



Université Abderrahmane Mira – Bejaia

Faculté de Technologie

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



# Mémoire de Fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme de master en Électrotechnique

**Thème :**

## Maintenance préventive conditionnelle du transformateur de puissance

Présenté par :

ZOUGGAR ZIYAD (EI)

KERMOUN SAMI (CE)

encadré par :

Mr : HERZINE M.SGHIR

Mr : YEHYAOUI NABIL

Présenté devant le jury composé de :

- Président : MOHAMED BOUTEBEL : maitre assistant classe a
- Examineur : MEZIANI SMAIL : maitre assistant classe A

Soutenu le 04/10/2021

## REMERCIEMENT

*Au terme de ce travail, on tient à remercier dieu le tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté et la patience pour achever ce travail.*

*On a l'honneur et le plaisir de présenter notre profonde gratitude et nos sincères remerciements au staffs des enseignant qui ont transmis leurs connaissances durant notre parcours et membre de jury qui ont pris la peine de corriger notre travail.*

*Nous adressons également nos chaleureux remerciements à nos chers encadreurs Mr HERZINE MS Et Mr YEHYAOUI N*

*On remercie également tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'achèvement de notre travail, spécifiquement : nos chères parents, nos frères et sœurs.*

## DEDICACE

Je dédie ce travail a

*A mes chères parents*

*Ma raison d'être, ma raison de vivre,  
En signe d'amour, de reconnaissance, et de gratitude pour  
tous les sacrifices dont ils ont fait preuve à mon égard*

*A mes sœurs qui me comble de leur amour  
Aucun mot, ni aucun signe ne pourront témoigner mon  
amour et ma reconnaissance pour tous leurs soutiens*

*A ma chère Yasmina Siad en témoignage de  
soutien inébranlable que  
vous m'avez apporté durant ces années*

*A mes chers amis*

*Et toutes les personnes que j'aime.*

*Ziyad Zouggar.*

## DEDICACE

Je dédie ce travail a

*A mes chères parents*

*Ma raison d'être, ma raison de vivre,  
En signe d'amour, de reconnaissance, et de gratitude pour  
tous les sacrifices dont ils ont fait preuve à mon égard*

*A mon frère et ma sœur qui me comble de leur amour  
Aucun mot, ni aucun signe ne pourront témoigner mon  
amour et ma reconnaissance pour tous leurs soutiens*

*A mes chers amis*

*Et toutes les personnes que j'aime.*

*Sami Kermoun.*

## SOMMAIRE

<b>INTRODUCTION GENERALE .....</b>	<b>1</b>
<b>I- PRESENTATION DE L'ENTREPRISE SONELGAZ .....</b>	<b>3</b>
I.1- Introduction.....	4
I.2- Groupe SONELGAZ.....	4
I.2.1- Présentation du groupe SONELAGAZ .....	4
I.2.2- les Filiales de Sonelgaz.....	5
I.3- La Société Algérienne de production d'Electricité (SPE).....	5
I.3.1- historique de la société SPE.....	6
I.3.2- Parc de production SPE en projet .....	7
I.3.3- Parc de production SPE en exploitation .....	8
I.3.3.1- Organigramme de SPE Darguina [3] .....	11
I.3.3.2- Présentation de la centrale d'Amizour .....	12
I.3.3.3- Fiche technique Centrale TG Mobiles d'Amizour.....	13
<b>II- GENERALITES SUR LES TRANSFORMATEURS.....</b>	<b>14</b>
II.1- Introduction.....	15
II.2- Définition .....	15
II.3- Description.....	15
II.4- Rôle	15
II.5- Principe de fonctionnement .....	15
II.6- Constituants des transformateurs .....	17
II.6.1- Circuit magnétique .....	17
II.6.2- Circuit électrique ou enroulements.....	17
II.6.3- Circuit diélectrique ou isolation .....	18
II.7- Couplage du transformateur.....	18
II.7.1- Mode de couplage.....	18
II.7.2- Choix de couplage .....	20

---

II.8- Types des transformateurs .....	21
II.8.1- Transformateur de mesure .....	21
II.8.1.1- Transformateur de courant.....	21
II.8.1.2- Transformateur de potentiel.....	21
II.8.2- Transformateur de distribution .....	22
II.8.3- Autotransformateur.....	22
II.8.4- Transformateur monophasé .....	23
II.8.5- Transformateur triphasé.....	23
II.8.6- Transformateur de puissance .....	24
II.8.6.1- Définitions .....	24
II.8.6.2- Principe de fonctionnement .....	24
II.8.6.3- Symbole et schéma .....	24
II.8.6.4- Utilisations .....	25
II.8.6.5- Technologie de construction.....	26
II.8.6.5.1- Partie active .....	26
II.8.6.5.2- Isolation.....	28
o Isolation cellulosique.....	28
o Isolation liquide.....	28
II.8.6.5.3- Cuve .....	28
II.8.6.5.4- Traversées .....	29
II.8.6.5.5- Equipement .....	30
II.8.6.5.6- Couplage .....	30
II.8.6.5.7- L'indice horaire .....	31
<b>III-GENERALITES SUR LA MAINTENANCE .....</b>	<b>32</b>
III.1- Introduction.....	33
III.2- Historique et évolution de la maintenance .....	33
III.3- Définition de la maintenance .....	34
III.4- Objectif de la maintenance.....	34
III.5- Stratégie de la maintenance.....	35

III.6-	Importance de la maintenance.....	35
III.7-	Organisation de la fonction maintenance .....	35
III.8-	Méthodes de la maintenance .....	37
III.9-	Outils de la maintenance .....	38
III.10-	Politique de la maintenance .....	38
III.10.1-	maintenance corrective .....	39
III.10.1.1-	Définition Selon la norme (NF EN 13306) .....	39
III.10.1.2-	Opérations de la maintenance corrective.....	40
III.10.2-	maintenance préventive .....	40
III.10.2.1-	Définition.....	40
III.10.2.2-	But de la maintenance préventive.....	40
III.10.2.3-	Opérations de la maintenance préventive.....	40
III.10.3-	Maintenance préventive systématique.....	41
III.10.4-	Maintenance préventive conditionnelle.....	41
III.10.4.1-	Définition.....	41
III.10.4.2-	Outil de la maintenance préventive conditionnelle .....	42
III.10.4.2.1-	Analyse vibratoire.....	42
III.10.4.2.2-	Thermographie infrarouge .....	43
III.10.4.2.3-	Les analyses de l'huile.....	43
III.10.4.3-	Condition de mise en place de la maintenance conditionnelle.....	43
III.10.4.4-	Différentes formes de la maintenance préventive conditionnelle .....	44
III.10.5-	choix d'un type de maintenance .....	44
III.11-	Niveaux de la maintenance .....	46
III.12-	Maintenance conditionnelle d'un transformateur de puissance .....	47
III.12.1-	Analyse d'huile.....	47
III.12.1.1-	Les analyses physico-chimiques.....	48
III.12.1.2-	Analyse des furanes .....	49
III.12.1.3-	Analyse des gaz dessous dans l'huile.....	50
III.12.2-	Méthode d'échantillonnage des diélectriques liquides (CEI 475).....	52

III.12.3- Analyse thermographique.....	52
III.12.3.1- Camera thermique infrarouge.....	53
III.12.3.2- Principe de la camera infrarouge.....	53
III.12.3.3- Pourquoi la thermographie infrarouge ?.....	54
III.12.3.4- Examen thermographique du transformateur .....	54
III.12.3.5- Exemple d'analyse des points chauds au niveau de la centrale LARBAA année 2016 .....	54
III.12.3.6- Contrôles thermographiques.....	55
III.13- Conclusion .....	58
<b>IV- MESURE ET RESULTATS.....</b>	<b>59</b>
IV.1- Présentation technique de la centrale AMIZOUR .....	60
IV.2- Présentation du transformateur TP02.....	62
IV.2.1- Plaque signalétique TP02 .....	64
IV.2.2- Signification des caractéristiques .....	64
• Puissance assignée .....	64
• Niveau d'isolement .....	65
• Fréquence assignée.....	65
• Température ambiante.....	65
• Courant nominal.....	65
• Tension nominale .....	65
• Refroidissement (odaf) (huile dirigé aire forcé).....	65
IV.3- Maintenance conditionnelle du TP02.....	66
IV.3.1- Les analyses d'huile diélectrique« physico-chimique ».....	66
IV.3.1.1- Contexte d'application .....	66
• La tension de claquage.....	66
• La viscosité .....	67
IV.3.1.2- Mesure.....	69
IV.3.1.3- Interprétation et norme .....	70
• La rigidité diélectrique .....	70

- La tension de claquage ..... 70
- L'acidité totale ..... 70
- Teneur en eau ..... 70
- IV.3.1.4- Conclusion..... 70
- IV.3.2- Analyse thermographique..... 71
  - IV.3.2.1- Contexte d'application ..... 71
  - IV.3.2.2- Mesures et interprétation ..... 72
- IV.3.3- Analyse paramétrique ..... 80
  - IV.3.3.1- Tension nominale ..... 80
  - IV.3.3.2- Teneur en eau ..... 81
  - IV.3.3.3- Tension de claquage ..... 82
- CONCLUSION GENERALE ..... 83**
- LISTE DES FIGURES ..... 84**
- LISTE DES TABLEAUX ..... 87**
- LISTE DES ABREVIATIONS ..... 88**
- REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE ..... 90**

## INTRODUCTION GENERALE

Le transformateur de puissance est l'élément le plus critique dans le système de production et de transport de l'électricité. Sa défaillance affecte sur la disponibilité en énergie électrique qui conduit a des problèmes technique et aussi économique, d'où l'exigence de recherche et détection dès les premiers stades les défauts apparents et occultes pour une éventuelle action de maintenance.

Durant une défaillance ou un défaut bien localisé, les puretés mécanique diélectrique et thermique du transformateur sont souvent affectées, et diminuent à des valeurs basses, par rapport a celles de leurs tenues normales.

Les anomalies courantes peuvent développer dans le temps et provoquer une détérioration au niveau de l'enceinte du transformateur par différentes causes telles que les courants de défaut et les surtensions électrique.

L'estimation et l'évaluation de l'état du transformateur est fréquemment accompli a travers les diagnostics attribué. Le concret principale de l'évaluation de la situation du transformateur est généralement déterminé par l'analyse de sont huile ou la majorité des informations recueillies et qui sont accordées et exploité pour des interventions de maintenance.

L'épuisement énergétique du transformateur, nécessite l'utilisation de nouvelle technologie développé et mieux adapté qui peut mettre en évidence les anomalies mécanique de l'équipement diagnostiqué.

L'avantage d'une convention avec SONELGAZ-SPE de DARGUINA (Bejaia), nous présentons une étude aboutie dans le but de surveiller les transformateurs de puissance en service par la détection et l'identification des défauts en se basant sur l'analyse d'huile et la thermographie infrarouge extérieur du transformateur ainsi que ses paramètres électriques. Les résultats obtenus sont comparé à des normes internationales telles que la CEI422 :2013.

Afin de bien mener notre étude, on a subdivisé notre travail en quatre chapitres.

Le premier chapitre porte sur la présentation de l'entreprise SONELGAZ en général.

Le deuxième chapitre une entrée sur les généralités sur les transformateurs de puissance, en mettant en relief leurs principes de fonctionnement, leur constitution ainsi que leurs couplages.

Le troisième chapitre on présente une revue général sur la maintenance ces méthodes, fonction, ces niveaux. On soulignant bien sur la maintenance conditionnelle du transformateur de puissance et qui est l'objet de notre travail.

Le quatrième chapitre est consacré à une étude sur l'huile diélectrique élaboré au laboratoire d'analyse, la thermographie extérieure ainsi que les paramètres électriques. la mise en évidence des défauts et les solutions technique pour la remise en état.

On finira notre étude par une conclusion générale et quelque perspective.

# **CHAPITRE 1**

## **I- Présentation de l'entreprise SONELGAZ**

## I.1- Introduction

Le but de cette partie est de donner une idée générale sur la société Sonelgaz, et de parler particulièrement sur l'unité de production de DARGUINA rattachée à la Société Algérienne de Production de l'Electricité SPE qui est le cœur de notre problématique.

## I.2- Groupe SONELGAZ

### I.2.1- Présentation du groupe SONELGAZ

Sonelgaz, est un groupe industriel énergétique algérien créé en 28 juillet 1969, de forme juridique SPA spécialisé dans la production, la distribution et la commercialisation d'électricité et de l'achat, le transport, la distribution et la commercialisation de gaz naturel. Avec 91 218 agents (en 2018) Son siège social est situé à Alger.[1]

Sonelgaz a toujours joué un rôle majeur dans le développement économique et social du pays. Sa contribution dans la concrétisation de la politique énergétique nationale est à la mesure des importants programmes réalisés, en matière d'électrification rurale et de distribution publique gaz ; ce qui a permis de hisser le taux de couverture en électricité à 99,4% et le taux de pénétration du gaz à 62%.

Les activités opérationnelles étant dévolues à ses sociétés, la holding Sonelgaz assure le pilotage du Groupe. A ce titre, elle élabore et met en œuvre la stratégie de développement du Groupe dans son ensemble, ainsi que la politique financière et Ressources Humaines. Aussi, elle œuvre à mobiliser des financements importants afin de développer et renforcer l'infrastructure électrique et gazière. Le marché africain en plein essor lui offre l'occasion d'exporter le savoir-faire de ses filiales, notamment au Mali, Libye, Mauritanie et Soudan. [1]



Figure I. 1:Logo Groupe Sonelgaz

## I.2.2- les Filiales de Sonelgaz

Aujourd'hui, le Groupe Sonelgaz est composé de 16 sociétés directement pilotées par la Holding, de 18 sociétés en participation avec des entités du Groupe et de 10 sociétés en participation avec des tiers.

Ses filiales métiers de base assurent la production, le transport et la distribution de l'électricité, ainsi que le transport et la distribution du gaz par canalisations. Ses filiales travaux sont en charge de la réalisation des infrastructures électriques et gazières du pays. Ses filiales de prestations de service activent principalement dans les domaines de la fabrication et de la maintenance d'équipements énergétiques, la distribution de matériel électrique et gazier, le transport et la manutention exceptionnels. [1]

Parmi ces filiales :

- la Société Algérienne de Production de l'Electricité (SPE) ;
- Sharikat Kahraba wa takat moutadjadida (SKTM) ;
- la Société de l'engineering de l'électricité et du gaz (CEEG) ;
- la Société de gestion du réseau de transport de l'électricité (GRTE) ;
- la Société de gestion du réseau de transport gaz (GRTG) ;
- l'Opérateur système électrique (OS), chargée de la conduite du système de production et de transport de l'électricité ;
- la Société algérienne de distribution de l'électricité et du gaz (SADEG), créée en 2017 par fusion des sociétés SDC, SDA, SDE et SDO.

Aussi Kahrif, Kahrakib, Etterkib, Inerga et Kanaghaz, qui sont spécialisées dans le domaine de la réalisation des infrastructures énergétiques (engineering, montage industriel, réalisation de réseaux...).

Début octobre 2020, les sociétés filiales SKT (Shariket Kahraba Terga), SKD (Shariket Kahraba Koudiat Eddraouch) et SKB (Shariket Kahraba Berrouaghia) sont absorbées par la société SKS (Shariket Kahraba Skikda), en vue de permettre une meilleure optimisation de la production d'électricité. SKS, créée en mai 2003. [1]

## I.3- La Société Algérienne de production d'Electricité (SPE)

**SPE** est une filiale de groupe Sonelgaz de forme juridique SPA (société par action) au capital social de 35 milliard de DA, situé à KOUBA wilaya d'Alger. Cette société assure la production d'électricité qui répond aux exigences de disponibilité, fiabilité, sécurité et protection de l'environnement. Elle dispose du plus grand parc de production avec plus de **16 000 MW** comme puissance développable à ces jours, ce qui lui confère une position du premier opérateur sur le réseau interconnecté. [2]

### I.3.1- historique de la société SPE

Date	développement
1910	La mise en service de la première centrale hydraulique d'une puissance de 4.2MW au fil de l'eau dans les gorges du Rhumele à Constantine
1913	Intégration de la filière thermique vapeur - TV dans le parc de production par la mise en service de la première centrale thermique à vapeur fonctionnant au charbon d'une puissance installée de 22MW à Mers El Kebir, Oran
1914 – 1920	Développement important de la filière TV fonctionnant au charbon avec la mise en services de 3 ouvrages  -Centrale El Hamma d'une puissance installée de 64MW  -Centrale d'Alger port d'une puissance installée de 34MW  -Centrale d'Annaba d'une puissance installée de 58MW
1960	Intégration de la filière Turbine à Gaz par la mise en service de la première turbine à gaz TG en Algérie (Haoud El Hamra) d'une puissance installée de 22MW
1980-1995	Introduction des paliers 100MW pour les TG et paliers 169-196MW pour les TV
2004	La Direction de la Production de l'Electricité (DPE), filiale au sein du Groupe Sonelgaz devient la Société de Production de l'Electricité SPE.Spa, au capitale de 35 milliards de dinars
2010-2013	L'introduction des Turbine à Gaz mobiles dans le parc de production avec la mise en service, de quarante et un (41) groupes d'une capacité totale de 770 MW.

	En avril 2013, création de la filiale de production de l'électricité dénommée SKTM par scission d'actifs de SPE.
2016-2017	La mise en service de neuf (09) nouvelles Turbine à Gaz fixe d'une puissance totale de 1 938 MW aux conditions site.
2018-2021	Introduction du cycle combiné dans le parc de production de SPE, une technologie aux normes d'efficacité énergétique et du respect de l'environnement.

Tableau I. 1: historique de la société SPE

### I.3.2- Parc de production SPE en projet

Plan de développement des moyennes de production de l'électricité en turbine a gaz et cycle combiné en 2018-2021 :

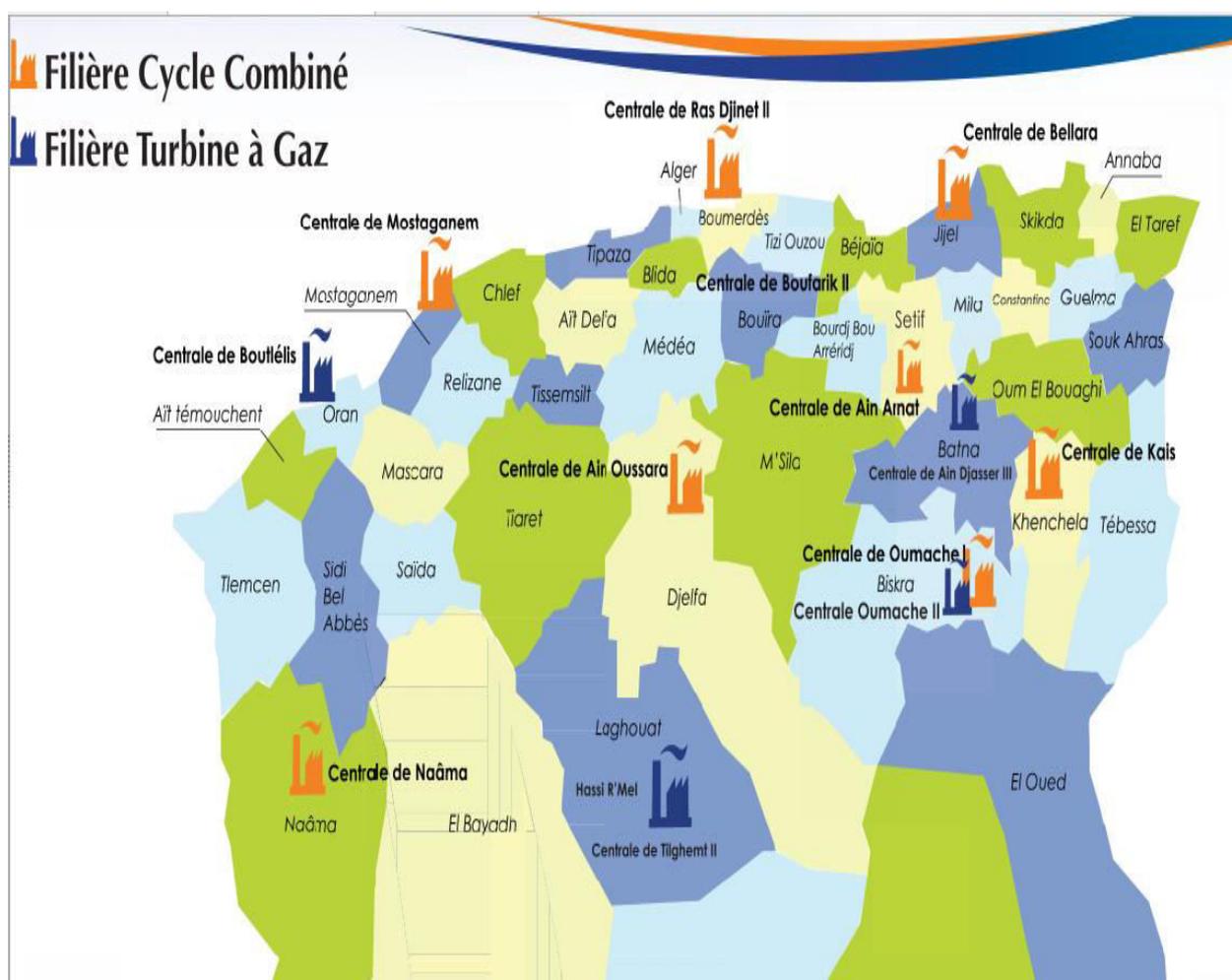


Figure I. 2: Plan de développement des moyennes de production de l'électricité

Tableau de développement des moyennes de production de l'électricité en turbine a gaz et cycle combiné en 2018-2021 :

-Cycle combiné (CC) 10023 KW

-Turbine à gaz(CG) 953 KW [2]

Région	Localité	Type	Puissance installée (MW)	Date de mise en service
 Sétif	Ain arnet	CC	1015 MW	Avril 2019
 Boumerdes	Ras Djinet	CC	1131 MW	Décembre 2018
 Nâama	Méchria	CC	1163 MW	Juin 2020
 Khenchela	Kais	CC	1266MW	Mai 2020
 Biskra	Oumache 1	CC	1338 MW	Mai 2020
 Jijel	Bellara	CC	1398 MW	Mai 2020
 Djelfa	Ain Ouessara	CC	1262MW	Novembre 2020
 Mostaghanem	Sonaghter	CC	1450 MW	juin 2021
 Batna	Ain Djasser 2	TG	139 MW	Février 2018
 Oran	Boutlélis	TG	446 MW	Juin 2018
 Hassi R'Mel	Tilghemt 2	TG	368 MW	Novembre 2018
<b>Total</b>	<b>10 976 MW</b>			

Tableau I. 2: Tableau de développement des moyennes de production de l'électricité en turbine a gaz et cycle combiné en 2018-2021

### I.3.3- Parc de production SPE en exploitation

Elle dispose quatre types d'exploitation et elle couvre plusieurs wilayas, les types sont les suivants:

- Turbine à gaz fixe.
- Turbine à gaz mobile.
- Turbine à vapeur.
- Turbine hydraulique.
- Cycle combiné. [2]

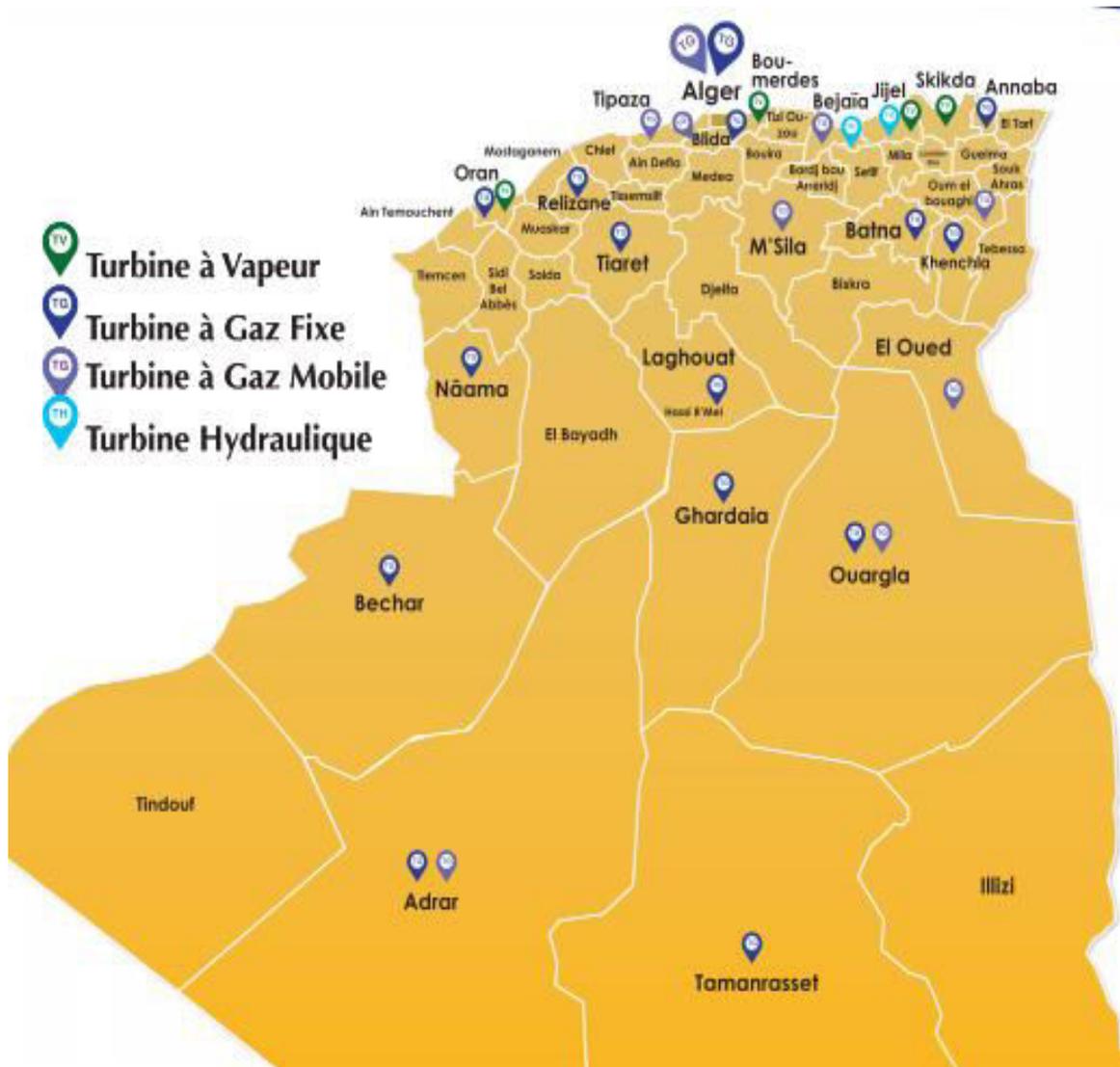


Figure I. 3: Le plan de production SPE en exploitation

Total de puissance installé est : **16 854 MW**

### II.3.4 Unité de Darguina

Le parc de production SPE est constitué de plusieurs unités de production dont l'unité de Darguina fait partie. Cette dernière est située à 46km à l'est de la ville de Bejaia sur la route nationale RN09. Elle a pour activité la production de l'énergie électrique à partir des turbines hydrauliques et gaz.<sup>3</sup> [3]

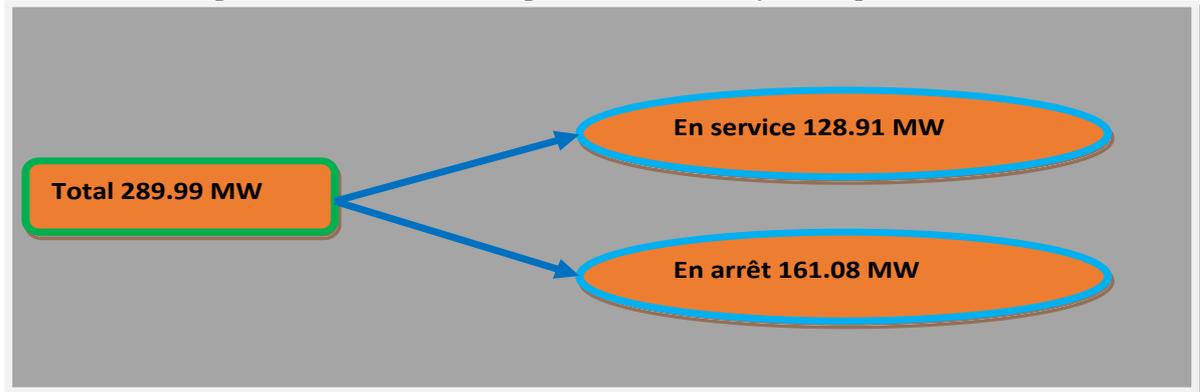
- Quelques centrales électriques attachées à l'unité de Darguina :
  - Centrales hydrauliques :

Ce type de centrale est classé en deux (02) variétés :

- Haute chute :

- Darguina Bejaia(2\*32.5 +5.2 MW)
- Ighil Emda Kherrata Bejaia (2\*12MW)
- Ziama Mansouria Jijel (2\*50MW)
- Irraguene Jijel (1\*14.4MW)
- Basse chute :
  - Souk el Djemaa Tizi ouzou(3\*2.695MW)
  - GourrietBouira(1\*0.825+2\*2.8 MW)

La totalité de production d'électricité par les centrales hydrauliques est de 289.99 MW



#### ✚ Principe de fonctionnement d'une Centrale hydraulique

La centrale hydroélectrique est une installation qui produit de l'électricité en se servant de la force de l'eau. C'est ce que l'on appelle l'énergie hydraulique, La force de chute de l'eau va permettre d'actionner la turbine, qui va ensuite faire fonctionner l'alternateur. Ce dernier va alors produire un courant alternatif qui va être envoyé au transformateur électrique de la centrale hydroélectrique.

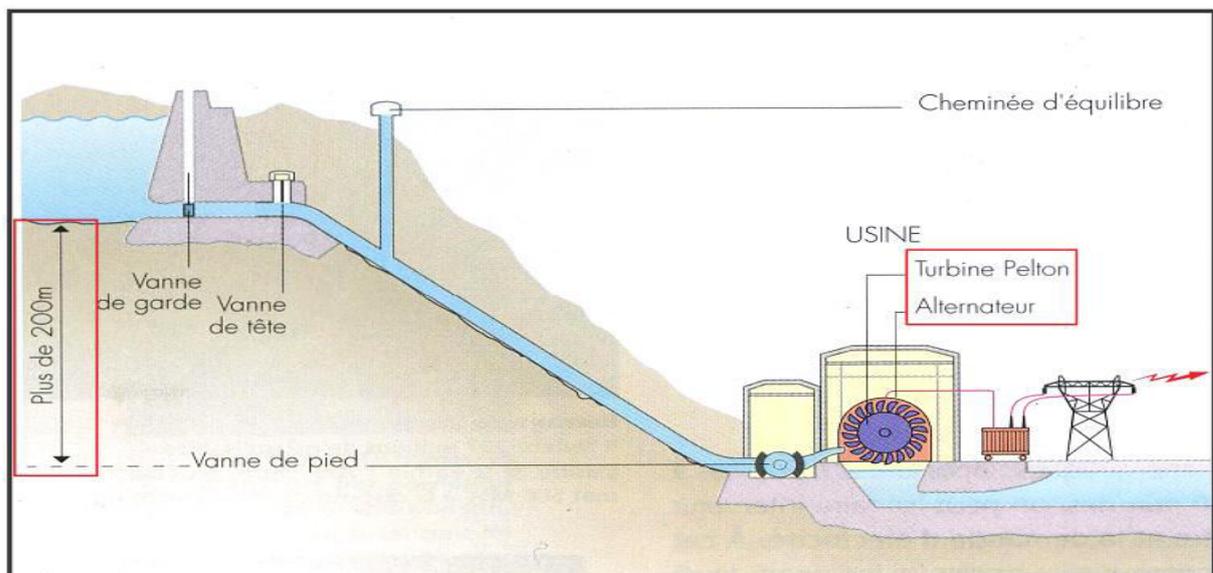


Figure I. 4:schéma technique d'une centrale hydraulique

- Centrales à gaz
  - TGM Amizour (8\*20.135 MW)
- ✚ Principe de fonctionnement d'une Centrale à gaz :

Elle consiste à utiliser le gaz, grâce à la chaleur dégagée par la combustion de gaz naturel, la chaudière fait tourner la turbine, en entrainant un alternateur produisant à son tour de l'électricité.

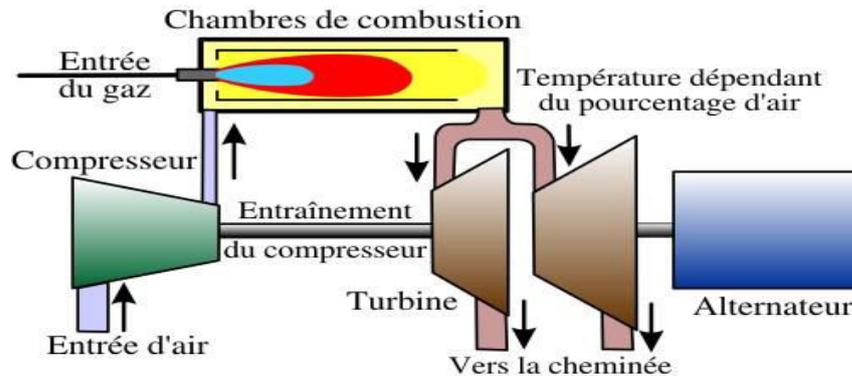
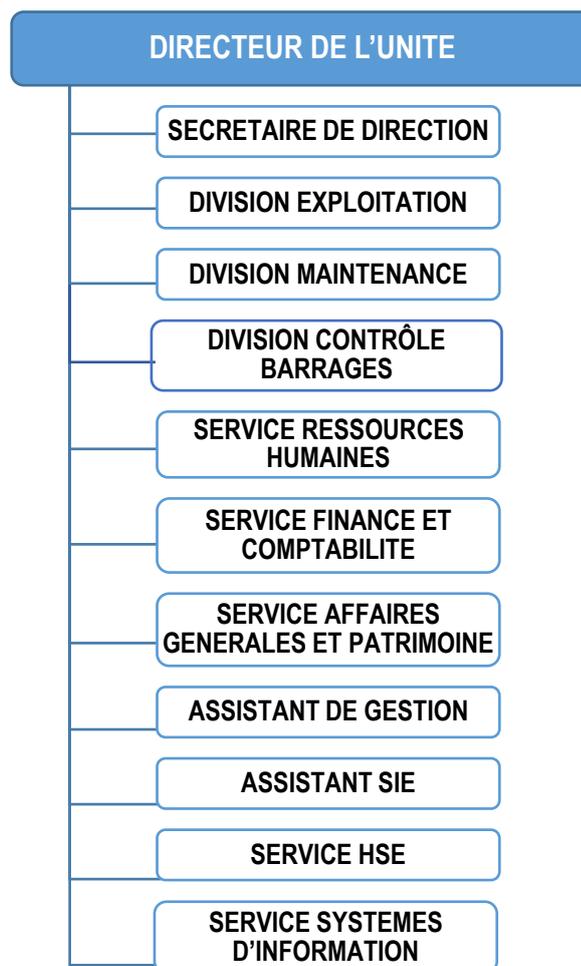
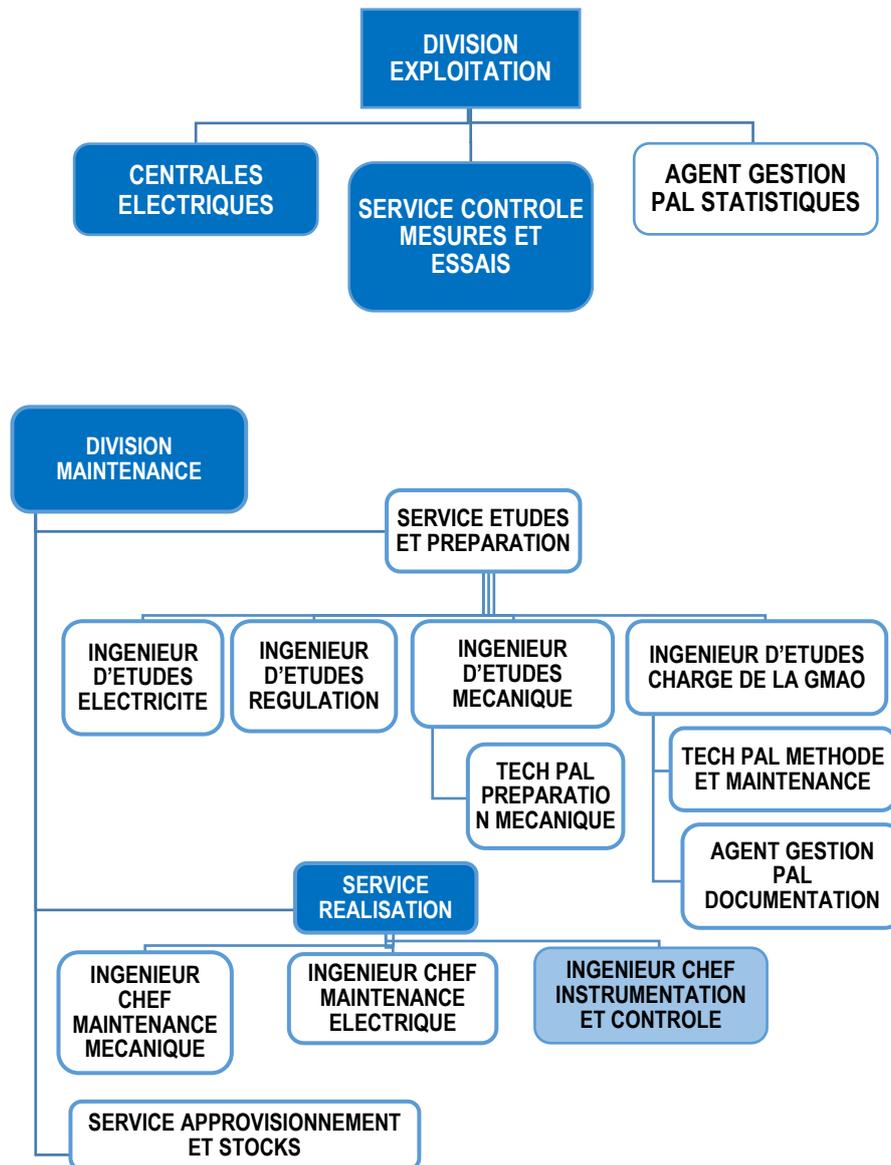


Figure I. 5: schéma technique d'une centrale à gaz

### I.3.3.1- Organigramme de SPE Darguina [3]





### I.3.3.2- Présentation de la centrale d'Amizour

La centrale électrique TG Mobile est entrée en production en Avril 2013 qui est implantée à 04 km de la ville d'Amizour et à environ 29 Km à l'Ouest du chef-lieu de la wilaya de Bejaia, à hauteur d'une ferme pilote, sur une superficie de 12 hectares.

Cette centrale est constituée de huit groupes mobiles à gaz de 20.135 MW chacun, et de quatre transformateurs de 60 MVA. Chaque deux groupe débitent sur un transformateur.

L'ensemble des transformateurs débitent sur un jeu de barre connecté au réseau national (El-Kseur et Darguina) via une tête blindée.

Cette centrale "apporte une production supplémentaire de sorte à répondre à l'augmentation croissante de l'électricité et améliorer de façon notable la viabilité de l'ensemble du réseau électrique de la wilaya". [3]

**I.3.3.3- Fiche technique Centrale TG Mobiles d'Amizour**

<b>Superficie</b>	• <b>15 Ha</b>
<b>Maître d'ouvrage</b>	• <b>SPE.Spa</b>
<b>Maître d'œuvre</b>	• <b>CEEG.Spa</b>
<b>Constructeur</b>	• <b>PRATT &amp; WHITNEY POWER SYSTEMS</b>
<b>Puissance</b>	• <b>8x20,135 MW</b>
<b>Tension d'évacuation</b>	• <b>220 kV</b>
<b>Combustible utilisé</b>	• <b>Gaz naturel</b>
<b>Combustible de secours</b>	• <b>Gasoil</b>

# **CHAPITRE 2**

## **II-Généralités sur les transformateurs**

## II.1- Introduction

La production de l'énergie électrique et son transport se fait généralement en triphasé. Par ailleurs on démontre facilement que le transport de l'énergie en haute tension est plus économique, d'où la nécessité d'employer des transformateurs élévateurs à la sortie de centrale de production et abaisseur tout proche des centres de consommation. En effet pour cela on utilise le transformateur électrique.

## II.2- Définition

Le transformateur électrique ou convertisseur de tension est en réalité une machine électrique et un appareil indispensable qui permet de varier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme. [4]

## II.3- Description

Un transformateur est un circuit magnétique fait de tôles magnétiques sur lequel on a placé des bobines de fil de cuivre isolé par du verni.

La bobine où arrive le courant est appelée "enroulement primaire", celle qui produit une autre tension est appelée "secondaire". Certains transformateurs possèdent plusieurs enroulements secondaires pour fournir plusieurs tensions en sortie. [4]

## II.4- Rôle

Le transformateur électrique a plusieurs fonctions : il permet d'abaisser ou augmenter la tension du courant électrique qui traverse le réseau. Dès la centrale de production d'électricité jusqu'au domicile du consommateur, le transport du courant électrique se fait par des câbles de très haute, haute, moyenne puis basse tension. Pour permettre à l'électricité de passer d'une ligne à l'autre, il est nécessaire d'abaisser sa tension, ce dernier permet au courant électrique d'être acheminé chez les clients sans aucun danger. [4]

## II.5- Principe de fonctionnement

Le principe de base sur lequel le transformateur fonctionne est La loi de Faraday sur l'électromagnétique Induction ou induction mutuelle entre les deux bobines.

Le transformateur est constitué de deux enroulements séparés placés sur le noyau en acier au silicium stratifié.

L'enroulement auquel est connectée l'alimentation est appelé enroulement primaire et auquel la charge est connectée est appelé enroulement secondaire.

Physiquement, il n'y a pas de connexion électrique entre les deux enroulements, mais ils sont connectés magnétiquement. Par conséquent, le courant électrique est transféré du circuit primaire au circuit secondaire via une inductance mutuelle. La force électromotrice induite dans les enroulements primaire et secondaire dépend du taux de changement de liaison de flux qui est : [4]

$$\frac{Nd\phi}{dt} : \text{Loi de Faraday}$$

$$\frac{d\phi}{dt} : \text{Est la variation du flux,}$$

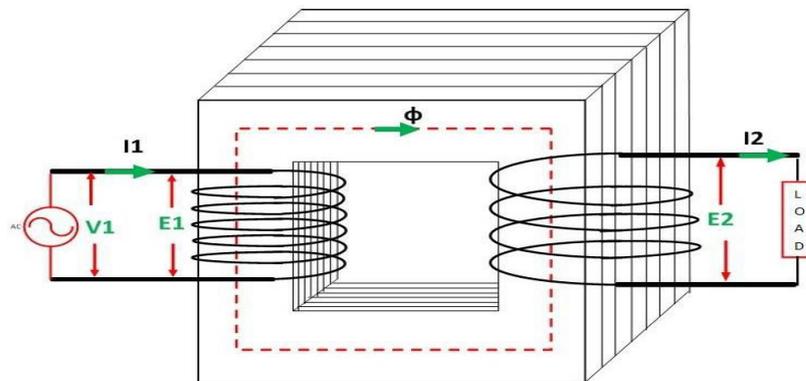


Figure II. 1: schéma d'un transformateur monophasé

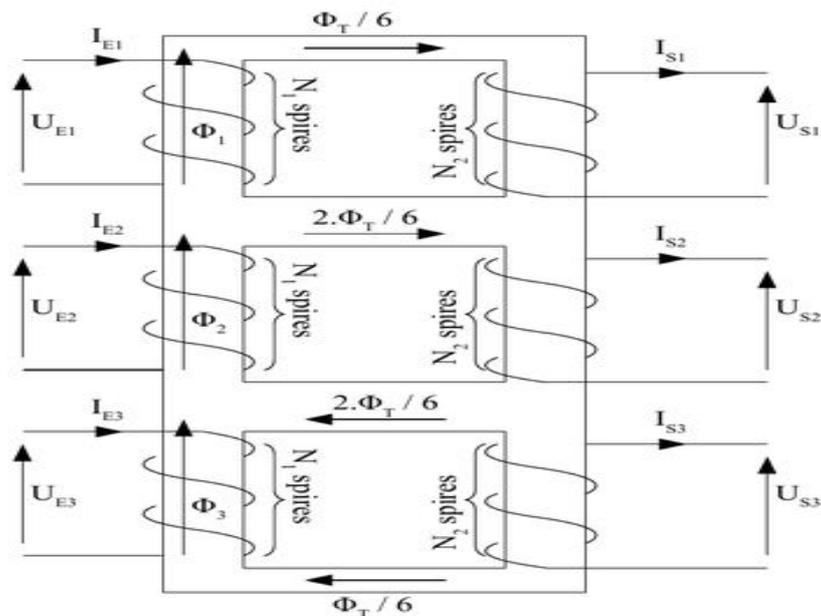


Figure II. 2: schéma d'un transformateur triphasé

## II.6- Constituants des transformateurs

### II.6.1- Circuit magnétique

Le circuit magnétique d'un transformateur est constitué du noyau et de la culasse. Le circuit fournit le flux magnétique. Le transformateur est constitué d'un noyau en acier laminé et des deux bobines. Les deux bobines sont isolées l'une de l'autre et du noyau. Le noyau du transformateur est construit à partir de tôles d'acier ou d'acier au silicium assemblées pour fournir un chemin magnétique continu. Aux densités de flux habituelles, le matériau en acier au silicium présente de faibles pertes par hystérésis. [5]

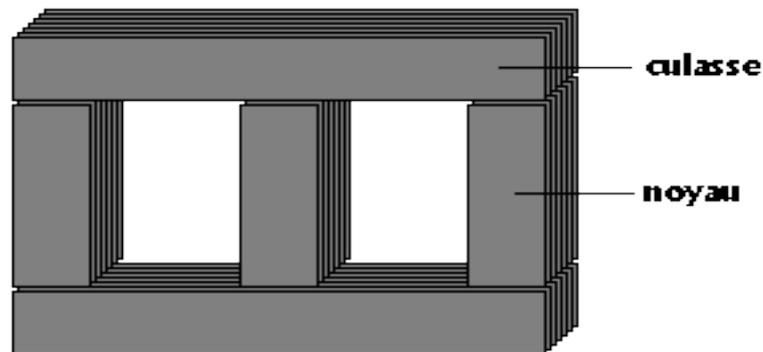


Figure II. 3: carcasse transformateur monophasé

### II.6.2- Circuit électrique ou enroulements

Un transformateurs compose d'enroulements primaires et secondaires généralement en cuivre les fils électriques de chaque tour doivent être isolés les uns des autres afin que le courant circule dans chaque tour. Les enroulements sont en général concentriques pour minimiser les fuites de flux. Un isolant est inséré entre le circuit primaire et le secondaire. [5]

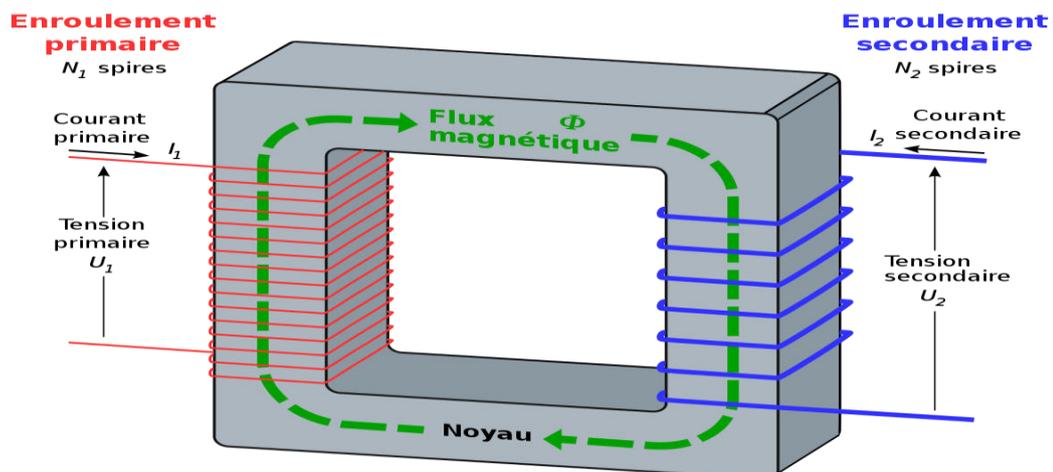


Figure II. 4:enroulements du transformateur

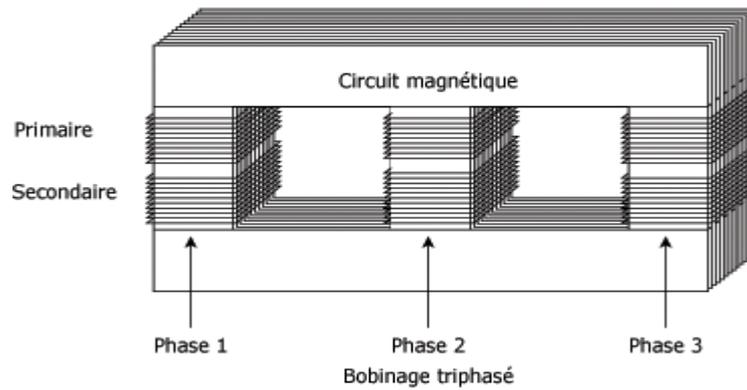


Figure II. 5: projection sur le transformateur triphasé

### II.6.3- Circuit diélectrique ou isolation

Le circuit diélectrique est constitué d'isolants utilisés à différents endroits du transformateur pour isoler les pièces conductrices.

Le noyau est laminé pour minimiser les pertes par courants de Foucault. Les lamelles sont isolées les unes des autres par un léger revêtement de vernis ou par une couche d'oxyde.

L'épaisseur des tôles varie de 0,35 mm à 0,5 mm pour une fréquence de 50 Hz. Pour toute isolation une température maximale à ne pas dépasser est définie. Au-delà la durée de vie du matériau diminue rapidement. [5]

## II.7- Couplage du transformateur

### II.7.1- Mode de couplage

- Au primaire :

Les enroulements peuvent être connectés soit :

- en étoile(Y)

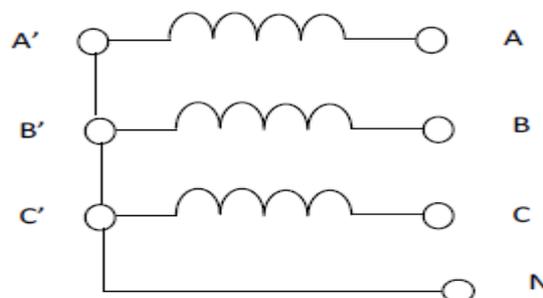


Figure II. 6: couplage étoile

➤ en triangle( $\Delta$ )

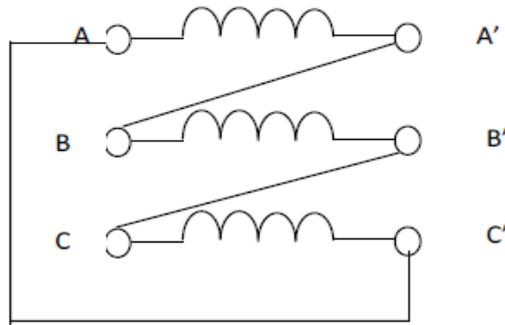


Figure II. 7: couplage triangle

○ Au secondaire

Les enroulements peuvent être couplés de 3 manières différentes :

➤ étoile(y)

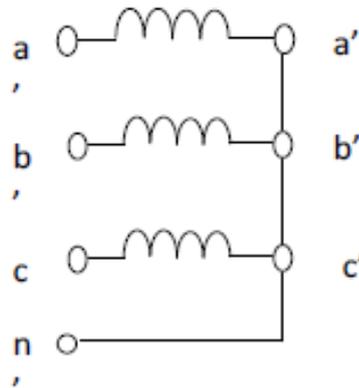


Figure II. 8: couplage étoile

➤ triangle(d)

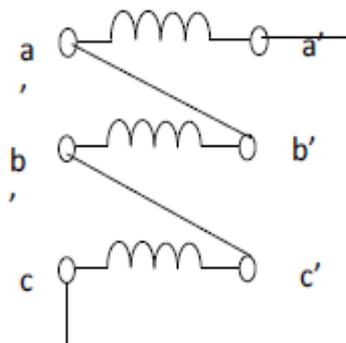


Figure II. 9: couplage triangle

## ➤ zigzag(z)

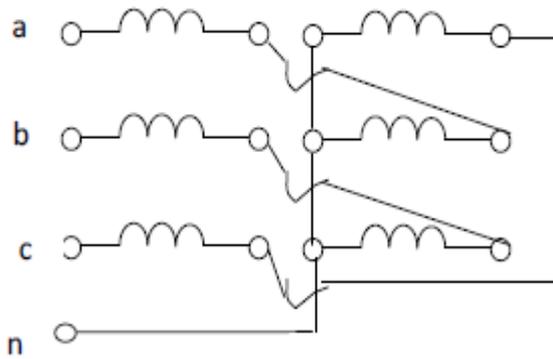


Figure II. 10:couplage zigzag

On obtient ainsi 6 couplages possibles entre primaire et secondaire :

Y-y : étoile –étoile

Y-d : étoile-triangle

Y-z : étoile-zigzag

$\Delta$ -y : triangle- étoile

$\Delta$ -d : triangle –triangle

$\Delta$ -z: triangle-zigzag [6]

### II.7.2- Choix de couplage

Le choix du couplage repose sur plusieurs critères :

- La charge nécessite la présence du neutre (par exemple réseau BT).Le secondaire doit être connecté soit en étoile soit en zigzag
- Le fonctionnement est déséquilibré (courant de déséquilibre dans le neutre), le secondaire doit être couplé en zigzag
- Coté haute tension on a intérêt à choisir le couplage étoile (moins de spire à utiliser)
- Pour les forts courants, on préfère le couplage triangle.
- Choix du transformateur par rapport à une charge déséquilibré, le secondaire doit être couplé en étoile. [6]

## II.8- Types des transformateurs

### II.8.1- Transformateur de mesure

Selon la définition de la Commission électrotechnique internationale, un transformateur de mesure est un transformateur destiné à alimenter des appareils de mesure, des compteurs, des relais et autres appareils analogues. Ils sont utilisés pour permettre la mesure de la tension ou du courant quand ceux-ci sont trop élevés pour être mesurés directement. Ils doivent transformer la tension ou le courant de manière proportionnelle et sans déphasage. [7]

#### II.8.1.1- Transformateur de courant

Le transformateur de courant est utilisé pour mesurer et aussi pour la protection. Lorsque le courant dans le circuit est élevé pour être appliqué directement à l'instrument de mesure, le transformateur de courant est utilisé pour transformer le courant élevé en la valeur souhaitée du courant requis dans le circuit.

L'enroulement primaire du transformateur de courant est connecté en série à l'alimentation principale et aux divers instruments de mesure comme un ampèremètre, un voltmètre, un wattmètre ou une bobine de relais de protection.

Par exemple, si un rapport est 2000/5A, cela signifie qu'un TC a une sortie de 5A lorsque le courant d'entrée est de 2000A du côté primaire. La précision du transformateur de courant dépend de nombreux facteurs tels que charge, température, changement de phase, intensité nominale, saturation. [7]

Dans le transformateur de courant, le courant primaire total est :

$$I_P = I_0 + \frac{I_S}{K_T}$$

$I_P$  : Courant primaire

$I_S$  : courant secondaire

$I_0$  : courant d'excitation

$K_T$  : rapport de virage.

#### II.8.1.2- Transformateur de potentiel

Le transformateur de potentiel est également appelé Transformateur de tension. L'enroulement primaire est connecté sur la ligne à haute tension dont la tension doit être mesurée, et tous les instruments de mesure et les compteurs sont connectés au côté secondaire du transformateur. La fonction principale du transformateur de potentiel consiste à abaisser le niveau de tension jusqu'à une limite ou valeur sûre. L'enroulement primaire du transformateur de potentiel est mis à la terre ou mis à la terre à titre de point de sécurité.

Entre autres, le rapport de tension primaire à secondaire est égal à 500/120V, cela signifie que la tension de sortie est de 120 V lorsque le 500 V sont appliqués au primaire. [7]

### **II.8.2- Transformateur de distribution**

Ce type de transformateur a des valeurs inférieures comme 11 kV, 6,6 kV, 3,3 kV, 440 V et 230 V. Ils ont une capacité nominale inférieure à 200 MVA et sont utilisés dans le réseau de distribution pour transformer la tension dans le réseau électrique en abaissant le niveau de tension où l'énergie électrique est distribuée et utilisée. Du côté du consommateur. L'enroulement primaire du transformateur de distribution est enroulé par un fil de cuivre ou d'aluminium revêtu d'émail. Un ruban épais en aluminium et en cuivre est utilisé pour faire du secondaire du transformateur un enroulement à haute intensité et basse tension. Le papier imprégné de résine et l'huile sont utilisés pour l'isolation.

L'huile dans le transformateur est utilisée pour

- Refroidissement
- Isoler les enroulements
- Protéger de l'humidité

Le transformateur de distribution inférieur à 33 kV est utilisé dans les industries et 440V, 220 V sont utilisés à des fins domestiques. Il est de taille plus petite, facile à installer et présente de faibles pertes magnétiques et n'est pas toujours chargé à fond. Comme il ne fonctionne pas pour une charge constante pendant 24 heures, car sa charge est à son maximum, et pendant la nuit, il est très faiblement chargé. Son efficacité dépend donc du cycle de charge et est calculée en tant que rendement journalier. Les transformateurs de distribution sont conçus pour une efficacité maximale de 60 à 70%. [7]

### **II.8.3- Autotransformateur**

Dans ce type de transformateur particulier il n'y a pas d'isolation électrique entre le primaire et le secondaire, car le secondaire est une partie de l'enroulement primaire. Le courant alimentant le transformateur parcourt le primaire en totalité et une dérivation à un point donné de celui-ci détermine la sortie du secondaire. La conséquence est qu'une partie du bobinage est traversée par le seul courant du primaire alors que l'autre partie est traversée par le courant du primaire moins celui du secondaire, la section du bobinage doit être adaptée à ces courants atypiques pour un transformateur.

Le rapport entre la tension d'entrée et la tension de sortie est identique à celui d'un transformateur à enroulements primaire et secondaire, isolés entre eux.

En France, un autotransformateur est systématiquement utilisé pour le raccordement entre les réseaux 225 kV et 400 kV. [7]

### II.8.4- Transformateur monophasé

Un transformateur monophasé est un appareil statique, travaille sur le principe de la loi de Faraday sur l'induction mutuelle. À un niveau constant de fréquence et de variation de niveau de tension, le transformateur transfère le courant alternatif d'un circuit à l'autre. Il existe deux types d'enroulements dans le transformateur. L'enroulement auquel est fournie l'alimentation en courant alternatif est appelé enroulement primaire et dans l'enroulement secondaire, la charge est connectée. [7]

### II.8.5- Transformateur triphasé

Si le transformateur triphasé est pris et reliés ensemble avec leurs trois enroulements primaires connectés ensemble comme un et tous les trois enroulements secondaires, formant comme un enroulement secondaire, le transformateur est censé se comporter comme un transformateur triphasé, c'est-à-dire un banc de trois transformateurs de phase connecté ensemble qui agit comme un transformateur triphasé. L'alimentation triphasée est principalement utilisée pour la production, transmission et distribution d'électricité à usage industriel.

Il est moins coûteux d'assembler trois transformateurs monophasés pour former un transformateur triphasé que d'acheter un seul transformateur triphasé. La connexion du transformateur triphasé peut être réalisée en type étoile et triangle.

La combinaison de l'enroulement primaire et de l'enroulement secondaire est réalisée en étoile-étoile, triangle-triangle, étoile-triangle et triangle-étoile, étoile zigzag triangle zigzag.[7]

Enroulement primaire	Enroulement secondaire
Etoile	Etoile
Etoile	Triangle
Etoile	Zigzag
Triangle	Triangle
Triangle	Etoile
Triangle	Zigzag

Tableau II. 1: couplages possibles entre primaire et secondaire

## II.8.6- Transformateur de puissance

### II.8.6.1- Définitions

Le transformateur est un appareil statique à induction électromagnétique qui permet de transformer une tension ou un courant d'une certaine fréquence en une autre tension ou courant de même fréquence. [8]

### II.8.6.2- Principe de fonctionnement

Le transformateur comporte deux enroulements, l'un dit primaire qui reçoit la puissance active de la source, l'autre dit secondaire qui restitue à son tour cette même puissance à une charge. Les enroulements sont montés sur un circuit magnétique unique. Si la tension d'alimentation appliquée au primaire est plus basse que celle délivrée par le secondaire, le transformateur fonctionnera en élévateur, dans le cas contraire il fonctionnera en abaisseur.

Le transformateur triphasé utilise les effets de l'induction magnétique. Ses deux enroulements embrassent un flux magnétique commun. L'enroulement primaire, alimenté par une source de courant alternatif, engendre un flux d'induction dans le circuit magnétique.

L'enroulement secondaire embrasse ce flux et devient le siège d'une f.é.m. induite.

Celle-ci induira en son sein un courant alternatif qui alimentera le récepteur de l'énergie électrique branché à ses bornes. Le flux principal  $\Phi$  crée dans les enroulements des forces électromotrices :

$$e_1 = -n_1 \left( \frac{d\Phi}{dt} \right)$$

$$e_2 = -n_2 \left( \frac{d\Phi}{dt} \right)$$

$n_1$  Et  $n_2$  sont respectivement le nombre de spires primaire et secondaire. [8]

### II.8.6.3- Symbole et schéma

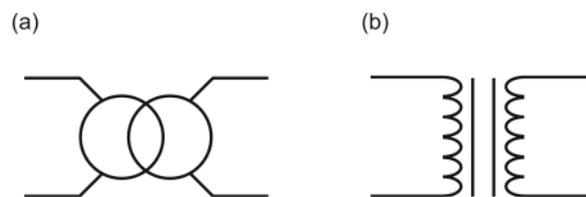


Figure II. 11:symbole du transformateur de puissance

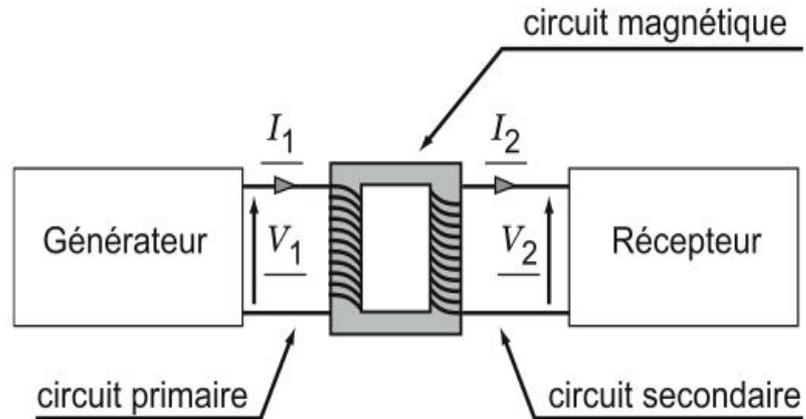


Figure II. 12: schéma du transformateur monophasé

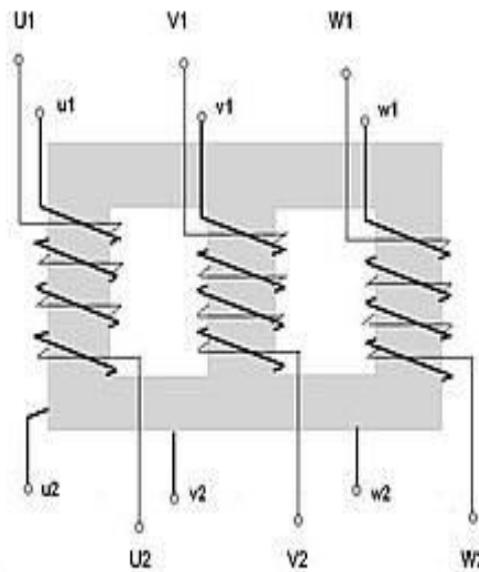


Figure II. 13: schéma du transformateur triphasé

#### II.8.6.4- Utilisations

Les transformateurs de puissance sont des appareils très employés dans les réseaux électriques et les applications industriels.

- la sortie des centrales électriques,
- transport d'énergie électrique,
- distribution d'énergie électrique,
- les applications industrielles (transformateur de four et sous-station ferroviaires).

Un transformateur peut assurer deux fonctions :

- élever ou abaisser une tension alternative monophasée ou triphasée,
- assurer l'isolation entre deux réseaux électriques (isolation galvanique entre deux réseaux électriques) [9]

### II.8.6.5- Technologie de construction

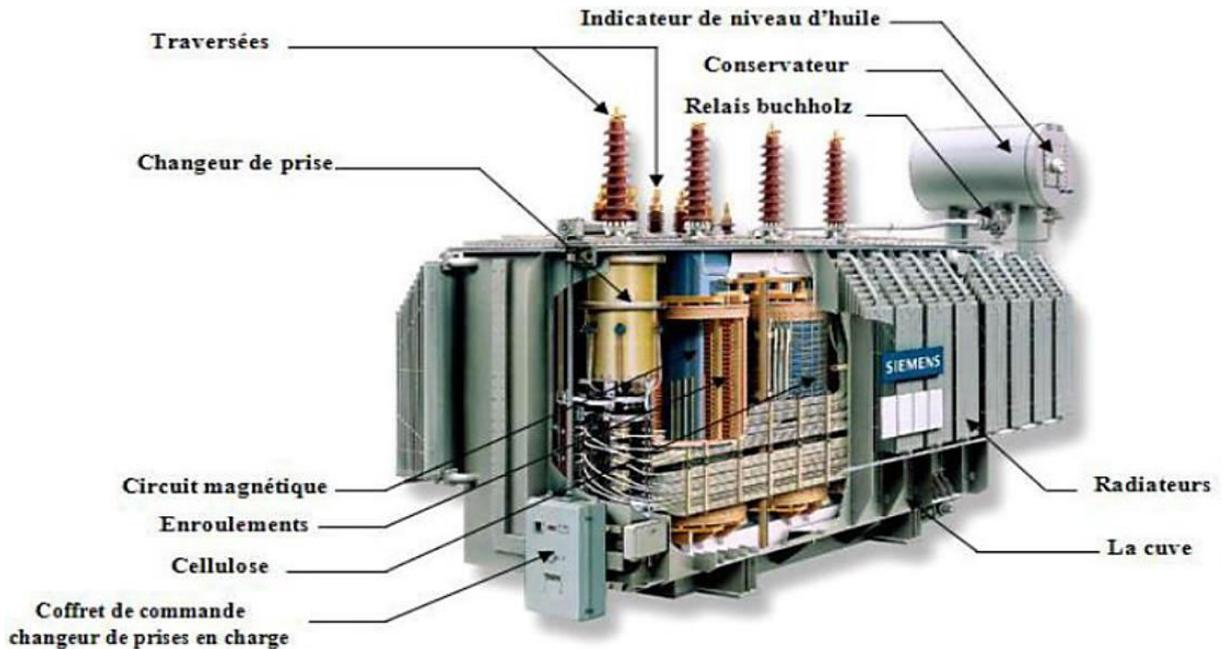


Figure II. 14:Présentation les différents constituants du transformateur de puissance

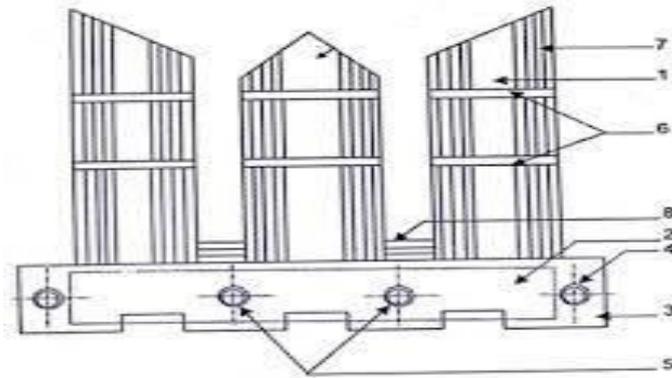
#### II.8.6.5.1- Partie active

Elle joue un rôle fondamental dans la conversion de l'énergie électrique. Elle est constituée d'un circuit magnétique (noyau) et deux enroulements (primaire et secondaire). [10]

##### ○ Circuit magnétique

Le circuit magnétique est constitué par empilage de tôles de fer silicium (0,8 à 3,5 % de silicium) à grains orientés, de faible épaisseur (0,3 à 0,35 mm), isolées entre elles. Son rôle essentiel est la canalisation du flux magnétique.

La structure de sa section droite en gradins lui confère une forme circulaire semblable à celle des bobines afin de réduire les fuites magnétiques d'une part, et de présenter une bonne résistance mécanique aux efforts électrodynamiques de court-circuit d'autre part. (Figure II.9)



1. Colonne latérale.
2. Plaque isolante.
3. Tôle de serrage.
4. et 5. Boulons de serrage.
5. frettes.
6. gradins.
7. culasse inférieure.
8. colonne centrale.

Figure II. 15: Schéma de montage de noyau.

### ○ Enroulements

Le transformateur comporte deux enroulements (primaires et secondaires) montés sur les colonnes du circuit magnétique qui sert de support.

Le primaire (enroulement HT) destiné à la création d'un champ alternatif sinusoïdal et le secondaire à la création d'un courant induit par la variation du flux généré par le champ alternatif.

Le primaire se comporte comme un récepteur, par contre le secondaire comme un générateur, il diffère du primaire par le nombre de spires.

Les enroulements sont réalisés à partir de conducteur en cuivre de forme circulaire ou rectangulaire selon la valeur de la tension. [10]

#### ▪ Enroulement basse tension

Le courant qui circule dans l'enroulement secondaire se caractérise par une forte intensité. Cette caractéristique impose un nombre de spires limité et une section du conducteur relativement importante.

#### ▪ Enroulement haute tension

La tension est élevée et l'intensité du courant est de faible valeur, ce qui impose une file conductrice de faible section et un nombre de spires plus important.

On distingue deux modes d'enroulements HT :

- enroulement en couches.
- enroulement à galettes.

### II.8.6.5.2- Isolation

Dans la partie active d'un transformateur de puissance on trouve deux types d'isolation.  
[10]

#### ○ Isolation cellulosique

Les matériaux isolants solides appliqués tels que le papier, compressé, le cylindre isolant et le carton sont faits à partir des matériaux cellulosiques qui constituent le meilleur compromis technico-économique de l'isolation du système imprégné dans les transformateurs de puissance.

#### ○ Isolation liquide

L'huile du transformateur est souvent une huile minérale qui est faite d'un mélange d'alcanes, de naphènes, et des hydrocarbures aromatiques, raffinés à partir du pétrole brut.

Les processus de raffinage pourraient inclure le traitement par l'acide, l'extraction par solvants, l'hydrotraitement, ou la combinaison de ces méthodes. Le raffinage lorsqu'il est parfaitement achevé, peut rapporter les caractéristiques de l'huile minérale aux spécifications exigées. Le rôle fondamental de l'huile est d'assurer l'isolation diélectrique et le refroidissement du transformateur. Les huiles modernes procurent plus de stabilité à la dégradation, et elles sont dépourvues du soufre en corrosif.

Au plus, elles devraient avoir les caractéristiques suivantes :

- point d'inflammabilité élevée,
- point de congélation basse,
- rigidité diélectrique élevée,
- basse viscosité,
- bonne résistance à l'électrification statique.

### II.8.6.5.3- Cuve

Les cuves des transformateurs sont faites de tôles d'acier. Elles doivent pouvoir résister aux forces exercées lors du transport du transformateur. Leur couvercle est amovible et scellé grâce à des boulons ou une soudure. Il est incliné d'au moins 1° afin d'évacuer les eaux de pluie. Afin de garantir l'étanchéité, des joints en caoutchouc synthétique sont utilisés. L'étanchéité doit être parfaite, la cuve est testée sous vide pour contrôler ce point. Par ailleurs, pour résister aux conditions extérieures les cuves sont peintes à l'aide d'un revêtement résistant à la corrosion.

Par ailleurs pour les transformateurs de forte puissance, le flux de fuite devient assez important, pour éviter un échauffement trop important des enroulements ou de la cuve, liés au courant de Foucault s'induisant en leurs seins, des écrans sont placés à l'intérieur des parois

de la cuve. Ceux-ci conduisent le flux et évitent ainsi son passage dans les autres parties et ainsi leur échauffement par courant de Foucault. Comme pour les circuits magnétiques, afin d'éviter la circulation du courant, il est important qu'ils ne soient mis à la terre qu'en un point. [10]



Figure II. 16: cuve transformateur de puissance

#### II.8.6.5.4- Traversées

Les traversées isolantes ont pour but d'assurer la liaison électrique entre les extrémités des enroulements primaire et secondaire, d'une part, et les lignes d'arrivée et de départ, d'autre part, à travers le couvercle ; d'où le nom de traversées. Leurs fonctions sont principalement l'isolement du champ électrique et une fixation étanche et robuste sur le couvercle. Il existe plusieurs types de traversée. Pour les tensions jusqu'à quelques dizaine de kV le corps des traversées est généralement constitué d'un bloc unique de porcelaine, qui est un matériau isolant. [10]



Figure II. 17: traversées d'un transformateur de puissance

### II.8.6.5.5- Equipement

#### ○ Changeurs de prise

Le changeur de prise est un ensemble de quelques spires qui sont condensés en série avec les spires de l'enroulement haute tension. Elles permettent de modifier le rapport de transformation en charge et hors charge d'un transformateur de puissance sur une plage de réglage, on distingue deux types de changeur de prise en charge et hors charge (à vide). [10]

#### ○ Refroidissement

Dans les transformateurs de puissance le refroidissement s'effectue via cette huile circulant en circuit fermé de la partie active, siège des pertes vers une source froide à laquelle il abandonne des calories celle-ci peut être :

- Directement la surface de la cuve pour les petites puissances,
- des aéroréfrigérants,
- des radiateurs,
- des hydro réfrigérants.

#### ○ Conservateur

Le conservateur (réservoir d'expansion) est utilisé pour les transformateurs dits « respirant son rôle est de permettre la dilatation de l'huile en fonction de la température.

La surface du diélectrique peut être en contact avec l'air ambiant (conservateur classique) ou être séparée par une paroi étanche souple (conservateur à diaphragme).

#### ○ Coffret des auxiliaires

Le coffret des auxiliaires contient :

- appareillage de commande et de protection des ventilateurs des pompes,
- bornes de raccordement des contacts des appareils de mesure et de protection,
- résistance de chauffage.

#### ○ Coffret de commande du changeur de prise en charge

Ces équipements permettent de commander les changeurs de prise en charge qui se trouve à l'intérieur de la cuve du transformateur.

### II.8.6.5.6- Couplage

Le primaire d'un transformateur peut avoir ses bobines couplées en étoile (symbole utilisé Y ou y) ou en triangle (symbole utilisé D ou d, quelques fois  $\Delta$ ). Les bobines secondaires pourront être connectées en étoile, en triangle ou en zig-zig (symbole utilisé z).

La lettre majuscule se rapportant à l'enroulement HT, la lettre minuscule à la BT.

Les couplages possibles sont donc : Yy, Yd, Yz, Dd, Dy, Dz, Zz, Zy, Zd

Mais les transformateurs à retenir (usuels) sont : **Yy, Yd, Yz, Dd, Dy, Dz.**[8]

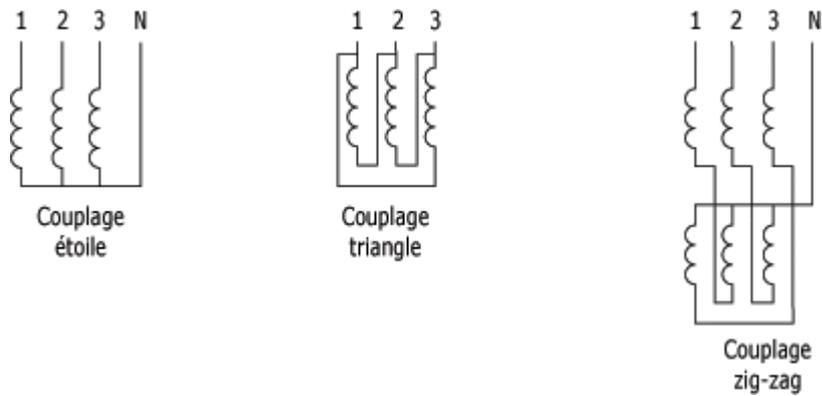


Figure II. 18: Les différents couplages de transformateur.

**II.8.6.5.7- L'indice horaire**

L'indice horaire permet de connaître le déphasage qu'il existe entre le primaire et le secondaire d'un transformateur, celui -ci étant couplé au primaire et au secondaire (en triangle, en étoile ou en zigzag).

Un transformateur triphasé peut être vu comme composé de 3 transformateurs monophasés.

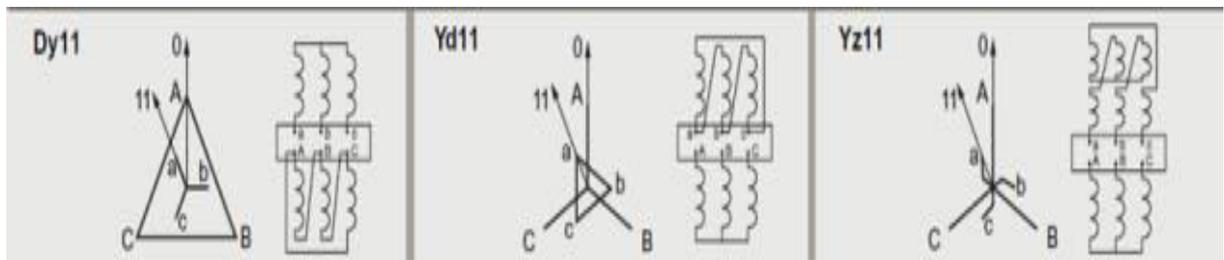


Figure II. 19: Indice horaire des différents couplages usuel des transformateurs

# **CHAPITRE 3**

## **III- Généralités sur la Maintenance**

### III.1- Introduction

Depuis le développement de l'homme à des premières machines, l'apparition du mot maintenance remonte bien en exclusivité pendant les années 1950. Vue comme nécessité pour affirmer le véritable enjeu compétitif, tant sur l'assurance des performances de disponibilité des matériels existant, qu'en terme de sécurité, de qualité et de cout.

L'objectif de ce chapitre est de mettre en relief la notion de maintenance son importance et les différentes pratiques existante et ces stratégies

### III.2- Historique et évolution de la maintenance

Le terme « maintenance » a son origine dans le vocabulaire militaire, dans le sens maintien des unités de combat, de l'effectif et du matériel à un niveau constant [11].

Il est évident que les unités qui nous intéressent ici sont les unités de production industrielle, et le combat avant tout économique.

L'apparition du terme « maintenance » dans l'industrie a eu lieu vers 1940 aux USA. En France, il se superpose progressivement a « l'entretient » [11].

Entretenir : c'est dépanner et réparer un parc matériel, afin d'assurer la continuité de la production. (Entretenir c'est subir)

Maintenir : c'est choisir des moyen de prévenir de corriger ou de rénover le matériel suivant sa criticité économique afin d'optimiser le cout global de possession. (Maintenir c'est maîtriser)

L'évolution de la maintenance peut être tracée à travers trois générations (figure III.1).

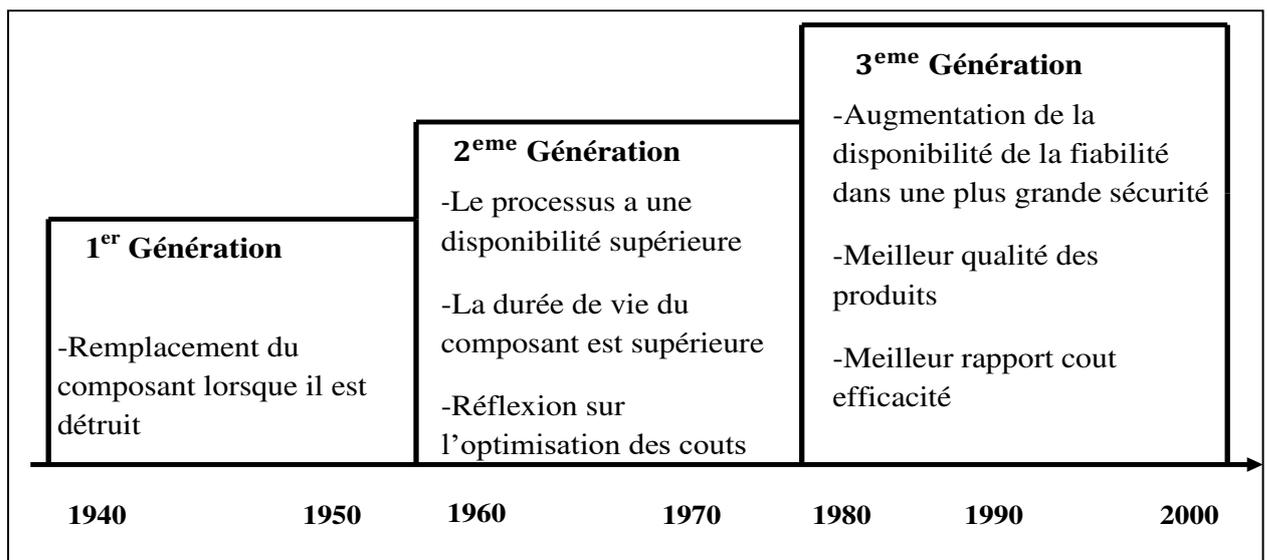


Figure III. 1: évolution de la maintenance depuis 1940

### III.3- Définition de la maintenance

D'après (AFNOR NF X 60-10), la maintenance est un ensemble des action permettant de maintenir ou rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé [11]. Bien maintenir, c'est assurer ces opérations au cout optimale

La maintenance doit intervenir à différents stade d'existence d'un bien :

- A la conception pour prédéfinir sa fiabilité, sa maintenabilité, sa disponibilité et sa durabilité
- A l'exploitation pour le maintenir et le rétablir dans son état spécifié
- A son déclassement pour participer dans le choix du moment de son renouvellement

### III.4- Objectif de la maintenance

Les objectifs de la maintenance, schématiser dans la (figure III.2 sont nombreux :

- Assurer la qualité et la quantité des produits fabriqués, tout en respectant les délais.
- Optimiser les actions de maintenance (exemple : réduire la fréquence des panne).
- Contribuer à la création et au maintien de la sécurité au travail.

Consolidé la compétitivité de l'entreprise (exemple : améliorer la productivité) [13].

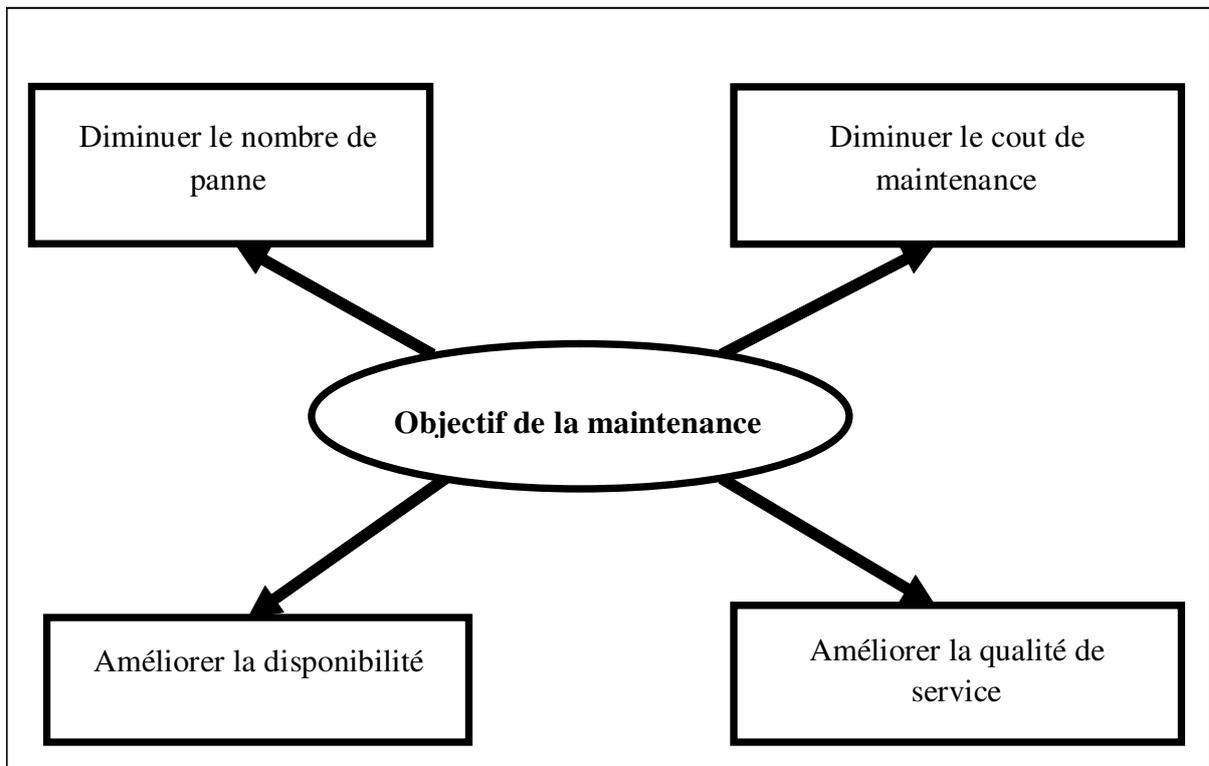


Figure III. 2: Objectif de la maintenance

### III.5- Stratégie de la maintenance

**Définition :** La norme (NF EN 13306 & FD X60-000)

La stratégie de maintenance est une méthode de management utilisé en vue d'atteindre les objectifs de maintenance [14].

### III.6- Importance de la maintenance

La maintenance est importante pour l'industrie, ce qui paraît clair lors de l'occurrence des pannes provoquant des arrêts non planifiés [11]. Par conséquent, toute interruption au cours du fonctionnement causé, comme entre autre :

- Augmentation du cout de production,
- Diminution de la marge du profit,
- Rupture du stock,
- Retard des livraisons,
- Ajout des heures subliminaires,
- Absence des sécurités des opérateurs.

Donc si on planifie et on prévoit des entretiens planifiés avant l'occurrence des pannes on pourra surmonter ces conséquences.

### III.7- Organisation de la fonction maintenance

Le service maintenance est responsable du bon fonctionnement de tous les moyen de production (machine, outils, moyen de control, commande, équipement de manipulation, engin de transport) [15].

Pour mener à bien cette tâche, la fonction maintenance doit être en concertation régulière avec d'autres fonctions de l'entreprise :

- **Fonction étude de travaux :** a pour rôle de l'information des programmes d'investissements et l'étude des installations, ainsi que leur fiabilité et maintenabilité. La réception technique et documentaire du matériel
- **Fonction méthode et fabrication :** la conduite et la surveillance du matériel se fait par consigne d'utilisation du matériel et son niveau de sécurité
- **Fonction gestion :** a pour mission de gérer les stocks de fourniture et des pièces de rechange, ainsi que l'implantation et le classement des magasins
- **Fonction sécurité :** la sécurité du personnel et du matériel (organisation du travail, aménagement des postes de travail, prévention intégrer....)
- **Fonction informatique :** pour le système et les moyens d'information
- **Fonction métrologie :** pour la gestion des moyens de mesure

La (figure III.3) nous montre la structure classique d'organisation de la fonction maintenance :

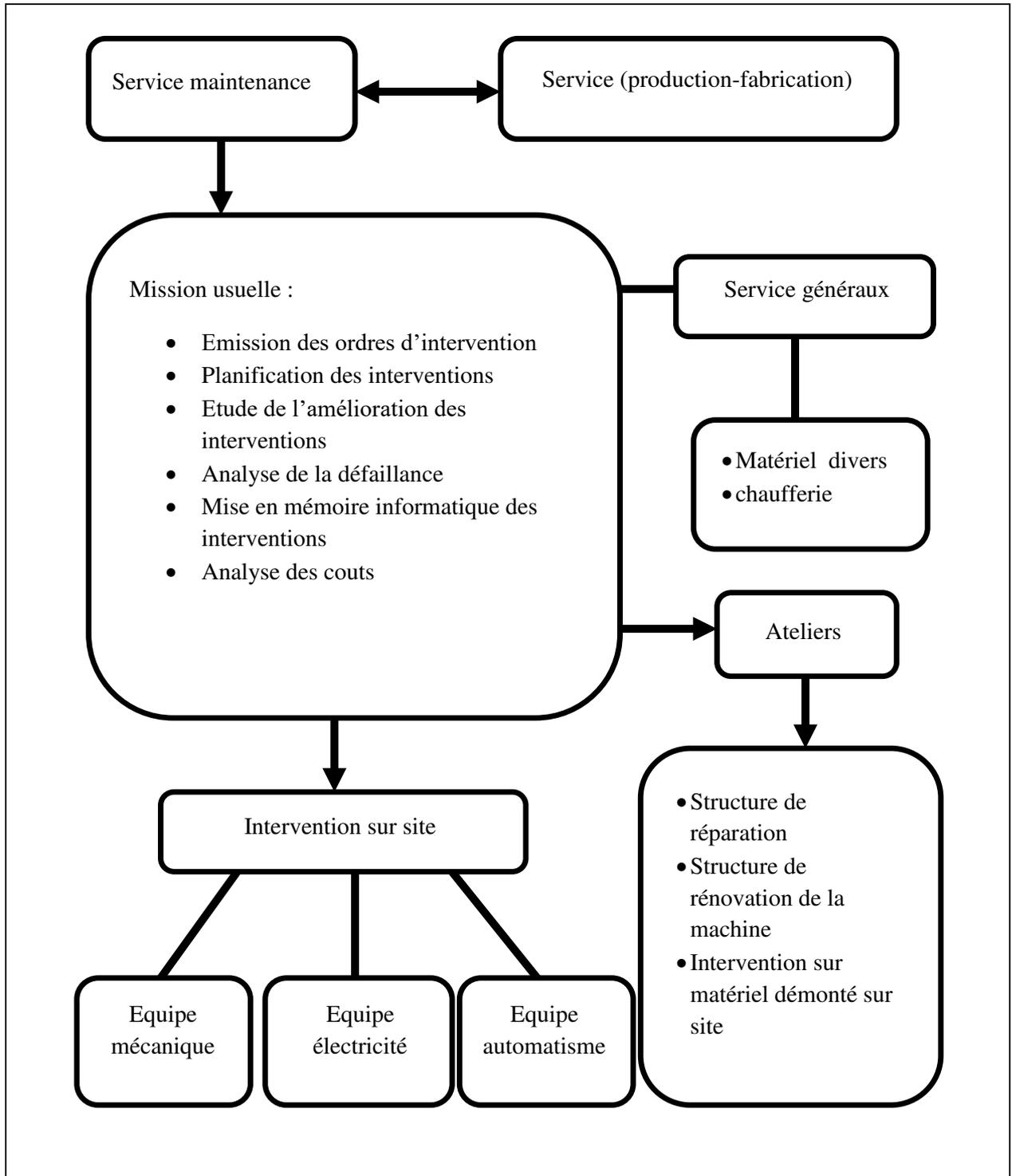


Figure III. 3: structure classique de l'organisation de la fonction maintenance

### III.8- Méthodes de la maintenance

Le choix entre les méthodes de maintenance s’effectue dans le cadre de la politique de la maintenance et doit s’opérer en accord avec la direction de l’entreprise [16].

Pour choisir, il faut donc être informé des objectifs de la direction, des directions politique de la maintenance, mais il faut connaître le fonctionnement et les commentaires des matériels, le comportement du matériel en exploitation les conditions d’exploitation de chaque méthode, les coûts de maintenance et les coûts de pertes de production.

Le diagramme suivant selon la norme NF EN 13306 les méthodes de maintenance :

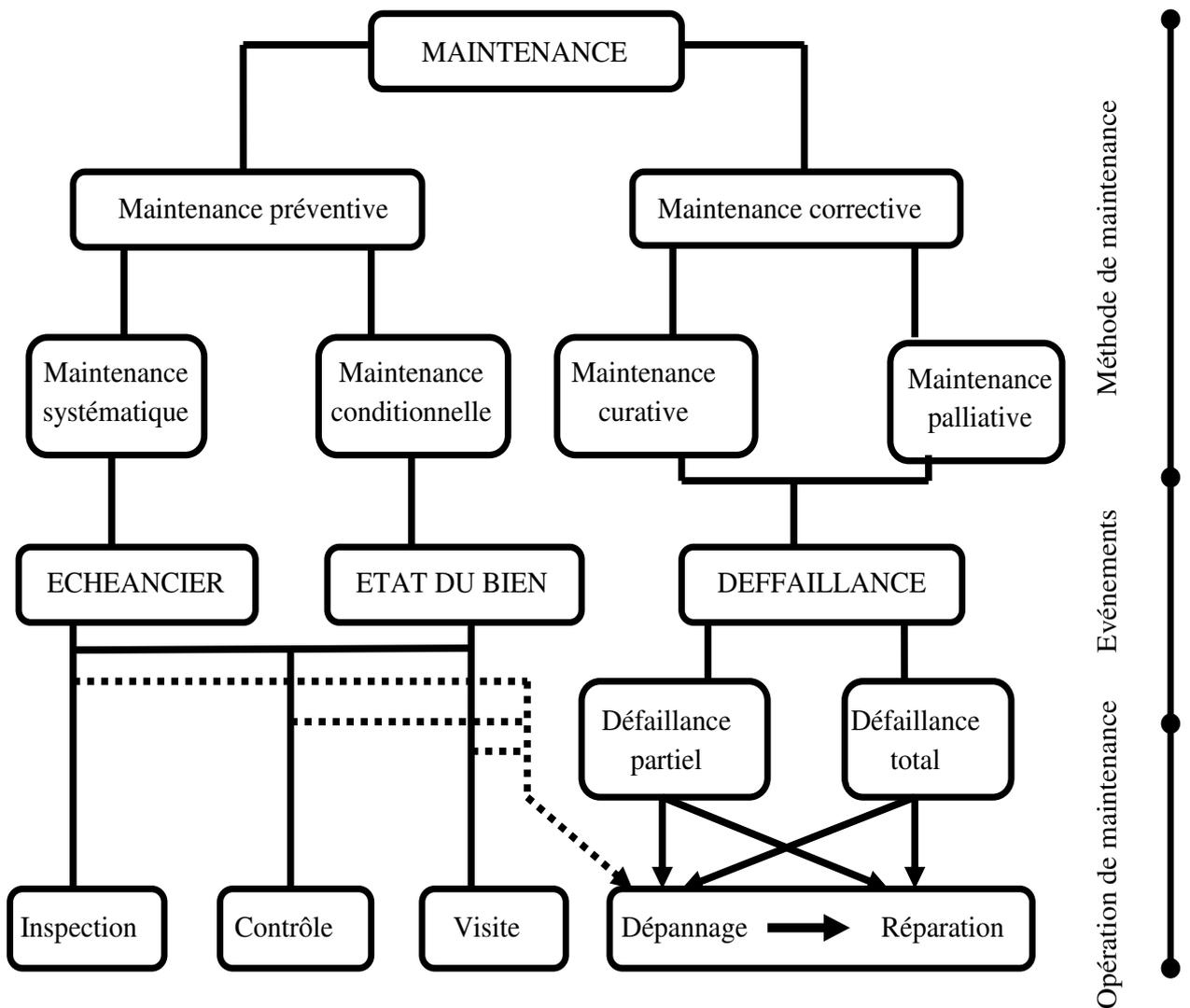


Figure III. 4: diagramme des méthodes de maintenance

### III.9- Outils de la maintenance

Tout comme l'intervention technique, l'organisation et la gestion des activités de maintenance nécessitent l'emploi d'outils d'usage et de nature différente :

**Outils mathématique :** pour choisir les politiques de maintenance les mieux adaptées à chaque type d'équipement, déterminer les périodes d'intervention, connaître la fiabilité, maintenabilité, disponibilité, Probabilité, loi statistique, algèbres d'événement, analyses.....)

**Outils organisationnels :** pour faciliter la prise de décision (AMDEC, asymptotique, logigramme....), la mise en œuvre de la maintenance préventive (technique de contrôle), ou l'organisation des interventions (procédures et modes opératoires).

**Outils informatique :** pour la gestion des éléments maintenus, des ressources et des budgets (GMAO) ou pour l'aide à la décision [15].

### III.10- Politique de la maintenance

La politique de maintenance peut être répertoriée en deux catégories, la maintenance corrective et la maintenance préventive.

La maintenance corrective est la maintenance qui intervient suite à la défaillance du système alors que la maintenance préventive est réalisée lorsque le système est encore en fonctionnement le recours à l'une ou à l'autre de ses politiques diffère suivant l'élément considéré mais aussi le type de structure, la politique d'exploitation et de suivi, les coûts, la disponibilité de l'information, etc. [16].

Dans la figure (III.5) nous représentons les différentes politiques suivant le type de maintenance étudiée alors que la mise en place d'opération corrective ne dépend que de l'occurrence d'une panne, les maintenances préventives peuvent être programmées en fonction de différents paramètres.

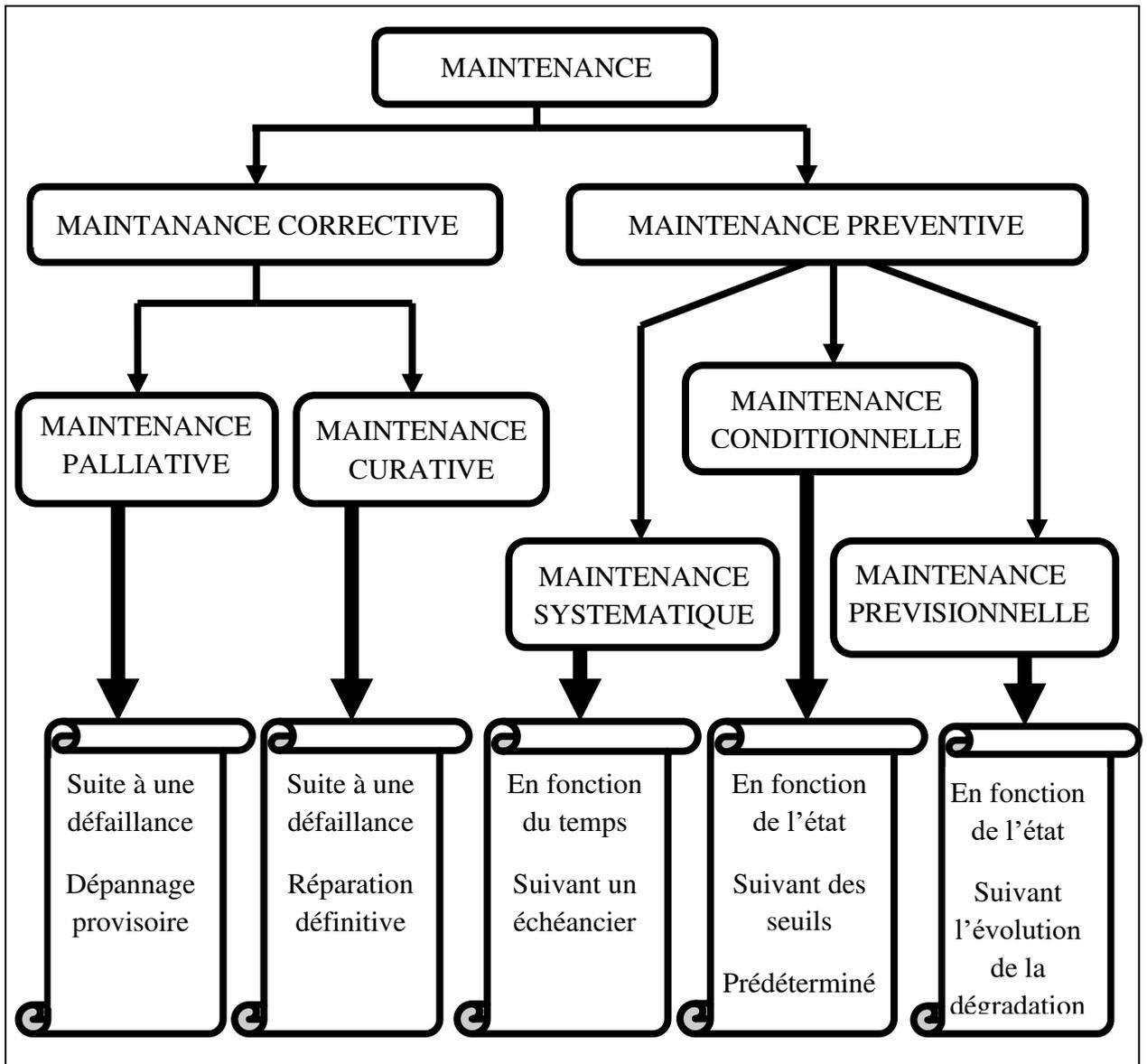


Figure III. 5: les différentes politiques de la maintenance

### III.10.1- maintenance corrective

#### III.10.1.1- Définition Selon la norme (NF EN 13306)

La maintenance corrective c'est une maintenance exécutée après défaillance et destinée à remettre un bien dans un état dans lequel il peut accomplir une fonction requis [16].

La maintenance corrective appelée parfois curative (terme non normalisé) a pour objet de redonner au matériel des qualités perdues nécessaire à son utilisation.

### III.10.1.2- Opérations de la maintenance corrective

**Le dépannage :** action sur un bien en panne, en vue de le remettre en état de fonctionnement [16].

**La réparation :** intervention définitive et limitée de maintenance corrective après panne ou défaillance [16].

### III.10.2- maintenance préventive

#### III.10.2.1- Définition

Maintenance effectuée selon des critères prédéterminés, dans l'intention de réduire la probabilité de défaillance d'un bien ou la dégradation d'un service rendu [16].

Elle doit permettre d'éviter les défaillances des matériels en cours d'utilisation.

L'analyse des coûts doit mettre en évidence un gain par rapport aux défaillances qu'elle permet d'éviter

#### III.10.2.2- But de la maintenance préventive

Parmi les buts principaux de la maintenance préventive conditionnelle :

- Augmenter la durée de vie des matériels
- Diminuer la probabilité de la défaillance en service
- Diminuer les temps d'arrêt en cas de révision ou de panne
- Prévenir et aussi prévoir les interventions coûteuses de maintenance corrective
- Améliorer les conditions de travail
- Supprimer les causes d'accident grave.

#### III.10.2.3- Opérations de la maintenance préventive

**Les inspections :** activité de surveillance consistant à relever périodiquement des anomalies et exécuter des réglages simples ne nécessitent pas d'outillage spécifique, ni d'arrêt de l'outil de production ou des équipements [16].

**Les visites :** opération de surveillance qui, dans le cadre de la maintenance préventive systématique, s'opèrent selon une périodicité déterminée. Ces interventions correspondent à une liste d'opération définie préalablement qui peuvent entraîner des démontages d'organes une immobilisation du matériel. Une visite peut entraîner une action de maintenance corrective

**Contrôles :** vérification de conformité par rapport à des données préétablies suivies d'un jugement [16].

Le contrôle peut :

- Comporter une activité d'information
- Inclure une décision : acceptation, rejet, ajournement
- Déboucher comme les visites sur des opérations de maintenance corrective Les opérations de surveillance (contrôles, visite, inspection) sont nécessaire pour maîtriser l'évolution de l'état réel du bien. Elles ont effectuées de manière continue ou à des intervalles prédéterminés, calculés sur le temps ou le nombre d'unités d'usage [16].

### **III.10.3- Maintenance préventive systématique**

C'est une maintenance préventive effectuée selon un échéancier établi selon le temps ou le nombre d'unité d'usage [16].

La périodicité d'intervention est déterminé a partir de la mise en service ou après une révision complète ou partielle.

Cette méthode de maintenance nécessite de connaitre :

- Le comportement du matériel
- Les modes de dégradation
- Le temps moyen de bon fonctionnement du matériel

### **III.10.4- Maintenance préventive conditionnelle**

#### **III.10.4.1- Définition**

Maintenance préventive basé sur une surveillance du fonctionnement du bien et/ou des paramètres significatif de ce fonctionnement intégrant les actions qui en découlent. La surveillance du fonctionnement et des paramètres peut être exécutée selon un calendrier, ou a la demande, ou de façon continue (EN 13306 : avril 2001) [16].

**Remarque :** la maintenance conditionnelle est donc maintenance dépendante de l'expérience et faisant intervenir des informations recueillies en temps réel.

La maintenance préventive conditionnelle se caractérise par la mise en évidence des points faibles suivant le cas, il est souhaitable de les mettre sous surveillance et, a partir de la, de décider d'une intervention lorsqu'un certain seuil est atteint mais les contrôles demeurent systématique et font partie des moyens de contrôle non destructifs.

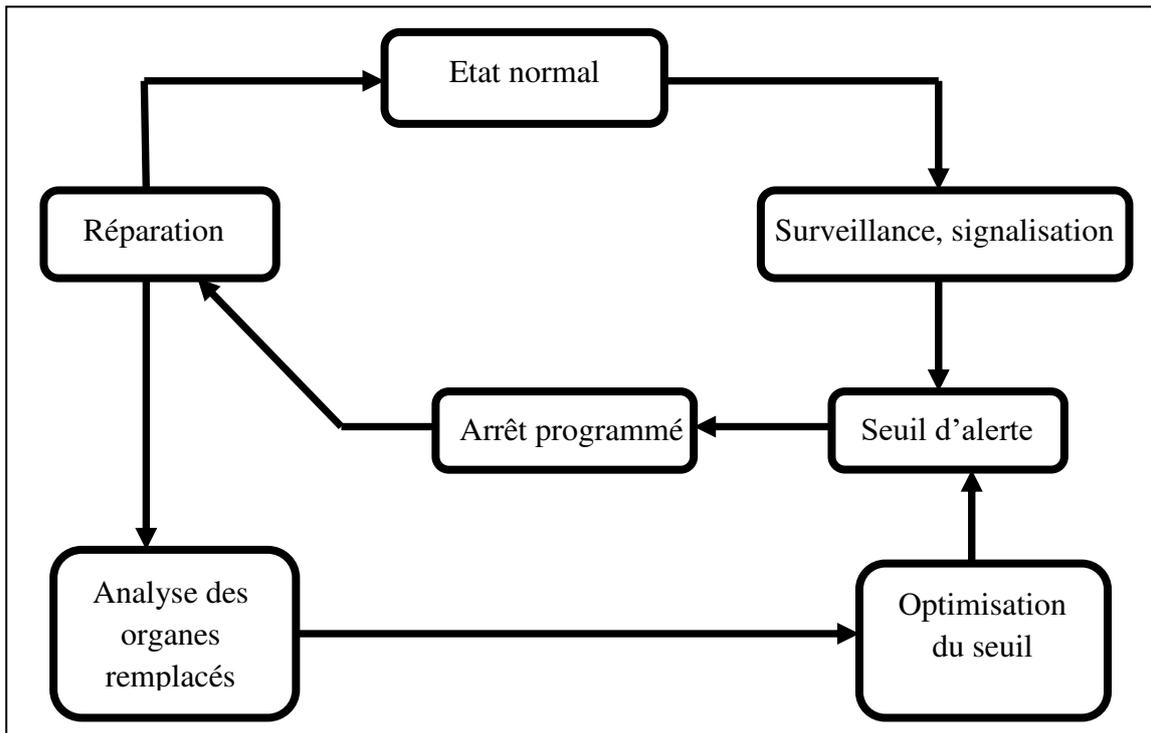


Figure III. 6: maintenance préventive conditionnelle

Tous matériels sont concernés, cette maintenance préventive conditionnelle se fait par des mesures sur le matériel en fonctionnement [16].

Les paramètres mesurés peuvent porter sur :

- Le niveau et la qualité de l'huile
- Les températures et les pressions
- La tension et l'intensité des matériels électriques
- Les vibrations
- Les jeux mécaniques
- Etc.

#### III.10.4.2- Outil de la maintenance préventive conditionnelle

Les interventions techniques de la maintenance conditionnelle, l'organisation technique de ses activités nécessitent l'utilisation des analyses d'usage et de nature déférentes :

##### III.10.4.2.1- Analyse vibratoire

La mise en place d'une maintenance associée a des moyens de surveillance adaptés, exige des choix préalables :

- La sélection des machines tournante qui feront l'objet de maintenance conditionnelle

- Sélection des composants et des défaillances potentielle dont la connaissance par retour d'expérience
- La sélection des moyens de mesure
- L'instrumentation associée : mesure vibratoire, détection des défauts d'enroulement, collecteurs de données vibratoire
- Détection des moyens de traitement associés ou outils d'acquisition

#### **III.10.4.2.2- Thermographie infrarouge**

La thermographie infrarouge est une technique qui permet de mesurer à distance et sans contact la température d'une scène observée.

La technologie des appareillages qui permettent ce type de mesure évolue sans cesse. La tendance actuelle en ce qui concerne les cameras infrarouge dédié a la maintenance et à la mise au points des caméras toujours plus précise dans les mesures dans les mesures et conviviale a l'utilisation informatique.

La mise en place d'une maintenance conditionnelle associée à des moyens de surveillance thermographique procédera à une façon sélective tel que :

- La sélection des équipements qui feront objet de contrôles et suivi
- La connaissance des symptômes de défaillance des composants déjà rencontrée
- Mise en place d'une méthode de surveillance la mieux adaptée et l'importance des équipements
- La périodicité est le paramètre à fixer, suivant la dégradation de l'équipement
- Sélection des moyens de mesures
- Sélection des moyens de traitement associés aux outils d'acquisition.

#### **III.10.4.2.3- Les analyses de l'huile**

D'une manière générale, tous les mécanismes lubrifiés, à la condition que le graissage ne se fasse à fond perdu, sont susceptibles d'être surveillés dans leur fonctionnement par analyse de leur lubrifiant en service. Les résultats permettent de déceler des anomalies caractéristiques telles que :

- la contamination par des particules internes à l'équipement
- l'évolution par comparaison des résultats obtenus à chaque analyse
- le type d'usure
- la pollution par des agents extérieurs

#### **III.10.4.3- Condition de mise en place de la maintenance conditionnelle**

La mise en place d'une maintenance préventive conditionnelle nécessite des conditions tel que :

- La condition première est que le matériel s’y prête (existence d’une dégradation progressive et détectable) et qu’il mérite cette prise en charge (criticité du matériel).
- trouver une corrélation entre un paramètre mesurable et l’état du système.
- Une période d’expérimentation est nécessaire pour fixer le seuil d’admissibilité, suivant le temps de réaction et la vitesse de dégradation, on fixera un seuil d’alarme [16].

#### **III.10.4.4- Différentes formes de la maintenance préventive conditionnelle**

La maintenance préventive conditionnelle a trois formes principales :

- forme stricte : suivi continu : des capteurs sont fixés en permanence à la machine. Reliés à une chaîne de télémessure, ils permettent d’obtenir un signal d’alarme, un arrêt automatique du fonctionnement, un enregistrement continu des paramètres mesurés.
- forme large : suivi périodique : l’intervalle entre opérations de surveillance doit être proportionné à la vitesse de dégradation estimée, de façon à éviter des défaillances survenant entre les surveillances.
- forme intégrée : pas de surveillance : la prise en compte de la maintenance conditionnelle dès la conception permet de simplifier l’instrumentation. Exemple : témoin d’usure de plaquette de frein automobile [16].

#### **III.10.5- choix d’un type de maintenance**

La mise en place d’une politique de maintenance nécessite une analyse rigoureuse du système de production, des modes de dégradation, des paramètres physiques pertinents, des moyens à mettre en œuvre, des coûts induits, des objectifs en disponibilité et en gain économique, des qualifications du personnel, des réticences des personnels et des conséquences sur l’organisation générale du service [17].

L’organigramme suivant représente la démarche à suivre pour le choix d’un type de maintenance :

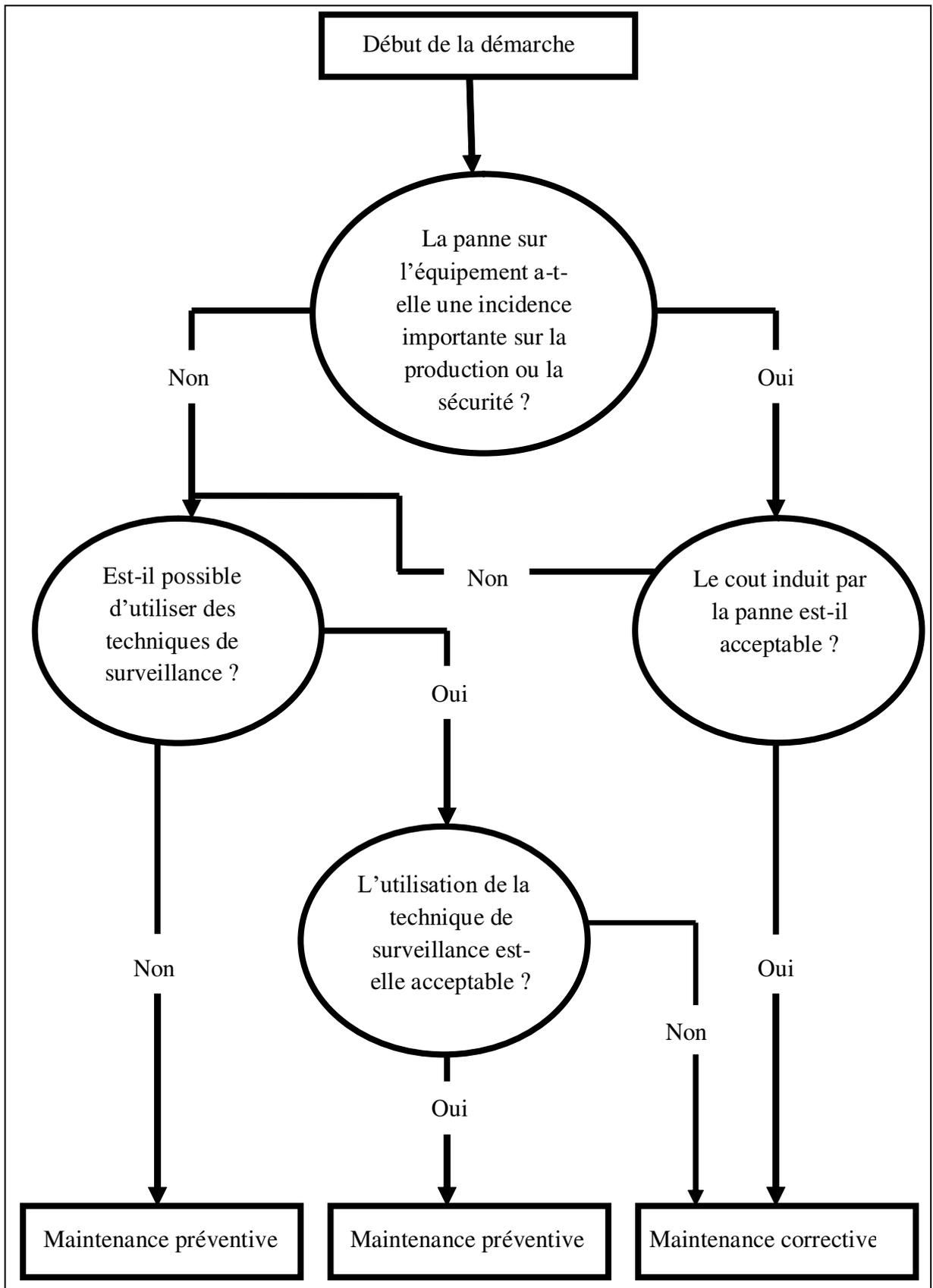


Figure III. 7: choix d'une forme de maintenance

### III.11- Niveaux de la maintenance

Dans l'application de la maintenance, les différents cas à intervenir sont repartis selon leurs importances en cinq niveaux [18].

Un niveau de la maintenance se définit par rapport :

- A la nature de l'intervention,
- A la qualification de l'intervenant,
- Aux moyens mis en œuvre.

Selon « AFNOR X60-010 » donne, à titre indicatif 5 niveau avec, en précisant la responsabilité, la production ou la maintenance [18].

- **1<sup>er</sup> niveau :**

Réglage simple prévus par le constructeur au moyen d'éléments accessible sans aucun démontage ou ouverture de l'équipement, ou échange d'éléments consommable accessibles en toute sécurité, tels que voyant ou certain fusible, etc. [18]

Ce type d'intervention peut être effectué par l'exploitant du bien, sur place, sans outillage a l'aide des instructions d'utilisation.

- **2<sup>ème</sup> niveau :**

Dépannage par échange standard des éléments prévue a cet effet et opérations mineurs de maintenance de maintenance préventive, tels que graissage ou contrôle de bon fonctionnement [18].

Ce type d'intervention peut être effectué par un technicien habilité de qualification moyenne, sur place, avec l'outillage portable défini par les instructions de maintenance.

- **3<sup>ème</sup> niveau :**

Identification et diagnostic des pannes, réparation par échange de composant ou d'éléments fonctionnels, réparation mécaniques mineures, et toute opérations courante de maintenance préventive tels que réglage général ou réalignement des appareils de mesure [18].

Ce type d'intervention peut être effectué par un technicien spécialisé, sur place ou dans le local de maintenance, a l'aide de l'outillage prévu dans les instructions de maintenance ainsi que des appareils de mesure et de réglage, et l'utilisation de la documentation nécessaire a la maintenance.

- **4ème niveau :**

Tous les travaux important de maintenance corrective à l'exception de la rénovation et de la reconstruction. Ce niveau comprend aussi le réglage des appareils de mesure utilisés pour la maintenance, et éventuellement la vérification des étalons de travaille par les organismes spécialisé [18].

Ce type d'intervention peut être effectué par une équipe comprenant un encadrement technique très spécialisé, dans un atelier spécialisé.

- **5ème niveau :**

Rénovation, reconstruction ou exécution des réparations importantes, confiées à un atelier central ou a une unité extérieure.

Par définition ce type de travaux est donc effectué par le constructeur, ou par le reconstruteur avec des moyens définis par le constructeur et donc proche de la fabrication [18].

### **III.12- Maintenance conditionnelle d'un transformateur de puissance**

L'utilisation des technique de diagnostic, a une grande utilité car elle permet d'évaluer l'état des composants du transformateur et de programmer des activités préventive ou rectificatives, de manière a facilité la programmation des travaux et de réduire le temps d'indisponibilité.

Dans ce cadre, les actions de diagnostic effectuées par SONELGAZ-SPE sur les transformateurs de puissance sont :

#### **III.12.1- Analyse d'huile**

L'huile isolante est l'un des éléments les plus importants dans un transformateur qui nécessite une surveillance et un entretien sa fonction est d'assurer l'isolation et le refroidissement de celui-ci.

L'huile est un fluide qui pénètre dans toute les parties du transformateur, sa circulation permet l'évacuation de la chaleur produite par les enroulements, par convection a travers la cuve du transformateur [20].

La connaissance de l'état de l'huile et des gaz qui peuvent dilués dans ce derniers est d'une importance fondamentale pour assurer un bon fonctionnement des transformateurs il est par conséquent nécessaire d'effectuer une vérification régulière de l'état de l'huile [19].

Les aspects les plus significatifs a vérifier sur l'huile, reposent sur un nombre important d'analyse telle que :

- Les analyses physico-chimiques ;
- Les analyses des furanes ;
- L'analyse des gaz dessous ;

### III.12.1.1- Les analyses physico-chimiques

Les analyses physico-chimiques ont pour but de déterminer la tenue diélectrique de l'huile et son état d'oxydation à travers les paramètres suivants :

- **Aspect couleur**

L'aspect est un test visuel de l'huile qui permet de détecter la présence des corps en suspension (poussière, eau) et d'évaluer la couleur et la viscosité. Un bon état visuel de l'huile, signifie un aspect limpide [19].

La couleur est une propriété intrinsèque de l'huile neuve, elle a une relation avec les hydrocarbures qui constituent l'huile. Elle permet d'apprécier la qualité des huiles neuves et constitue un moyen efficace pour surveiller l'acidité des huiles en service [19]. Elle renseigne également sur la dégradation ou la contamination de l'huile donne lieu à une augmentation de la couleur qui évolue depuis une couleur jaunâtre presque transparente, pour une huile nouvelle, jusqu'à un jaune rougeâtre ou rouge foncé pour une huile vieillie [18].

- **La viscosité**

La viscosité traduit les forces qu'opposent les molécules d'huile à une force tendant à les déplacer. En d'autres termes, elle mesure les frottements dus aux mouvements internes entre les molécules du fluide [19]. C'est un critère particulièrement important pour apprécier la qualité de l'huile. La viscosité et sa variation avec la température sont des paramètres de première importance pour le transfert thermique. En effet, plus le liquide est visqueux, plus il est difficile de le faire circuler dans l'appareil, pour refroidir les parties actives chaudes [19].

- **L'acidité**

Permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile. La détermination de l'acidité a une grande importance. Elle permet de suivre l'altération de l'huile, de donner une idée claire sur son degré d'oxydation et de décider du moment où elle doit être mise hors service. Elle est due à la présence de produits hydrocarbures acides tels que les carboxyliques et les hydroxyliques dont la formation est favorisée sous l'effet de la température [19].

- **Teneur en eau**

Ce paramètre permet de déterminer s'il y a condensation ou infiltration d'eau à l'intérieur du transformateur, il est très important car la présence d'eau conduit à une perte de la capacité diélectrique de l'huile. La présence d'humidité permet aussi de déterminer la

quantité d'eau dans la cellulose ce qui provoque le vieillissement prématuré de cette dernière [18].

- **Facteur de dissipation diélectrique ( $\tan \delta$ )**

Tout diélectrique soumis à une tension continue ou alternative est toujours le siège de pertes électriques qui se traduisent par un échauffement plus au moins important du liquide.

La cause principale de ces pertes est la présence d'un courant de fuite qui traverse le liquide sous l'effet du champ électrique. Le facteur de dissipation diélectrique «  $\tan \delta$  » est la tangente de l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et ce courant de fuite (l'angle des pertes). Il permet de déterminer précisément l'état physico-chimique dans son rôle premier est de connaître le degré de contamination des l'huile isolante par la présence d'impuretés et de produits polaires, c'est un paramètre très significatif pour la conductibilité du diélectrique car plus le facteur de dissipation est grand moins l'huile est isolante.

- **Tension de claquage**

Ce paramètre indique la capacité de l'huile à supporter la tension à laquelle elle est soumise en service. Une réduction de cette valeur est généralement due à une pollution par des particules solides ou par de l'eau en état libre [21].

- **Analyse de particules**

La rigidité diélectrique de l'huile dépend de la concentration, de la taille, de la forme et du type de particules, ainsi que du degré d'humidité dans l'huile.

Les principales sources de particules dans les transformateurs sont la poussière, les fibres de cellulose et la saleté résiduelle. Il est possible de trouver aussi des particules de fer, de cuivre et d'autres métaux. Pour déterminer ces sources de génération il est important d'identifier ces particules [21].

### **III.12.1.2- Analyse des furanes**

La dégradation des matériaux cellulosiques constituant l'isolation solide des enroulements du transformateur conduit à la formation des dérivées furaniques, leurs présence dans les huiles du transformateur est un bon outil de diagnostic de l'état de l'isolation de ce dernier[18].

Les composés furaniques sont générés quand la cellulose est décomposée thermiquement, par conséquent un contenu élevé de composés furaniques indique l'élévation du degré de dégradation du papier isolant. L'analyse de composés furaniques dans l'huile est effectuée par chromatographie liquide dans le laboratoire [21].

Les indices à analyser selon la norme CEI 61198 sont :

- 2 FAL : Furfuraldéhyde le plus significatif.
- 5 HMF : 5- Hydroxyméthylfuraldéhyde.
- 2 ACF : 2- Furilméthylcétone.
- 5 MEF : 5- Méthylfurfuraldéhyd.

Généralement les niveaux des furaniques dans les transformateurs sont en dessous de 0.1ppm. Dans des vieux équipements, ils peuvent dépasser 1 ppm, même atteindre 10 ppm.

### **III.12.1.3- Analyse des gaz dessous dans l'huile**

L'apparition de défauts d'origine thermique conduit à la dégradation de l'huile. Chaque type de défaut fait cuire l'huile ou le papier d'une manière différente, produisant des quantités relatives de gaz dissous qui caractérisent le défaut. Par conséquent, les analyses des gaz dissous permettent de suivre le comportement du transformateur à travers des analyses par chromatographie en phase gazeuse, elles permettent de :

- Détecter la présence d'anomalies dans les transformateurs dès leur premier stade d'apparition et de suivre leur évolution.
- D'avoir des hypothèses sur le type de défaut (arc, point chaud, décharge partielle, mauvaise connexion d'un contact) [18].

Cette technique de diagnostic est une des méthodes prédictives plus fiables et présente l'avantage de pouvoir être effectuée sans laisser le transformateur hors service.

La technique est basée sur le fait que la quantité et la distribution relative de ces gaz dépend du type et de la gravité de la détérioration et des efforts auxquels le transformateur à été soumis (Tableau III-1) [19].

type	gaz	symbole	origine
<b>Gaz combustible</b>	Acétylène	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Il apparaît par défaut électrique (décharge) de haute énergie.
	Ethylène	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Ce gaz se génère par la décomposition thermique de l'huile ou de l'isolement solide
	Ethane	CH <sub>4</sub>	Généralement il apparaît quand il existe des décharges partielles ou de décomposition thermique de l'huile
	hydrogène	H <sub>2</sub>	Il se génère par défaut électrique (décharge) de basse ou de haute énergie
	Méthane	CH <sub>4</sub>	Généralement il apparaît quand il existe des décharges partielles ou décomposition thermique de l'huile
	Monoxyde de carbone	CO	Provient de la décomposition de la cellulose des matériaux qui composent le transformateur.
<b>Gaz non combustible</b>	Anhydride carbonique	CO <sub>2</sub>	
	Azote	N <sub>2</sub>	Pour vérifier la prise d'échantillon
	oxygène	O <sub>2</sub>	

Tableau III. 1 : l'origine des gaz dessous dans l'huile

### III.12.2- Méthode d'échantillonnage des diélectriques liquides (CEI 475)

Lors de l'échantillonnage du diélectrique, il est nécessaire de prendre toutes les précautions listées ci-dessous afin de ne pas contaminer ou humidifier le diélectrique liquide. L'échantillonnage à l'extérieur sous pluie, brouillard, ou vent fort est toléré seulement si toutes les précautions ont été prises pour éviter la pollution du liquide, dans ces cas spéciaux, l'utilisation d'une bâche est nécessaire [22].

1. S'assurer que l'échantillonnage est effectué par une personne expérimentée ;
2. Laisser couler une quantité suffisante de l'huile diélectrique pour éliminer toute contaminant qui aurait pu s'accumuler dans la vanne de prélèvement, la quantité purgée doit être proportionnelle à la taille de l'appareil et au minimum 0.5 litre ;
3. Rincer les récipients avec l'huile échantillonner ;
4. Remplir les récipients en laissant s'écouler l'huile contre la paroi du récipient pour éviter l'entraînement de l'air ;
5. S'assurer que chaque récipient est rempli entre 95% et 98% de sa capacité ;
6. Vérifier que les bouteilles sont bien fermées et étanches ;
7. Conserver les échantillons prélevés à l'obscurité durant le transport et le stockage ;
8. Chaque récipient ou bouteille doit être muni d'une étiquette sur laquelle sont mentionnées toutes les informations suivantes :
  - Provenance de l'échantillon
  - Identification de l'équipement (transformateur)
  - Désignation (non) de l'huile
  - Température de l'huile au moment du prélèvement
  - Point du prélèvement
  - Date de prélèvement
  - Tensions et puissance de l'équipement (transformateur)

### III.12.3- Analyse thermographique

La thermographie ou thermographie infrarouge est une technique permettant d'obtenir une image thermique d'une scène par analyse des infrarouges. L'image obtenue est appelée « thermo gramme ».

« La thermographie est la technique permettant d'obtenir, au moyen d'un appareillage approprié, l'image thermique d'une scène observée dans un domaine spectral de l'infrarouge » selon l'**Association Française de Normalisation (AFNOR)**.

Donc, la thermographie infrarouge permet de détecter de nombreux problèmes, dans les réseaux électriques (surtensions), les bâtiments (isolation), les cartes électroniques (échauffement) ou encore en mécanique.

Elle permet la mise en évidence des points chauds qui sont soit à l'origine soit révélateurs de dysfonctionnements.

Avec les caméras thermiques, la chaleur devient visible.

### III.12.3.1- Camera thermique infrarouge

Une caméra thermique enregistre les différents rayonnements infrarouge (ondes de chaleur) émis par les corps et qui varient en fonction de leur température.

Contrairement à ce que l'on pourrait penser, une caméra thermique ne permet pas de voir derrière une paroi ou un obstacle. Elle reproduit la chaleur emmagasinée par un corps, ou montre le flux thermique d'une paroi en raison d'un foyer se trouvant à l'arrière.

Les caméras infrarouges qui intègrent des mesures de température permettent aux professionnels de la maintenance préventive de se faire une idée précise des conditions de fonctionnement des appareils électriques et mécaniques. Les mesures de température peuvent être comparées aux températures de service relevées auparavant ou à des lectures infrarouges de matériel similaire au même moment, afin de déterminer si une augmentation significative de la température risque de compromettre la fiabilité des composants ou la sécurité de l'usine.

### III.12.3.2- Principe de la camera infrarouge

La camera infrarouge capte à travers d'un milieu transmetteur (ex : l'atmosphère) les rayonnements émis par une scène thermique [24]. Le système radiométrique convertit la puissance de rayonnement en signaux numérique ou analogiques : ceux-ci sont transcrits en température par le calculateur et transformé en points lumineux sur un écran. L'image ainsi obtenue s'appelle « thermo gramme » [24].

La figure ci-dessous nous montre le principe d'une camera infrarouge :

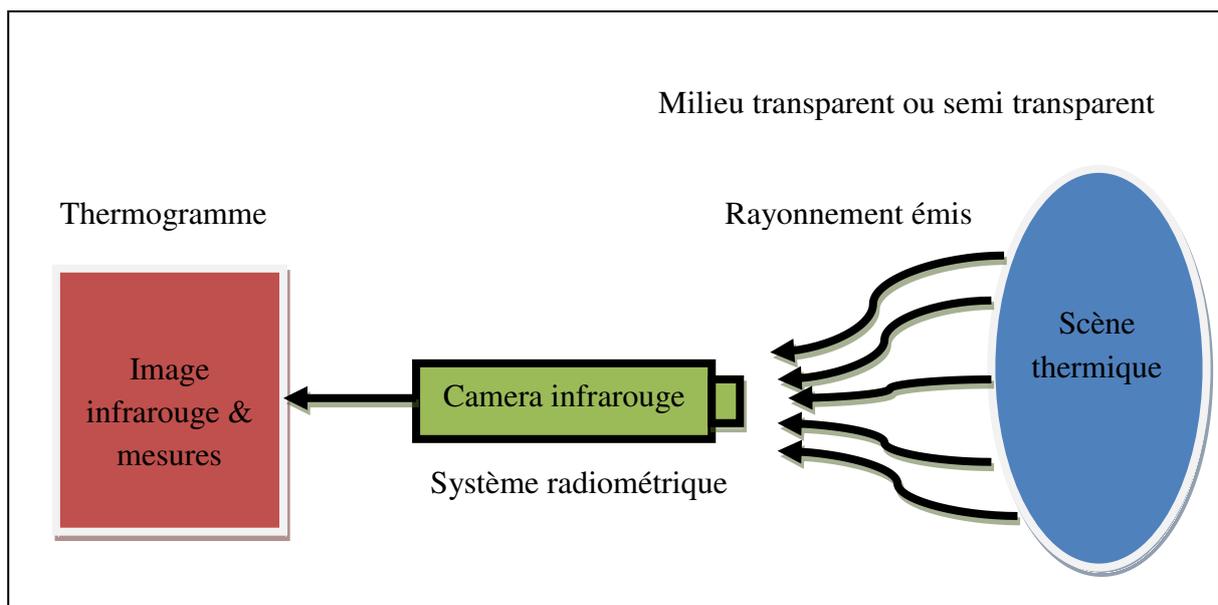


Figure III. 8 : principe d'une camera infrarouge

### III.12.3.3- Pourquoi la thermographie infrarouge ?

Une camera thermique affiche et peut stocker des images en deux dimensions des températures de surface d'un objet. En utilisant une camera, on peut facilement détecter des anomalies dans les températures des composant électrique ou mécanique, des éléments qui sont plus chauds ou plus froids que des objets similaire dans le même environnement. Des composants en surchauffe indiquent habituellement un problème potentiel qui nécessite une maintenance avant qu'une panne ne se produise.

Les cameras thermique peuvent également enregistrer les températures de surface réels, cela aide a détecter des situations comme un transformateur en surchauffe, permettant de le réparer ou de le remplacer avant une panne.

### III.12.3.4- Examen thermographique du transformateur

La mise en capture des images thermique, en exploitant des camera thermique très sensible développer technologiquement, nous permettons d'analyser toutes les partie de l'équipement (transformateur). La détection des anomalies thermique se fait a base d'un registre de suivi thermique de l'équipement, en comparant les résultats de température obtenus et de classifier les points chauds selon un échèle thermique.

Pour assurer la cohérence nécessaire pour une comparaison cote-a-cote on suit un chemin de prélèvement préétablie et balayer les mêmes objets ou zones chaque fois depuis le même point de vue, et cela se fait avec confirmation d'un fonctionnement fiable de l'équipement.

### III.12.3.5- Exemple d'analyse des points chauds au niveau de la centrale LARBAA année 2016



Figure III. 9: équipement analysé

### III.12.3.6- Contrôles thermographiques

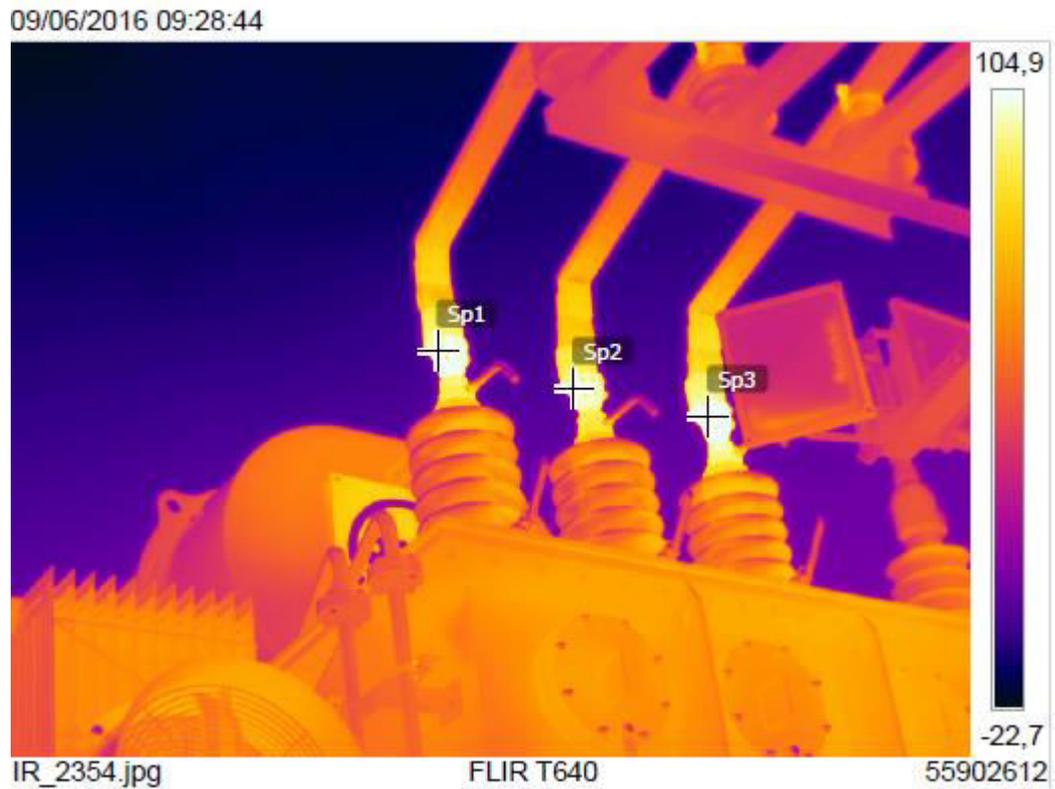


Figure III. 10:les points de connexion HT

Mesures	Température en °C	Paramètres	
		Sp1	117,2
Sp2	104,1	Distance	12 m
Sp3	137,0	Temps-Atmosphérique	32 °C
		Humidité relative	48 %

Tableau III. 2 : mesures des paramètres

#### Analyse de l'anomalie

Echauffement des connexions des Câbles haute tension

#### Préconisation

Revoir les fixations des câbles HT

- **Contrôle après le 1<sup>er</sup> serrage**

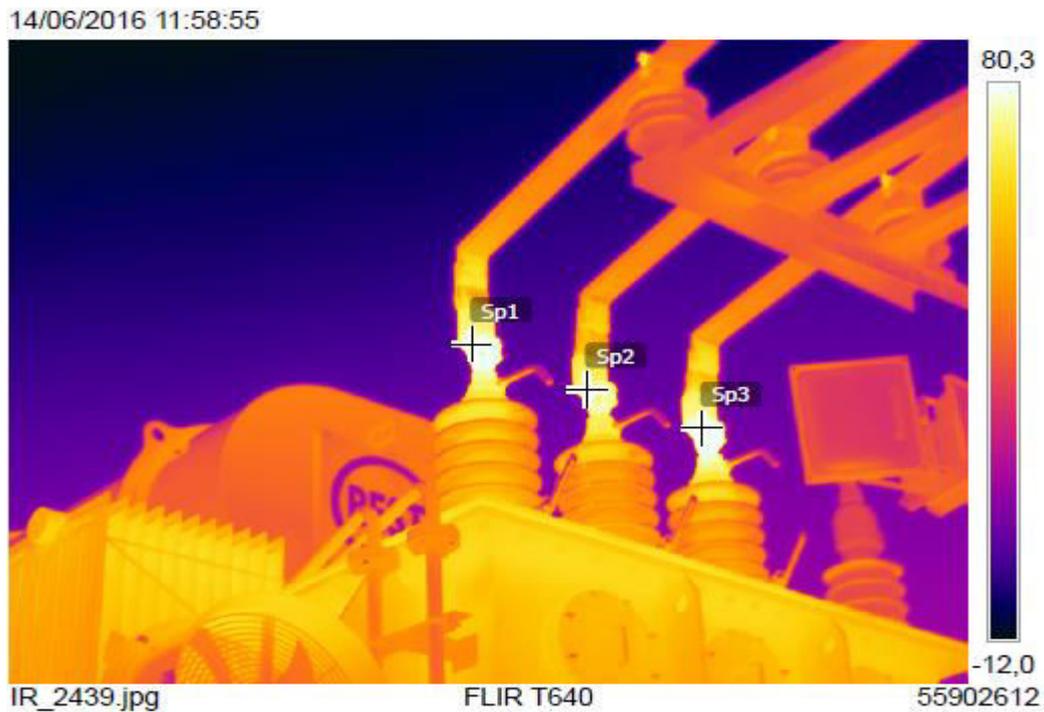


Figure III. 11: les points de connexion HT

Mesures	Température en °C	Paramètres	
		Sp1	89,0
Sp2	76,4	Distance	12 m
Sp3	103,5	Temps-Atmosphérique	32 °C
		Humidité relative	48 %

Tableau III. 3:mesures des paramètres

**Désignation des points de mesure sur l'équipement**

Connexions câbles haute tension des trois (03) phases.

**Analyse de l'anomalie**

Echauffement des connexions des câbles hauts tension.

**Préconisation**

Revoir les fixations des câbles HT (Serrage et état des boulons).

- **Contrôle après le 2eme serrage**

29/06/2016 12:00:58

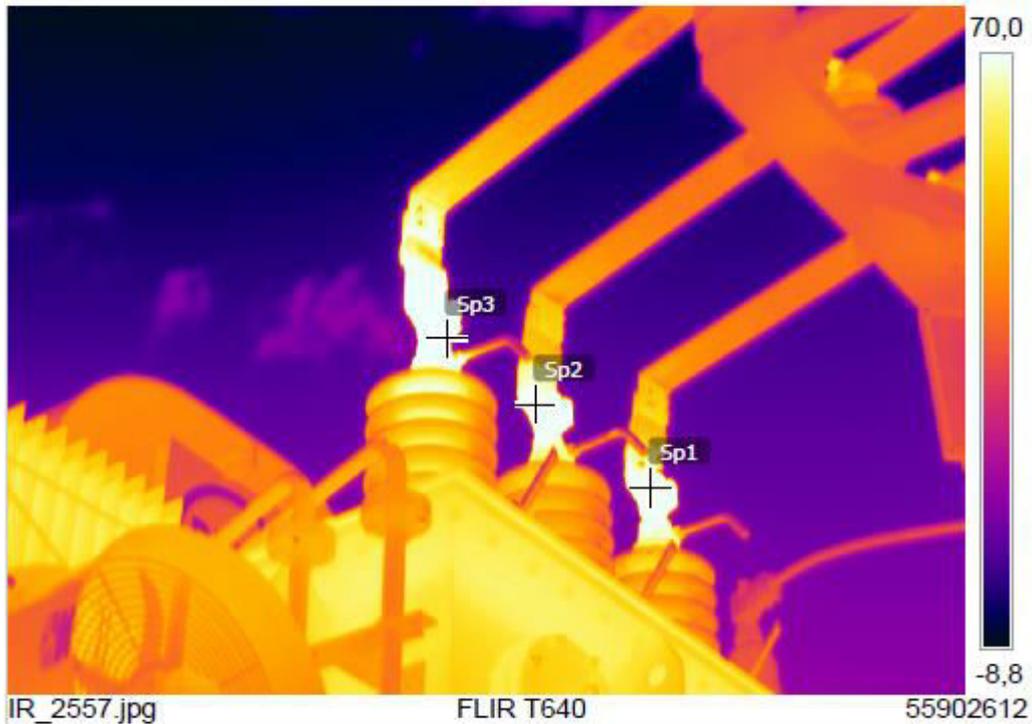


Figure III. 12 : les points de connexion HT

Mesures	Température en °C	Paramètres	
Sp1	95,9	Emissivité	0,85
Sp2	80,5	Distance	12 m
Sp3	145,7	Temps-Atmosphérique	32 °C
		Humidité relative	48 %

Tableau III. 4:mesures des paramètres

### Désignation des points de mesure sur l'équipement

Connexions des barres hautes tension des trois (03) phases.

### Analyse de l'anomalie

Echauffement des connexions des barres hautes tension.

### Préconisation

Revoir les fixations des barres HT (Serrage et état des boulons), et s'il le faut les changer.

### **III.13- Conclusion**

Il est de bienveillance prendre compte de l'importance d'une stratégie de maintenance, qui répond aux besoins de l'entreprise et au potentiel de son développement, au sujet de garantir les satisfactions des consommateurs et augmenter sa qualité.

Le présent chapitre, nous a permis d'exprimer quelques notions de la maintenance, ainsi que ces politiques, ces niveaux, les choix important à prendre.

Comme toute activité industrielle, la maintenance évolue sans cesse avec l'évolution des industries, donc il ne peut pas avoir une seule pratique de la maintenance, la politique de maintenance à pour objectif de porter l'outil de production à son meilleur talent de disponibilité, qualité.

# **Chapitre 4**

## **IV- Mesure et résultats**

### IV.1- Présentation technique de la centrale AMIZOUR

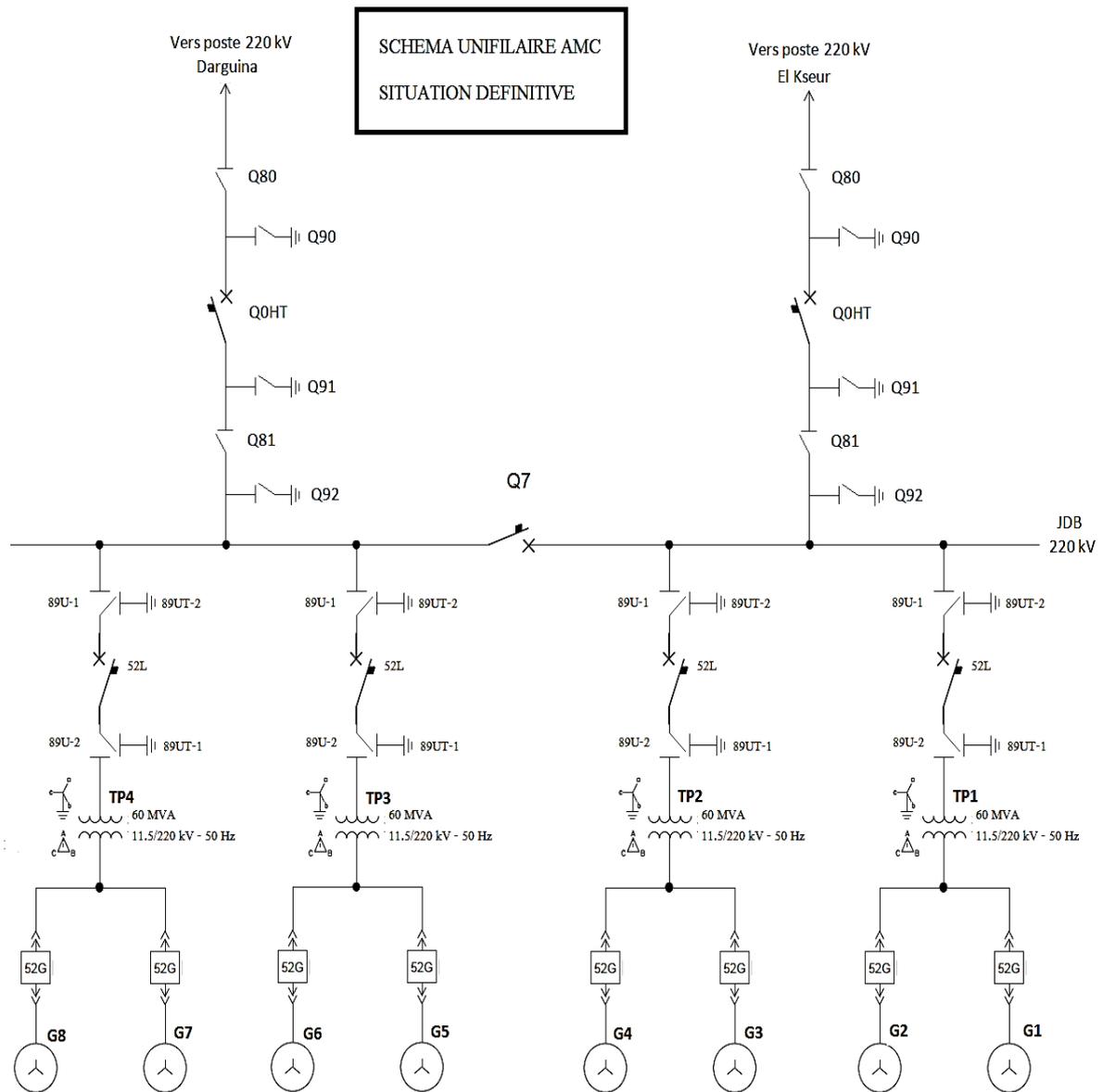


Figure IV. 1 : Schéma unifilaire des turbines mobiles à gaz centrale TGM Amizour raccordées au réseau de transport

La centrale instaurée sur 08 groupes de production de 20MW, chaque 02 groupe débite sur un seul transformateur (60MVA), en outre avant la connexion aux jeux de barre chaque circuit est mis sous protection par un disjoncteur et un sectionneur. Les 04 circuits sont jumeler a 02 jeux de barre interconnecté qui expédié l'énergie produite au réseau vers 02 poste Darguina et El kseur (figure ...)

### Centrale TG mobiles El Kseur (situation finale)

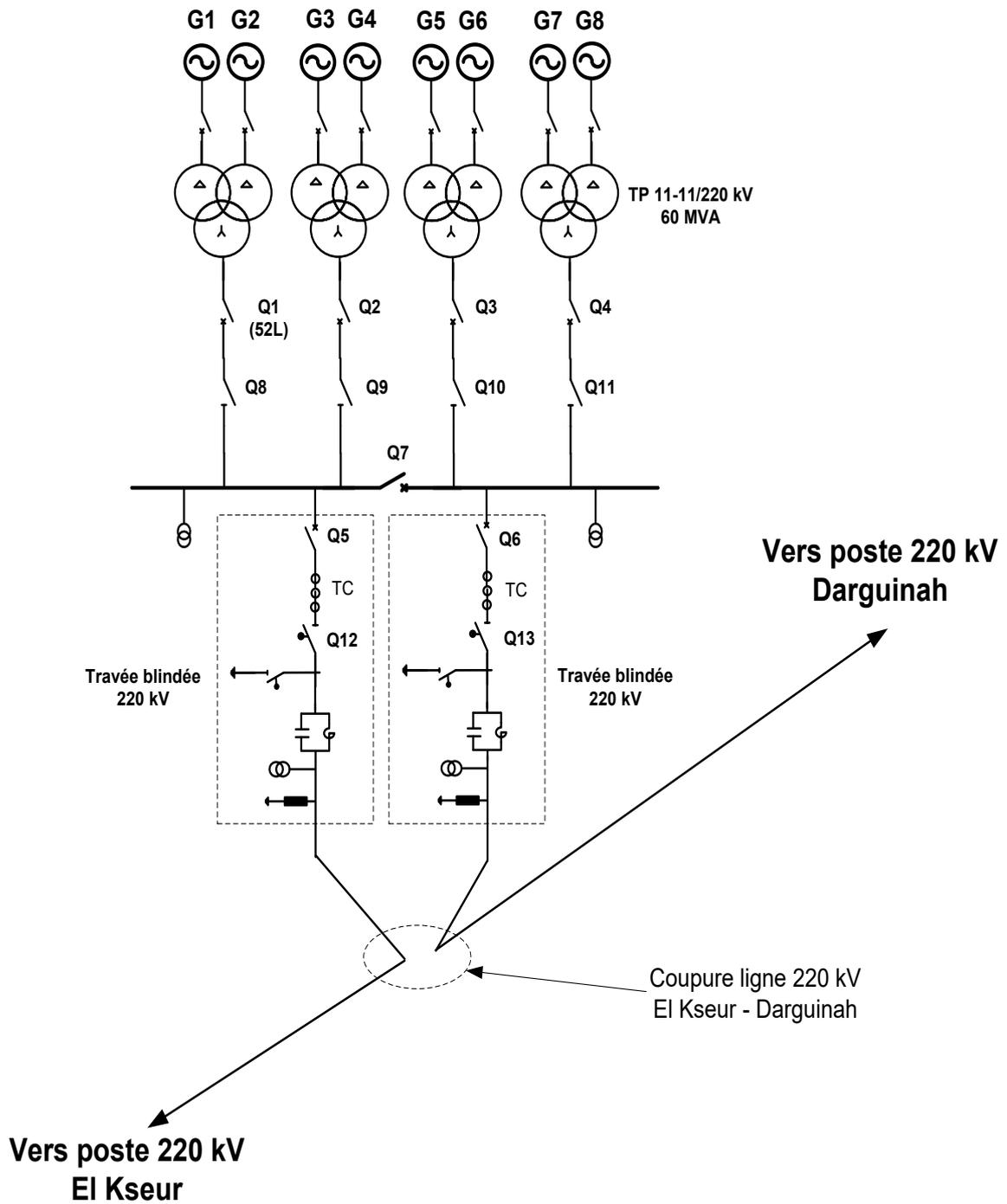


Figure IV. 2: diffusion de réseau

## IV.2- Présentation du transformateur TP02



Figure IV. 3: Vue générale du TP



Figure IV. 4: transformateur de puissance (TP02 AMIZOUR)



Figure IV. 5: Partie secondaire TP02



Figure IV. 6: Partie primaire TP02

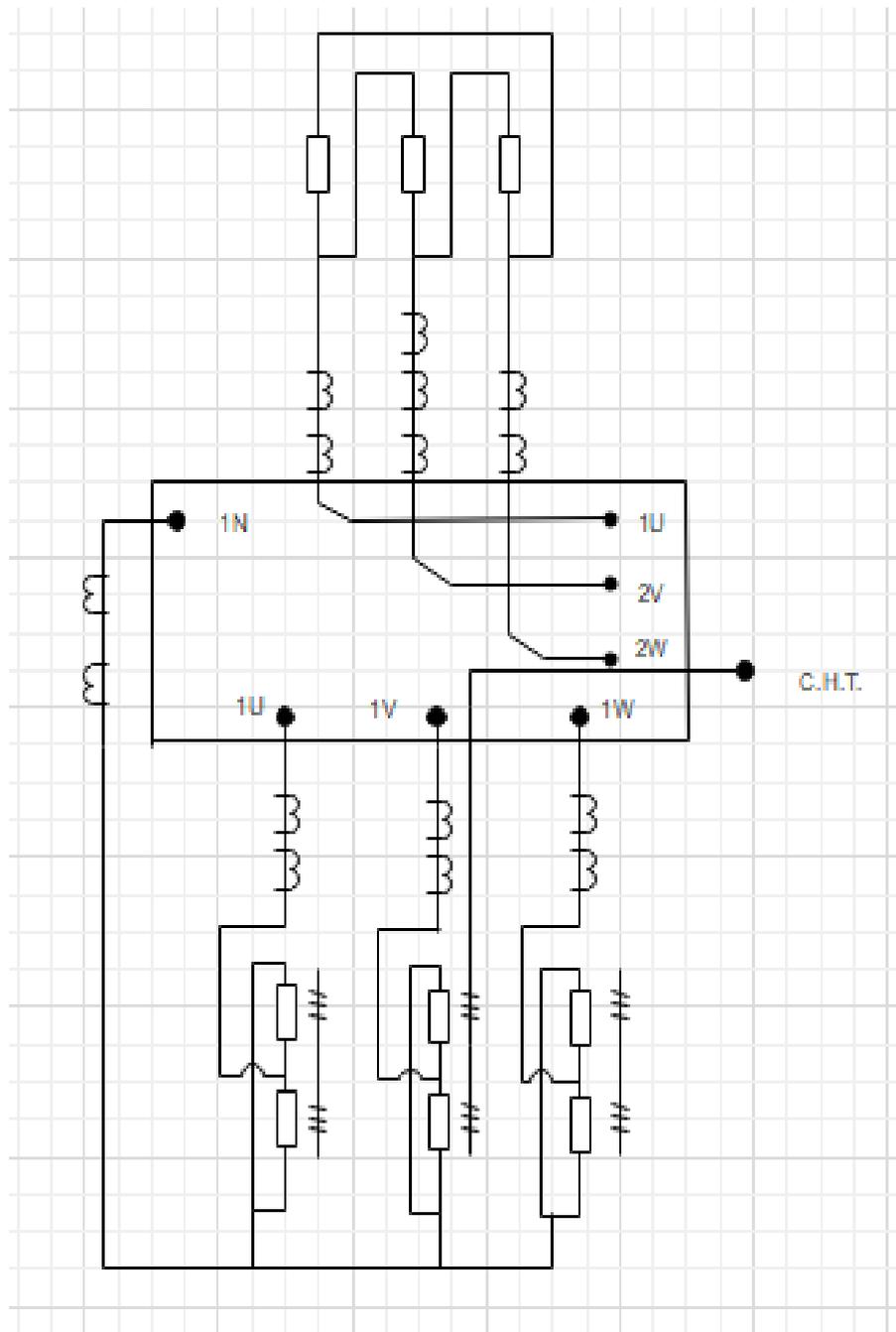


Figure IV. 7 : schéma électrique du transformateur TP2

IV.2.1- Plaque signalétique TP02

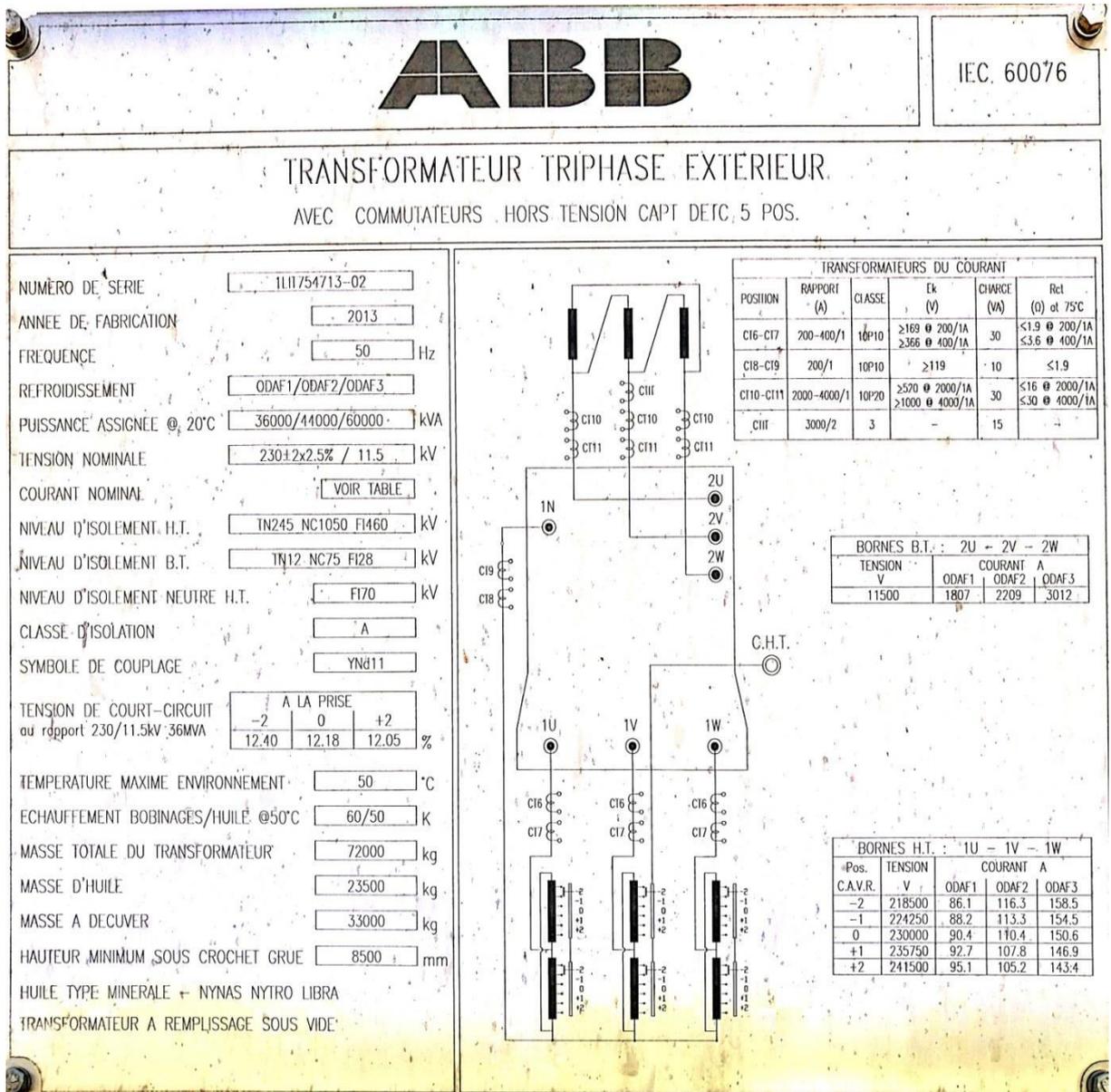


Figure IV. 8: Plaque signalétique TP02

IV.2.2- Signification des caractéristiques

- **Puissance assignée**

La puissance (maximum) assignée est la puissance maximum exprimée en kVA efficaces du système auquel l'équipement est destiné.

Aussi appelée puissance maximum de système.

- **Niveau d'isolement**

La combinaison des valeurs des tensions qui caractérisent l'isolement d'un transformateur, considérant sa capacité à résister aux contraintes diélectriques.

- **Fréquence assignée**

La fréquence (industrielle) assignée est la fréquence nominale du système, exprimée en Hz, auquel le transformateur de mesure est désigné pour opérer.

La fréquence standard est de 50 Hz.

- **Température ambiante**

Une température ambiante moyenne journalière supérieure à la valeur standard de 35°C influe sur la conception thermique des transformateurs et doit par conséquent être spécifiée.

- **Courant nominal**

Les courants nominaux sont les valeurs des courants primaires et secondaires sur lesquelles sont basées les performances.

- **Courant primaire nominal**

Le courant nominal est le courant maximum auquel l'équipement est fait pour fonctionner de manière continue. Il est exprimé en A.

- **Courant secondaire nominal**

Convient particulièrement à la protection et aux mesures de faibles charges.

- **Tension nominale**

La tension nominale d'un transformateur est une valeur optimale de tension appliquée à un enroulement et nécessaire à son bon fonctionnement

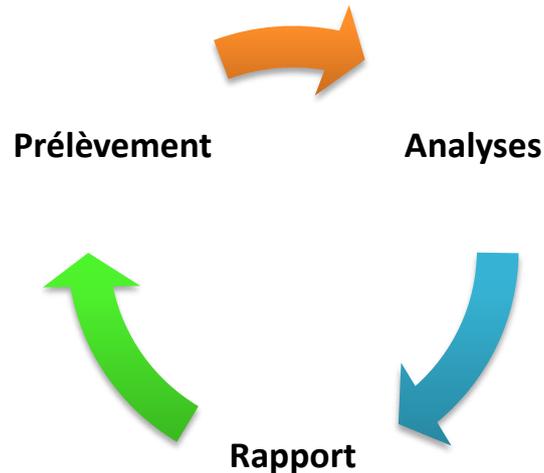
- **Refroidissement (odaf) (huile dirigé aire forcé)**

Dans le cas général du refroidissement naturel, la ventilation du poste a pour but de dissiper par convection naturelle les calories produites par les pertes totales du transformateur en fonctionnement, ainsi que pour tous les équipements en service dans le local.

### IV.3- Maintenance conditionnelle du TP02

#### IV.3.1- Les analyses d'huile diélectrique« physico-chimique »

Assurer un suivi régulier de l'état de l'huile contenu dans le transformateur représente donc un intérêt majeur dans le cadre de programme de maintenance. En effet, l'huile de transformateur joue un rôle primordial dans le bon fonctionnement. L'analyser régulièrement permet de révéler plusieurs typologies d'anomalies (défauts électriques, thermiques, vieillissement prématuré, perte de capacité isolante, etc.).



##### IV.3.1.1- Contexte d'application

Pour l'analyse d'huile, on a besoin de quelques outils qui sont :

- Kit de prélèvements (flacon plastique/verre, fiche pour enregistrer les échantillons)
- Pince coupante ou coupe tube
- Chiffons
- Falcon "déchet"

- **La tension de claquage**

La mesure de la tension de claquage a été effectuée conformément à la norme CEI 60156. Elle est réalisée à fréquence industrielle 50 Hz, et consiste à réaliser l'essai à température ambiante, au moyen d'un diélectrimètre, selon des conditions bien définies :

Les électrodes sont hémisphériques ou bien sphériques. Fabriquées soit en laiton, bronze ou en acier inoxydable austénitique ;

L'axe des électrodes est horizontal et la distance qui sépare les électrodes est de  $2,5 \pm 0,5$  mm ;

La montée en tension est uniforme et automatique ( $2 \pm 0,2$  kV/s).

Il y a deux minutes et demie entre chaque claquage, et le liquide est continuellement agité pendant l'essai.

Au laboratoire, on utilise un spintermètre BAUROILTESTER DTA (figure IV.7), équipé d'une cellule (figure IV.8) pouvant contenir 400 ml d'huile avec un système d'électrodes sphérique de diamètre 12,5 mm et de distance 2,5 mm.



Figure IV. 7: spintermètre BAUR OIL TESTER DTA



Figure IV. 8: la cuve (cellule)

- **La viscosité**

On procède à la mesure du temps d'écoulement d'un volume de liquide dans un viscosimètre de marque LAUDA iVisc (figure IV.9). La viscosité cinématique est le produit de ce temps par une constante de temps d'étalonnage de l'appareil. Cette mesure est faite selon la norme ISO 3104.



Figure IV. 9: le viscosimètre LAUDA iVisc.

Le viscosimètre LAUDA iVisc ne fonctionne qu'avec le logiciel de pilotage « LAUDA iVisc» (figure IV.10) qu'il faut installer sur un ordinateur. Après l'installation de logiciel on raccorde l'appareille avec l'ordinateur.

On insérant dans l'iVisc le tube capillaire au choix, ensuite on lance les mesures par le logiciel instauré dans la figure suivante.

Date	Heure	Echantillon	N° Echant.	Mode de mesure	Cap	Résultat
14.09.2009	21:48:08			Kinematic Viscosity	4	0,82239
14.09.2009	21:50:24			Kinematic Viscosity	4	0,80238
14.09.2009	21:53:32			Kinematic Viscosity	4	0,79688
14.09.2009	21:56:49			Inherent	4	2,00594
22.10.2009	07:57:19	test 3	123	Kinematic Viscosity	3	1,89754
22.10.2009	10:13:38	test 3	123	Kinematic Viscosity	3	1,8789

Figure IV. 10: interface de logiciel « LAUDA iVisc ».

### IV.3.1.2- Mesure

Le prélèvement de l'échantillon se fait avec un écoulement laminaire d'huile environ 1 litre à 2 litre dans le bac de vidange par l'intermédiaire du tube, et le placer dans le fond du flacon d'échantillonnage et le remplir, rincer le flacon avec un 1/3 d'huile, puis l'envoyer dans le bac de vidange, extraire une quantité d'huile environ 2 flacons, puis enlever lentement le tube, assurer le remplissage, fermer le tube et la vanne d'échantillonnage et resserrer à nouveau après le refroidissement.

Étiqueter l'échantillon, l'envoyer vers le laboratoire d'analyse.

Les résultats d'analyse sont présentés dans le tableau suivant :

Paramètres	Unités	Normes	Résultats	Valeurs limites CEI422 :2013
Aspect	Visuel	-	Limpide	-
Couleur	-	ASTM D 1500	0.8	-
Masse volumique à 15°C	g/cm <sup>3</sup>	ISO 3675	0.882	-
Tension de claquage	KV	NF EN 60 156	85.0 82.5 83.6 78.5 85.6 87.3 Moyenne : 83.8	$U > 170 \text{ kV} : > 50$ $72.5 < U \leq 170 \text{ kV} : > 40$ $U \leq 72.5 \text{ kV} : > 30$
Rigidité diélectrique	KV /cm		382.10	-
Acidité totale	Mg KOH/mg huile	NF ISO 66 18	0.050	$U > 170 \text{ kV} : < 0.15$ $72.5 < U \leq 170 \text{ kV} : < 0.20$ $U < 72.5 \text{ kV} : < 0.30$
Teneur en eau	ppm	CEI 60 814	13	$U > 170 \text{ kV} : < 20$ $72.5 < U \leq 170 \text{ kV} : < 30$ $U \leq 72.5 \text{ kV} : < 40$
Pertes diélectrique à 90°C	-	CEI 247	0.0306	$U > 170 \text{ kV} : < 0.20$ $72.5 < U \leq 170 \text{ kV} : < 0.50$ $U < 72.5 \text{ kV} : < 0.50$
Viscosité cinématique a 40°C	cst	ASTM D 445	-	-
Point d'éclair (vase clos)	°C	ASTM D 93	-	-

Tableau IV. 1: Historique d'analyses de l'huile

### IV.3.1.3- Interprétation et norme

- **La rigidité diélectrique**

La valeur est dans les limites de la norme NF EN 60 156 ( $U > 170 \text{ kV}$ ).

Ne mettent pas en évidence de défaut.

- **La tension de claquage**

La valeur reste toujours dans les limites de la norme NF EN 60 156 ( $U > 170 \text{ kV}$ ).

La tension de claquage est une mesure de la capacité de l'huile à supporter une contrainte électrique et nous ne notons aucune trace significative de la dégradation.

- **L'acidité totale**

La valeur est dans les limites ( $< 0,15 \text{ mg KOH/g}$ ) données par la norme NF ISO 6618.

Cette variation est due à l'effet combiné de la température et le temps de vieillissement. Qui provoque la formation de produits d'oxydation acides (acides carboxyles ou combinés sous forme d'esters), et qui a pour effet l'augmentation de l'indice d'acidité.

- **Teneur en eau**

La valeur est dans les limites CEI 60 814 ( $U > 170 \text{ kV}$ ).

L'eau peut résulter la dégradation de matériaux isolants, ceci peut ou non affecter les propriétés électriques de l'huile.

Nous n'avons constaté aucune dégradation.

- **Pertes diélectrique**

La valeur est dans les limites CEI 247 ( $U > 170 \text{ kV}$ ).

Cette caractéristique repère le taux de vieillissement du matériau.

Nous n'avons pas marqué des signes de vieillissement.

### IV.3.1.4- Conclusion

Etat isolant cellulosique : Nous ne notons aucune trace significative de la dégradation de l'isolation cellulosique, sous réserve que l'huile n'ait subi aucun traitement ou complément depuis la mise en place de l'appareil.

Etat du diélectrique : L'état de l'huile est correct.

### IV.3.2- Analyse thermographique

La chaleur anormale associée à des composants de haute résistance ou à une intensité de courant excessive est la cause principale de nombreux problèmes des systèmes électriques. La thermographie infrarouge permet de voir ces signatures thermiques invisibles des dommages imminents avant qu'ils se produisent.

#### IV.3.2.1- Contexte d'application

Pour l'analyse thermographique, on a besoin de quelques éléments qui sont :

Une caméra thermographique infrarouge (FLIR T640) illustrée dans la figure IV.11



Figure IV. 11: caméra infrarouge FLIR T640.

Caractéristiques de la caméra infrarouge FLIR T640

- Sensibilité thermique: 40 mk
- Viseur et écran LCD
- Mesure des températures jusqu'à +2000 °C
- 1-8x continuous, digital zoom
- Fonction profil
- Préréglage des mesures

Avant de prendre les photos avec la camera, nous avons introduit les paramètres suivants :

- Emissivité de l'objet.
- Température de l'atmosphère.
- Distance entre l'objet et la caméra (approximative).
- Humidité relative.

En utilisant le logiciel FLIR Tools (illustrée par la figure ...), nous avons analysé les images qu'on a pris pour le transformateur, ensuite nous avons créé le rapport.

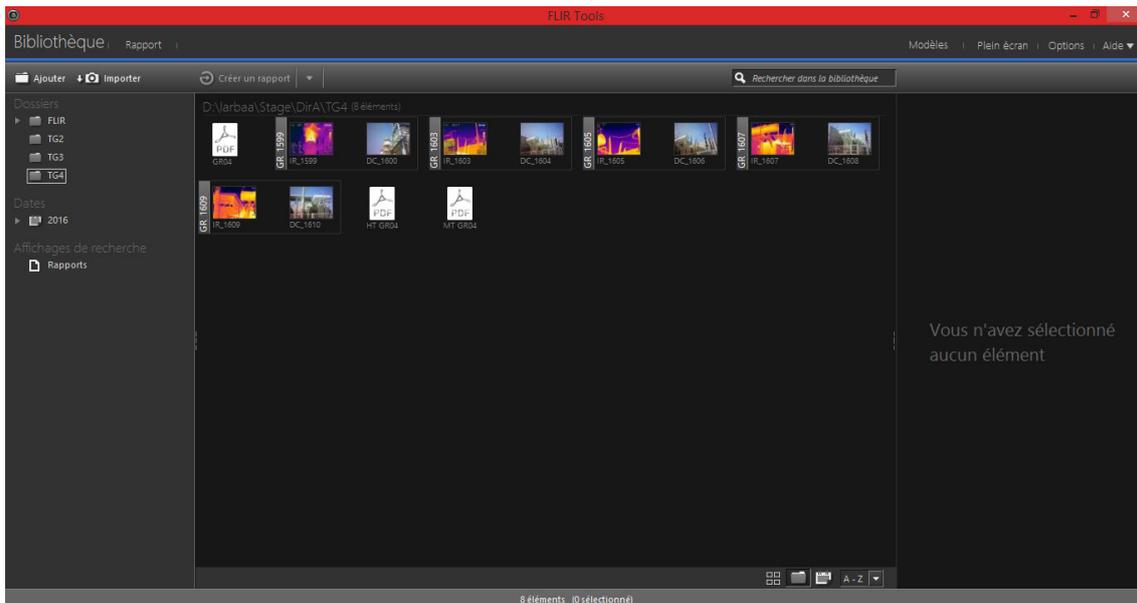


Figure IV. 12: Interface logiciel FLIR TOOL

Pour faire une analyse du câble, cosse, contact ayant un problème, on prend toujours le point de mesure pris à la première mise en marche de la machine c'est à dire l'installation initiale du transformateur état neuf comme référence. Le point sur lequel on voit visiblement qu'il y a un défaut est comparé à l'autre sur lequel il n'y a pas de défaut pour voir la différence de température ( $\Delta T$ ) et en tirer les conclusions appropriées.

#### IV.3.2.2- Mesures et interprétation

Pour cette étude nous allons prendre plusieurs photos du transformateur pour contrôler plusieurs composants et connexions :

Les images numériques du transformateur et leur bornes HT et MT :



Figure IV. 13: transformateur principal



Figure IV. 14: disjoncteur ligne 220kv



Figure IV. 15: les points de connexion HT

Note : Nous n'avons pas pris en considération les gains coaxiales MT dans cette analyse.

- **1<sup>er</sup> contrôle des points de connexion HT**

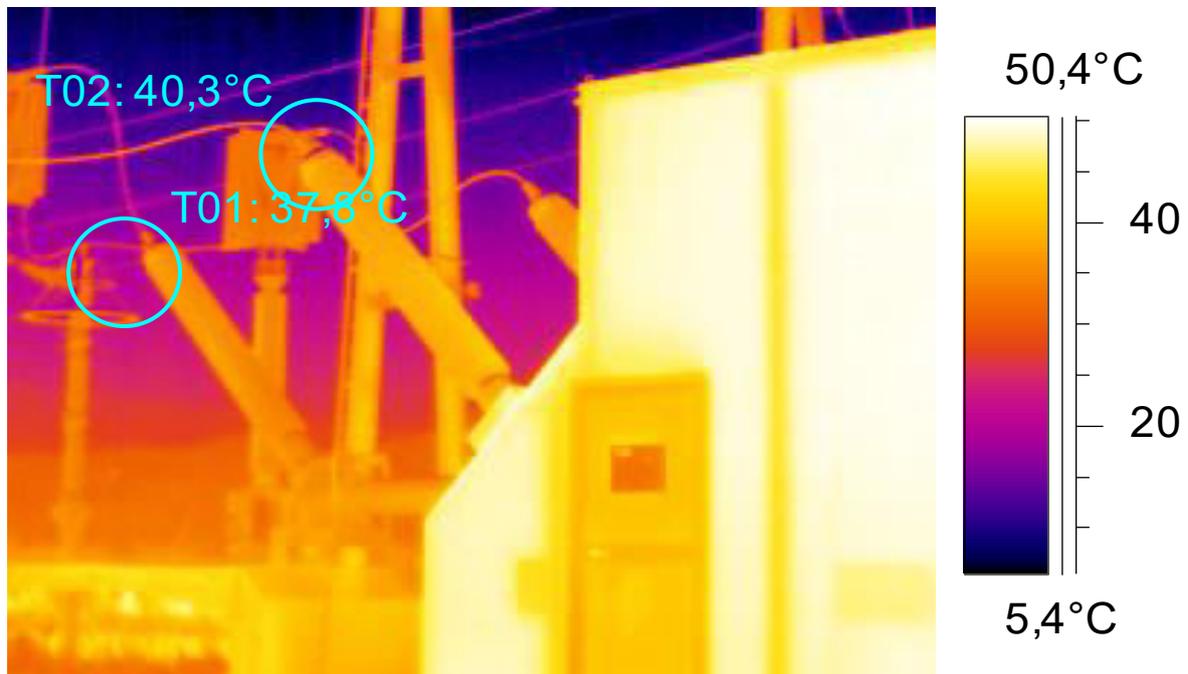


Figure IV. 16: les points de connexion HT

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représentés dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
<b>T01</b>	37,8	Emissivité	0,85
<b>T02</b>	40,3	Distance	11 m
		Température Atmosphérique	20 °C
		Humidité relative	40 %

Tableau IV. 2: mesures et paramètres

### Désignation des points de mesure sur l'équipement

Le thermo-gramme (figure IV.16) représente les deux points de connexion HT de transformateur principal du groupe N°2. Les deux points T01, T02 montrent les températures des 02 points de connexion, les valeurs sont approximativement égales (37,8 ; 40,3) °C, donc aucun point chaud n'a été détecté.

- **2ème contrôle des points de connexion HT**

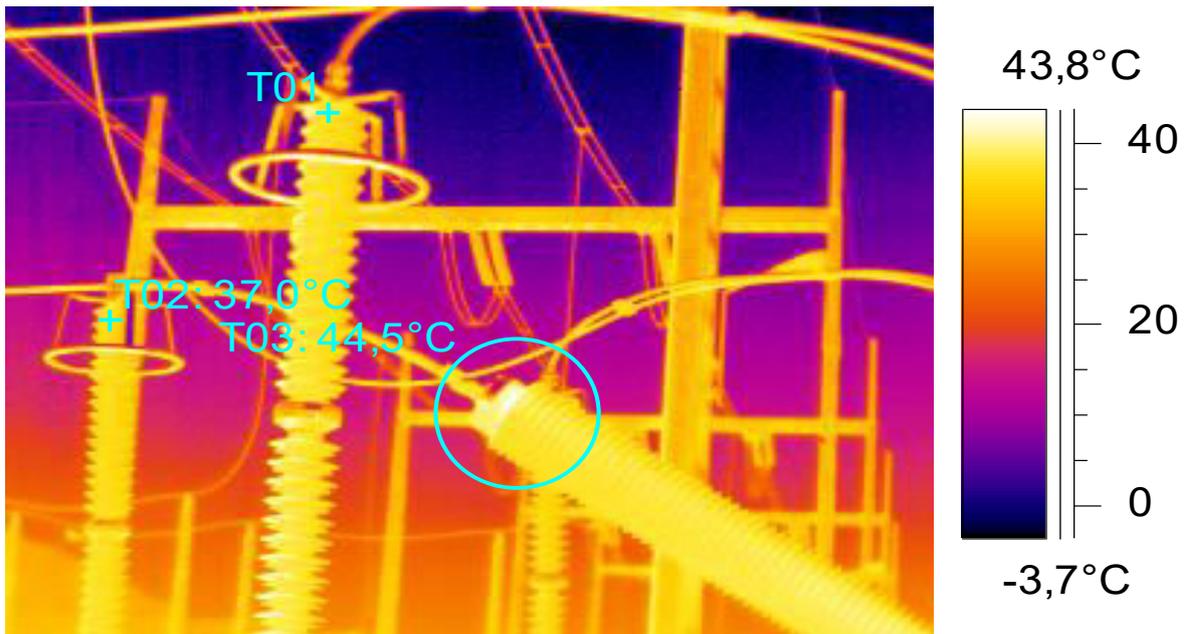


Figure IV. 17: les points de connexion HT

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représentés dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
<b>T02</b>	37,0	Emissivité	0,85
<b>T03</b>	44,5	Distance	11 m
		Température Atmosphérique	20 °C
		Humidité relative	40 %

Tableau IV. 3 mesures et paramètres

### Désignation des points de mesure sur l'équipement

Le thermo-gramme (figure IV.17) représente les deux points de connexion HT de transformateur principal du groupe N°2. Les deux points T02, T03 montrent les températures des 02 points de connexion, les valeurs sont approximativement égales (37,0 ; 44,5) °C, donc le point T03 considéré comme point chaud

### Analyse de l'anomalie

Echauffement des connexions des Câbles haute tension.

### Préconisation

Revoir les fixations des câbles HT.

- 3<sup>ème</sup> contrôle des points de connexions

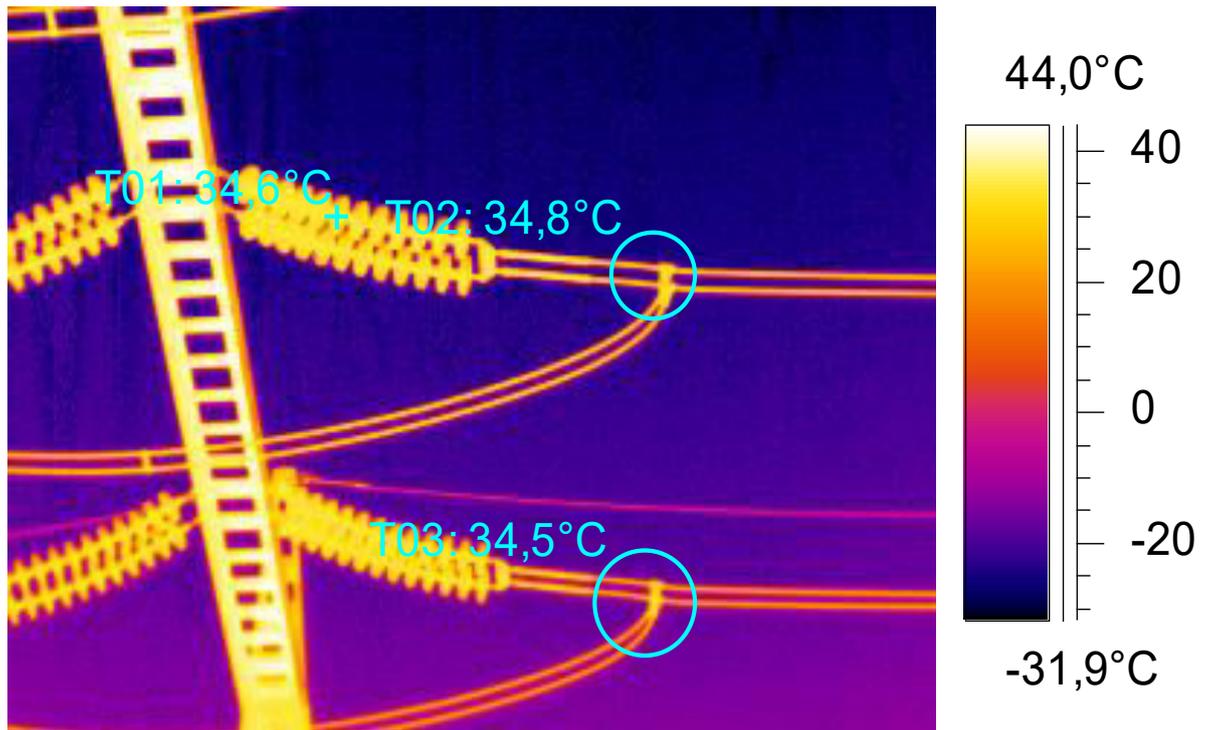


Figure IV. 18: les points de connexion HT

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représentés dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
<b>T01</b>	34,6	Emissivité	0,85
<b>T02</b>	34,8	Distance	11 m
<b>T03</b>	34,5	Température Atmosphérique	20 °C
		Humidité relative	40 %

Tableau IV. 4: mesures et paramètres

### Désignation des points de mesure sur l'équipement

Le thermo-gramme (figure IV.18) représente les deux points de connexion HT de transformateur principal du groupe N°2. Les deux points T01, T02, T03 montrent les températures des 03 points de connexion, les valeurs sont approximativement égales (34,6 ; 34,8 ; 34,5) °C, donc aucun point chaud n'a été détecté.

- 4<sup>ème</sup> Contrôle des points de connexion HT



Figure IV. 19: les points de connexion HT

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représentés dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
<b>T01</b>	37,2	Emissivité	0,85
<b>T02</b>	35,4	Distance	11 m
		Température Atmosphérique	20 °C
		Humidité relative	40 %

Tableau IV. 5: mesures et paramètres

### Désignation des points de mesure sur l'équipement

Le thermo-gramme (figure IV.19) représente les deux points de connexion HT au réseau. Les 02 points T01, T02 montrent les températures des 02 points de connexion, les valeurs sont approximativement égales (37,2 ; 35,4) °C et le point le plus chaud a une valeur de 37,2°C qui n'est pas considéré comme chaud.

- **5eme Contrôle des points de connexion HT**

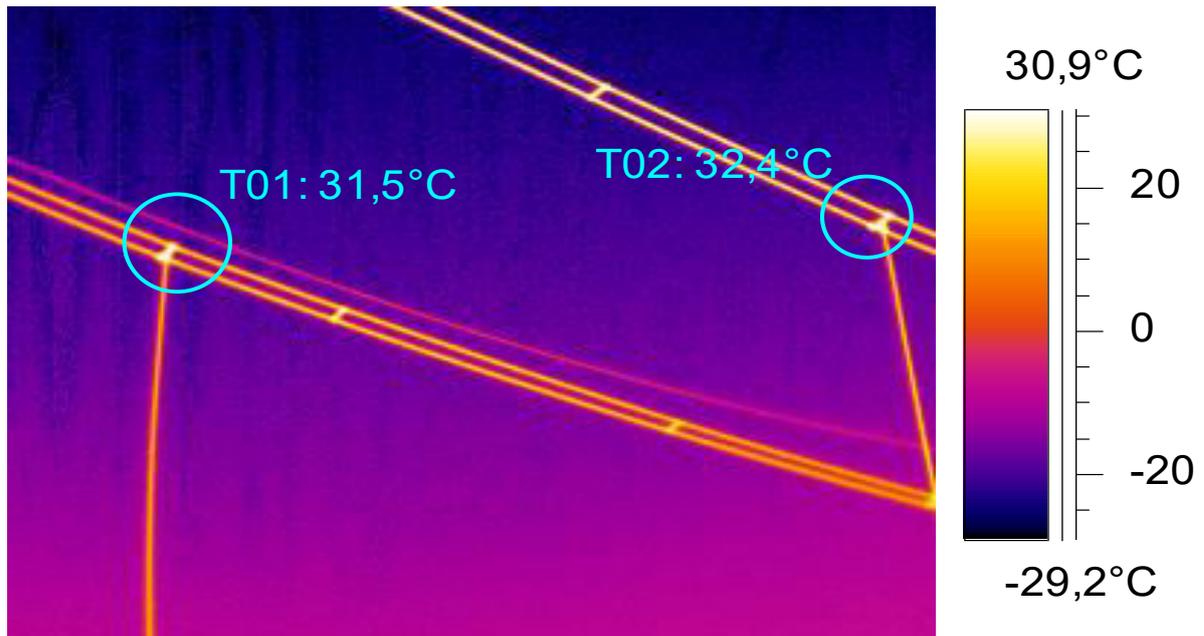


Figure IV. 20: les points de connexion HT

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représentés dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
<b>T01</b>	31,5	Emissivité	0,85
<b>T02</b>	32,4	Distance	11 m
		Température Atmosphérique	20 °C
		Humidité relative	40 %

Tableau IV. 6: mesures et paramètres

### Désignation des points de mesure sur l'équipement

Le thermo-gramme (figure IV.20) représente les deux points de connexion HT au réseau. Les 02 points T01, T02 montrent les températures des 02 points de connexion, les valeurs sont approximativement égales (31,5 ; 32,4) °C et ces deux points sont considérés comme points chauds.

### Analyse de l'anomalie

Echauffement des connexions des Câbles haute tension.

### Préconisation

Revoir les fixations des câbles HT.

- **6ème Contrôle des points de connexion HT**

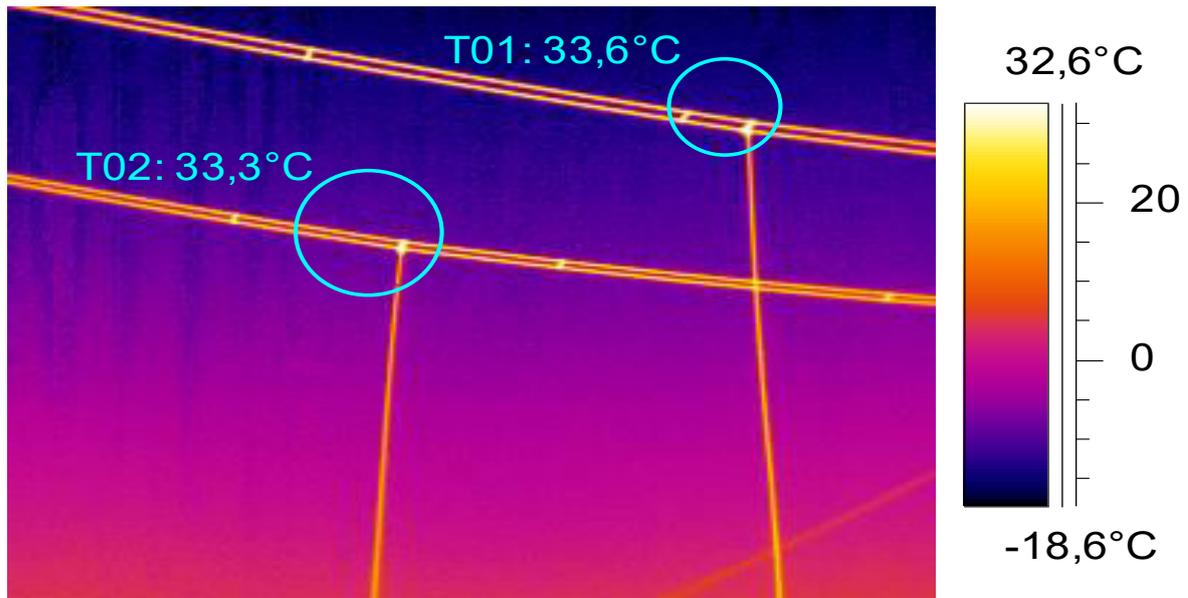


Figure IV. 21: les points de connexion HT

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représentés dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
<b>T01</b>	33,6	Emissivité	0,85
<b>T02</b>	33,3	Distance	11 m
		Température Atmosphérique	20 °C
		Humidité relative	40 %

Tableau IV. 7: mesures et paramètres

### Désignation des points de mesure sur l'équipement

Le thermo-gramme (figure IV.21) représente les deux points de connexion HT de transformateur principal du groupe N°2. Les deux points T01, T02 montrent les températures des 02 points de connexion, les valeurs sont approximativement égales (33,6 ; 33,3) °C. Ces deux points sont considérés comme point chaud.

### Analyse de l'anomalie

Echauffement des connexions des Câbles haute tension.

### Préconisation

Revoir les fixations des câbles HT.

### IV.3.3- Analyse paramétrique

L'analyse des paramètres d'exploitation se fait par la surveillance et les relevés des différents paramètres mécaniques et électriques des équipements.

La signalisation des défauts dans le cadre de la maintenance conditionnelle se fait en cas de déviation de ces paramètres par rapport à des valeurs de référence (Normes ou les valeurs des paramètres des équipements neufs).

La tendance de ces paramètres permet de prévoir un éventuel défaut qui peut survenir en cas de non-prise des actions préventives et correctives.

D'où l'analyse des paramètres d'exploitation est réalisée en se basant sur le tracé de la tendance de ces paramètres.

#### IV.3.3.1- Tension nominale

Temps (Jour)	1	2	3	4	5
Tension (kV)	228,6	230,05	229,5	229,975	230,0375

Tableau IV. 8: Tensions nominales journaliers

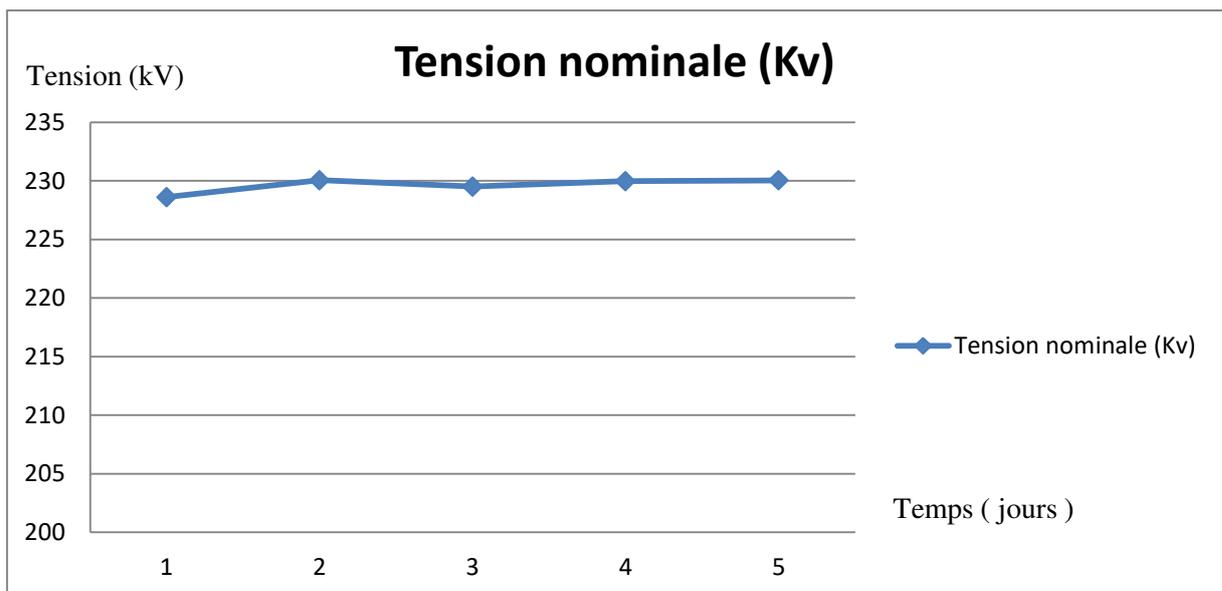


Figure IV. 22 : Graphe de tension nominale

La figure IV.21 représente la caractéristique de la tension nominale selon des différents démarrages journaliers effectués sur le transformateur pendant la saison d'hiver, ces valeurs évoque la tension sur une période de fonctionnement, elles n'ont pas dépassé la limites exigée par le constructeur dont la norme est  $230 \pm 2 \times 2.5\%$ , donc le transformateur n'a subi aucune dégradation ni aucun signe de défaut.

### IV.3.3.2- Teneur en eau

Période (annuelle)	06.15	06.16	06.17	07.18	12.18	06.19	06.20
Teneur en eau	7.2	6.3	6	8.05	7.3	7.9	13.02

Tableau IV. 9 : Les résultats annuel de la teneur en eau

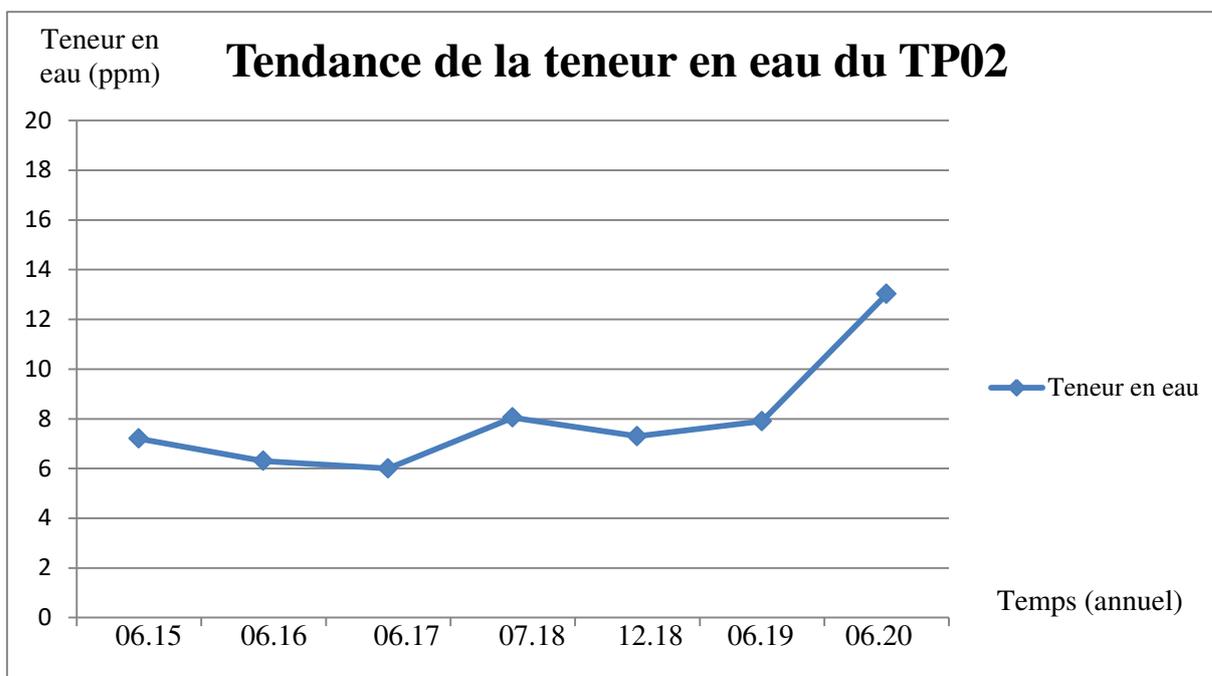


Figure IV. 23: Tendance de la teneur en eau TP02

La figure IV.23 présente la tendance de la teneur en eau (kV) en fonction du temps.

Les mesures du point TP2 est près peu constant depuis juin 2015 jusqu'a juin 2017 on a retenu que l'huile n'a subit aucun changement durant cette période, puis une légère variation en juin 2018 peut être due aux mauvaises conditions de prélèvement qui joue un rôle sur les circonstances des mesures d'où la programmation d'un nouveau test est nécessaire qui a montré que les valeurs sont toujours dans les limites qu'il faut respecté.

On remarque bien qu'en juin 2020, il ya une déviation pointe de la valeur, probablement c'est un significative d'un début d'une légère dégradation de l'huile.

A ce propos on a préconisé une augmentation de la fréquence d'analyse (contrôle).

Mais, les sept mesures n'ont pas dépassé la norme qu'il faut respecter, cela implique que ce dernier est en bonne état selon les valeurs exigées.

### IV.3.3.3- Tension de claquage

Période (semestrielle)	06.15	12.15	06.16	12.16	06.17	12.17	07.18	12.18	06.19	12.19	06.20
Tension de claquage	78,6	81,80	80,05	81,27	78,36	80,90	81,40	71,10	75,80	79,2	83,08

Tableau IV. 10: Les résultats semestriel de la tension de claquage

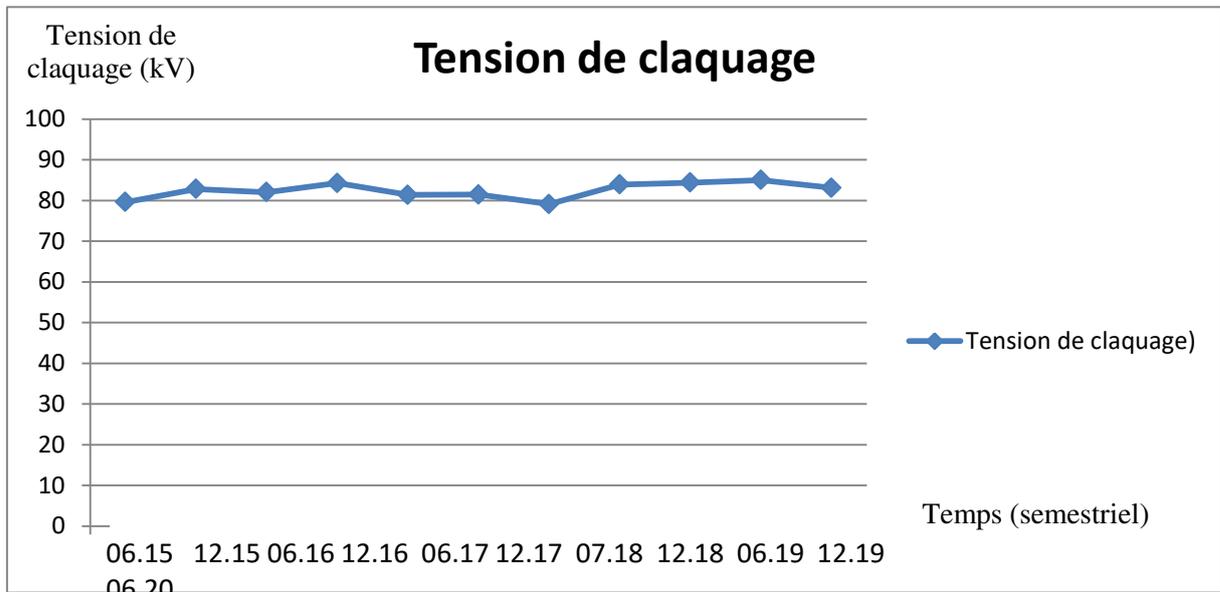


Figure IV. 24 : Tendence de la tension de claquage du TP02

La figure IV.24 montre la tendance de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement.

Nous remarquons que la tension de claquage est presque constante avec le temps de vieillissement. Nous notons que la tension de claquage est quasiment statique sur une période de 5ans cela fait que le transformateur na subi aucune dégradation durant toute sa mise en marche depuis son installation.

## CONCLUSION GENERALE

Notre travail fait partie d'un pole de recherche relatif à la maintenance des transformateurs de puissance.

La maintenance a été réalisée en utilisant la technique d'analyse d'huile (analyse physico-chimique), et analyse thermographique extérieur, ainsi que le rapport de paramètre électrique.

Une méthode très utilisée par la société de production d'électricité (SPE SONELGAZ), dans l'intention de garantir une bonne maintenance et une certitude de fonctionnement des transformateurs qui sont une partie importante dans les réseaux de production de l'électricité.

Les tests expérimentaux ont été réalisés au laboratoire conventionné avec SPE SONELGAZ dans le cadre des analyses physico-chimique appliqué selon des normes international. Les analyses thermographique se sont réalisés par un agent spécialisé sur la photographie en camera FLIR, le compte rendu des analyses paramétriques réalisé à partir des courbes de tendance de différents paramètres.

Au cours de notre étude nous avons retenu plusieurs points tel que :

- Toute déformation physique ou chimique d'huile se traduit à une défaillance technique du transformateur.
- Tout point chaud pourrait conduire à la destruction des connexions et des perturbations sur le transport d'énergie.
- Il est très important d'assurer que, sur le plan de mise en maintenance, beaucoup de moyens matériels soient indispensables.

Il est utile que le travail présenté, gagne beaucoup à être complété par une étude des effets sur l'isolant cellulosique et des gaz dissous dans l'huile.

## LISTE DES FIGURES

Figure I. 1:Logo Groupe Sonelgaz .....	4
Figure I. 2: Plan de développement des moyennes de production de l'électricité.....	7
Figure I. 3: Le plan de production SPE en exploitation .....	9
Figure I. 4:schéma technique d'une centrale hydraulique.....	10
Figure I. 5: schéma technique d'une centrale à gaz.....	11
Figure II. 1:schéma d'un transformateur monophasé.....	16
Figure II. 2: schéma d'un transformateur triphasé .....	16
Figure II. 3: carcasse transformateur monophasé.....	17
Figure II. 4:enroulements du transformateur.....	17
Figure II. 5: projection sur le transformateur triphasé.....	18
Figure II. 6:couplage étoile.....	18
Figure II. 7:couplage triangle .....	19
Figure II. 8: couplage étoile.....	19
Figure II. 9: couplage triangle .....	19
Figure II. 10:couplage zigzag .....	20
Figure II. 11:symbole du transformateur de puissance .....	24
Figure II. 12: schéma du transformateur monophasé .....	25
Figure II. 13: schéma du transformateur triphasé.....	25
Figure II. 14:Présentation les différents constituants du transformateur de puissance .....	26
Figure II. 15: Schéma de montage de noyau. ....	27
Figure II. 16: cuve transformateur de puissance .....	29
Figure II. 17: traversées d'un transformateur de puissance.....	29
Figure II. 18: Les différents couplages de transformateur. ....	31

Figure II. 19: Indice horaire des différents couplages usuel des transformateurs .....	31
Figure III. 1: évolution de la maintenance depuis 1940 .....	33
Figure III. 2: Objectif de la maintenance.....	34
Figure III. 3: structure classique de l'organisation de la fonction maintenance.....	36
Figure III. 4: diagramme des méthodes de maintenance .....	37
Figure III. 5: les différentes politiques de la maintenance .....	39
Figure III. 6: maintenance préventive conditionnelle.....	42
Figure III. 7: choix d'une forme de maintenance .....	45
Figure III. 8 : principe d'une camera infrarouge .....	53
Figure III. 9: équipement analysé .....	54
Figure III. 10:les points de connexion HT.....	55
Figure III. 11: les points de connexion HT.....	56
Figure III. 12 : les points de connexion HT.....	57
Figure IV. 1 : Schéma unifilaire des turbines mobiles à gaz centrale TGM Amizour raccordées au réseau de transport	60
Figure IV. 2: diffusion de réseau .....	61
Figure IV. 3: Vue générale du TP .....	62
Figure IV. 4: transformateur de puissance (TP02 AMIZOUR) .....	62
Figure IV. 5:Partie secondaire TP02 .....	62
Figure IV. 6: Partie primaire TP02.....	62
Figure IV. 7 : schéma électrique du transformateur TP2 .....	63
Figure IV. 8: Plaque signalétique TP02 .....	64
Figure IV. 9: le viscosimètre LAUDA iVisc.....	68
Figure IV. 10: interface de logiciel « LAUDA iVisc ». .....	68
Figure IV. 11: caméra infrarouge FLIR T640. ....	71

Figure IV. 12: Interface logiciel FLIR TOOL.....	72
Figure IV. 13: transformateur principal.....	73
Figure IV. 14: disjoncteur ligne 220kv.....	73
Figure IV. 15: les points de connexion HT .....	73
Figure IV. 16: les points de connexion HT .....	74
Figure IV. 17: les points de connexion HT .....	75
Figure IV. 18: les points de connexion HT .....	76
Figure IV. 19: les points de connexion HT .....	77
Figure IV. 20: les points de connexion HT .....	78
Figure IV. 21: les points de connexion HT .....	79
Figure IV. 22 : Graphe de tension nominale .....	80
Figure IV. 23: Tendence de la teneur en eau TP02 .....	81
Figure IV. 24 : Tendence de la tension de claquage du TP02.....	82

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau I. 1: historique de la société SPE .....	7
Tableau I. 2: Tableau de développement des moyennes de production de l'électricité en turbine a gaz et cycle combiné en 2018-2021 .....	8
Tableau II. 1: couplages possibles entre primaire et secondaire .....	23
Tableau III. 1 : l'origine des gaz dessous dans l'huile	51
Tableau III. 2 : mesures des paramètres .....	55
Tableau III. 3:mesures des paramètres .....	56
Tableau III. 4:mesures des paramètres .....	57
Tableau IV. 1: Historique d'analyses de l'huile	69
Tableau IV. 2: mesures et paramètres .....	74
Tableau IV. 3 mesures et paramètres .....	75
Tableau IV. 4: mesures et paramètres .....	76
Tableau IV. 5: mesures et paramètres .....	77
Tableau IV. 6: mesures et paramètres .....	78
Tableau IV. 7: mesures et paramètres .....	79
Tableau IV. 8: Tensions nominales journaliers .....	80
Tableau IV. 9 : Les résultats annuel de la teneur en eau .....	81
Tableau IV. 10: Les résultats semestriel de la tension de claquage .....	82

## LISTES DES ABREVIATIONS

SPE : Société De Production D'électricité.

SPA: Société Par Action.

SKTM: Shariket Kahraba Wa Taket Moutadjadida.

CEEG: Compagnie D'engineering D'électricité Et Gaz.

GRTE: gestion du réseau et de transport d'électricité.

GRTG: gestion du réseau et de transport de gaz.

OS: operateur de système.

SDC: société distribution centre.

SADEG : (société algérienne de distribution d'électricité et gaz.

SDA: société de distribution Alger.

SDE: société de distribution d'électricité.

SDO: société de distribution ouest.

SKT: shariket kahraba terga.

SKD: shariket kahraba koudiat eddraouch.

MW: méga watt.

KW: kilo watt.

Hz: hertz.

A: ampère.

V: volt.

MVA: méga volt ampère.

KVA: kilo volt ampère.

Mm: millimètre.

TV: turbine à vapeur.

TG: turbine à gaz.

DPE: direction de production d'électricité.

TGM: turbine à gaz mobile.

BT: basse tension.

HT: haute tension.

MT : moyenne tension.

USA : United state of america.

AFNOR : association française de normalisation.

NF EN : normes française anglaise

CEI : commission électrotechnique international.

ASTM : American society of testing and materials

ISO : organisation internationale de normalisation.

AMDEC : analyse des modes de défaillances, de leurs effets et de leur criticité.

GMAO : gestion de maintenance assistée par ordinateur.

TP : transformateur de puissance.

ODAF : oil directed air forced.

LCD: liquid cristal display.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] <https://www.sonelgaz.dz/frsonelgaz.dz>
- [2] <https://www.spe.dz/index.php/fr/>
- [3] Document offert par SONELGA SPE DARGUINA « organigramme de l'entreprise »
- [4] *GABRIEL Cormier Ph.D, ing*, le manuel de Bouchard, Électrotechnique, 2eme édition. *Ph.D., ing*. Université de Moncton
- [5] *OMRANI Aouatef* « Protection et maintenance des transformateurs dans l'unité industrielle » Mémoire de Master, génie électrique université de Biskra 2019.
- [6] *AMARI.Mansour* « Cours Electrotechnique, transformateur triphasé », École Hassania des Travaux Publics , Année Universitaire 2011-2012
- [7] *ABDELKEBIR Amir & SAADI Nassim* « Application de la Logique Floue pour le Diagnostic des Transformateurs de Puissance par Analyse des Gaz dissous», Mémoire de Master, génie électrique université de Boumerdes 2017.
- [8] Document publié par SONELGAZ « Ecole technique de Blida les transformateurs de puissance »
- [9] *GRIRI Faouzi*, Support de cours destiné aux techniciens Des ISETs Niveau 2 Electrotechnique, Institut Supérieur des Etudes Technologiques de Sousse, Année Universitaire 2003/2004
- [10] *DJAOUTI Saad Allah & SERRADJ Mohamed* « Etude de la protection d'un transformateur principal 533MVA », Mémoire de Master, génie électrique université de Blida 2017
- [11] *BENAICHA Halima* « analyse des stratégies de maintenance des systèmes de production industrielle » thèse doctorat, Université des sciences technologies d'Oran, 2015.
- [12] « introduction a la maintenance industrielle », Article disponible sur le site web <http://www.marnevallee-maintenance.fr/>. consulter le 23/04/2021,
- [13] *SOUAIAIA Hakim*, « étude de maintenance du système moteur-voix rouleaux » mémoire de Master 2, université badji mokhtar, 2017
- [14] *FREDERIC Tomla*, « cour de maintenance », enseignant chercheur en gestion des risque, école polytechnique d'antananarivo madagascar.
- [15] *Mohamed Chouchéne, Mme BEN FRAJ Boutheina, Mme MERHEBEN Najoua* « document de cour, Introduction a la maintenance », ISET Nabeul 2013/2014
- [16] *SALAH Oussama & MEDDOUR Abedessalem*, « utilisation de la GMAO pour la planification de la maintenance preventive », mémoire de master, université M.boudiaf-m'sila, le 10/06/2018
- [17] *FRANÇOIS Monchy & JEAN-PIERRE Vernier*, « maintenance, méthodes et organisations », dunod 3ème édition,

- [18] *Y. Noda, H. Nakamoto, S. Yokoyama* « accurate modeling of core type distribution transformers for electromagnetic transient studies ». IEEE transaction on power delivery. Vol 17. Octobre 2002.
- [19] *MEZARI Naouel*. « diagnostic des transformateurs de puissance ». mémoire de magister. Université mouloud mameri, tizi ouzou 2011.
- [20] *C. EnAndriea, E Daufhant D. Boss* « A frequency depended model for a MV/LV transformer ». international conference on power systems transients (IPST). Budapest. Hongaey. Juin 20-24 1999.
- [21] *B. Gustavsen, A Senbyen* « application of vector fitting to stable equation representation of transformers for simulation of electromagnetic transients ». IEEE. Transaction on power delivery, vol 13. Juillet 1999.
- [22] Article envoyé par le laboratoire central SPE sur l'adresse email [labocentral.spe@spe.dz](mailto:labocentral.spe@spe.dz). « procedure de prelevement et d'acheminement des echontillons d'huile par l'unité vers le laboratoire central ». route ouled fayet.. RN n° 36, coline des grands vents, el achour-Ager. Janvier 2021.
- [23] *SAMUEL Eke*. « strategie d'évolution de l'état des transformateurs : Esquisse pour la gestion intégrée des transformateurs vieillissants » THESE de DOCTORAT. université de lyon.2018.
- [24] *STEPHANE Deleroix & MAHMOUD Skifati*. « les cameras infrarouges ». licence pro industrielle. Université de lille, 2015.