectionneurs.
- ✓ De connaître la position de ces organes.
- ✓ De mesurer différentes grandeurs telles que la tension, l'intensité et la fréquence.
- ✓ De signaler les dysfonctionnements à travers des alarmes.

Un réseau électrique peut être divisé en zones, chacune étant généralement protégée par un disjoncteur associé à des dispositifs de détection (capteurs de mesure tels que les transformateurs de courant et de potentiel), de protection, de contrôle-commande (relais de protection) et de déclenchement (actionneurs).

La figure (III.1) représente la chaîne de protection et contrôle commande.



*Figure III.2 : La chaîne de protection et contrôle commande*

### III.2.3.3 Centre de Conduit (C.C) :

La gestion des flux d'énergie de la centrale est largement automatisée, ce qui signifie que la plupart des tâches sont effectuées à distance à l'aide de systèmes avancés de surveillance et de commande à distance. Cependant, il est essentiel de prendre des décisions en temps réel pour assurer la conduite et la sécurité du réseau, en se basant sur les données les plus pertinentes et les plus récentes. Ce centre décisionnel, souvent appelé le "cerveau" du réseau, est opérationnel 24 heures sur 24 et répond instantanément aux besoins d'électricité.

#### **III.2.3.4 Actionneurs :**

Dans un système de commande à distance, qu'il soit semi-automatique ou automatique, un actionneur est l'élément de la partie opérative chargé de convertir l'énergie reçue de la partie commande, éventuellement via un pré-actionneur, en un travail nécessaire à l'exécution d'une tâche programmée dans un système automatisé.

L'essor de l'automatisation spécifique dans l'industrie a entraîné une augmentation considérable de l'utilisation des actionneurs et des composants d'automatisation, en particulier dans le domaine de l'électronique, pour répondre aux exigences de certaines applications critiques telles que le contrôle des mouvements, de la température, de la tension, etc.

#### **III.2.3.5 Organes de coupure :**

Les organes de coupure sont essentiels dans l'installation électrique. Présents à tous les niveaux de transport électrique, ils permettent de sécuriser et d'isoler des zones du réseau ou des équipements électriques. Disjoncteurs, sectionneurs...

#### **III.2.3.6 Capteurs de mesure :**

Un capteur, est un petit appareil autonome capable d'exécuter des mesures simples sur son environnement immédiat. Son rôle est de transformer l'état de ces grandeurs physiques observées afin qu'elles soient plus aisément manipulables. Les capteurs sont les éléments de base des systèmes d'acquisition de données. [11]

### **III.3 Différents équipements de la fonction Téléconduite :**

#### **III.3.1 Equipement Téléconduite :**

##### **III.3.1.1 Poste de Commande :**

Le système poste de commande groupé (PCG) assure la téléconduite et la supervision en temps réel du poste asservi (PA). Organisé autour d'un microprocesseur, sa conception est de type modulaire extensible, c'est un équipement qui sert à donner l'ordre de télécommande d'organes et de recevoir l'état de l'organe (télésignalisation), et les mesures électriques à partir des PA rattachées à ce dernier.

Le PC peut être de structure simplifiée c'est à dire qu'il peut commander un nombre restreint de PA (poste de commande simplifié), ou bien, il peut être de capacité plus importante et présenter des moyens d'exploitation meilleurs est offre toutes les fonctionnalités d'un petit centre régional de conduite.

Les principales tâches conférées au poste de commandes groupées (PCG) sont :



- L'acquisition des informations échangées entre le PCG et les postes asservis respectifs.
- L'acquisition des informations éminentes des RTU (Remonte terminal unit) propres au poste.
- La retransmission vers le centre de conduite supérieur CRC et le DISPATCHING national.
- La restitution des informations sur les écrans et les imprimantes.
- L'équipement doit aussi comporter une carte horloge pour synchroniser les PA associés (synchronisation GPS).

### III.3.1.2 Poste Asservi RTU :

RTU (Remote Terminal Unit), c'est l'équipement qui reçoit les ordres du PC, sa fonction principale est la restitution des informations du poste vers son « maitre » et d'exécuter les commandes qui lui parviennent. Il constitue l'intermédiaire entre les organes du poste et les centres de commande.

De constitution modulaire, chaque module est spécifique à une tâche bien définie, exemple : alimentation, carte CPU ou est stockée et exécutée la paramétrie de la RTU, les cartes Télésignalisation, Télémessures et Télécommande.

En général, la paramétrie de l'équipement réside an l'intégration de la fiche télé information du poste.

Cette fiche est la carte d'identité de l'ouvrage, toutes les informations le concernant s'y trouvent consignées.

### III.3.1.3 Liaison entre le PCG et le PA :

La liaison entre le PCG et le PA est gérée par une transmission « maitre-esclave ».

Le principe de fonctionnement repose sur un échange continu des messages entre le PCG et le PA dont l'initiative appartient au PCG.

Les informations transmises au CNC et aux différents CRC sont :

- Télécommandes (Ouvertures/Fermetures différents organes).
- Télésignalisations simples et doubles.
- Télémessures.

### III.3.2 Equipements de Transmission :

Pour garantir la sécurité et l'exploitation efficace des réseaux de transport, il est nécessaire de disposer de moyens de transmission robustes qui permettent l'échange d'un grand nombre d'informations entre les différentes parties du réseau. Ces moyens de transmission doivent être

extrêmement fiables afin de garantir l'accessibilité des installations pour le personnel en charge de la conduite.

### III.3.2.1 CPLs :

Courant Porteur sur Ligne d'Énergie, système d'émetteurs/récepteur HF pour signaux télégraphiques et pour la phonie.

C'est le canal de transmission le plus utilisé dans le système de conduite vu la disponibilité du support, puisque la ligne d'énergie, qui relie les différents points du réseau sert à véhiculer les informations émanant des postes électriques vers les dispatchings régionaux et le dispatching national.

L'équipement permet l'établissement d'une liaison bidirectionnelle point à point en mode FULL DUPLEX. Les informations transmises sont modulées dans la gamme de fréquences HF de 40 à 500 kHz, en utilisant une modulation d'amplitude à Bande Latérale Unique (BLU) avec une porteuse atténuée. L'équipement peut être constitué des éléments suivants :

- ✓ Téléphonie (réseau téléphonique de sécurité).
- ✓ Informations ou ordres (Télémesures, télésignalisation et télécommandes).
- ✓ Télé action (Télé déclenchement par protection).

Pour réaliser une liaison par CPL, il est nécessaire d'assurer l'interface entre la partie Courant Faible et la partie Courant Fort par un dispositif de couplage composé de :

- **La boîte d'accord** : pour adaptation entre l'impédance de la ligne d'énergie et celle de l'équipement.
- **Le condensateur de couplage** : pour éviter une modulation trop importante du transformateur de séparation.
- **Le circuit Bouchon** : sert principalement à orienter le sens de transmission.

### III.3.2.2 Termineurs BF :

Emetteur/Récepteur sur câble cuivré, la transmission se fait en basse fréquence.

### III.3.2.3 Faisceaux Hertziens :

Les ondes Hertziennes sont utilisées comme support de transmission, Utilisation d'un multiplexeur afin d'augmenter le nombre de signaux, car c'est souvent un support utilisé dans les ouvrages importants car point de vue sécurité, il présente le moins de risque.

### III.3.2.4 Transmission par Fibre Optique :

La technique de transmission par fibre optique tend à se généraliser, ce support est l'un des plus performant, des plus sur et des plus rapides.

En effet, le principe étant l'utilisation de la lumière pour la transmission des signaux, la vitesse de transmission peut atteindre les GIGA bits.

### III.3.3 Réseau téléphonique de sécurité :

Principalement constitué d'un Autocommutateur privé, qui constitue le standard national des ouvrages du réseau de transport de l'électricité, et garanti la sécurité des communications entre les centrales de productions et les postes électriques.

Son rôle est d'acheminer un appel en tout point, en épuisant toutes les possibilités de déroutage et utilise les supports de transmissions existant pour la transmission des DATA. [1]

### III.4 System SCADA :

SCADA est l'acronyme de « supervisory control and data acquisition », qui se traduit en français par « système de contrôle et d'acquisition de données ».

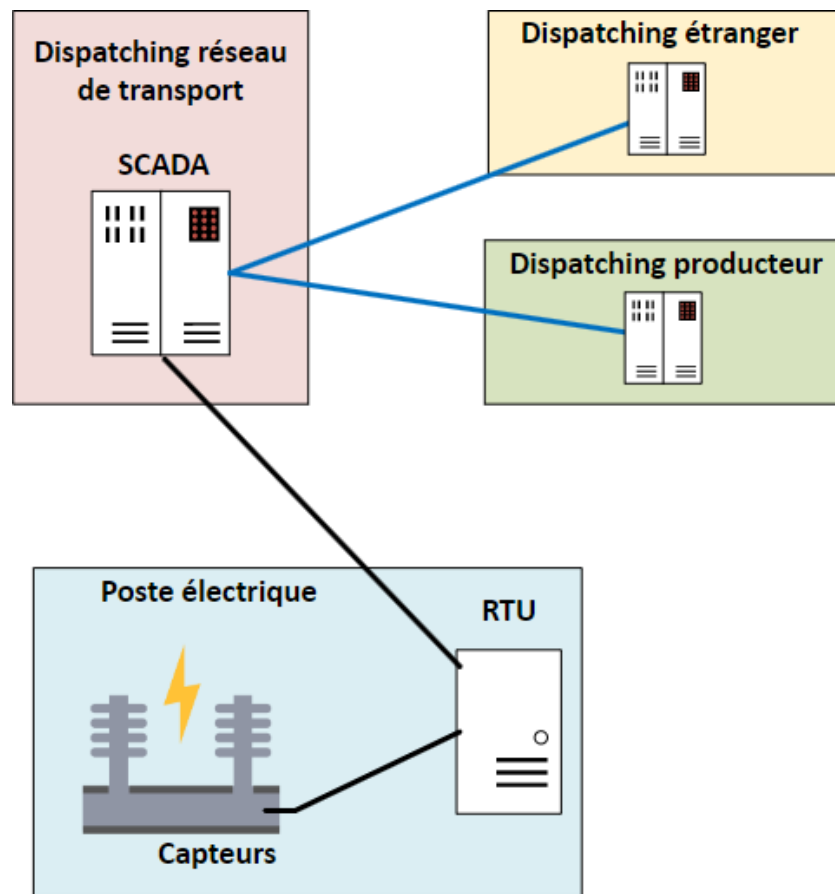
SCADA est un système de télégestion à grande échelle, centralisé au sein d'un aménagement. Il offre une interface graphique conviviale qui fournit des informations en temps réel sur l'état des installations de l'aménagement. Le système permet également l'archivage et l'analyse des données sous la forme de courbes de tendances. Ces archives peuvent être conservées à long terme dans le but de réaliser des statistiques.

SCADA est la technologie qui permet à un utilisateur de collecter des données à partir de l'un ou installations plus éloignées et / ou envoyer des instructions de contrôle limitées à celles installations. Les systèmes SCADA d'aujourd'hui contrôlent non seulement les processus mais sont aussi utilisés pour mesurer, prévoir, facturer, analyser, planifier, en temps réel.

Voici quelques exemples parmi les protocoles les plus célèbres et populaires utilisés dans la communication SCADA :

- ✓ Le protocole Modbus
- ✓ Le protocole IEC 60870-5-101
- ✓ Le protocole DNP3
- ✓ Le protocole PROFIBUS
- ✓ Le protocol Field bus [11]

La figure (III.2) représente la téléconduite d'un réseau électrique.



*Figure III.3 : Téléconduite d'un réseau électrique*

### III.5 Maintenance des équipements téléconduite (Entretien systématique) :

#### III.5.1 Equipements PCG :

- Contrôle et entretien de l'installation.
- Vérification des alimentations électriques de l'équipement PCG.
- Test des niveaux des signaux émission et réception.
- Test de basculement entre les voies de transmission redondantes vers le niveau supérieur (CRC).
- Vérification du bon fonctionnement des PCs de conduite et périphériques (imprimantes, onduleurs ...) au niveau du PCG.
- Vérification des téléinformations et transducteurs de mesure.
- Vérification des télécommandes.
- Faire une sauvegarde du Backup du système à chaque entretien systématique et après chaque modification de la base de données suite à une intervention ou mise à jour.
- Faire un clonage du système.

### III.5.2 Equipements des postes asservis RTU :

- Contrôle et entretien de l'installation.
- Vérification des alimentations électriques de l'équipement RTU.
- Vérification du fonctionnement et des niveaux des signaux émission et réception au niveau des modules de transmission.
- Test de basculement entre les voies de transmission redondantes de la RTU vers le niveau supérieur (PCG, CRC).
- Vérification des téléinformations et transducteurs de mesure.
- Vérification des télécommandes.
- Faire une sauvegarde du Backup du système à chaque entretien systématique et après chaque modification de la base de données suite à une intervention ou mise à jour.

### III.5.3 Equipements de Télé-action :

- Contrôle et entretien de l'installation.
- Vérification des alimentations électriques de l'équipement.
- Vérification de la chaîne émission.
- Vérification de la chaîne réception.

### III.5.4 Systèmes de renvoi au niveau des ouvrages postes :

- Contrôle et entretien de l'installation.
- Vérification des alimentations électriques de l'équipement.
- Vérification des renvois téléphoniques et alarmes.

### III.5.5 Téléinformations TM/TS/TC :

- Vérification des télémessures : Vérification du bon fonctionnement de la chaîne de mesure depuis le transducteur ou l'unité de travée au niveau de l'ouvrage jusqu'au PCG et CRC.
- Vérification des télésignalisations : Essais en simulation et en réel des signalisations et vérification de l'exactitude des informations par rapport à la fiche télé information de l'ouvrage.
- Vérification des télécommandes : Essais en simulation et en réel des télécommandes à partir du PCG et à partir du CRC jusqu'à l'interface téléconduite et maintenance BT au niveau de l'ouvrage.

### III.5.6 Contrôle commande numérique (CCN) :

- Vérification et inspection visuelle.
- Essais de la fonction local /distance de la commande.

- Vérification de l'interface homme machine.
- Vérification de la synchronisation du temps.
- Vérification de la communication CEI 61870-5-101.
- Vérification du fonctionnement des liens de transmission des voies principales et redondante (PCG, CRC, CRCR/Alger).
- Test de basculement entre les voies de transmission redondantes du CCN vers le niveau supérieur (PCG, CRC).
- Test de basculement automatique et manuel entre le concentrateur principal et le concentrateur de secours en cas de redondance.
- Vérification du réseau LAN du système CCN.
- Faire une sauvegarde du Backup du système à chaque entretien systématique et après chaque modification de la base de données suite à une intervention ou mise à jour.
- Faire un clonage du système.

#### **III.5.7 Redresseurs 48 Vcc :**

- Contrôle de la tension d'alimentation du redresseur.
- Contrôle de la tension de sortie du redresseur.
- Contrôle des connexions.
- Contrôle du fonctionnement en mode floating, charge et boost la charge à vide.
- Contrôle des signalisations.

#### **III.5.8 Onduleurs :**

- Vérification visuelle des onduleurs.
- Vérification visuelle de la propreté de la salle des onduleurs.
- Vérification visuelle des batteries internes ou externes des onduleurs (corrosion, ...).
- Vérification visuelle des filtres des ventilateurs de la salle des onduleurs.
- Vérification de l'absence des alarmes.
- Vérification de l'indication de l'ampèremètre de l'onduleur.
- Vérification de l'indication du voltmètre de l'onduleur.
- Mesure de la Tension délivrée par l'onduleur.
- Lecture du courant de charge de l'onduleur.
- Vérification du fonctionnement de la ventilation des onduleurs.
- Vérification du serrage / sertissage des connexions de l'onduleur et des batteries.
- Vérification des batteries internes ou externes des onduleurs (mesure des deux tensions par élément et totale).

- Vérification du fonctionnement de la climatisation de la salle des onduleurs.
- Test de coupure de la source alternative des onduleurs un par un pour confirmer la prise de charge par les batteries.
- Dépoussiérage des onduleurs y compris les ouïes d'aération (après le basculement de la charge sur un seul onduleur).
- Dépoussiérage des batteries. [12]

### **III.6 Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons présenté le système téléconduite et son équipement d'un poste avec les maintenances préventives de ce système. Ces maintenances sont très importantes et très sensibles et doivent être bien choisies et bien réglées pour assurer un système de protection efficace et robuste contre les différents types de défaillances qui peuvent interrompre la sureté de fonctionnement et l'indisponibilité des installations électriques et le système de control à distance.

## Chapitre IV

# **La maintenance industrielle et ses méthodes d'analyse**



## Chapitre IV : La maintenance industrielle et ses méthodes d'analyse

### IV.1 Introduction :

Avec le temps, les installations et les équipements ont tendance à se détériorer en raison de diverses causes telles que l'usure, les déformations dues au fonctionnement et l'action des agents corrosifs tels que les produits chimiques et les conditions atmosphériques.

Ces détériorations peuvent entraîner des arrêts de fonctionnement (pannes), une diminution des capacités de production, des risques pour la sécurité des personnes, des défauts ou une diminution de la qualité, une augmentation des coûts de fonctionnement (comme la consommation d'énergie accrue) et une diminution de la valeur marchande de ces équipements.

Dans tous les cas, ces détériorations entraînent des coûts supplémentaires directs ou indirects. La maintenance consiste donc à effectuer des opérations telles que le dépannage, la lubrification, les visites, les réparations, les améliorations, etc., qui permettent de préserver le potentiel des équipements afin d'assurer la continuité et la qualité de la production, tout en optimisant les coûts.

Cependant, aujourd'hui, maîtriser la disponibilité des biens matériels (industriels) permettrait à l'industrie d'agir sur la régularité de sa production, sur ses coûts de fabrication, sur sa compétitivité et sur son succès commercial. Il ne s'agit plus seulement de proposer un meilleur mode de conduite de l'installation, mais également de garantir à l'exploitant une intervention rapide, une détection et un diagnostic des défaillances, en somme, une maintenance de qualité permettant d'atteindre une production optimale.

Cependant, l'amélioration de la disponibilité des machines, qui est aujourd'hui un impératif, ne doit pas entraîner une inflation du budget de maintenance déjà élevé dans de nombreuses industries, au risque d'en diminuer l'intérêt.

Les entreprises sont donc confrontées à ce double défi économique :

- Augmenter la productivité en améliorant la disponibilité de leurs équipements de production.
- Réduire les coûts d'entretien et de réparation.

## **IV.2 Historique et évolution de la maintenance :**

Depuis le début de la révolution industrielle, de nombreux événements ont marqué l'histoire. Cependant, les changements les plus significatifs ont eu lieu au cours des cinquante dernières années, et ils ont eu un impact majeur sur la maintenance et l'entretien de tous les complexes industriels.

Avant la Seconde Guerre mondiale, les équipements industriels étaient volumineux, vieillissants et fonctionnaient à un rythme relativement lent. Ils étaient contrôlés par des systèmes élémentaires et une instrumentation basique. Étant donné que la demande de l'époque n'était pas aussi élevée qu'aujourd'hui, cela ne posait pas encore de problèmes majeurs. Les équipements étaient solides et robustes, certains fonctionnaient parfaitement aussi bien le premier jour que 20 ans plus tard.

Après la guerre, la reconstruction industrielle a commencé et le marché est devenu de plus en plus compétitif, ce qui a incité les propriétaires d'usines à augmenter la cadence de production. Cependant, l'utilisation intensive des machines a entraîné une augmentation des pannes et des coûts de réparation. C'est ainsi qu'est née la maintenance préventive, afin de répondre à l'augmentation de la production et à l'utilisation croissante des équipements industriels.

Depuis les années 1980, les complexes industriels et les systèmes de production sont devenus de plus en plus spécialisés et complexes. Parallèlement, la compétitivité du marché et l'intolérance face aux pannes n'ont cessé de croître. Cette évolution inévitable a également entraîné une augmentation des coûts de maintenance industrielle.

Avec la demande croissante d'une production constante et l'amélioration des connaissances en matière de prévention des pannes, de nouvelles techniques ont été découvertes et la gestion de la maintenance s'est améliorée. Les professionnels ont commencé à accorder une attention particulière aux risques potentiels et ont accumulé une multitude de données variées. Cela a permis aux industriels de mieux comprendre les risques de pannes et les moyens de les prévenir.

### **La situation actuelle de la maintenance industrielle**

Grâce aux progrès des intelligences artificielles et des systèmes de production automatisés, les complexes industriels atteignent aujourd'hui un niveau de performance inégalé. La maintenance industrielle ne se limite plus uniquement à réagir en cas de rupture ou de panne. En réalité, la majeure partie du travail consiste à analyser les données de performance, à détecter les risques potentiels et à effectuer les réparations nécessaires avant même qu'un incident ou une panne ne se produise.[13]

## **IV.3 Définitions de la maintenance :**

### **IV.3.1 Définition de la maintenance selon l'AFNOR par la norme NF X 60-0101 :**

Une première définition normative de la maintenance est donnée par l'AFNOR en 1994 (norme NF X 60-0101), à savoir « l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé ».

### **IV.3.2 Définition de la maintenance selon l'AFNOR par la norme NF EN 13306 X 60-3195 :**

Depuis 2001, elle a été remplacée par une nouvelle définition, désormais européenne (NF EN 13306 X 60-3195) : « Ensemble de toutes les 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.3.3 Définition de la maintenance selon La Fédération européenne des sociétés nationales de maintenance (EFNMS) :**

« Toutes les actions qui ont pour objectif de garder ou de remettre une chose en état de remplir la fonction qu'on exige d'elle. Ces actions regroupent toutes les actions techniques et toutes les actions d'administration, de direction et de supervision correspondantes ».[14]

## **IV.4 Activités de maintenance :**

### **✓ Inspection**

Il s'agit d'une vérification de conformité qui consiste à mesurer, observer, tester ou calibrer les caractéristiques essentielles d'un objet.

En règle générale, l'inspection peut être effectuée avant, pendant ou après d'autres activités de maintenance.

### **✓ Surveillance**

La surveillance est une activité qui peut être réalisée manuellement ou automatiquement dans le but d'observer l'état réel d'un objet.

Elle se différencie de l'inspection en ce qu'elle est utilisée pour évaluer l'évolution des paramètres de l'objet au fil du temps.

### **✓ Réparation**

Il s'agit des interventions physiques effectuées pour restaurer la fonctionnalité nécessaire d'un bien en panne.

✓ **Dépannage**

Il s'agit des mesures physiques prises pour permettre à un bien en panne d'accomplir temporairement sa fonction requise jusqu'à ce que la réparation soit effectuée.

✓ **Amélioration**

Cela englobe un ensemble de mesures techniques, administratives et de gestion visant à renforcer la fiabilité opérationnelle d'un bien sans altérer sa fonctionnalité requise.

✓ **Modification**

Cela regroupe un ensemble de mesures techniques, administratives et de gestion visant à modifier la fonction d'un bien.

✓ **Révision**

Il s'agit d'un ensemble exhaustif d'examens et de mesures effectués dans le but de maintenir le niveau requis de disponibilité et de sécurité.

✓ **Reconstruction**

La reconstruction est une action entreprise après le démontage d'un bien, impliquant la réparation ou le remplacement des composants approchant de la fin de leur durée de vie utile, ainsi que des composants devant être systématiquement remplacés.

Ce processus se distingue de la simple révision car il peut inclure des modifications et/ou des améliorations.

L'objectif principal de la reconstruction est généralement de prolonger la durée de vie du bien au-delà de celle de son état initial. [15]

#### **IV.4.1 Fonctions de service maintenance :**

✓ **Etude**

Son rôle principal est d'analyser les tâches à accomplir en fonction de la stratégie de maintenance adoptée. Cela comprend la création d'un plan de maintenance comprenant des objectifs quantifiables et des indicateurs de mesure.

✓ **Préparation**

La préparation des interventions de maintenance est une fonction essentielle du processus de maintenance. Elle vise à garantir que toutes les conditions nécessaires à la réalisation réussie d'une intervention de maintenance sont anticipées, définies et caractérisées. Cette préparation doit être alignée sur les objectifs généraux définis par la politique de maintenance, tels que les coûts, les délais, la qualité et la sécurité.

Quel que soit le type d'intervention à effectuer, la préparation est toujours présente :

- Elle peut être implicite (non formalisée), où l'intervenant se charge lui-même de préparer ses actions en s'appuyant sur son expérience et ses automatismes.
- Elle peut aussi être explicite (formalisée), réalisée par un préparateur dédié. Dans ce cas, elle donne lieu à la création d'un dossier de préparation structuré, qui fait partie intégrante de la documentation technique. Ce dossier est utilisé à chaque intervention et est répertorié et conservé, sous réserve de mises à jour ultérieures.

✓ **Ordonnancement**

L'ordonnancement joue le rôle de "chef d'orchestre" au sein du service de maintenance. Dans un environnement où les tâches de maintenance varient considérablement en termes de nature, de durée, d'urgence et de criticité, l'absence d'un chef d'orchestre conduit rapidement à une cacophonie, peu importe l'habileté des musiciens solistes.

✓ **Réalisation**

La réalisation implique l'utilisation des moyens spécifiés dans le dossier de préparation, conformément aux meilleures pratiques, afin d'obtenir les résultats attendus dans les délais fixés par l'ordonnancement.

✓ **Gestion**

La gestion du service de maintenance doit être en mesure d'assurer la gestion des équipements, des interventions, des stocks, des ressources humaines et du budget.

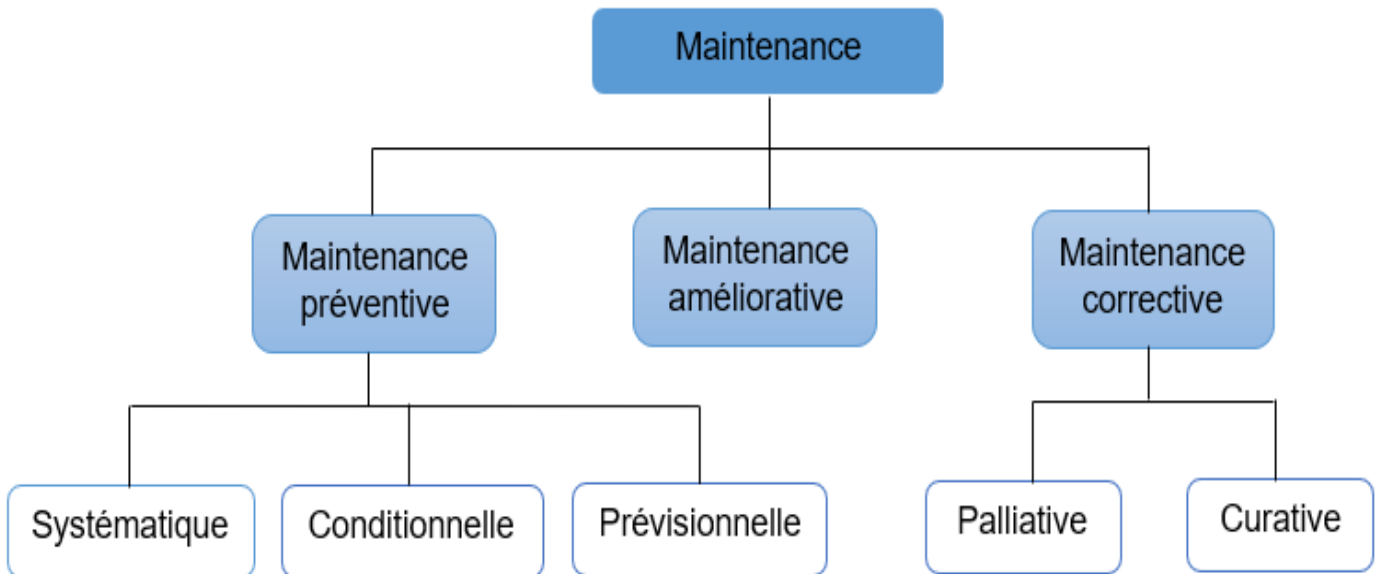
## **IV.5 Objectifs de la maintenance :**

Selon la politique de maintenance de l'entreprise, les objectifs de la maintenance sont :

- ✓ Assurer disponibilité et augmenter la durée de vie du bien.
- ✓ Assurer la sécurité des êtres humains et des biens.
- ✓ Améliorer la qualité des produits.
- ✓ Respecter l'environnement.
- ✓ Optimisation des coûts de maintenance. [15]

## IV.6 Types de la maintenance :

La figure (IV.1) représente les différents types de la maintenance.



*Figure IV.2 : Les différents types de la maintenance*

### IV.6.1 Maintenance préventive :

**Définition :** Il s'agit de la maintenance réalisée à des intervalles prédéfinis ou en fonction de critères spécifiques, dans le but de minimiser les risques de défaillance ou de détérioration des performances d'un bien.

✓ Maintenance préventive systématique

« Il s'agit de la maintenance préventive effectuée à des intervalles de temps prédéterminés ou en fonction d'un nombre spécifié d'unités d'utilisation, sans vérification préalable de l'état du bien ».

✓ Maintenance préventive conditionnelle

« Il s'agit de la maintenance préventive qui repose sur la surveillance du fonctionnement du bien et/ou de ses paramètres significatifs, et qui comprend les actions nécessaires qui en découlent ».

✓ Maintenance préventive prévisionnelle

« Il s'agit de la maintenance préventive effectuée en se basant sur les prévisions extrapolées résultant de l'analyse et de l'évaluation des paramètres significatifs de la dégradation du bien ».

### IV.6.2 Maintenance corrective :

**Définition :** Il s'agit de la maintenance effectuée après la détection d'une panne, dans le but de restaurer un bien dans un état lui permettant d'accomplir la fonction requise.

✓ La maintenance corrective palliative

« Il s'agit d'une forme de maintenance qui vise à rétablir le fonctionnement d'un ensemble, parfois sans interruption, et qui a un caractère temporaire ».

✓ La maintenance corrective curative

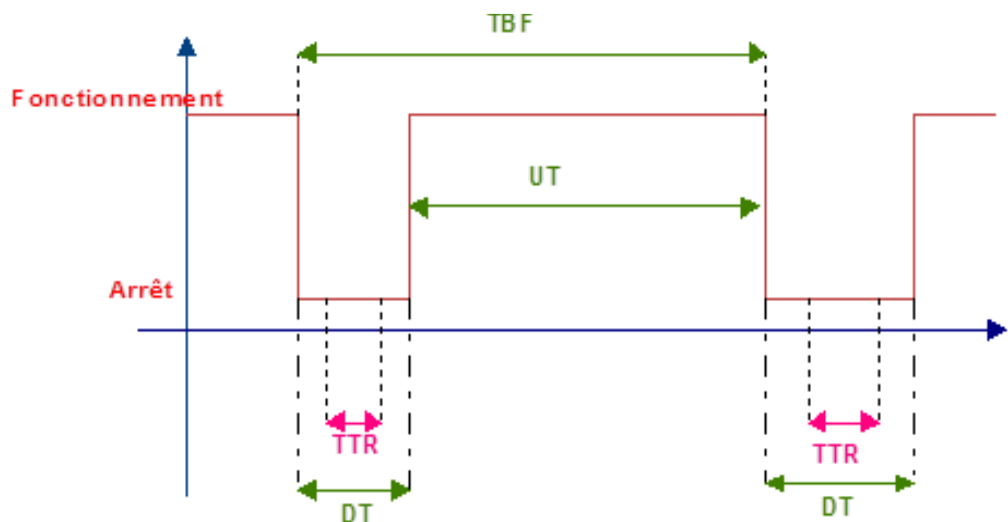
« Généralement réalisée après une intervention de dépannage dans l'atelier central, cette forme de maintenance est définitive et vise à restaurer pleinement le fonctionnement ». [15]

### IV.6.3 Maintenance améliorative :

**Définition :** L'amélioration des biens d'équipements est un « ensemble des mesures techniques, administratives et de gestion, destinées à améliorer la sûreté de fonctionnement d'un bien sans changer sa fonction requise » (norme NF EN 13306). Ainsi, des modifications sont apportées à la conception initiale dans le but d'accroître la durée de vie des composants, de les standardiser, de réduire la consommation d'énergie, d'améliorer la facilité de maintenance, et bien d'autres aspects. [16]

### IV.7 Temps de maintenance :

La figure (IV.2) représente l'analyse des temps de la maintenance.



*Figure IV.3 : Analyse des temps*

- ✓ Le temp de bon fonctionnement (UT = Up Time).
- ✓ Le temp entre deux défaillances consécutives (TBF = Time Between Failures) et leur moyenne (MTBF).
- ✓ Temp d'arrêt de production (DT = Down Time).
- ✓ Durée d'intervention maintenance (TTR = Time To Repair) et leur moyenne (MTTR).

## IV.8 Niveaux et échelons de maintenance :

### IV.8.1 Echelons de maintenance :

Il est essentiel de différencier les niveaux de maintenance de la notion d'échelon de maintenance, qui indique l'endroit où les interventions sont effectuées. En règle générale, on distingue trois échelons, à savoir :

- **La maintenance sur site** : L'intervention est effectuée directement sur l'équipement existant.
- **La maintenance en atelier** : Le matériel nécessitant des réparations est déplacé vers un emplacement approprié sur site pour y être traité.
- **La maintenance chez le constructeur ou une société spécialisée** : Le matériel est ensuite déplacé afin de réaliser les opérations nécessitant des équipements spécifiques. [15]

### IV.8.2 Niveaux de maintenance :

#### ✓ 1<sup>er</sup> niveau

Les actions de maintenance de premier niveau sont des interventions simples indispensables à l'exploitation, effectuées sur des éléments facilement accessibles et en toute sécurité, en utilisant les équipements de soutien intégrés au bien. Elles comprennent, par exemple, les réglages, les contrôles ou inspections nécessaires à l'exploitation, les opérations basiques de maintenance préventive, ainsi que le remplacement des articles consommables ou des accessoires tels que les fusibles ou les ampoules.

Ce type d'opérations peut être réalisé par l'exploitant du bien en se servant des équipements de soutien intégrés et en suivant les instructions d'utilisation.

#### ✓ 2<sup>ème</sup> niveau

Le deuxième niveau de maintenance englobe les interventions nécessitant des procédures simples et/ou des équipements de soutien, qu'ils soient intégrés ou externes, faciles à utiliser et à mettre en œuvre. Cela comprend, par exemple, les contrôles de performances, certains réglages et les réparations par échange standard de sous-ensembles dont le remplacement est simple.

Ce type de maintenance peut être effectué par du personnel qualifié en suivant les procédures détaillées et en utilisant les équipements de soutien spécifiés dans les instructions de maintenance.

Il concerne les opérations de remplacement de pièces qui ne nécessitent pas le démontage complet de l'équipement. Il s'agit donc d'un travail portant sur des éléments individuels ou des vérifications de résultats, tels que le contrôle des performances du matériel livré.



**✓ 3<sup>ème</sup> niveau**

Le troisième niveau de maintenance englobe les opérations qui nécessitent des procédures complexes et/ou des équipements de soutien, qu'ils soient complexes à utiliser ou à mettre en œuvre.

Cela comprend, par exemple, les réglages généraux, les opérations de maintenance systématique délicates et les réparations par échange de composants.

Ces opérations exigent une approche globale du fonctionnement de l'équipement, impliquant la prise en compte de plusieurs éléments, de leurs interactions et de leur cohérence.

**✓ 4<sup>ème</sup> niveau**

Le quatrième niveau de maintenance concerne les opérations qui exigent la maîtrise d'une technologie spécifique et/ou l'utilisation d'équipements de soutien spécialisés.

Il s'agit notamment de réparations spécialisées et de vérifications d'appareils de mesure.

**✓ 5<sup>ème</sup> niveau**

Il s'agit d'activités de rénovation ou de reconstruction qui nécessitent l'application d'un savoir-faire spécifique utilisant des techniques ou technologies particulières, des processus et/ou des équipements de soutien industriels. [16]

**IV.9 Méthodes d'analyse de maintenance :**

Les méthodes d'évaluation des risques industriels et des dysfonctionnements des équipements reposent sur une étude préalable des anomalies et pannes. Le but de toutes ces méthodes sont misés en place une maintenance préventive ou prévisionnelle, normaliser les processus, améliorer la gestion des stocks...

**IV.9.1 Méthode ABC (Diagramme de Pareto) :****IV.9.1.1 Principe de la méthode :**

La méthode ABC, également connue sous le nom d'Analyse ABC, Loi de Pareto ou Méthode 80-20, est une approche visant à classer des articles ou des événements en trois catégories (A, B et C) en fonction de leur importance. Basée sur le principe de Pareto, qui stipule que 20 % des événements se produisent 80 % du temps, cette méthode permet une meilleure allocation des efforts de contrôle et une plus grande efficacité. Elle est principalement utilisée dans la gestion des stocks, où elle permet de classer les articles en fonction de leur valeur, ce qui facilite l'établissement d'une politique de contrôle en accordant une attention accrue aux 20 % d'articles critiques et moins d'attention aux pièces moins importantes. Cette méthode de classification peut également être appliquée à d'autres

niveaux au sein des entreprises, tels que la gestion des entrepôts et l'analyse des causes de sous-performance. Elle s'inscrit dans une approche globale de gestion de la production. Les résultats attendus de l'application de cette méthode à la gestion des stocks incluent un meilleur contrôle des pièces critiques et une réduction des stocks de sécurité. [17]

#### IV.9.1.2 Méthodologie :

- Calculez la valeur d'utilisation annuelle pour chaque élément de l'échantillon en multipliant les besoins annuels par le coût unitaire.
- Organisez les éléments dans l'ordre décroissant de la valeur d'utilisation calculée ci-dessus.
- Faites un total cumulé du nombre d'articles et de la valeur d'utilisation.
- Convertissez le total cumulé du nombre d'articles et des valeurs d'utilisation en pourcentage de leurs totaux généraux.
- Dessinez un graphique reliant le pourcentage cumulé d'éléments et la valeur d'utilisation cumulée en %. Le graphique est divisé approximativement en trois segments, où la courbe change brusquement de forme. Cela indique les trois segments A, B et C.

#### IV.9.1.3 Présentation graphique :

La méthode ABC suit le principe suivant : on divise le référentiel en trois groupes :

**Zone A :** 20% des pannes occasionnent 80% des coûts.

**Zone B :** les 30% de pannes supplémentaires ne coûtent que 15% supplémentaires.

**Zone C :** les 50% de pannes restantes ne concernent que 5% du coût global.

La figure (IV.3) représente le diagramme de Pareto (ABC).

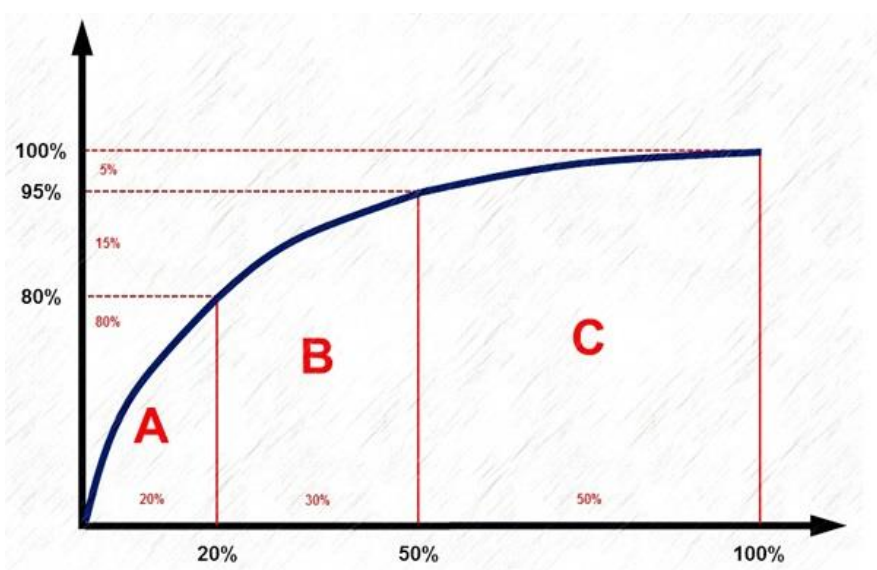


Figure IV.4 : Diagramme de Pareto (ABC)

#### IV.9.1.4 Objectifs de la méthode ABC :

- ✓ Une meilleure compréhension des coûts (directs et indirects) liés à chaque produit.
- ✓ Une réduction des frais généraux grâce à la réduction des capacités en excès.
- ✓ Un management basé sur le pilotage des coûts.
- ✓ Améliorer la fiabilité des systèmes.
- ✓ Justifier la mise en place d'une politique de maintenance. [18]

#### IV.9.2 AMDEC :

##### IV.9.2.1 Définition :

L'AMDEC, qui signifie Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leurs Criticités, est l'équivalent français de la méthode FMEA (Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis). Il s'agit d'une méthode d'analyse qualitative et quantitative visant à identifier les défaillances potentielles d'un produit, d'un procédé ou d'un processus, ainsi qu'à mettre en place des actions correctives ou préventives en conséquence.

##### IV.9.2.2 Notions de base de l'AMDEC :

Pour comprendre cette méthode, il est important de bien connaître les termes qui lui sont associés.

**Le mode de défaillance** : c'est la manière dont le système peut s'arrêter de fonctionner, s'écarter des spécifications prévues initialement, fonctionner anormalement, etc. Il s'exprime en terme physique.

**La cause de la défaillance** : c'est l'anomalie pouvant conduire à la défaillance.

**L'effet de la défaillance** : ce sont les conséquences subies par l'utilisateur.

**La criticité** : c'est un moyen de déterminer l'acceptabilité de la situation par la combinaison de plusieurs facteurs. En fonction de son activité ou du chef de projet, la méthode de cotation peut différer. [19]

##### IV.9.2.3 Objectives de l'AMDEC :

L'analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité (FMEA - Failure Mode and Effects Analysis) est une méthode méthodique et structurée qui offre les avantages suivants :

- ✓ Identification des défaillances et de leurs effets potentiels sur un produit ou un processus.
- ✓ Détermination des actions à entreprendre pour éliminer ces défaillances, réduire leurs effets et prévenir ou détecter leurs causes. [20]

#### IV.9.2.4 Types de l'AMDEC :

Il existe plusieurs types d'AMDEC, parmi les plus importants, mentionnons :

- **L'AMDEC-organisation** : La méthode s'applique à tous les niveaux du processus d'affaires, depuis le niveau initial qui comprend la gestion, l'information, la production, le personnel, le marketing et les finances, jusqu'au niveau final tel que l'organisation d'une tâche de travail.
- **L'AMDEC-produit ou l'AMDEC-projet** : Elle est employée pour examiner de manière approfondie la phase de conception d'un produit ou d'un projet. Si le produit comprend plusieurs composants, on utilise l'AMDEC-composants.
- **L'AMDEC-processus** : Elle est utilisée pour les processus de fabrication afin d'analyser et d'évaluer la criticité de toutes les défaillances potentielles d'un produit causées par son processus. Elle peut également être utilisée pour les postes de travail.
- **L'AMDEC-moyen** : Elle est applicable aux machines, aux outils, aux équipements et aux appareils de mesure, aux logiciels et aux systèmes de transport interne.
- **L'AMDEC-service** : Elle est utilisée pour s'assurer que la valeur ajoutée fournie par le service répond aux attentes des clients et que le processus de prestation de service ne génère aucune défaillance.
- **L'AMDEC-sécurité** : Elle est utilisée pour garantir la sécurité des opérateurs dans les procédés présentant des risques potentiels pour leur santé et leur bien-être. [21]

#### IV.9.2.5 Analyse de la méthode AMDEC :

##### IV.9.2.5.1 Méthodologie :

Pour réaliser une AMDEC, les étapes suivantes sont généralement suivies :

- ✓ Former un groupe de travail.
- ✓ Effectuer une analyse fonctionnelle du procédé (ou de la machine).
- ✓ Analyser les défaillances potentielles.
- ✓ Évaluer ces défaillances et déterminer leur criticité.
- ✓ Définir et planifier les actions à entreprendre.

##### IV.9.2.5.2 L'évaluation :

L'évaluation s'effectue en fonction de trois critères principaux : la gravité, la fréquence et la non-détection.

Cependant, ces critères ne sont pas exhaustifs et le groupe de travail peut en définir d'autres plus pertinents pour le problème traité.

Chaque critère est évalué dans une échelle de notes définie par le groupe de travail. Une note plus élevée indique une sévérité plus élevée.

➤ **La gravité**

Elle reflète l'impact sur la qualité du produit (dans le cadre de l'AMDEC procédé), la productivité (dans le cadre de l'AMDEC machine) ou la sécurité (dans le cadre de l'AMDEC sécurité).

Le groupe doit décider de la manière de mesurer l'effet. Exemple :

Effet sur la dimension d'un produit : effet sur le temps d'arrêt de production

- Note 1 : inférieur à 4 heures.
- Note 2 : inférieur à 24 heures.
- Note 3 : inférieur à 1 semaine.
- Note 4 : supérieur à une semaine.

➤ **La fréquence**

On évalue la fréquence à laquelle la défaillance pourrait se reproduire. Par exemple :

- Note 1 : moins d'une fois par an.
- Note 2 : moins d'une fois par mois.
- Note 3 : moins d'une fois par semaine.
- Note 4 : plus d'une fois par semaine.

➤ **La non-détection**

Elle reflète l'efficacité du système dans la détection du problème. Par exemple :

- Note 1 : détection efficace permettant une action préventive.
- Note 2 : système présentant des risques de non-détection dans certains cas.
- Note 3 : système de détection peu fiable.
- Note 4 : aucune détection.

➤ **La criticité**

Une fois les trois critères évalués pour une ligne de synthèse AMDEC, on multiplie les notes obtenues pour calculer la criticité.

$$C = G \times F \times N \text{ (Criticité = Gravité x Fréquence x Non-détection)}$$

Le groupe de travail doit alors décider d'un seuil de criticité.

Au-delà de ce seuil, l'effet de la défaillance n'est pas supportable. Une action est nécessaire. Un histogramme permet de visualiser les résultats.

#### IV.9.2.5.3 Finalité de la méthode AMDEC :

La finalité de l'analyse AMDEC, après la mise en évidence des défaillances critiques, est de définir des actions de nature à traiter le problème identifié, est interprété par les actions suivantes :

- Actions préventives.
- Actions correctives.
- Actions amélioratives. [16]

#### IV.9.3 Diagramme d'ISHIKAWA (Les 5M, cause-effet, arêtes de poisson) :

##### IV.9.3.1 Définition :

ISHIKAWA connu sous le nom de diagramme de causes/effets ou diagramme en arêtes de poisson, développé par M. Ishikawa, est un élément essentiel de la boîte à outils dédiée à la résolution des problèmes.

Ce diagramme, qui rappelle la structure d'un poisson, a pour objectif de répertorier les causes qui influencent un effet (une situation), de les classer et de les hiérarchiser. Très utilisé par les professionnels de la qualité, le diagramme d'Ishikawa est en réalité applicable à tous les métiers au sein de l'entreprise. [22]

La figure (IV.4) représente le diagramme d'ISHIKAWA.

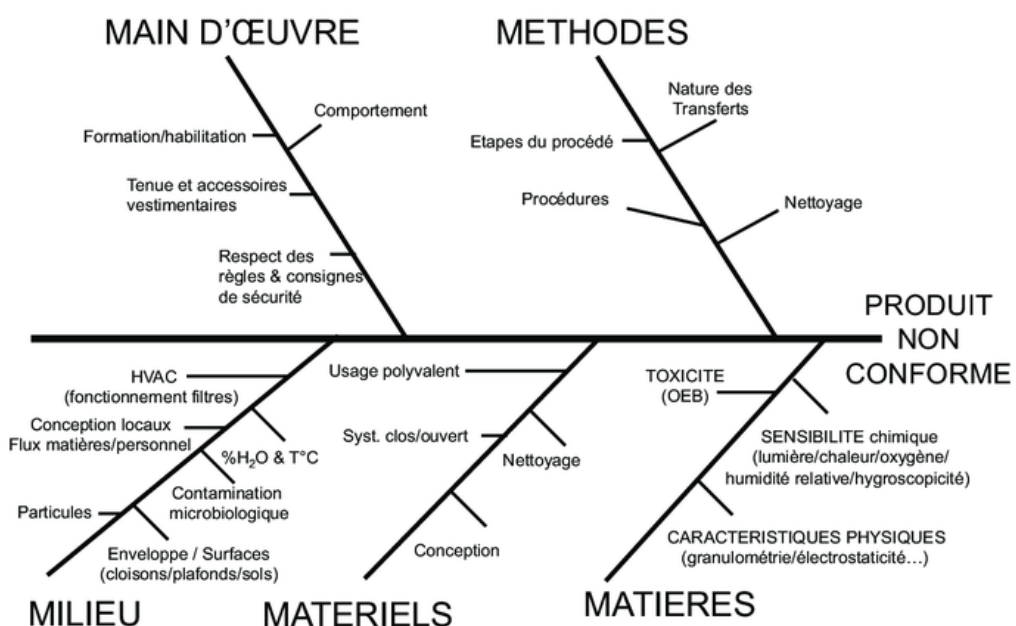


Figure IV. 5 : Diagramme d'ISHIKAWA [23]

### IV.9.3.2 Méthodologie :

La construction d'un diagramme d'Ishikawa peut être divisée en quatre étapes clés :

✓ **Pointer l'effet :**

Cette étape est souvent assez simple, car le problème est généralement évident pour l'entrepreneur. Cet effet peut se manifester de différentes manières : une diminution du chiffre d'affaires, une baisse de la production, etc.

✓ **Dresser les causes :**

En effectuant une séance de remue-méninges avec des experts ou des collègues, l'ingénieur recense toutes les causes qui peuvent avoir une influence, directe ou indirecte, sur l'effet observé. Ensuite, il est nécessaire de classer ces causes au sein de chaque catégorie du modèle des "M".

✓ **Repérer les causes sur lesquelles l'entreprise peut agir :**

Pour chaque cause (dans chaque catégorie du modèle des "M"), l'entreprise doit poser les questions appropriées afin de déterminer l'origine de cette cause.

✓ **Hiérarchiser les causes :**

Pour chaque branche et chaque cause identifiée, il est nécessaire d'attribuer un poids afin de les hiérarchiser, en accordant une importance particulière à la cause ayant le plus d'influence sur l'effet observé.

Cette classification des causes guide l'entreprise dans les actions prioritaires à entreprendre pour résoudre le problème.

### IV.9.3.3 Les 5 M du diagramme d'ISHIKAWA :

Les causes d'un problème peuvent être regroupées en cinq catégories connues sous le nom des "5 M" :

**Méthode :** Les processus de production du produit ou du service, ainsi que la recherche et développement.

**Matière :** Les matériaux utilisés pour la fabrication du bien.

**Milieu :** Le contexte concurrentiel et l'état du marché.

**Matériel :** Les machines, le parc informatique, les logiciels et tous les équipements utilisés pour ajouter de la valeur au matériau de base.

**Main-d'œuvre :** Les collaborateurs et l'ensemble des interventions humaines, y compris les ressources humaines. [24]

#### IV.9.4 Méthode QQQQCP :

##### IV.9.4.1 Définition :

La maîtrise de l'art de poser des questions est essentielle pour obtenir rapidement les informations pertinentes dont vous avez besoin.

En utilisant les bons mots et en adoptant la forme appropriée, vous pouvez poser des questions précises aux moments opportuns. Les questions ouvertes telles que "Qui ? Quand ? Où ? Quoi ? Comment ? Pourquoi ?" nécessitent des réponses développées, qu'elles soient courtes ou longues. Contrairement aux questions fermées, elles ne peuvent pas être simplement répondues par oui ou non.

La méthode QQQQCP permet d'explorer toutes les dimensions d'une situation sous différents angles, ce qui permet de mieux la connaître, la cerner, la clarifier, la structurer et la cadrer. Elle constitue un excellent point de départ pour préparer et animer un rendez-vous client, une réunion, rédiger un rapport, effectuer un diagnostic ou commencer une analyse. [25]

**Q - Quoi :** objet, action, phase, opération.

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

**O - Où :** lieu, distance, étape.

**Q - Quand :** moment, planning, durée, fréquence.

**C - Comment :** matériel, équipement, moyens nécessaires, manières, modalités, procédures.

##### IV.9.4.2 Objectif de la méthode QQQQCP :

Cet outil d'analyse permet :

- ✓ Mener une analyse fine de la situation d'une manière constructive.
- ✓ Trier un ensemble d'informations pertinentes et les classer.
- ✓ Ouvrir le champ des possibles en matière de solution. [26]



## IV.9.5 Méthode de l'arbre de défaillance :

### IV.9.5.1 Définition :

L'analyse par arbre de défaillance est une méthode déductive qui utilise un modèle graphique, représenté par un arbre logique, pour identifier les événements conduisant à un résultat indésirable, comme une défaillance du système. L'approche consiste à placer l'événement indésirable, également appelé événement "top", au sommet de l'arbre. Ensuite, l'arbre de défaillance remonte en arrière pour déterminer les causes de cet événement supérieur en examinant les combinaisons logiques des événements de défaillance de base, appelés événements basiques de l'arbre.

### IV.9.5.2 Objectifs de l'arbre de défaillance :

L'objectif de l'analyse par arbre de défaillance est d'obtenir des informations précieuses pour faciliter la prise de décisions. Il est utile de souligner quelques-unes des façons dont cet outil peut contribuer à cet objectif. L'arbre de défaillance est un outil polyvalent qui offre des informations pertinentes pour diverses tâches.

L'analyse des arbres de défaillance vise à atteindre les objectifs suivants dans le processus décisionnel :

- ✓ Comprendre la logique sous-jacente menant à l'événement supérieur.
- ✓ Prévenir l'événement le plus critique en étant proactif.
- ✓ Surveiller les performances du système.
- ✓ Minimiser et optimiser les ressources en matière de risques.
- ✓ Contribuer à la conception du système.
- ✓ Identifier et corriger les causes de l'événement supérieur en tant qu'outil de diagnostic.

### IV.9.5.3 Représentation graphique de l'arbre de défaillance :

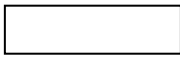

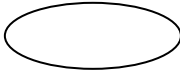


La représentation graphique de l'arbre de défaillance est réalisée à l'aide de symboles graphiques classés selon : **Evènements, Portes logiques, Symboles de transfert.**

#### ➤ Evènements

L'objectif de la symbolisation graphique des événements est de faciliter la distinction entre les différents types d'événements.

Le tableau (IV.6) représente les symboles des évènements dans l'arbre de défaillance.

**Tableau IV.1 : Symboles des évènements dans l'arbre de défaillance**



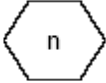


Symbole	Désignation
	<b>Evènement Intermédiaire ou final</b> : L'évènement de niveau supérieur est le sommet de l'arbre appelé « évènement redouté » ou un évènement intermédiaire découlant d'un évènement redouté.
	<b>Evènement de base</b> : Une défaillance de base de lancement qui ne requiert aucune évolution supplémentaire.
	<b>Evènement de condition</b> : Les conditions et restrictions qui sont appliquées à toutes les portes logiques.
	<b>Evènement non développé</b> : Un évènement en attente de développement en raison d'un manque d'informations.
	<b>Evènement maison</b> : Un évènement qui est généralement anticipé pour se produire.

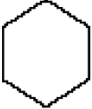
➤ **Porte logique**

Les portes logiques (ou connecteurs logiques) assurent la connexion entre les différentes branches et/ou évènements. Les plus courantes sont les opérateurs logiques ET et OU.

Le tableau (IV.2) représente les symboles des portes logiques dans l'arbre de défaillance.

**Tableau IV.2 : Symboles des portes logiques dans l'arbre de défaillance**

Symbole	Désignation
	<b>Porte ET</b> : La défaillance de sortie surviendra si toutes les défaillances d'entrée se produisent simultanément.
	<b>Porte OU</b> : La défaillance de sortie surviendra si toutes les défaillances d'entrée se produisent simultanément.
	<b>Porte Combinaison</b> : La défaillance de sortie se produira lorsqu'un certain nombre (n) de défaillances d'entrée se produiront.
	<b>Porte OU EXCLUSIF</b> : Il s'agit d'un cas particulier de la porte logique OU, qui comporte généralement deux entrées. La défaillance de sortie se produira uniquement si l'une des entrées se produit et pas les deux simultanément.
	<b>Porte Priorité ET</b> : La défaillance de sortie se produira si toutes les défaillances d'entrée surviennent dans un ordre spécifique (cet ordre étant représenté par un évènement de condition situé à droite de la porte).



	<b>Porte INHIBER</b> : La défaillance de sortie se produira si une seule défaillance d'entrée se produit en présence d'une condition d'autorisation (cette condition d'autorisation étant représentée par un événement de condition situé à droite de la porte).
---	--

### ➤ Symboles de transfert

Pour les arbres de défaillances, il existe une symbolisation normalisée qui permet de faire référence aux parties de l'arbre qui se répètent de manière identique \* ou similaire + afin d'éviter de les redéfinir. L'objectif est de réduire la taille du graphique.

Le tableau (IV.3) représente les symboles de transfert sous l'arbre de défaillance.

**Tableau IV.3** : Symboles de transfert sous l'arbre de défaillance [27]

Symbole	Désignation
	<b>Transfert in</b> : Cela indique que l'arbre est développé ultérieurement après l'apparition du symbole de transfert correspondant vers l'extérieur.
	<b>Transfert out</b> : Cela indique que cette partie de l'arbre doit être reliée au transfert entrant correspondant.

#### IV.9.5.4 Etapes de construction d'un arbre de défaillances :

La construction de l'arbre de défaillances repose sur l'analyse des événements conduisant à un événement redouté (ER). Les deux étapes suivantes sont ensuite réalisées séquentiellement, en partant de l'ER et en se déplaçant vers les événements élémentaires.

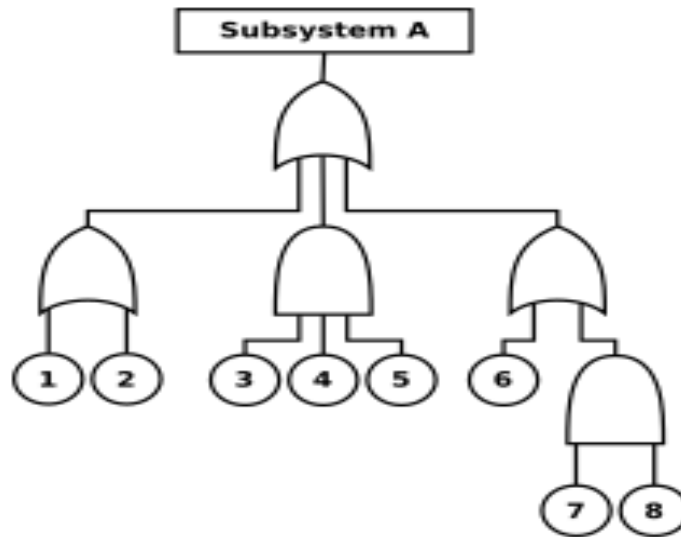
- a-** Tout d'abord, il convient de définir précisément l'événement redouté (événement intermédiaire ou élémentaire) qui sera analysé, en précisant son sens et le contexte dans lequel il peut survenir.
- b-** Ensuite, il faut représenter graphiquement les relations de cause à effet à l'aide de portes logiques (ET, OU) qui définissent le type de combinaison entre les événements intermédiaires conduisant à l'événement analysé.

Pour appliquer cette méthode, il est nécessaire de :

- Vérifier que le système fonctionne de manière cohérente.
- Connaître la décomposition fonctionnelle du système.
- Définir les limites du système (selon les objectifs de l'étude).

- Connaître la mission du système et son environnement pour déterminer l'événement redouté (ou les événements redoutés) qui nécessitent une analyse.
- Connaître les modes de défaillance des composants. Par exemple, une analyse de type AMDEC peut servir de base pour la construction des branches de l'arbre. [28]

La figure (IV.5) montre un exemple d'un arbre de défaillances.



*Figure IV.7 : Exemple d'un arbre de défaillances*

## IV.9.6 Etude FMD (Fiabilité, Maintenabilité, Disponibilité) :

### IV.9.6.1 Fiabilité :

#### IV.9.6.1.1 Définition :

Selon [AFNOR X60-500], « la fiabilité est l'aptitude d'un système à accomplir une fonction donnée durant une période donnée et dans des conditions spécifiées d'exploitation. Les conditions sont toutes les contraintes externes, qu'elles soient d'origine humaine, climatique, physique ».

#### IV.9.6.1.2 Fonction de fiabilité $R(t)$ – Fonction de défaillance $F(t)$ :

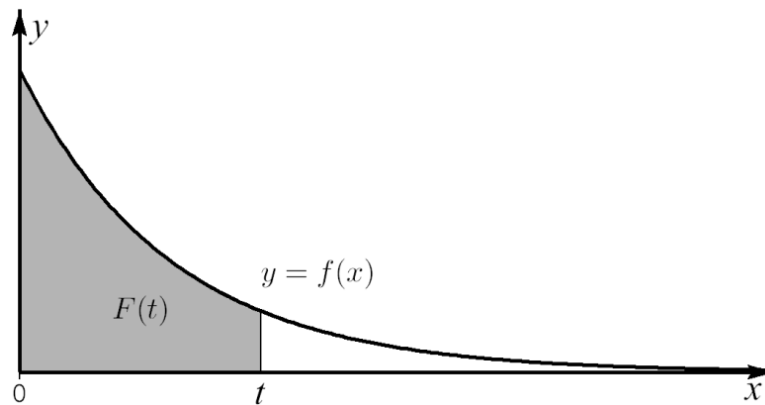
Considérons un matériel dont on étudie la fiabilité. Soit  $Z$  la variable aléatoire qui à chaque matériel associe son temps de bon fonctionnement. On choisit un de ces matériels au hasard. Soient les événements  $A$  : « Le matériel est en état de bon fonctionnement à l'instant  $t$  » et  $B$  : « Le matériel est défaillant à l'instant  $t + \Delta t$  ». On a alors :

$$\begin{aligned}
 P(A) &= P(T > t) \text{ et } P(B) = P(T \leq t + \Delta t) && \text{(IV.1)} \\
 \text{Donc } P(A \cap B) &= P(t < T < t + \Delta t) \\
 &= F(t + \Delta t) - F(t) \\
 &= (1 - R(t + \Delta t)) - (1 - R(t)) \\
 &= R(t) - R(t + \Delta t) \\
 \text{On en déduit que } P(B/A) &= \frac{P(A \cap B)}{P(A)} = \frac{R(t) - R(t + \Delta t)}{R(t)} \\
 F(t) &= P(T \leq t) && \text{(IV.2)}
 \end{aligned}$$

On appelle fonction de défaillance la fonction  $F$  définie pour tout  $t \geq 0$

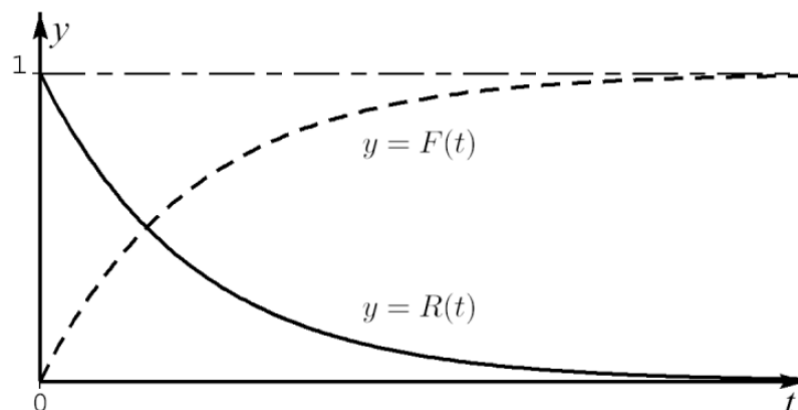
$$F(t) = P(T \leq t)$$

Le nombre  $F(t)$  représente la probabilité qu'un dispositif sélectionné au hasard subisse une défaillance avant l'instant  $t$ . La figure (IV.6) illustre le profil de cette fonction.



**Figure IV.8 : Fonction de défaillance**

Cette fonction conduit naturellement à une fonction associée : la fonction de fiabilité  $R$ , définie pour tout  $t \geq 0$  par :  $R(t) = 1 - F(t)$ . Le nombre  $R(t)$  représente la probabilité qu'un dispositif sélectionné au hasard dans la population ne subisse pas de défaillance avant l'instant  $t$ . La figure (IV.7) présente les deux fonctions associées.



**Figure IV.9 : Fonction associée**

### IV.9.6.1.3 Indicateurs de fiabilité :

#### IV.9.6.1.3.1 Taux de défaillance ( $\lambda$ ) :

Dans la précédente section, le taux de défaillance  $\lambda$  a été défini à l'aide d'expressions mathématiques basées sur des calculs de probabilité. Il peut également être exprimé physiquement. Ce taux caractérise la rapidité avec laquelle la fiabilité varie au fil du temps. La durée de bon fonctionnement correspond à la durée totale de service moins la durée des défaillances.

La figure (IV.8) illustre l'évolution du taux de défaillance au cours du temps.

$$\lambda = \frac{\text{nombre total de défaillances pendant le service}}{\text{duree total de bon fonctionnement}} \quad (\text{IV.3})$$

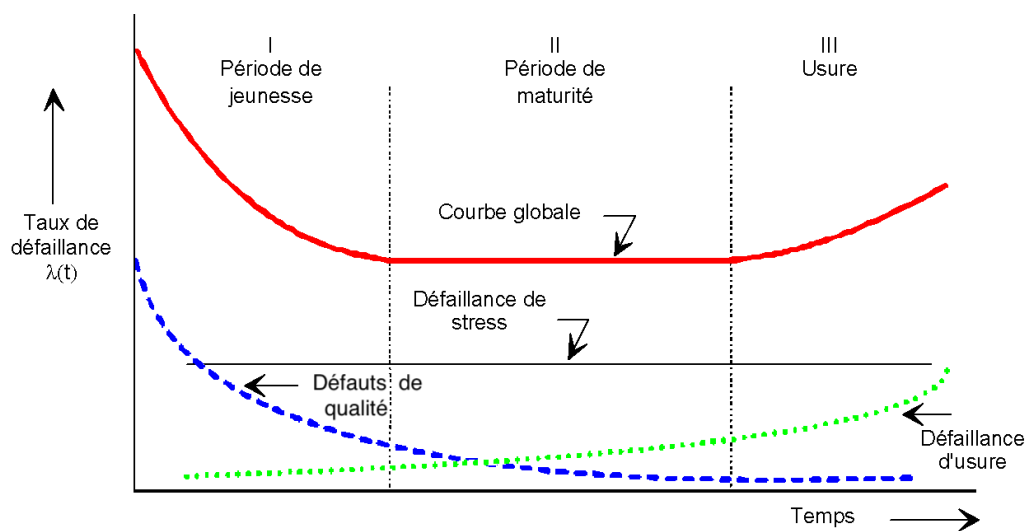


Figure IV.10 : Évolution du taux de défaillance au cours du temps

#### IV.9.6.1.3.2 Temps moyen de bon fonctionnement (MTBF) :

Le MTBF (Mean Time Between Failure), souvent traduit comme la moyenne des temps de bon fonctionnement, représente en réalité la moyenne des temps entre deux défaillances. En d'autres termes, il correspond à l'espérance de la durée de vie  $t$ .

$$\text{MTBF} = \int_0^{\infty} R(t) \quad (\text{IV.4})$$

Physiquement le MTBF peut être exprimé par le rapport des temps

$$\text{MTBF} = \frac{\text{somme des temps de fonctionnement entre les (n) défaillances}}{\text{nombre d'intervention de maintenance avec immobilisation}} \quad (\text{IV.5})$$

$$\text{Si } \lambda \text{ est constant : } \lambda = \frac{1}{\text{MTBF}} \quad (\text{IV.6})$$

#### IV.9.6.1.4 Lois essentielles usuelles utilisées dans le calcul de la fiabilité :

Dans cette partie on présente les principales lois de probabilité utilisées pour le calcul de la fiabilité d'un système.

##### 1- Loi BINOMIALE :

Soit une défaillance D avec sa probabilité de survenir P, la probabilité d'apparaître k défaillances en N essais est :

$$P(x=k) = C_N^k P^k (1 - P)^{N-k} \quad (\text{IV.7})$$

##### 2- Loi de POISSON :

La probabilité qu'une panne survienne n fois dans le temps t est donnée par :

$$P(n,t) = \frac{e^{-\lambda t}}{n!} (\lambda t)^n \quad (\text{IV.8})$$

##### 3- Loi EXPONENTIELLE :

On applique la loi exponentielle lors le composant a un taux de défaillance constant.

$$\text{La fonction de fiabilité est : } R(t) = e^{-\lambda t} \quad (\text{IV.9})$$

$$\text{La probabilité de défaillance est : } F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (\text{IV.10})$$

##### 4- Loi NORMALE :

Cette loi est utilisée pour représenter la distribution des durées de vie des dispositifs en fin de vie (usure) ou le taux de défaillance est croissant.

La fonction de fiabilité est :

$$R(t) = 1 - \int_{-\infty}^t \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-m)^2}{2\sigma^2}} dt \quad (\text{IV.11})$$

##### 5- Loi de WEIBULL :

Ce modèle est spécialement approprié pour l'analyse statistique des défaillances. Weibull a formulé une équation générale pour le taux de défaillance Z(t), qui dépend de 3 paramètres :

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (\text{IV.12})$$

$$\text{La fonction de répartition } F(t) : F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (\text{IV.13})$$

La fonction de fiabilité  $R(t)$  :  $R(t) = 1 - F(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}$  (IV.14)

Le taux de défaillance  $\lambda(t)$  :  $\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1}$  (IV.15)

### Signification des paramètres ( $\beta$ , $\eta$ , $\gamma$ ) :

#### 1) Paramètre de forme $\beta$ :

Le paramètre  $\beta$  offre des indications, à la fois qualitatives et quantitatives, sur le taux de défaillance instantané. Il est considéré comme un indicateur de la forme de la courbe de densité de probabilité.

- ✓ Lorsque  $\beta < 1$ , cela correspond à une phase initiale où des défaillances surviennent (généralement des défauts de fabrication ou de montage), et le taux de défaillance diminue progressivement.
- ✓ Si  $\beta = 1$ , cela indique un comportement régulier du système avec un taux de défaillance sensiblement constant. C'est donc la période de maturité.
- ✓ Lorsque  $\beta > 1$ , cela correspond à une phase de vieillissement où un mode de défaillance prédominant apparaît, caractérisé par la valeur de  $\beta$ . Le taux de défaillance est croissant.

#### 2) Paramètre d'échelle $\eta$ :

Ce paramètre contrôle l'étendue de la distribution dans le domaine temporel. Lorsque  $\beta=1$  et  $\gamma=0$ , il correspond au MTBF.

#### 3) Paramètre de localisation $\gamma$ :

Ce paramètre, également connu sous le nom de paramètre de décalage ou de position, est exprimé en unité de temps. Il représente soit une période sans possibilité de défaillance, soit la date d'apparition prévue de la défaillance.

### IV.9.6.2 Maintenabilité :

#### IV.9.6.2.1 Définition :

Selon la norme AFNOR X60-010 « Dans les conditions données d'utilisation, la maintenabilité est l'aptitude d'un dispositif à être maintenu ou rétabli dans un état dans lequel il peut accomplir sa fonction requise lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données avec les procédures et les moyens prescrits ».

Maintenabilité = être rapidement dépanné

La maintenabilité est caractérisée par la moyenne des temps techniques de réparation MTTR.



$$MTTR = \frac{\text{Temps total d'arrêts}}{\text{Nombre d'arrêts}} \quad (\text{IV.16})$$

#### IV.9.6.2.2 Taux de réparation $\mu$ :

La probabilité de réparation d'un composant dépend principalement du temps écoulé depuis la défaillance. Un délai est nécessaire avant que la réparation puisse être effectuée, comprenant le temps de détection et le temps requis pour que l'équipe de réparation se rende sur place.

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (\text{IV.17})$$

#### IV.9.6.2.3 Fonction de maintenabilité :

Dans le cas où le taux de réparation est constant la fonction de maintenabilité est :

$$M(t) = 1 - e^{-\mu t} \quad (\text{IV.18})$$

### IV.9.6.3 Disponibilité :

#### IV.9.6.3.1 Définition :

La disponibilité est définie comme l'« aptitude d'un dispositif, sous les aspects combinés de sa fiabilité, de sa maintenabilité et de la logistique de maintenance, à remplir ou à être en état de remplir une fonction à un instant donné ou dans un intervalle de temps donné » (cf. NF X 60-503).

#### IV.9.6.3.2 Types de disponibilité :

##### ➤ Disponibilité « propre » ou opérationnelle de l'unité de production $U_i$ :

La disponibilité opérationnelle, également appelée **Dop**, est évaluée en utilisant des mesures de temps recueillies à partir des états de l'équipement. Elle est calculée en fonction des relevés de temps selon les paramètres suivants :

- Une période de temps donnée (1 jour, 1 semaine, n mois, 1 an).
- Un équipement spécifique ou, dans le cas d'une ligne de production, une section  $U_i$ .
- Les temps d'indisponibilité moyens MTI et les temps de bon fonctionnement moyens MTBF, conformément au modèle suivant :

$$Dop = \frac{1}{MTBF + MTI} < 1$$

La disponibilité opérationnelle **Dop** est évaluée en calculant sa valeur moyenne sur une période de temps  $t$ , pouvant aller d'une journée à un an. Cette mesure de disponibilité est un indicateur de gestion technique spécifique à la maintenance. Elle implique la prise en compte des "micro défaillances" en enregistrant automatiquement les "micro arrêts" et en attribuant des codes aux

causes intrinsèques des arrêts, car elles représentent un potentiel majeur d'amélioration de la disponibilité.

Le suivi périodique de la **Dop** permet de tracer un graphique montrant l'évolution et l'efficacité des actions de maintenance.

➤ **Disponibilité opérationnelle globale ou résultante :**

La disponibilité globale **Dg** est calculée en combinant les disponibilités opérationnelles (**Dop**) des différentes unités, en fonction de la présence et de la valeur des stocks intermédiaires (ou stocks tampons) que la logique de flux tendu cherche à réduire.

Elle représente une opportunité d'amélioration de la productivité et constitue un objectif à atteindre pour la maintenance. L'amélioration nécessite inévitablement une augmentation des **DopUi** les plus faibles.

➤ **Disponibilité intrinsèque ou asymptotique :**

Chaque équipement a une limite de disponibilité ( $D_{\infty}$ ) tout comme il existe une limite de performance de production (temps de cycle ou cadence) qui est mieux connue que  $D_{\infty}$ .

La disponibilité intrinsèque est une caractéristique initiale de l'équipement, dont la valeur est difficile à déterminer à l'avance. Normalement, la **Dop** devrait tendre vers cette valeur. Cependant, la disponibilité intrinsèque est le résultat de la prise en compte initiale des critères de fiabilité et de maintenabilité, qui doivent être inclus dans les spécifications de l'équipement.

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

➤ **Disponibilité instantanée  $D(t)$  :**

Elle permet de montrer l'existence d'une disponibilité asymptotique.

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

➤ **Disponibilité contractuelle  $D_c$  et disponibilité prévisionnelle  $D_{prev}$  :**

Certains contrats d'achat d'équipement spécifient une valeur de disponibilité requise ( $D_c$ ) qui incombe au concepteur de déterminer en effectuant une modélisation à partir de valeurs supposées de **MTBF** et de **MTTR** (issues de bases de données). Cette disponibilité prévisionnelle devra ensuite être comparée à la **Dop** mesurée conformément à des procédures précisées et acceptées par les deux parties, c'est-à-dire le fournisseur et le client/utilisateur. [29]

### **IV.10 Conclusion :**

La maintenance est un vaste domaine qui touche différents secteurs industriels et fait intervenir diverses technologies et outils. De plus, il peut être mis en œuvre par des techniciens ou des ingénieurs qualifiés pour améliorer l'efficacité et les performances du système grâce à des solutions informatiques qui réduisent les temps d'arrêt, contrôlent les temps de cycle de production et garantissent une qualité optimale des produits. Par conséquent, ce processus complexe nécessite des méthodes d'analyse spécifique pour optimiser la maintenance industrielle et obtenir de meilleurs résultats.

## Chapitre V

# **Application des outils d'analyse sur les données de l'entreprise**

## Chapitre V : Application des outils d'analyse sur les données de l'entreprise

### V.1 Introduction :

Le stage pratique qui nous a fait au sein de l'entreprise SONELGAZ transport d'électricité, nous a offert une opportunité unique d'explorer les enjeux liés au système de téléconduite. Grâce à une approche axée sur l'analyse des données et l'amélioration continue, nous visons à renforcer, améliorer et optimiser la fiabilité et la performance opérationnelle du système téléconduite d'une partie du réseau électrique HTB en élaborant des plans d'action adaptés.

Pour cet objectif, nous avons opté pour l'application des méthodes ABC, AMDEC et FMD, dont les détails et les résultats sont présentés clairement dans ce chapitre.

### V.2 Historique des défaillances du système téléconduite :

Le tableau ci-dessous (V.1) présente l'historique des défaillances du système téléconduite à partir du 01/01/2020 jusqu'à 31/12/2022.

*Tableau V.1 : L'historique des défaillances du système téléconduite*

N°	Désignation de la défaillance	Date de signalisation	Date de la levée	Temps d'arrêt (h)
01	Système CCN poste Laghouat inopérant	19/03/2020	19/03/2020	6
02	Rupture câble de connexion coffret TP et boîte d'accord phase4 de la travée Ghardaïa à poste Hassi R'mel	08/04/2020	09/04/2020	35
03	Inaccessibilité étage MT au poste Ghardaïa	07/07/2020	07/07/2020	5
04	Refus d'ouverture et de fermeture Sectionneur 220 kV 1 et 2 Travée Poste Hassi R'mel 400 au PCG Ghardaïa	15/07/2020	15/07/2020	1
05	CM Rostomid inaccessible au PCG Ghardaïa	26/08/2020	27/08/2020	26
06	Inaccessibilité Travée 60 kV Poste Berriane au PCG Ghardaïa	30/08/2020	30/08/2020	6
07	Commutateur N°2 Ethernet du système de numérisation en alarme suite à un problème presistant poste Guerrara	02/10/2020	03/10/2020	20
08	Blocage PC de commande au PCG Ghardaïa	11/11/2020	11/11/2020	2

09	Poste Oued Nimel Inaccessible au PCG Ghardaïa	15/11/2020	15/11/2020	10
10	Convertisseur 220/24 Vcc de la CM Thniet R'Mel N°2 défectueux	08/12/2020	09/12/2020	32
11	Tension de sortie redresseur N°2 0V au Poste Metlili	03/01/2021	06/01/2021	58
12	Décalage horaire "Problème de synchronisation" du poste Laghouat au niveau du CRC	17/01/2021	21/01/2021	73
13	Chute de tension batterie 48V au PCG Ghardaïa	25/03/2021	25/03/2021	2
14	Problème de signalisation arrêt redresseur 48 Vcc du poste Berriane	04/04/2021	04/04/2021	3
15	Inaccessibilité du poste Guerrara au PCG Ghardaïa	09/05/2021	09/05/2021	1
16	Position indéterminée du Sectionneur de terre Travée 220kV au PCG Ghardaïa	08/06/2021	09/06/2021	20
17	PC N°1 du CCN PCG Ghardaïa Bloqué	16/08/2021	21/08/2021	137
18	Unité Centrale CCU 1000 du CCN CM Metlili Bloquée	27/08/2021	29/08/2021	43
19	Inaccessibilité du PCG Ghardaïa au CRC	15/10/2021	15/10/2021	1
20	CCN poste Guerrara en défaut (Problème démarrage software)	28/11/2021	30/11/2021	39
21	Blocage répétitif CCN du PCG Ghardaïa	04/01/2022	04/01/2022	1
22	Système CCN CM Rostomid à l'arrêt	10/02/2022	10/02/2022	3
23	Refus de fermeture disjoncteur 220kV transfo N°2 au poste Ghardaïa 2	20/03/2022	20/03/2022	1
24	Télécommande CM Thniet R'Mel en défaut	24/03/2022	24/03/2022	2
25	Module HT et module MT inaccessible aux CCN poste Rostomid	13/04/2022	13/04/2022	1

26	Non fonctionnement Alarme Sonore du poste Oued Nimel	21/05/2022	23/05/2022	37
27	Blocage serveur CCN poste Oued Nimel	04/06/2022	04/06/2022	1

### V.3 Application des méthodes d'analyse :

#### V.3.1 Application de la méthode de la courbe ABC (loi de Pareto) :

L'application de la méthode ABC exige quelques étapes clés :

- 1- Organisez les éléments dans l'ordre décroissant par le cumul de temps d'arrêt.
- 2- Faites un total de cumuler du temps d'arrêt et cumul de fréquence.
- 3- Convertissez-le cumulé de temps d'arrêt et le cumule de fréquence trouver en pourcentage.
- 4- Dessinez le graphique de cumuler du temps d'arrêt en fonction de cumul de fréquence en %, et en divisant en trois catégories A, B et C.
- 5- Prenez des solutions et mesures appropriées.

L'application de la méthode est représentée dans le tableau suivant (V.2) :

*Tableau V.2 : Analyse ABC (Pareto)*

N°	Désignation de la défaillance	Fréquence de la défaillance	Temps d'arrêt (h)	Cumul de fréquence	Cumul de temps d'arrêt	Cumul de fréquence en %	Cumul de temps d'arrêt en %	Zones
01	PC N°1 du CCN PCG Ghardaïa Bloqué	1	137	1	137	3,70%	24,33%	<b>A</b>
02	Décalage horaire "Problème de synchronisation" du poste Laghouat au niveau du CRC	1	73	2	210	7,41%	37,30%	
03	Tension de sortie redresseur N°2 0V au Poste Metlili	1	58	3	268	11,11%	47,60%	
04	Unité Centrale CCU 1000 du CCN CM Metlili Bloquée	1	43	4	311	14,81%	55,24%	
05	CCN poste Guerrara en défaut (Problème démarrage software)	1	39	5	350	18,52%	62,17%	

06	Non fonctionnement Alarme Sonore du poste Oued Nimel	1	37	6	387	22,22%	68,74%	
07	Rupture câble de connexion coffret TP et boîte d'accord phase 4 de la travée Ghardaïa à poste Hassi R'mel	1	35	7	422	25,93%	74,96%	
08	Convertisseur 220/24 Vcc de la CM Thniet R'Mel N°2 défectueux	1	32	8	454	29,63%	80,64%	
09	CM Rostomid inaccessible au PCG Ghardaïa	1	26	9	480	33,33%	85,26%	<b>B</b>
10	Commutateur N°2 Ethernet du système de numérisation en alarme suite à un problème persistant poste Guerrara	1	20	10	500	37,04%	88,81%	
11	Position indéterminée du Sectionneur de terre Travée 220kV au PCG Ghardaïa	1	17	11	517	40,74%	91,83%	
12	Poste Oued Nimel Inaccessible au PCG Ghardaïa	1	10	12	527	44,44%	93,61%	
13	Système CCN poste Laghoutat inopérant	1	6	13	533	48,15%	94,67%	
14	Inaccessibilité Travée 60 kV Poste Berriane au PCG Ghardaïa	1	6	14	539	51,85%	95,74%	
15	Inaccessibilité étage MT au poste Ghardaïa	1	5	15	544	55,56%	96,63%	
16	Problème de signalisation arrêt redresseur 48 Vcc du poste Berriane	1	3	16	547	59,26%	97,16%	



17	Système CCN CM Rostomid à l'arrêt	1	3	17	550	62,96%	97,69%	<b>C</b>
18	Blocage PC de commande au PCG Ghardaïa	1	2	18	552	66,67%	98,05%	
19	Chute de tension batterie 48V au PCG Ghardaïa	1	2	19	554	70,37%	98,40%	
20	Télécommande CM Thniet R'Mel en défaut	1	2	20	556	74,07%	98,76%	
21	Refus d'ouverture et de fermeture Sectionneur 220 kV 1 et 2 Travée Poste Hassi R'mel 400 au PCG Ghardaïa	1	1	21	557	77,78%	98,93%	
22	Inaccessibilité du poste Guerrara au PCG Ghardaïa	1	1	22	558	81,48%	99,11%	
23	Inaccessibilité du PCG Ghardaïa au CRC	1	1	23	559	85,19%	99,29%	
24	Blocage répétitif CCN du PCG Ghardaïa	1	1	24	560	88,89%	99,47%	
25	Refus de fermeture disjoncteur 220 kV transfo N°2 au poste Ghardaïa 2	1	1	25	561	92,59%	99,64%	
26	Module HT et module MT inaccessible aux CCN poste Rostomid	1	1	26	562	96,30%	99,82%	
27	Blocage serveur CCN poste Oued Nimel	1	1	27	563	100,00%	100,00%	

La figure (V.1) représente la courbe ABC.

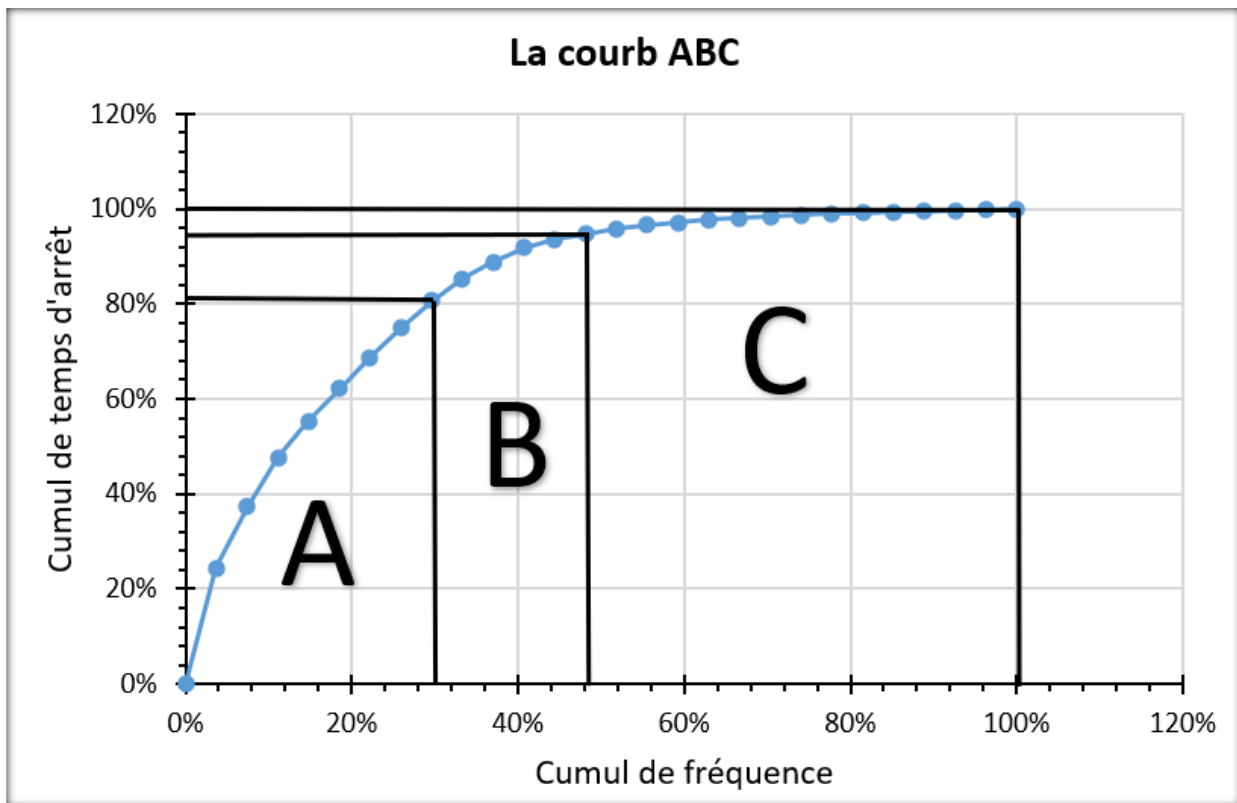


Figure V.2 : Courbe ABC (Courbe de Pareto)

### V.3.1.1 Interprétation de la courbe ABC :

À partir de la courbe ABC ci-dessus, on peut diviser les éléments du système étudié en trois zones :

- 1) **La zone A** : Nous remarquons que 29,63% des défaillances ont causées 80,64% des temps arrêts, ce qui signifie que cette zone abrite les équipements ayant les temps de dysfonctionnement les plus importants : Les PC du CCN PCG, Redresseur 48 Vcc, Unité Centrale CCU 1000 CCN, Système CCN, Dispositif du synchronisme, Alarme Sonore, Câble de connexion, Convertisseur 220/24 Vcc.
- 2) **La zone B** : 14,03% des temps arrêts, sont les conséquences de 18,52% des défaillances, cette zone abrite des équipements dont le temps de dysfonctionnement est inférieur à celui de la zone A.
- 3) **La zone C** : 5,33% des temps arrêts, sont les conséquences de 51,85% des défaillances, cette zone abrite des équipements dont le temps de dysfonctionnement est moins important par rapport aux deux zones précédentes.

Pour améliorer la productivité et réduire les temps d'arrêt de la zone A, on doit :

- ✓ Renforcer la maintenance préventive systématique pour les systèmes et composants de la zone A.
- ✓ Programmer des cycles de formation pour les techniciens du service maintenance et exploitation, portant sur le système téléconduite, notamment le matériel déterminé dans la zone A.
- ✓ Prévoir un stock des pièces de rechange des composants des équipements cités précédemment (Zone A en priorité).

### V.3.2 Analyse FMD :

#### V.3.2.1 Etude de la fiabilité :

Le tableau suivant (V.3) présente une classification croissante des temps de bon fonctionnement (TBF) en fonction de la fonction de répartition  $F(t)$ . Pour le calcul de la fonction de répartition  $F(t)$ , nous avons utilisé la méthode des rangs moyens, où  $F(t) = (\text{dans notre cas } 20 < N=27 < 50)$ .

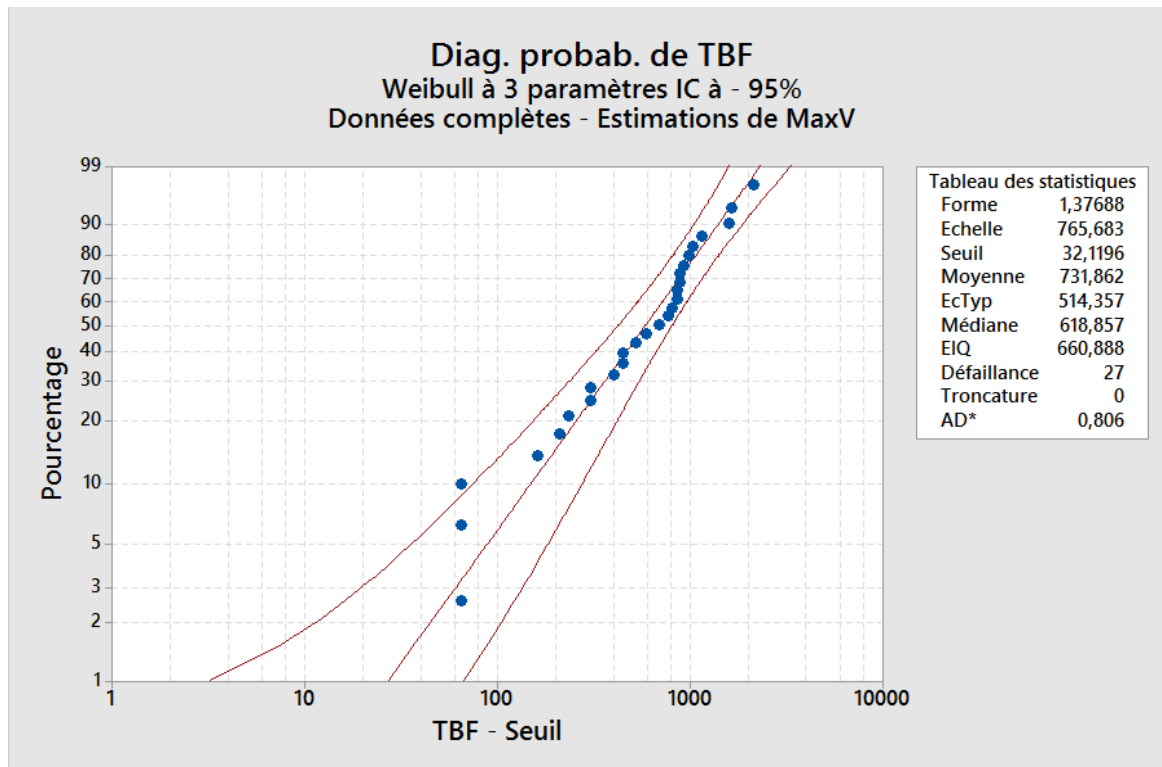
Nous avons utilisé le logiciel Minitab18 afin de tracer la courbe  $F(t)$  en fonction de TBF.

**Tableau V.3 : Estimation de la fonction de répartition**

Ni	TBF	F(t)
1	96	0,035714826
2	96	0,071428571
3	96	0,107142857
4	192	0,142857143
5	240	0,178571427
6	264	0,214285714
7	336	0,25
8	336	0,285714286
9	432	0,321428571
10	480	0,357142857
11	480	0,392857143
12	552	0,428571429
13	624	0,464285714
14	720	0,5
15	792	0,535714286
16	840	0,571428571
17	888	0,607142286
18	888	0,642857143
19	912	0,678571429
20	912	0,714285714

21	960	0,75
22	1008	0,785714286
23	1056	0,821428571
24	1176	0,857142857
25	1608	0,892857143
26	1656	0,928571429
27	2160	0,964285714

La figure suivante (V.2) montre la représentation graphique de la loi de Weibull sur le logiciel Minitab18.



*Figure V.3 : Le graphe de Weibull sur logiciel Minitab18*

### V.3.2.1.1 Estimation des paramètres de la loi de Weibull :

À partir de la représentation graphique de la loi de Weibull dans la figure (V.2), on peut extraire les paramètres essentiels de la loi de Weibull qui sont présentées dans le tableau (V.4) :

*Tableau V.4 : Les paramètres de la loi Weibull*

Les paramètres	Les valeurs
Beta ( $\beta$ )	1,377
Eta ( $\eta$ )	765,683
Gamma ( $\gamma$ )	0

### V.3.2.1.2 Test de Kolmogorov Smirnov:

Avant de valider les résultats précédents, il est essentiel de tester l'hypothèse afin de déterminer si le modèle proposé peut être accepté ou rejeté. Pour ce faire, nous utilisons le test de Kolmogorov-Smirnov, qui implique le calcul de l'écart point par point entre deux fonctions : la fonction de répartition théorique  $F_e(t)$  et la fonction de répartition réelle  $F(t)$ . Ensuite, nous prenons la valeur maximale en valeur absolue de  $D_n$ .max et la comparons avec  $D_n$ . $\alpha$ , qui est disponible dans la table de Kolmogorov-Smirnov (voir annexe tab.1).

- ✓ Si  $D_n$ .max >  $D_n$ . $\alpha$  on refuse l'hypothèse du modèle théorique.
- ✓ Si  $D_n$ .max <  $D_n$ . $\alpha$  on accepte l'hypothèse du modèle théorique.

$$D_n = |F_e(t) - F(t)|$$

$F(t)$  est la fonction de répartition réelle donné par l'équation suivante :

$$F(t) = \frac{N_i}{N+1}$$

$F_e(t)$  est la fonction de répartition théorique donné par l'équation suivante :

$$F_e(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-y}{\eta}\right)^\beta}$$

Les résultats de calcul sont résumés dans le tableau (V.5) :

**Tableau V.5 : Calcul de l'écart entre  $F(t)$  et  $F_e(t)$**

N°	TBF	F(t)	F <sub>e</sub> (t)	D <sub>n</sub>
1	96	0,0357148	0,0557014	0,0199866
2	96	0,0714286	0,0557014	0,0157272
3	96	0,1071429	0,0557014	0,0514415
4	192	0,1428571	0,1383080	0,0045491
5	240	0,1785714	0,1832337	0,0046623
6	264	0,2142857	0,2060922	0,0081935
7	336	0,25	0,2750750	0,025075
8	336	0,2857143	0,2750750	0,0106393
9	432	0,3214286	0,3653621	0,0439335
10	480	0,3571429	0,4088555	0,0517126
11	480	0,3928571	0,4088555	0,0159984
12	552	0,4285714	0,4712592	0,0426878

13	624	0,4642857	0,5297335	0,0654478
14	720	0,5	0,6009943	0,1009943
15	792	0,5357143	0,6492329	<b>0,1135186</b>
16	840	0,5714286	0,6789149	0,1074863
17	888	0,6071423	0,7066508	0,0995085
18	888	0,6428571	0,7066508	0,0637937
19	912	0,6785714	0,7198036	0,0412322
20	912	0,7142857	0,7198036	0,0055179
21	960	0,75	0,7447151	0,0052849
22	1008	0,7857143	0,7678237	0,0178906
23	1056	0,8214286	0,7892032	0,0322254
24	1176	0,8571429	0,8356200	0,0215229
25	1608	0,8928571	0,9378326	0,0449755
26	1656	0,9285714	0,9445763	0,0160049
27	2160	0,9642857	0,9845583	0,0202726

D'après Le tableau V.5, on a  $D_{n,\max} = 0,1135186$  et d'après le tableau de KOLMOGOROV SMIRNOV  $D_{n,\alpha} = D_{15,0.05} = 0.338$ .

Donc  $D_{n,\max} < D_{n,\alpha}$ , implique que le modèle de Weibull est acceptable.

### V.3.2.1.3 Détermination de l'MTBF :

Pour calculer l'MTBF on doit d'abord déterminer la valeur de A.

En Annexe le tableau tab.2 nous avons donné les valeurs de A à partir des valeurs de beta  $\beta$ .

$$MTBF = A\eta + \gamma$$

Avec :  $A = 0.91142$     donc :     $MTBF = 0.91142 * 765.683 + 0$

$$MTBF = 697.86 \text{ h}$$

### V.3.2.1.4 Détermination de la densité de probabilité f(t) :

La densité de probabilité f(t) est donnée par la formule suivante :

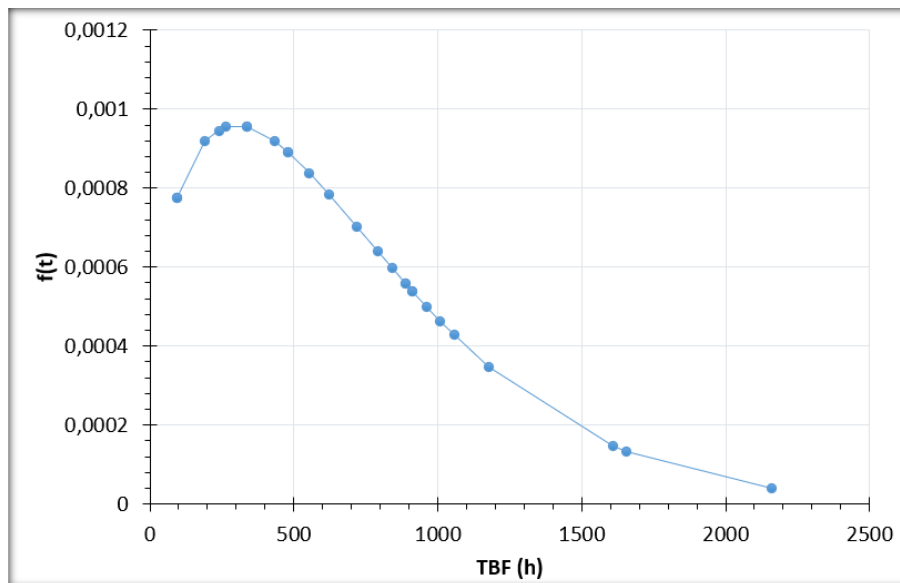
$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left( \frac{t - \gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left( \frac{t - \gamma}{\eta} \right)^\beta}$$

Le tableau (V.6) présente les calculs de la densité de probabilité  $f(t)$  en fonction de TBF :

**Tableau V.6 : La densité de probabilité  $f(t)$**

N°	TBF	$f(t)$
1	96	0,000776290
2	96	0,000776290
3	96	0,000776290
4	192	0,000919931
5	240	0,000948497
6	264	0,000955682
7	336	0,000955700
8	336	0,000955700
9	432	0,000919818
10	480	0,000891497
11	480	0,000891497
12	552	0,000840528
13	624	0,000782938
14	720	0,000701119
15	792	0,000638906
16	840	0,000597960
17	888	0,000557873
18	888	0,000557873
19	912	0,000538244
20	912	0,000538244
21	960	0,000499965
22	1008	0,000463149
23	1056	0,000427941
24	1176	0,000347529
25	1608	0,000147887
26	1656	0,000133315
27	2160	0,000041057

La figure suivante (V.3) illustre la représentation graphique de la densité de probabilité  $f(t)$  en fonction de TBF.



*Figure V.4 : La densité de probabilité  $f(t)$  en fonction de TBF*

**Explication :**

La figure V.3 représente la courbe de la densité de probabilité  $f(t)$  en fonction du temps de bon fonctionnement (TBF). Nous remarquons bien que la fonction de densité de probabilité croît en fonction de TBF jusqu'au point TBF=336 h, après la courbe décroît progressivement, cette variation de  $f(t)$  indique que les dispositifs de système téléconduite que nous avons étudiés passent actuellement par la période de maturité.

**V.3.2.1.5 Fonction de répartition  $F(t)$  :**

La fonction de répartition  $F(t)$  est donnée par l'expression suivante :

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

Le tableau (V.7) résume les calculs de la fonction de répartition  $F(t)$  en fonction de TBF :

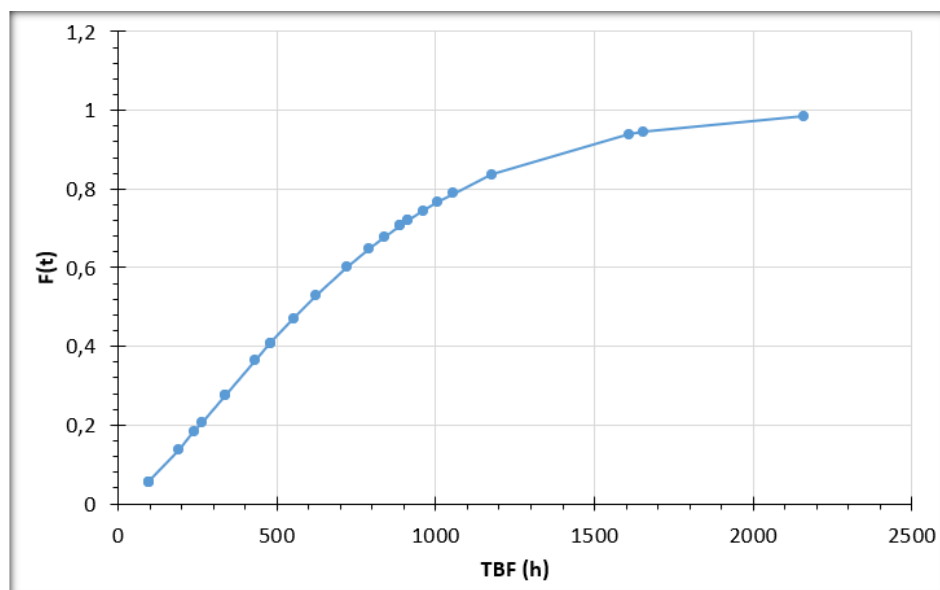
*Tableau V.7: La fonction de répartition  $F(t)$*

N°	TBF	F(t)
1	96	0,0557014
2	96	0,0557014
3	96	0,0557014
4	192	0,1383080
5	240	0,1832337
6	264	0,2060922
7	336	0,2750750



8	336	0,2750750
9	432	0,3653621
10	480	0,4088555
11	480	0,4088555
12	552	0,4712592
13	624	0,5297335
14	720	0,6009943
15	792	0,6492329
16	840	0,6789149
17	888	0,7066508
18	888	0,7066508
19	912	0,7198036
20	912	0,7198036
21	960	0,7447151
22	1008	0,7678237
23	1056	0,7892032
24	1176	0,8356200
25	1608	0,9378326
26	1656	0,9445763
27	2160	0,9845583

La figure suivante (V.4) représente le graphe de la fonction de répartition  $F(t)$  en fonction de TBF.



**Figure V.5 :** La fonction de répartition  $F(t)$  en fonction de TBF

**Explication :**

La figure V.4 représente la courbe de la fonction de répartition  $F(t)$  en fonction du temps de bon fonctionnement (TBF). On voit de cette courbe que la fonction de répartition est proportionnelle au TBF, à savoir que la probabilité de défaillance augmente avec le TBF.

**V.3.2.1.6 Fonction de fiabilité  $R(t)$  :**

La fonction de fiabilité  $R(t)$  est donnée par l'expression suivante :

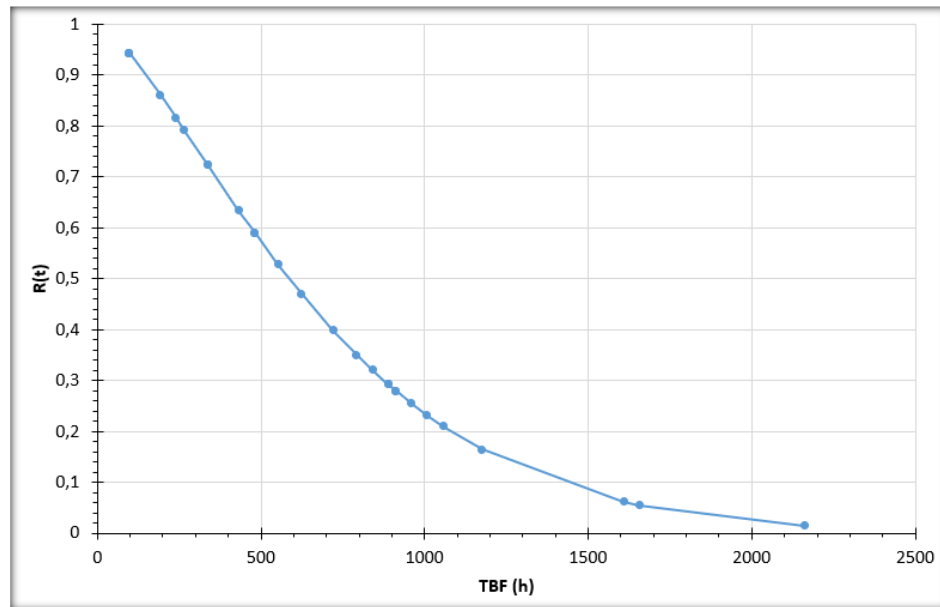
$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-y}{\eta}\right)^\beta}$$

Le tableau (V.8) représente les calculs de la fonction de fiabilité  $R(t)$  en fonction de TBF :

*Tableau V.8 : La fonction de fiabilité  $R(t)$*

N°	TBF	R(t)
1	96	0,944299
2	96	0,944299
3	96	0,944299
4	192	0,861692
5	240	0,816766
6	264	0,793608
7	336	0,724925
8	336	0,724925
9	432	0,634638
10	480	0,591144
11	480	0,591144
12	552	0,528741
13	624	0,470267
14	720	0,399006
15	792	0,350767
16	840	0,321085
17	888	0,293349
18	888	0,293349
19	912	0,280196
20	912	0,280196
21	960	0,255285
22	1008	0,232176
23	1056	0,210797
24	1176	0,164380
25	1608	0,062167
26	1656	0,055424
27	2160	0,015442

La figure suivante (V.5) représente le graphe de la fonction de fiabilité  $R(t)$  en fonction de TBF.



**Figure V.6 :** Fonction de fiabilité  $R(t)$  en fonction de TBF

#### **Explication :**

La figure (V.5) représente la courbe de la fonction de fiabilité  $R(t)$  en fonction du temps de bon fonctionnement (TBF). Nous remarquons dans cette courbe que la fonction de fiabilité  $R(t)$  diminue en fonction du TBF, ce qui nous indique que nous devons prendre des décisions sérieuses et faire le bon choix de la politique de maintenance surtout le renforcement de la maintenance systématique (réduire les intervalles entre les entretiens).

#### **V.3.2.1.7 Taux de défaillance $\lambda(t)$ :**

L'expression de taux de défaillance  $\lambda(t)$  est donné par :

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

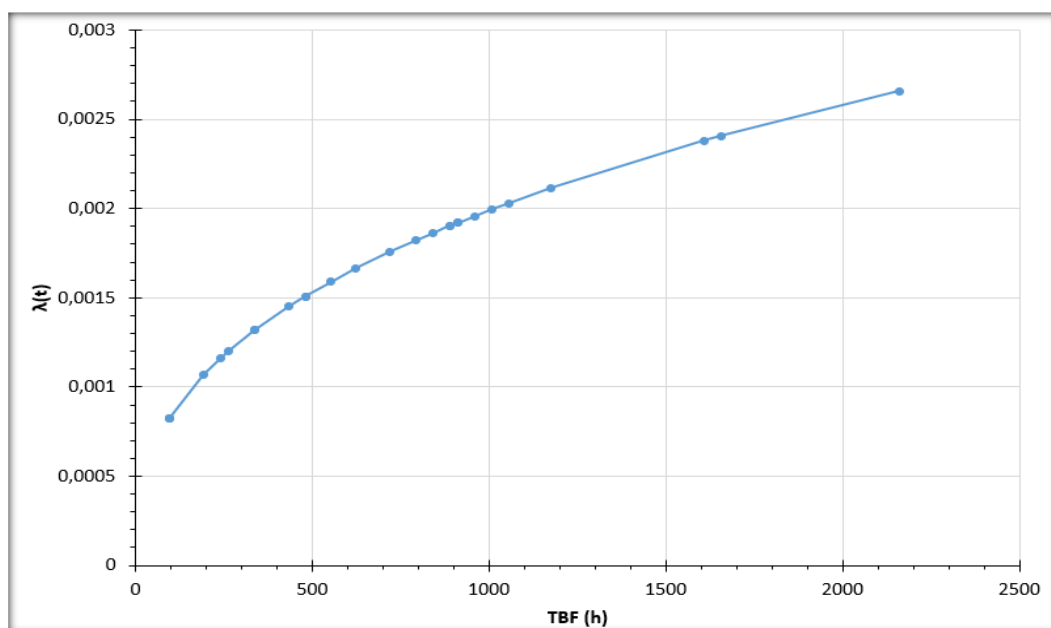
Le tableau (V.9) représente les calculs de la fonction du taux de défaillance  $\lambda(t)$  en fonction de TBF :

**Tableau V.9 :** La fonction du taux de défaillance  $\lambda(t)$

N°	TBF	$\lambda(t)$
1	96	0,000822
2	96	0,000822
3	96	0,000822
4	192	0,001068

5	240	0,001161
6	264	0,001204
7	336	0,001318
8	336	0,001318
9	432	0,001449
10	480	0,001508
11	480	0,001508
12	552	0,001590
13	624	0,001665
14	720	0,001757
15	792	0,001821
16	840	0,001862
17	888	0,001902
18	888	0,001902
19	912	0,001921
20	912	0,001921
21	960	0,001958
22	1008	0,001995
23	1056	0,002030
24	1176	0,002114
25	1608	0,002379
26	1656	0,002405
27	2160	0,002659

La figure suivante (V.6) représente le graphe de la fonction du taux de défaillance  $\lambda(t)$  en fonction de TBF.



*Figure V.7 : La fonction de taux de défaillance  $\lambda(t)$  en fonction de TBF*

**Explication :**

La figure (V.6) représente la courbe du taux de défaillance  $\lambda(t)$  en fonction du temps de bon fonctionnement (TBF). On remarque à partir de cette courbe que la fonction du taux de défaillance  $\lambda(t)$  croît en fonction du TBF, Cette indication nous a signalé d'appliquer de préférence la maintenance améliorative.

**V.3.2.1.8 Calcul de R(t), F(t) et  $\lambda(t)$  en fonction de MTBF :**

On a la moyenne des temps de bon fonctionnement MTBF = **697.86 h**

$$\text{Donc : } R(\text{MTBF}) = e^{-\left(\frac{\text{MTBF}-\gamma}{\eta}\right)^\beta} = R(\text{MTBF}) = e^{-\left(\frac{697.86-0}{765.683}\right)^{1.377}} = \mathbf{0.4147 = 41.47\%}$$

$$F(\text{MTBF}) = 1 - R(t) = 1 - 0.4147 = \mathbf{0.5853 = 58.53\%}$$

$$\lambda(\text{MTBF}) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{\text{MTBF}-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} = \frac{1.377}{765.683} \left(\frac{697.86-0}{765.683}\right)^{(1.377-1)} = \mathbf{0.001737 \text{ h}^{-1}}$$

**Interprétation des résultats :**

Suite à l'analyse des courbes de R(TBF), F(TBF) et  $\lambda(TBF)$ , nous avons constaté qu'il y a une dégradation remarquable au niveau de l'exploitation et de la maintenance du système téléconduite étudié et qu'il faut procéder rapidement à l'amélioration de la fiabilité de ce système. L'entreprise doit modifier donc une partie de sa politique de maintenance pour réduire les temps d'arrêt en basant sur la prise en charge de toutes les anomalies avec beaucoup de prudence et efficacité, ce qui sera réalisé en renforçant la maintenance préventive, la bonne formation des agents par des thèmes précis ainsi qu'une meilleure dotation, matériels, outillages et équipements spécialisés sans oublier l'amélioration de la méthodologie de travail.

**V.3.2.2 Etude de la maintenabilité :**

La maintenabilité est donnée par la fonction suivante :

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

L'expression du taux de réparation  $\mu$  est donné par :

$$\mu = \frac{1}{\text{MTTR}}$$

Avec : 
$$MTTR = \frac{\sum TTR}{N} = \frac{566}{27} = 20.96 \text{ h}$$

MTTR : c'est le temps moyen mis pour réparer le système.

Donc : 
$$\mu = \frac{1}{20.96} = 0.0477 \text{ h}^{-1}$$

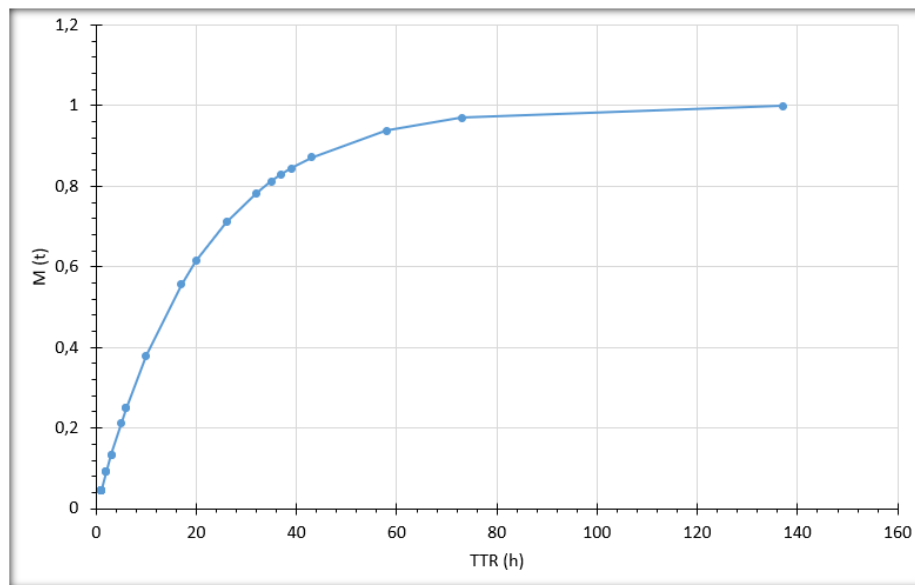
Le tableau suivant (V.10) résume les calculs de la maintenabilité du système en fonction du temps de réparation (TTR) :

*Tableau V.10 : Le calcul de la maintenabilité*

N°	TTR	M(t)
1	1	0,04658023
2	1	0,04658023
3	1	0,04658023
4	1	0,04658023
5	1	0,04658023
6	1	0,04658023
7	1	0,04658023
8	2	0,09099074
9	2	0,09099074
10	2	0,09099074
11	3	0,13333260
12	3	0,13333260
13	5	0,21219131
14	6	0,24888762
15	6	0,24888762
16	10	0,37935747
17	17	0,55554213
18	20	0,61480285
19	26	0,71067365
20	32	0,78268340
21	35	0,81165879
22	37	0,82879609
23	39	0,84437406

24	43	0,87140663
25	58	0,93712458
26	73	0,96925722
27	137	0,99854813

La figure suivante (V.7) représente la courbe de la fonction de maintenabilité en fonction du TTR.



**Figure V.8 :** La fonction de la maintenabilité  $M(t)$  en fonction de TTR

### **Explication :**

Dans la figure (V.7), on a constaté que la fonction de la maintenabilité est en croissance en fonction du TTR, c'est-à-dire l'aptitude pour maintenir le système est en proportionnalité avec le temps de réparation (TTR), et cela nous indique que l'entreprise a fait un très bon travail en matière de gestion personnelle de l'entreprise, de maintenance et d'équipement.

### **V.3.2.3 Etude de la disponibilité :**

#### **V.3.2.3.1 Disponibilité instantanée :**

La disponibilité instantanée est donnée par la fonction suivante :

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

Avec :

$$\lambda = \frac{1}{MTBF} = \frac{1}{697.86} = \mathbf{0.00143 \text{ h}^{-1}}$$

$$\mu = \mathbf{0.0477 \text{ h}^{-1}}$$

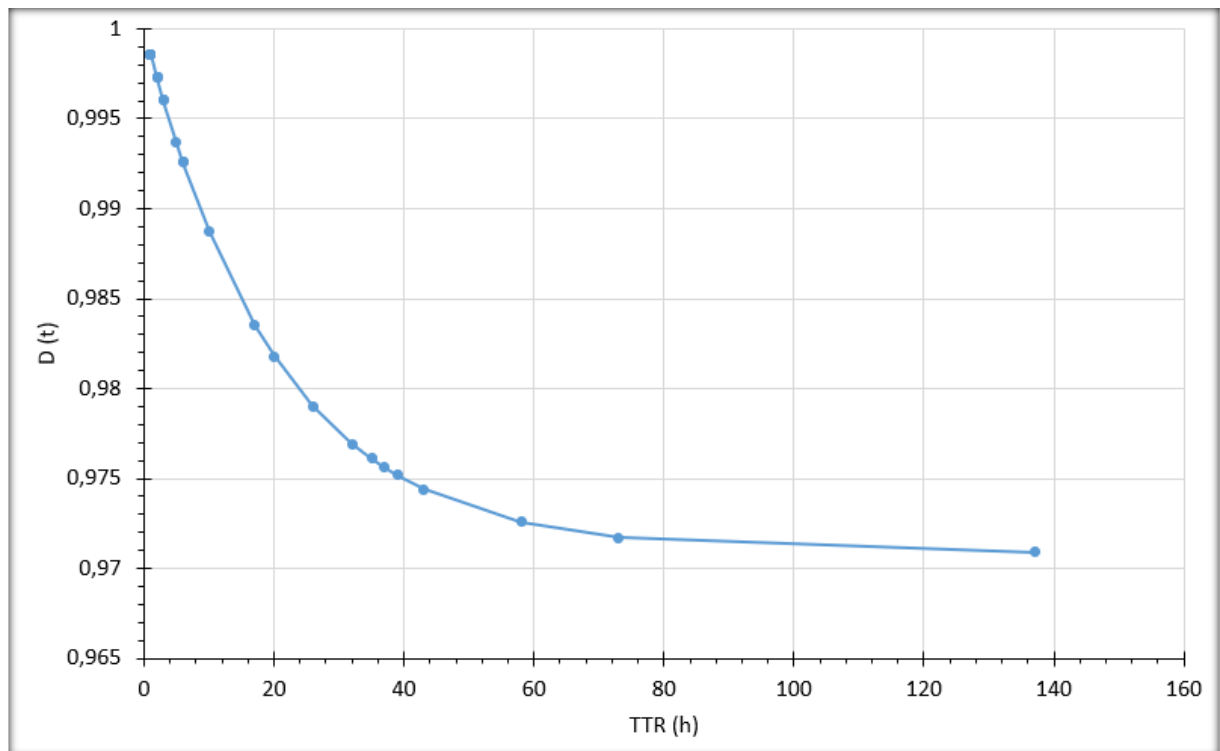
Le tableau suivant (V.11) représente les calculs de la disponibilité instantanée du système en fonction du temps de réparation (TTR) :

*Tableau V.11 : Le calcul de la disponibilité instantanée*

N°	TTR	D(t)
1	1	0,998605
2	1	0,998605
3	1	0,998605
4	1	0,998605
5	1	0,998605
6	1	0,998605
7	1	0,998605
8	2	0,997276
9	2	0,997276
10	2	0,997276
11	3	0,996011
12	3	0,996011
13	5	0,993660
14	6	0,992569
15	6	0,992569
16	10	0,988702
17	17	0,983519
18	20	0,981789
19	26	0,979007
20	32	0,976936
21	35	0,976108
22	37	0,975620
23	39	0,975178
24	43	0,974413
25	58	0,972578
26	73	0,971700
27	137	0,970928

La figure suivante (V.7) représente le graphe de la fonction de la disponibilité instantanée en fonction de TTR.





*Figure V.9 : La fonction de la disponibilité instantanée en fonction de TTR*

#### **Explication :**

A partir de la figure (V.8), on a remarqué que la fonction de disponibilité instantanée est décroissante en fonction du TTR. Donc dans ce cas si on veut augmenter la disponibilité du système il faut réduire le temps d'intervention et donc réduire le nombre du temps d'arrêts, c'est-à-dire augmenter la maintenabilité.

#### **V.3.2.3.2 Disponibilité intrinsèque :**

On a la fonction de la disponibilité intrinsèque est donnée par :

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

$$D_i = \frac{697.86}{697.86 + 20.96} = \mathbf{0.9708}$$

Donc :

$$D_i = \mathbf{97.08\%}$$

### V.3.3 Application de La méthode AMDEC :

L'AMDEC est une méthode d'analyse des risques. L'analyse des risques est une étape essentielle de la gestion dès l'entreprise et l'AMDEC est une des méthodes les plus utilisées. L'acronyme veut dire « Analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité ».

Le tableau (V.13) représente l'application de la méthode AMDEC sur l'historique des pannes du notre système.

#### V.3.3.1 La criticité C :

Pour identifier les modes de défaillance les plus critiques afin de concentrer les efforts d'amélioration et de prévention sur ces points prioritaires. Cela permet de réduire les risques, d'améliorer la fiabilité, la sécurité et la performance globale du système étudié.

$$C = G \times F \times N \text{ (Criticité = Gravité} \times \text{Fréquence} \times \text{Non-détection)}$$

La figure (V.12) représente les niveaux de criticité.

*Tableau V.12 : Niveaux de criticité.*

Niveau de criticité	Définition
$1 \leq C < 10$ Criticité négligeable	Aucune modification Maintenance corrective
$10 \leq C < 18$ Criticité moyenne	Amélioration Maintenance préventive systématique
$18 \leq C < 27$ Criticité élevée	Surveillance particulière Maintenance préventive conditionnelle
$27 \leq C < 64$ Criticité interdite	Remise en cause complète de l'équipement

**Tableau V.13 : L'analyse du système par la méthode AMDEC**

<b>Poste : SONELGAZ Transport de l'électricité, Ghardaïa</b>							
<b>Systeme : Système de Téléconduite d'un réseau électrique HTB</b>							
L'élément	Mode de défaillance	Cause de défaillance	Effet de défaillance	Les indices de la criticité			La criticité (C)
				F	G	D	
Câble de connexion	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rupture câble de connexion coffret TP et boîte d'accord phase 4 de la travée Ghardaïa à poste Hassi R'mel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fatigue des câbles.</li> <li>• Écrasement du câble.</li> <li>• Surtension électrique (mauvaise mis à la terre).</li> </ul>	Arrêt total ou partiel du système	1	3	1	3
Organes de coupure	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Refus d'ouverture et de fermeture Sectionneur 220 kV 1 et 2 Travée Poste Hassi R'mel 400 au PCG Ghardaïa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problèmes électriques et mécaniques (Vibrations, court-circuit, surtensions .....).</li> <li>• Contraintes climatiques (Température, vent sable).</li> <li>• Mauvaise maintenance (malfaçon).</li> </ul>	Retard dans l'exécution des commandes des organes, qui engendre le retard dans la restitution de l'alimentation en énergie électrique, après une coupure ou un incident.	1	3	1	3

Système CCN	•Système CCN poste Laghouat inopérant	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Défaillance des composants hard du système CCN (processeur, carte mère...).</li> <li>•Mauvaise utilisation de système CCN</li> <li>•Problème logiciel (erreurs de programmation, incompatibilités...) (problème soft).</li> <li>•Contraintes climatiques (température, humidité).</li> </ul>	Instabilité du software, et blocage répétitive du système.	1	2	3	6
	•Blocage répétitif CCN du PCG Ghardaïa			1	1	2	2
	•Système CCN CM Rostomid à l'arrêt			1	1	3	3
	•PC N°1 du CCN PCG Ghardaïa Bloqué			1	3	1	3
	•Blocage serveur CCN poste Oued Nimel			1	1	4	4
	•CCN poste Guerrara en défaut (Problème démarrage software)			1	3	2	6
	•Unité Centrale CCU 1000 du CCN CM Metlili Bloquée			1	3	2	6

Carte de communication	• Inaccessibilité étage MT au poste Ghardaïa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problème support télécom.</li> <li>• Télécommande des organes non disponibles.</li> </ul>	Perturbation de la continuité de service du réseau électrique.	1	2	1	2
	• CM Rostomid inaccessible au PCG Ghardaïa			1	3	1	3
	• Inaccessibilité Travée 60kV Poste Berriane au PCG Ghardaïa			1	2	2	4
	• Poste Oued Nimel Inaccessible au PCG Ghardaïa			1	2	1	2
	• Inaccessibilité poste du Guerrara au PCG Ghardaïa			1	1	1	1
	• Inaccessibilité du PCG Ghardaïa au CRC			1	2	3	6
	• Module HT et module MT inaccessible aux CCN poste Rostomid			1	1	2	2

Commutateur Ethernet	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Commutateur N°2 Ethernet du système de numérisation en alarme suite à un problème persistant poste Guerrara</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Problème de configuration.</li> <li>•Problèmes de compatibilité (Incompatible avec certains périphériques ou protocoles réseau).</li> </ul>	Inaccessibilité, et dégradation de la qualité des données.	1	2	1	2
Alarme Sonore	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Non fonctionnement Alarme Sonore du poste Oued Nimel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Configuration incorrecte.</li> <li>•Conditions environnementales.</li> </ul>	Protection incomplète contre le risque.	1	3	3	9
Convertisseur 220/24 Vcc	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Convertisseur 220/24 Vcc de la CM Thniet R'Mel N°2 défectueux</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Défaut d'alimentation électrique.</li> <li>•Problèmes de surcharge.</li> <li>•Contraintes climatiques (Température).</li> </ul>	Inaccessibilité, et dégradation de la qualité des données.	1	3	2	6
PC de commande	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Blocage PC de commande au PCG Ghardaïa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Problèmes de surchauffe.</li> <li>•Problèmes de connexion.</li> <li>•Erreurs humaines.</li> <li>•Dégradation matérielle (Composants électroniques).</li> <li>•Virus et malwares.</li> </ul>	Blocage répétitif, arrêt de l'équipement suite à la suppression des fichiers systèmes par des virus ou par des utilisateurs.	1	1	1	1

Redresseur	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tension de sortie redresseur N°2 0V au Poste Metlili</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mauvaise installation.</li> <li>• Vieillessement des composants électriques.</li> </ul>	Dysfonctionnement de redresseur.	1	3	1	3
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problème de signalisation arrêt redresseur 48 Vcc du poste Berriane</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Défaut d'alimentation (Court-circuit, Surtension).</li> <li>• Surcharge pendant une période prolongée.</li> </ul>		1	1	2	2
GPS	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Décalage horaire "Problème de synchronisation" du poste Laghouat au niveau du CRC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manque des données nécessaires pour l'analyse des incidents survenus sur le réseau.</li> </ul>	Retard de l'analyse des incidents survenus sur le réseau.	1	3	4	12
Batterie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Chute de tension batterie 48V au PCG Ghardaïa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Décharge excessive.</li> <li>• Vieillessement au fil du temps.</li> <li>• Problèmes de charge.</li> <li>• Utilisation les batteries dans les températures extrêmes.</li> </ul>	Le non continuité de service lors de la coupure du courant alternatif.	1	1	1	1

Disjoncteur 220 kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Refus de fermeture disjoncteur 220 kV transfo N°2 au poste Ghardaïa 2</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problèmes électriques et mécaniques.</li> <li>• Défaut de synchronisation avec le réseau électrique.</li> <li>• Mauvaise maintenance.</li> <li>• Défaut externe (Corrosion, température.....).</li> </ul>	Retard considérable lors de l'exécution des manœuvres sur les équipements et lors de la restitution de l'état initial du réseau.	1	2	1	2
Sectionneur de terre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Position indéterminée du Sectionneur de terre Travée 220kV au PCG Ghardaïa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problèmes électriques et mécaniques (Vibrations, court-circuit, surtensions .....).</li> <li>• Contraintes climatiques (Température, vent sable).</li> <li>• Mauvaise maintenance.</li> </ul>	Retard dans l'exécution des commandes ou blocage.	1	2	2	4
Télécommande	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Télécommande CM Thniet R'Mel en défaut</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problèmes de communication (Interférences électromagnétiques, transmission de signal...).</li> <li>• Configuration incorrecte.</li> </ul>	Dégât au niveau de la cabine mobile suite à la perte du contrôle	1	4	3	12



### **Interprétation des résultats :**

Après les résultats de cette analyse AMDEC nous choisirons le service maintenance à appliquer pour chaque élément en fonction de la criticité :

Une maintenance sur les éléments qui ont un indice de criticité  $\geq 9$  : préventive

Systeme CCN, GPS, Systeme télécommande, Alarme Sonore, Carte de communication, Télécommande.

Une maintenance corrective sur les éléments qui ont un indice de criticité  $< 9$  :

Batterie, Redresseur, PC de commande, Convertisseur 220/24 Vcc, Commutateur Ethernet, Câble de connexion.

### **Comparaison entre les résultats des deux méthodes ABC et AMDEC :**

Bien que les méthodes ABC et AMDEC soient différentes, elles partagent la similitude fondamentale de classer et de hiérarchiser les éléments les plus critiques du système de téléconduite, ainsi que les types des actions que nous allons entreprendre pour améliorer leurs performances, ces éléments sont :

Dispositif du synchronisme (GPS), Alarme Sonore, Systeme CCN.

## **V.4 Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons analysé l'historique des défaillances du système de téléconduite du PCG Ghardaïa appartient au réseau électrique HTB de l'entreprise SONELGAZ transport de l'électricité poste de Ghardaïa via les méthodes d'analyse de la fiabilité du système ABC, FMD et AMDEC.

Nous avons opté pour la méthode ABC pour prioriser les activités de maintenance et optimiser l'utilisation des ressources en réduisant au maximum les temps d'arrêt enregistrés dans l'historique.

La méthode FMD nous a permis d'analyser la fiabilité, la maintenabilité et la disponibilité des équipements téléconduite, et donc d'optimiser la maintenance préventive de ces équipements par la bonne planification des actions importantes afin d'assurer l'amélioration satisfaisante.

Enfin, nous avons appliqué l'analyse AMDEC (Analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité) pour identifier, évaluer et réduire les risques des défaillances des équipements du système étudié. Nous avons utilisé cette méthode pour prévenir et bien évaluée les pannes des équipements et les arrêts non planifiés, et ce en calculant leurs criticités et mettre en œuvre les actions préventives et correctives appropriées.

## Conclusion générale

La maintenance industrielle assure une performance et une fiabilité optimales des équipements et des systèmes électromécaniques afin de minimiser les temps d'arrêt et de maximiser la productivité.

Pour compléter notre étude, nous avons effectué un stage pratique qui nous a permis de prendre contact avec le milieu industriel au sein de la société algérienne SONELGAZ transport d'électricité poste Ghardaïa, par ce stage nous avons acquis tant de connaissances sur le fonctionnement des équipements et du système électromécaniques et nous avons également pu extraire l'historique des pannes pour notre système choisi (système de téléconduite d'un réseau électrique HTB).

Dans notre étude, nous avons appliqué trois méthodes différentes pour optimiser la maintenance appliquée au système téléconduite, ces méthodes sont :

Premièrement, nous avons utilisé la méthode de Pareto, également connue sous la forme d'une courbe ABC, afin de mieux comprendre les éléments et dispositifs les plus affectés par les temps d'arrêt. Les résultats obtenus ont révélé que 80.64% des arrêts étaient causés par 29.63% des défaillances, ce qui souligne l'importance de se concentrer principalement sur la zone A, la plus critique par rapport les autres zones.

Ensuite, nous avons réalisé un diagnostic par analyse FMD, de cette méthode nous pouvons déterminer et tracer la fonction de défaillance, la fonction de fiabilité, le taux de défaillance, la fonction de maintenabilité et la fonction de disponibilité. Après les résultats que nous avons trouvés dans l'analyse, nous avons remarqué que la fiabilité du système a besoin de quelques changements et que la fonction de taux de défaillance est au niveau moyen, ce qui indique que le système est toujours bien maintenu.

Après cela en utilisant la méthode AMDEC, nous avons évalué l'indice de criticité de chaque élément du système quoi nous avons identifié le type de maintenance adapté "préventive ou corrective" pour chacun des éléments de notre système de téléconduite.

En conclusion, nous proposons les recommandations suivantes pour optimiser la maintenance du système de téléconduite dans un réseau électrique à haute tension B (HTB). Ces mesures visent à minimiser la durée d'intervention maintenance (TTR = Time to Repair) et à augmenter la moyenne temp entre deux défaillances (MTBF = Mean Time Between Failures) et surtout la fiabilité :

- ✓ Il est essentiel que le magasin des pièces de rechange garantisse la disponibilité des pièces nécessaires pour les éléments de la zone A.
- ✓ Nous recommandons de planifier des formations spécialisées sur le système de téléconduite à l'intention du personnel du service technique en charge de la maintenance et de l'exploitation.
- ✓ Il est nécessaire que l'entreprise investi dans l'acquisition d'équipements de meilleure qualité, en mettant l'accent sur ceux qui sont fréquemment utilisés et qui se trouvent dans des zones sensibles.
- ✓ Effectuer une planification adéquate de la maintenance préventive de système téléconduite.
- ✓ Il est essentiel de maintenir de manière systématique les équipements de téléconduite, y compris ceux qui sont moins souvent utilisés, afin de garantir leur disponibilité.
- ✓ Il est nécessaire de consacrer plus de temps et d'efforts sur les éléments qui causent le plus de problèmes, de cette façon nous pouvons maintenir le niveau de fiabilité élevée.

# **Bibliographie**

**Bibliographie :**

- [1] [www.sonelgaz.dz](http://www.sonelgaz.dz)
- [2] D. d. SONELGAZ, Histoire de SONELGAZ
- [3] [www.grte.dz](http://www.grte.dz)
- [4] RAMDANE Mahfoud, BENAOUMEUR Chikhnacer « Optimisation de la maintenance préventive de la protection électrique d'une travée ligne HT (au sein du poste de transformation de GRTE Ghardaïa) ». Mémoire master, Université de Ghardaïa, 2022.
- [5] BENMEZIANE Fares, NADJI Zakaria, « Etude des différents types de protection des lignes de transport de l'électricité haute tension ». Mémoire master, Université Blida1, 2020.
- [6] AOZELLAG LAHACANI Narimen, « Polycopié de cours UEF 3111 : Réseaux électriques », Université A. MIRA-BEJAIA.
- [7] D. d. SONELGAZ transport de l'électricité, Appareillage constituant le poste.
- [8] Site internet, <https://fr.rs-online.com/web/c/automatisme-et-contrôle-de-process/contrôles-de-process/transformateurs-de-courant/?fbclid=IwAR2zH92H9TsSmV4-BhtWFE7aYEQ9BJCCWmcjAj75BFXe7daKKFZKMIIdkg30>
- [9] DADDIBABA Mohamed Redouane, CHIHANI Yacine. « Optimisation de la maintenance préventive de la protection électrique d'une travée transformateur THT-HT (au sein du poste de transformation de GRTE Ghardaïa) ». Mémoire master, Université de Ghardaïa, 2022
- [10] CHENOUFI Halim, Réseaux électriques industriels, Université Biskra
- [11] KETAM Smail, BOUGUECHTOULI Tahar. « Stratégies de la Téléconduite d'organes du réseau électrique MT-DT-SDE de Bejaia ». Mémoire master, université Abderahmane MIRA – BEJAIA, 2013.
- [12] D. d. SONELGAZ transport de l'électricité, Entretien des équipements de téléconduit.
- [13] MERIOUMA Ala Eddine, ARBAOUI Yakoub « Étude De la maintenance d'une pompe a boue de forage », 2022 Mémoire master, Université kasdi merbah Ouargla, 2022.
- [14] François Monchy, Maintenance méthodes et organisations, 3eme Édition, Livre.

- [15] BELHOMME.A « cours de STRATEGIE DE MAINTENANE », BTS Maintenance industrielle.
- [16] MERZOUG. H, « cours Techniques de détection des défaillances », université de Ghardaia, 2020.
- [17] site internet, <https://guidesaideconception.uqar.ca/guide-des-meilleures-pratiques/a-z/methode-abc/>
- [18] Dr. FRIHI Djamel, « cours Maintenance industrielle », Université du 8 mai 1945 – Guelma, 2015.
- [19] ROTTIER Marc, Bâtir une Politique Qualité, 2023, Livre.
- [20] <http://www.qualiteonline.com/question-44-quel-est-l-objectif-d-une-amdec.html>
- [21] Prof. KELADA Joseph, L'AMDEC, Ecole des Hautes Etudes Commerciales, 1994, Livre.
- [22] Mr. Granger Laurent, Mme. GRANGER Raphaële, Diagramme d'Ishikawa, 2023, Livre.
- [23] site internet, [https://www.researchgate.net/figure/Diagramme-dIshikawa-5-M-cas-du-comprime-pellicule-API-de-toxicite-moyenne-a-elevee\\_fig9\\_236121866](https://www.researchgate.net/figure/Diagramme-dIshikawa-5-M-cas-du-comprime-pellicule-API-de-toxicite-moyenne-a-elevee_fig9_236121866)
- [24] site internet, <https://www.leblogdudirigeant.com/diagramme-ishikawa/#>
- [25] site internet, <https://www.les-grandes-techniques-de-vente.fr/methode-qooqcp-exemple-definition/>
- [26] GRANGER Raphaële, Méthode QOOQCP, 2020, Livre.
- [27] HORKOUS.Y, KHOUIDMI.A« diagnostic des pannes des machines par la technique de l'arbre de défaillance », Mémoire master, Université Ibn Khaldoun –Tiaret, 2021
- [28] Mr. HASSINI Brahim, « ETUDE QUALITATIVE ET QUANTITATIVE DES SCENARIOS DE DEFAILLANCES DE LA POMPE 2000 D DE L'ENTREPRISE CERTAF », Mémoire master, Université Aboubekr Belkaid -Tlemcen, 2014.
- [29] BELLAOUAR.A, BELEULMI.S, Fiabilité Maintenabilité Disponibilité, Université Constantine1, 2014.

# **Les annexes**

## Les annexes :

Annexe tab.1

N°	Niveau significatif				
	0.20	0.15	0.10	0.05	0.01
1	0,900	0,925	0,950	0,975	0,995
2	0,684	0,726	0,776	0,842	0,929
3	0,565	0,579	0,642	0,708	0,828
4	0,494	0,525	0,564	0,624	0,733
5	0,446	0,474	0,510	0,565	0,669
6	0,410	0,436	0,470	0,521	0,618
7	0,381	0,405	0,438	0,486	0,577
8	0,358	0,381	0,411	0,457	0,543
9	0,339	0,360	0,388	0,432	0,514
10	0,322	0,342	0,368	0,410	0,490
11	0,307	0,326	0,325	0,391	0,468
12	0,295	0,313	0,338	0,375	0,450
13	0,284	0,302	0,325	0,361	0,433
14	0,274	0,292	0,314	0,349	0,418
15	0,266	0,283	0,304	0,338	0,404
16	0,258	0,274	0,295	0,328	0,392
17	0,250	0,266	0,286	0,318	0,381
18	0,244	0,259	0,278	0,309	0,371
19	0,237	0,252	0,272	0,301	0,363
20	0,231	0,245	0,264	0,294	0,356
25	0,21	0,22	0,24	0,27	0,32
30	0,19	0,20	0,22	0,24	0,29
35	1,18	0,19	0,21	0,23	0,27
> 35	1,07	1,14	1,22	1,36	1,63
	$\frac{\quad}{\sqrt{N}}$	$\frac{\quad}{\sqrt{N}}$	$\frac{\quad}{\sqrt{N}}$	$\frac{\quad}{\sqrt{N}}$	$\frac{\quad}{\sqrt{N}}$



Annexe tab.2

$\beta$	A	B	$\beta$	A	B	$\beta$	A	B
0,20	120	1901	1,65	0,8942	0,556	4,2	0,9089	0,244
0,25	24	199	1,70	0,8922	0,540	4,3	0,9102	0,239
0,30	9,2605	50,08	1,75	0,8906	0,525	4,4	0,9114	0,235
0,35	5,0731	19,98	1,80	0,8893	0,511	4,5	0,9126	0,230
0,40	3,3234	10,44	1,85	0,8882	0,498	4,6	0,9137	0,226
0,45	2,4786	6,44	1,90	0,8874	0,486	4,7	0,9149	0,222
0,50	2	4,47	1,95	0,8867	0,474	4,8	0,9160	0,218
0,55	1,7024	3,35	2	0,8862	0,463	4,9	0,9171	0,214
0,60	1,5046	2,65	2,1	0,8857	0,443	5	0,9182	0,210
0,65	1,3663	2,18	2,2	0,8856	0,425	5,1	0,9192	0,207
0,70	1,2638	1,85	2,3	0,8859	0,409	5,2	0,9202	0,203
0,75	1,1906	1,61	2,4	0,8865	0,393	5,3	0,9213	0,200
0,80	1,1330	1,43	2,5	0,8873	0,380	5,4	0,9222	0,197
0,85	1,0889	1,29	2,6	0,8882	0,367	5,5	0,9232	0,194
0,90	1,0522	1,17	2,7	0,8893	0,355	5,6	0,9241	0,191
0,95	1,0234	1,08	2,8	0,8905	0,344	5,7	0,9251	0,186
1	1	1	2,9	0,8917	0,334	5,8	0,9260	0,185
1,05	0,9803	0,934	3	0,8930	0,325	5,9	0,9269	0,183
1,10	0,9649	0,878	3,1	0,8943	0,316	6	0,9277	0,180
1,15	0,9517	0,830	3,2	0,8957	0,307	6,1	0,9286	0,177
1,20	0,9407	0,787	3,3	0,8970	0,299	6,2	0,9294	0,175
1,25	0,9314	0,780	3,4	0,8984	0,292	6,3	0,9302	0,172
1,30	0,9236	0,716	3,5	0,8997	0,285	6,4	0,9310	0,170
1,35	0,9170	0,687	3,6	0,9011	0,278	6,5	0,9316	0,168
1,40	0,9114	0,660	3,7	0,9035	0,272	6,6	0,9326	0,166
1,45	0,9067	0,635	3,8	0,9038	0,266	6,7	0,9333	0,163
1,50	1,9027	0,613	3,9	0,9051	0,260	6,8	0,9340	0,161
1,55	0,8994	0,593	4	0,9064	0,254	6,9	0,9347	0,156
1,60	0,8966	0,574	4,1	0,9077	0,249			