

I. Présentation de l'organisme d'accueil

I.1 L'historique et la carte d'identité de l'ONEE

a) L'historique de l'ONEE-Branche électricité

Après l'indépendance, le Maroc a décidé de prendre lui-même en main le secteur électrique pour l'organiser, le soutenir et garantir le service public. L'office est créé en 1963 par dahir n°1-63-225 du 5 août 1963.

b) Carte d'identité de l'ONEE-Branche électricité

L'office National de l'Electricité et de l'Eau potable- Branche électricité est un établissement public à caractère industriel et commercial, doté de la personnalité civil et de l'autonomie financière, chargé du service public de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique.

<i>Date de création</i>	1963
<i>Forme juridique</i>	Etablissement semi- public
<i>Siège social</i>	65, rue Othman Ben Affan Casablanca - Maroc
<i>Directeur général</i>	Ali Fassi-Fihri
<i>Activités</i>	Production, transport et distribution d'électricité
<i>Nombre d'effectifs</i>	9000
<i>Nombre des clients</i>	Plus de 4.7 millions
<i>Chiffre d'affaires</i>	19,930 milliards (2011)
<i>E-mail</i>	offelec@onee.org.ma
<i>Site Web</i>	www.onee.org.ma
<i>Téléphone</i>	05-22-66-80-80
<i>Fax</i>	05-22-22-00-38
<i>Boîte Postale</i>	20000 Casablanca

Tableau 1 : Carte d'identité de l'ONEE-Branche électricité

I.2 Les missions de l'ONEE-Branche électricité

Les principales missions de l'ONEE consistent à :

- Répondre aux besoins du pays en électricité dans les meilleures conditions de coût et de qualité de service.
- Gérer et développer le réseau de transport de l'électricité.
- Planifier, intensifier et généraliser l'extension de l'électrification rurale.
- Gérer, d'une manière générale, la demande globale d'énergie électrique du Royaume.
- Œuvrer pour la promotion et le développement des énergies renouvelables.

I.3 Les activités de l'ONEE-Branche électricité

L'ONEE-Branche électricité exerce des activités centrées sur les métiers de l'électricité : Production, Transport et Distribution.

a) La production

La production de l'énergie électrique au Maroc se fait par des centrales utilisant différentes sources d'énergie et différents procédés à savoir principalement : les centrales hydrauliques et thermiques. Une partie de la production est importée grâce à l'interconnexion Maroc-Espagne et Maroc-Algérie.

Le parc de production de l'ONEE-Branche électricité est constitué de centrales électriques ayant une puissance totale installée à fin 2013 de 7342.2 MW.

<i>Centrale</i>	<i>Puissance en MW</i>
Usines hydrauliques	1306.1
STEP	464
Centrales thermiques vapeur	2795
Fioul	600
Charbon (y compris JLEC)	1785
Centrales turbines à gaz	1230
Cycles combinés	850
Thermique Diesel	202
Total thermique	5097
Eolien (ONE et CED)	495.2
Total	7342.2

Tableau 2 : Puissance total installée à fin 2012

b) Le transport

L'électricité n'étant pas stockable, il est donc nécessaire de gérer en continu le flux de cette énergie entre les lieux de production et les points de livraison à la clientèle.

Le réseau de transport national, d'une longueur totale de 21 854 km en 2012 est interconnecté aux réseaux électriques algérien et espagnol. Cette interconnexion vise à renforcer la fiabilité et la sécurité d'alimentation, à bénéficier de l'économie potentielle sur le prix de revient du kWh et à intégrer le marché électrique national dans un vaste marché euromaghrébin.

L'ONEE-Branche électricité développe et renforce son réseau de transport qui couvre aujourd'hui presque la quasi-totalité du territoire national et est constitué de lignes de 400, 225 et 60 kV.

c) La distribution

L'ONEE-Branche Electricité est chargé de toutes les activités nécessaires à la gestion et au développement des réseaux de distribution moyenne et basse tension, c'est le premier distributeur d'électricité au Maroc avec une part de marché de 55%. Son champ d'action couvre tout le territoire national à l'exception des agglomérations urbaines gérées par des régies de distribution publiques ou par des distributeurs privées, à savoir: Casablanca, Rabat Salé Marrakech, Fès, Mekhnès, Tanger, Tétouan, Kenitra, Safi, El Jadida-Azemmour et Larache Ksar El Kabîr.

I.4 L'organigramme de l'ONEE-Branche électricité

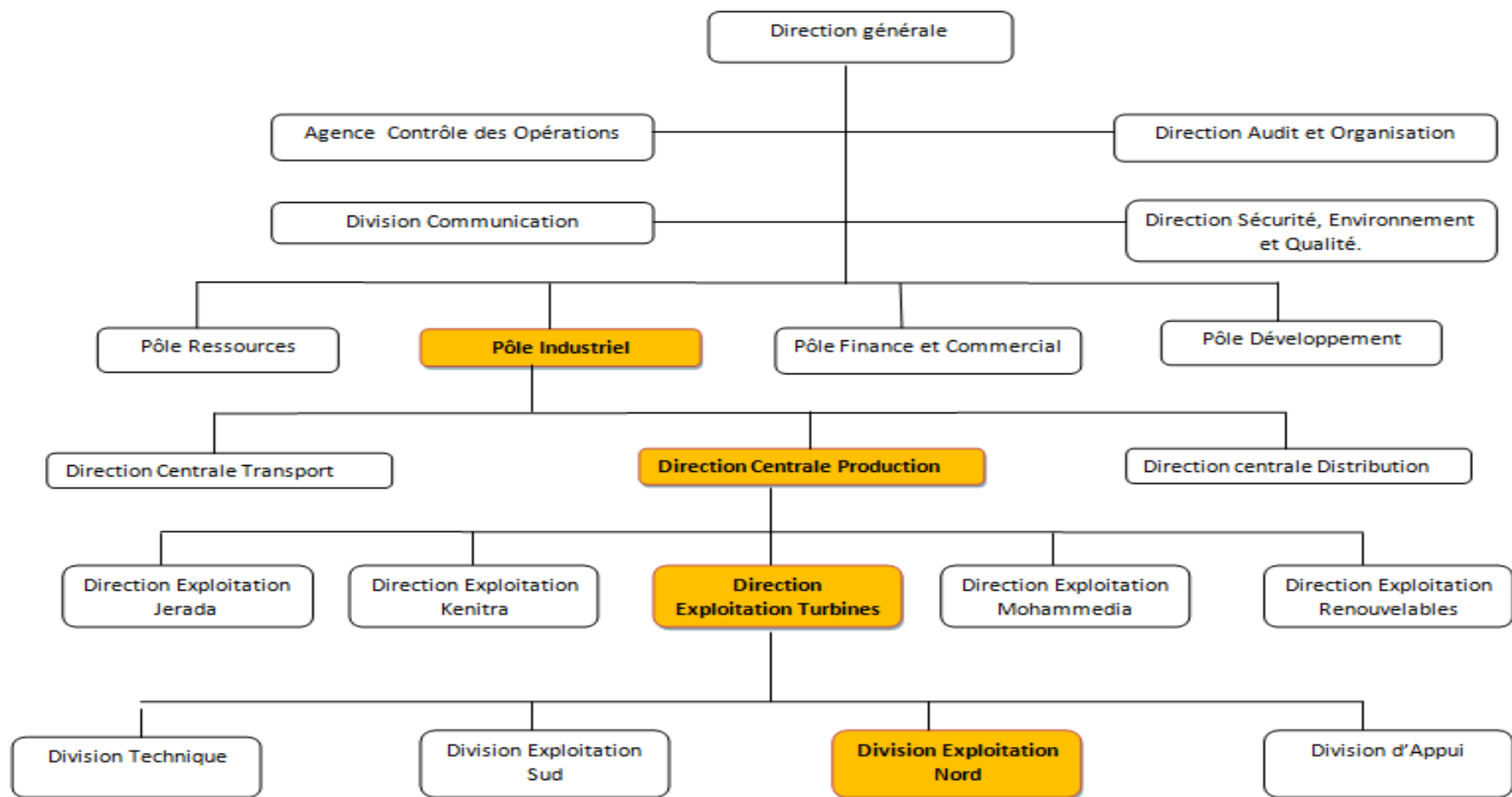


Figure 1 : Organigramme de l'ONEE-Branche électricité

II. La centrale Turbine à Gaz Mohammedia M2 (3*100 MW)

II.1 Généralités

La centrale est située juste à côté de la centrale thermique et le site s'étend sur une superficie totale de 7 Hectares, en bordure de l'océan atlantique à l'Est de la centrale thermique de Mohammedia, à quelque 20 Km de Casablanca et à quelques 70 Km de Rabat.

Ce site se trouve dans la zone industrielle qui abrite également la raffinerie de la SAMIR et plusieurs autres grandes industries de la région. L'accès au site se fait directement par la RN 107, dite côtière, reliant les villes de Rabat et Casablanca.

La centrale turbine à gaz de Mohammedia comporte trois turbines à gaz d'une puissance unitaire de 100 MW, utilisant le fuel Oil N°2 traité comme combustible de base. Le choix du projet au niveau de la centrale de Mohammedia est motivé par l'existence d'un ensemble d'avantages tels que :

- Existence des postes 60 et 225KV pour l'évacuation de l'énergie produite.
- Proximité de la SAMIR pour l'approvisionnement en combustible.

Le projet de construction de la centrale turbine à gaz à Mohammedia a été lancé en 2006 dans le cadre des programmes d'urgence visant à doter le pays de puissance supplémentaire.



Figure 2 : Centrale Turbine à Gaz Mohammedia M2 (3*100 MW)

II.2 Caractéristiques de CTG Mohammedia M2

<i>Turbine</i>	
Nombre de Turbines	3
Marque	Général électrique type 9E
Puissance unitaire	100 MW
Vitesse de rotation	3000tr/min
Consommation Fuel Oïl pleine charge	28.5 t/h
Consommation de Gasoil pleine charge	31 t/h
Consommation cycle marche /arrêt en Gaz oïl	11 t/h
<i>Alternateur</i>	
Nombre d'alternateurs	3
Marque	BRUSH
Puissance apparente unitaire	133 MVA
Tension nominale unitaire	14.5 KV
Fréquence de fonctionnement	50 Hz
Facteur de puissance	0.8
Tension d'excitation	275 V
Température maximal admissible	110 °C
Courant du stator	5296 A
Vitesse de rotation	3000 tr/min
<i>Transformateurs</i>	
Nombre de transformateurs principaux	3
Puissance unitaire du transformateur principal	120/160 MVA
Type du transformateur principal	ONAN/ONAF
Nombre de transformateurs de soutirage	2
Puissance unitaire du transformateur de soutirage	11/14 MVA

Type de transformateurs	ONAN/ONAF
-------------------------	-----------

Tableau 3 : Différentes caractéristiques de la centrale turbine à gaz de Mohammedia M2

La centrale contient également des auxiliaires indispensables pour le bon fonctionnement de la turbine à savoir : Trois réchauffeurs fuel, trois blocs de Filtration Combustible, trois aéroréfrigérants, trois blocs d'inhibiteur Vanadium, une unité de lavage de la turbine, trois groupes de protection contre l'incendie, trois compartiments de contrôle de la turbine, trois unités d'injection d'eau, trois cheminées de 50 m de hauteur, trois Systèmes d'admission d'air et trois zones de maintenance.

Pour la production du fuel traité et de l'eau déminéralisée, la centrale est équipée d'un poste de traitement du fuel (PTF) et un poste de traitement d'eau (PTE) que nous allons détailler dans la suite de ce rapport. Le schéma synoptique suivant présente une idée globale sur l'emplacement des équipements et des stations dans la centrale :

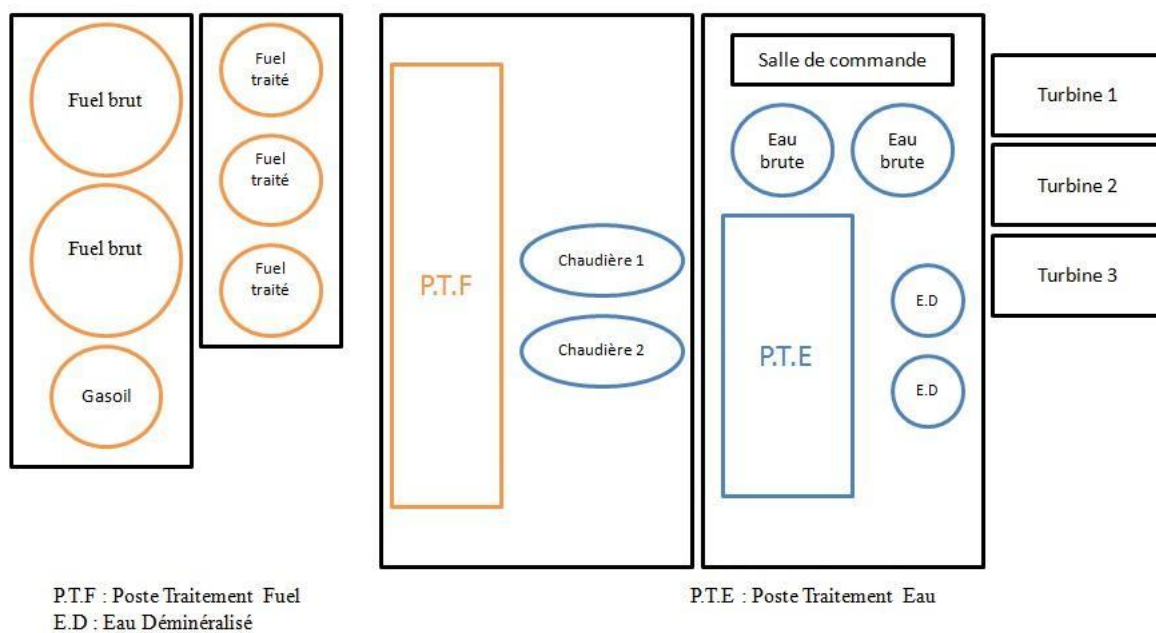


Figure 2 : schéma synoptique de la centrale TAG Mohammedia M2

II.3 La turbine à gaz et ses auxiliaires

II.3.1 Définition

Une turbine à gaz (dénomination historique, abrégée en TAG), appelée aussi turbine à combustion (TAC) ou parfois turbine à gaz de combustion (dénomination la plus précise), est une machine tournante thermodynamique appartenant à la famille des moteurs à combustion interne dont le rôle est de produire de l'énergie mécanique sous la forme de la rotation d'un

arbre, directement à partir de l'énergie cinétique des gaz produits par la combustion d'un hydrocarbure (fioul, gaz combustible...)

II.3.2 Principe de fonctionnement

Dès que le système de démarrage de la turbine est activé, l'air ambiant est aspiré, filtré et puis acheminé vers le compresseur axial de 17 étages. Pour empêcher le pompage du compresseur au démarrage, des vannes d'extraction d'air du 11ème étage (vannes anti-pompage) sont ouvertes et des aubes orientables situées à l'entrée du compresseur sont en position "fermée".

A la fin de la séquence de démarrage, vers 95% de la vitesse, les vannes d'extraction d'air du 11ème étage se ferment et les aubes mobiles à l'entrée du compresseur se positionnent à la valeur de fonctionnement en marche à vide.

L'air comprimé en provenance du compresseur pénètre dans l'espace annulaire à la périphérie des 14 chambres de combustion, d'où il s'introduit entre les enveloppes intermédiaires et les tubes de flamme.

Les injecteurs introduisent le combustible dans chacune des 14 chambres de combustion où il se mélange à l'air. L'allumage s'effectue grâce à deux bougies rétractables.

Au moment où l'allumage se produit au niveau d'une des deux bougies équipant ces chambres, la combustion se propage dans les autres chambres à travers des tubes d'interconnexion qui les relient entre elles au niveau de la zone de combustion. A peu près à 50 % de la vitesse nominale de la turbine, la pression régnante à l'intérieur des chambres de combustion est suffisante pour provoquer le retrait des électrodes des bougies afin de les protéger du rayonnement des flammes.

Les gaz chauds issus des chambres de combustion se propagent à travers les trois étages de la turbine où ils se détendent. Chaque étage se compose d'un ensemble d'aubes fixes suivies d'une rangée d'aubes mobiles. Dans chaque rangée d'aubes fixes, l'énergie cinétique du jet de gaz augmente, en même temps que la pression chute. Dans la rangée adjacente d'aubes mobiles, une partie de l'énergie cinétique du jet est convertie en travail utile transmis au rotor de la turbine sous la forme d'un couple mécanique.

Après leur passage dans les aubes du troisième étage, les gaz d'échappement traversent le diffuseur, qui comporte une série de déflecteurs ou aubes de guidage transformant la direction axiale des gaz en direction radiale et diminuant ainsi les pertes à l'échappement. Puis les gaz sont envoyés dans le cadre d'échappement.

La rotation résultante de l'arbre entraîne le rotor de l'alternateur et certains auxiliaires.

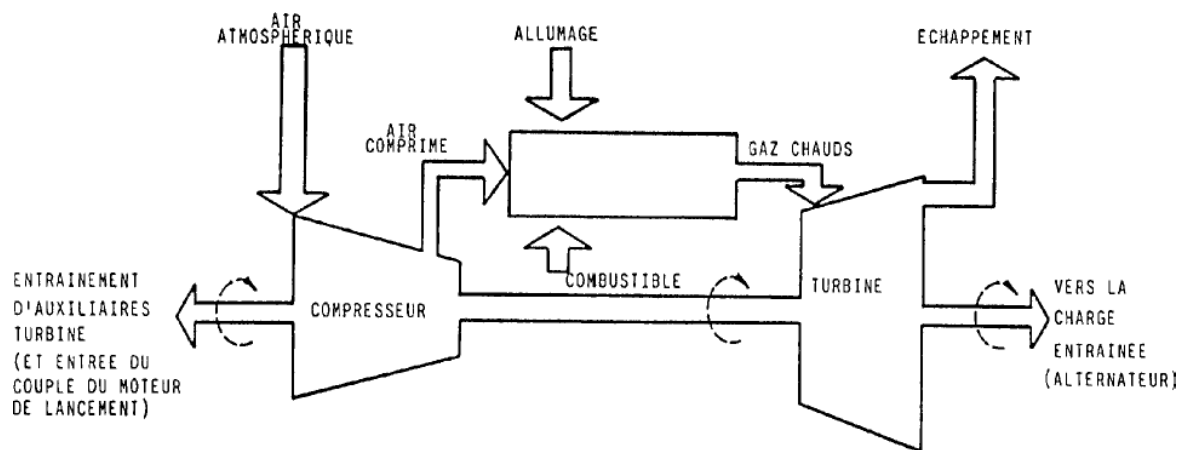


Figure 3 : Schéma illustrative du fonctionnement de la turbine à gaz

II.3.3 Compartiment compresseur-Turbine

Le compartiment compresseur-turbine est constitué d'un compresseur axial, des injecteurs, des chambres de combustion, une turbine et un corps d'échappement.

a) Le compresseur axial :

Dans le compresseur, l'air est mis en rotation par une rangée circulaire d'aubes mobiles (17 étages du rotor) et subit une augmentation de la vitesse. En franchissant ensuite une rangée d'aubes fixes (stator), la vitesse de l'air diminue et sa pression augmente.

b) Les chambres de combustion :

Le système de combustion est composé de 14 chambres de combustion qui sont équipées des composants suivants :

Bougies, détecteurs de flamme et injecteurs de combustible. Les gaz chauds issus de la combustion dans les chambres servent à entraîner la turbine.

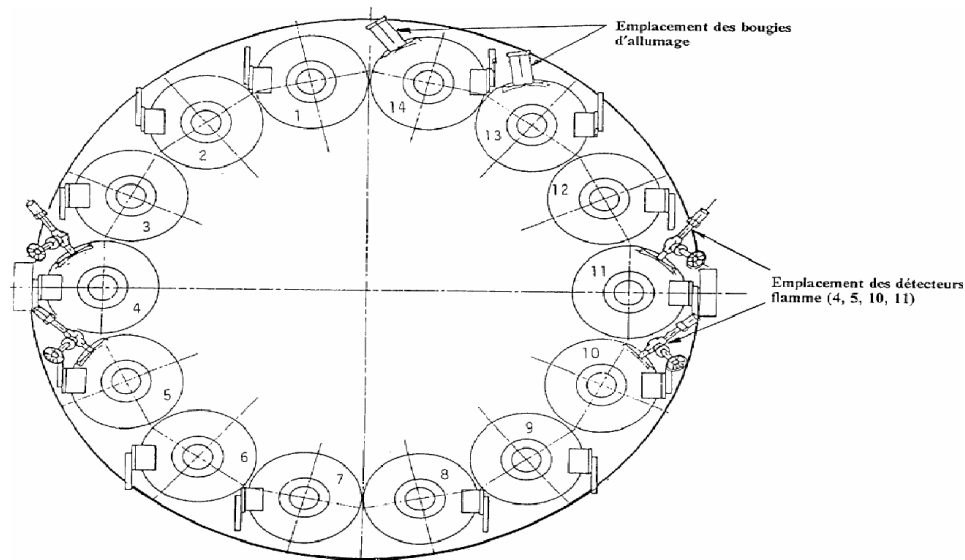


Figure 4 : Ensemble des chambres de Combustion

c) Bougies d'allumages :

La combustion est amorcée par l'étincelle à haute tension de deux bougies à électrode rétractable installées dans des chambres de combustion adjacentes (n° 13 et 14).

Ces bougies maintenues sorties par des ressorts sont alimentées par des transformateurs d'allumage. Lorsque le compresseur axial délivre une pression suffisante, les électrodes s'escamotent. Au moment de l'allumage, l'étincelle de l'une ou l'autre de ces bougies allume les gaz de combustion dans l'une ou l'autre des chambres. Les autres chambres sont allumées par propagation de la flamme d'une chambre à l'autre par l'intermédiaire des tubes d'interconnexion reliant entre elles les zones de réaction des différentes chambres. Lors de la montée en vitesse de la turbine, la pression dans les chambres augmente et agit sur les pistons des bougies afin de retirer les électrodes de la zone de réaction.

d) Détecteurs de Flamme :

Dès l'allumage, il est indispensable que l'indication de la présence (ou de l'absence) de flamme soit transmise au système de contrôle. Pour réaliser ce but, un système de surveillance de flamme est monté dans quatre chambres de combustion. Le détecteur de flamme à ultra-violet se compose d'un capteur de flamme contenant un gaz.

Le gaz du détecteur est sensible à la présence du rayonnement ultra-violet, émis par toute flamme d'hydrocarbure. Une tension continue envoyée par l'amplificateur est appliquée aux bornes du détecteur. Si une flamme est présente, l'ionisation du gaz à l'intérieur du détecteur entraîne la conduction du circuit commandant l'amplificateur, et fournit un signal approprié indiquant la présence de flamme. De même, l'absence de flamme entraîne l'apparition d'un signal opposé signalant cette condition.

e) Les Injecteurs :

Chaque chambre de combustion est équipée d'un injecteur de combustible qui pulvérise une quantité mesurée de combustible à l'intérieur de la chambre. Les injecteurs de combustible sont utilisés dans les turbines à gaz pour brûler le gaz.

II.3.4 Compartiment des auxiliaires

Il est situé au dessous du caisson d'aspiration d'air, et comprend tous les auxiliaires nécessaires au fonctionnement de la turbine. Ce compartiment est composé de :

a) Moteur de lancement :

Le moteur de lancement est une machine électrique asynchrone alimenté sous une tension 6.6 KV pour entraîner l'arbre du compresseur turbine à une vitesse bien déterminée.

b) Convertisseur de couple :

C'est un élément qui convertit le couple donné par le moteur de lancement pour pouvoir tourner l'arbre de la turbine, il est mené d'une pompe à huile entraînée par le moteur de lancement.

c) Le réducteur des auxiliaires :

Il comprend un ensemble de roues dentées actionnées par l'arbre turbine pour entraîner la pompe à huile HP, pompe de graissage. Pour économiser l'énergie électrique.

d) Le vireur :

C'est un moteur électrique alimenté sous une tension de 400V, il aide le moteur de lancement pendant le moment de démarrage. Afin d'éviter la flexion d'arbre turbine il fait tourner l'ensemble de 1/8 de tour chaque 3min d'un état permanent durant 14h après un démarrage à chaud de la turbine qui est supérieur à 40h. Pour un démarrage à froid il faut lancer le vireur 1h avant le démarrage de la turbine.

II.3.4 Alternateur

Un alternateur est une machine électrique synchrone tournante, qui fonctionne en mode génératrice et produit de l'énergie électrique alternative.

L'alternateur est entièrement fermé, et conçu pour un fonctionnement avec de l'air à titre de fluide de refroidissement. L'air de ventilation est diffusé par des ventilateurs qui se trouvent à l'extrémité du rotor alternateur.

II.4 Le Poste Traitement Eau (PTE)

La centrale dispose de deux réservoirs de l'eau déminéralisé 2*2600 m³. L'eau brut est acheminée dans des conduites à partir de LYDEC avec un débit volumique de 140m³/h, stockée dans deux réservoirs de capacités 6600 m³ chacun, puis traitée pour donner de l'eau déminéralisée avec un débit de 90m³/h.

L'eau déminéralisée est utilisée dans :

- Le lavage de la turbine
- Circuit de refroidissement de la turbine
- Les chaudières
- Et en grande partie, le lavage du fuel

Le traitement de l'eau se fait en 5 étapes majeures :

a) La filtration

L'eau brut est pompée pour alimenter des filtres nommés « filtres multimédia », ces filtres ont la propriété de capter les particules d'eau de dimension supérieur à 40µm.

b) Osmose inverse : 1er passage

Des pompes à haute pression augmentent la pression de l'eau brute à 20 bars environ. Puis entame la première étape de l'osmose inverse.

Le principe de l'osmose inverse nous donne deux catégories d'éléments :

- Le perméat : qui signifie la solution « permise », il représente la partie utile de l'eau, c'est à dire la partie dont la concentration des sels minéraux est la plus basse
- Le concentrât : c'est la partie de l'eau qui est riche en sels minéraux. Elle présente un effet indésirable vu leur caractéristique de corrosion facilitant l'usure rapide des éléments.

La conductivité de l'eau brut est de 600µS/cm, et 9 µS/cm au maximum pour les perméats. Si cette condition est satisfaite en passe à l'étape suivante pour cette eau, sinon on refait l'osmose inverse 1er passage.

c) Dégazage

L'eau est pulvérisée dans un bac en contact avec l'air entrant, ce qui permet de dégager le dioxyde de carbone CO₂ dans l'atmosphère. L'eau obtenue donc est une eau dégazifiée, c'est-à-dire, elle ne contient pas de traces de CO₂.

d) Osmose inverse : 2ème passage

L'eau est osmosée de la même façon que l'osmose inverse 1er passage, et à la fin de cette étape, l'eau présente une conductivité de 5 µS/cm.

e) Lits mixtes

L'étape final est celui de deux lits mixtes de capacité 90 m³/h chacun, l'un en service alors que l'autre de réserve. Ce système permet un échange d'ions qui sert à déminéraliser l'eau

osmosée. La conductivité de l'eau à la sortie du lit mixte ne doit pas atteindre 1 $\mu\text{S}/\text{cm}$, et son Ph doit vérifier $6 < \text{PH} < 7.8$

A la sortie du Poste Traitement Eau , l'eau déminéralisée présente la qualité suivante :

<i>Qualité de l'eau déminéralisée</i>	
Conductivité	$< 1 \mu\text{S}/\text{cm}$
Sodium + potassium	$< 0,5\text{mg}/\text{l}$
Silice total	$< 0,5 \text{ mg}/\text{l SiO}_2$
Calcium	$< 0,5 \text{ mg}/\text{l Ca}^{2+}$

Tableau 4 : La qualité de l'eau déminéralisée à la sortie du PTE

II.5 Le poste traitement Fuel (PTF)

La centrale est équipée d'un poste de traitement de fuel contenant huit lignes de traitement. Le débit unitaire de chaque ligne est de $20 \text{ m}^3/\text{h}$. Chaque ligne est composée de deux stades comprenant chacun un mélangeur et un séparateur.

Le fuel est ainsi stocké dans l'un des réservoirs de fuel brut que la centrale comporte. Les chambres de combustion utilisent ce combustible en régime permanent qui doit répondre à un certain nombre de caractéristiques pour permettre un bon fonctionnement du système. Il faut donc soumettre le fuel brute à un traitement, en vue d'éliminer les contaminants néfastes à ce fonctionnement, et donc à celui des turbines à gaz. Ces éléments sont principalement le vanadium, le potassium et le sodium, dont les teneurs doivent être dans des limites imposées par le constructeur des turbines.

L'utilisation du fuel sans élimination du potassium et du sodium cause la dégradation rapide des machines. Ces deux éléments sont solubles dans l'eau, et par conséquent, leur élimination est possible par le lavage à l'eau déminéralisé. On commence tout d'abord par réchauffer le fuel brut, puis le mélanger à l'eau déminéralisé préalablement chauffée. A ce mélange est ajouté un produit chimique (le désémulsifiant) favorisant l'extraction des sels solubles dans l'eau, qui se trouve chargé des sels minéraux. Par la suite on procède à la séparation du fuel de l'eau à l'aide de séparateurs. Finalement on obtient une teneur en termes de contaminants inférieure à 1 ppm (partie par million). L'eau extraite du mélange est

envoyée dans un bac pour traitement afin de la rendre moins polluante, et la jeter par la suite.

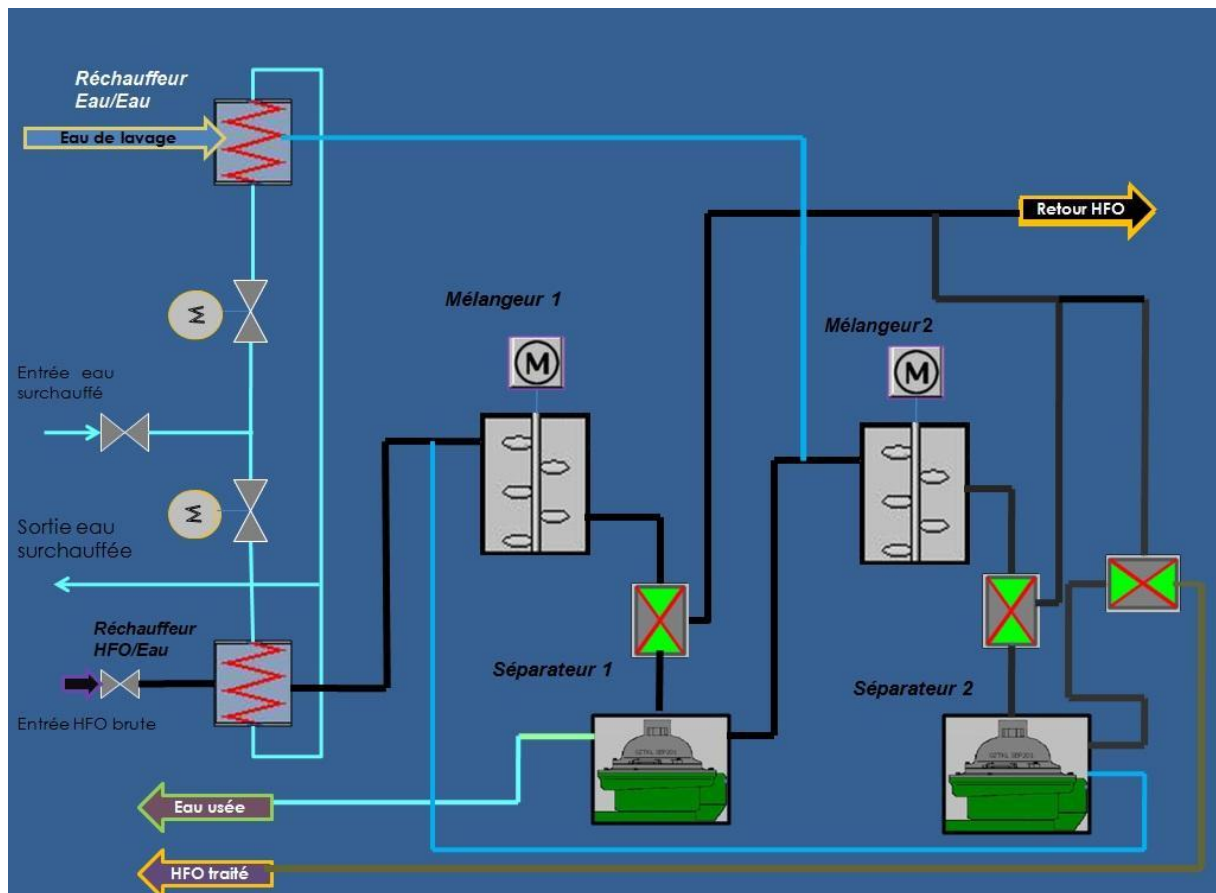


Figure 5 : Schéma synoptique de fonctionnement du PTF

Le vanadium, quant à lui, n'est pas soluble dans l'eau ; son effet corrosif est alors inhibé par un produit chimique à base de magnésium, appelé couramment le KI200 qui est injecté dans le combustible à l'entrée de la turbine. Cette injection a pour effet d'amortir la combustion du vanadium avec le fioul : en effet, son point de fusion est modifié et donc sa combustion est évitée.

Ce traitement permet l'obtention d'un fuel traité, qu'on envoie dans un bac de fioul certifié. Le fuel contenu doit faire l'objet d'une certification par un chimiste avant de l'envoyer vers le réservoir de fuel traité.

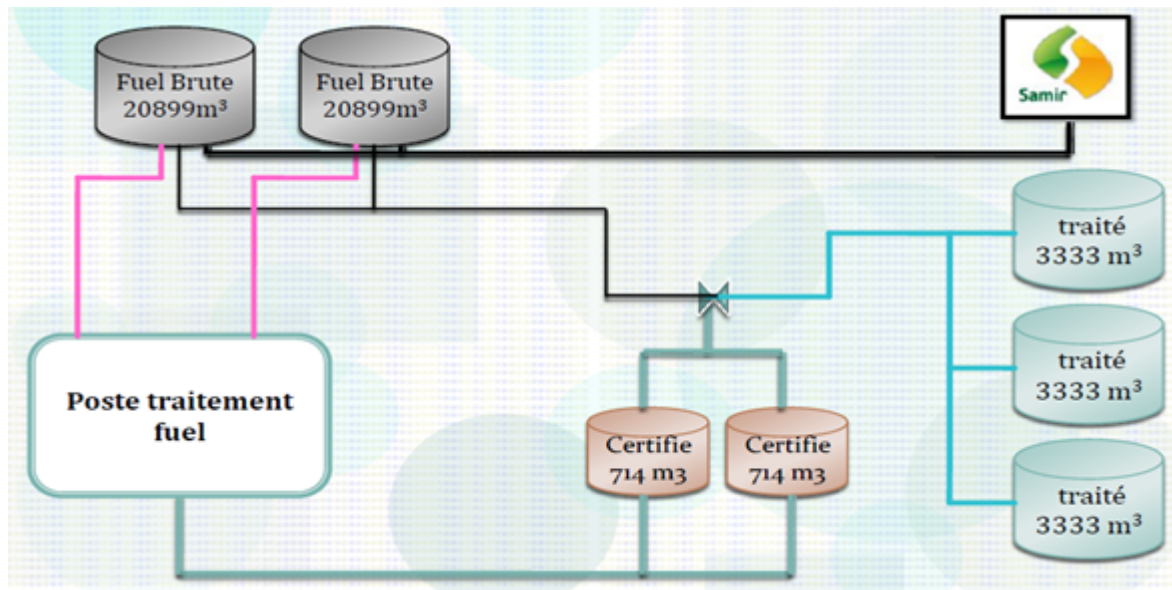


Figure 6 : Schéma de la station de traitement de fioul

Les performances de ce poste (en ppm) sont les suivantes :

	<i>Avant traitement</i>	<i>Après traitement</i>
Sodium	200	<1
Potassium	200	<1
Calcium	10	5 à 10
Vanadium	50 à 300	50 à 300
Magnésium	16	16

Tableau 5 : Les teneurs en contaminants métalliques avant et après le traitement du fioul

II.6 Etude et analyse du fonctionnement des chaudières de la TGM2

II.6.1 Généralités

Une chaudière est un équipement qui permet un échange d'énergie sous forme de chaleur entre un combustible fossile (fuel, gasoil, charbon,...) et l'eau sous pression, pour obtenir soit de l'eau surchauffée sous pression, soit de la vapeur d'eau. Dans la majorité des cas, les chaudières à vapeur de grande puissance sont associées à une turbine à vapeur pour produire de l'énergie électrique.

On distingue deux grandes catégories de chaudières, dénommées d'après le fluide qui circule à l'intérieur des tubes :

a) Les chaudières à tubes d'eau

Dans cette construction, c'est l'eau (fluide caloporteur) qui circule dans des tubes, et les gaz chauds circulent à l'extérieur de ceux-ci. L'avantage de ce concept est surtout la sécurité de ne

pas avoir de grande quantité d'eau dans la chaudière qui pourrait en cas de rupture mécanique, entraîner une création explosive de vapeur.

b) Les chaudières à tubes de fumées

Dans ce cas de figure, la flamme se développe dans un tube cylindrique appelé foyer, puis les fumées parcourent des tubes en une ou plusieurs passes (Nombre d'allés-retours), et l'eau se trouvant à l'extérieur des tubes

La centrale turbine à gaz de Mohammedia est équipée de deux chaudières d'eau surchauffée à tubes de fumées, dont l'une est en marche, et l'autre de secours. Elles occupent une place primordiale dans le fonctionnement de la centrale, parce qu'elles travaillent sans cesse même si les turbines sont à l'état d'arrêt.



Figure 7 : Les deux chaudières de la centrale turbine à gaz de Mohammedia

II.6.2 Rôles des chaudières au sein de la centrale TAG Mohammedia

Le rôle des chaudières au sein de la centrale est la production de l'eau surchauffée pour satisfaire différents usages que nous récapitulons comme suite :

a) Chauffer les bacs de fuel (traité, certifié et brut)

La centrale est équipée de deux citernes de fuel brute calorifugées de capacité 20899 m³ chacune, et trois bacs calorifugés de fuel traité de capacité 3333 m³ chacune.

Chaque bac est équipé d'un serpentin pour véhiculer l'eau surchauffée afin de maintenir la température du fuel entre 50 et 60 °C, et ce pour qu'il reste à l'état liquide et éviter son colmatage.

b) Lavage du fuel

Dans le poste traitement fuel(PTF), et pour faciliter son lavage, le fuel est chauffé via des réchauffeurs à eau surchauffée. De plus, et comme nous l'avons déjà signalé, l'eau qui est utilisée dans le processus de lavage doit être également déminéralisée et surchauffée.

c) Le traçage du fuel

Pour éviter son colmatage et dans le but de réduire sa viscosité, chaque conduite de fuel au sein de la centrale est accompagnée par deux conduites d'eau surchauffée de petite section, et tout l'ensemble est calorifugé.

d) Chauffer le fuel de la turbine à gaz

Juste avant la chambre de combustion de la turbine à gaz, la température du fuel est élevée à 124 °C via un réchauffeur à eau surchauffée, et sa pression est maintenue à 4,7 bars pour une combustion optimale.

II.6.3 Les données techniques de la chaudière

CHAUDIERE		
MODELE	CEY-AG15100/14	
PRESSIION DE SERVICE (bars)	13	
PRESSIION DE DESIGNE (bars)	14	
PRESSIION D'ESSAI (bars)	20,5	
VOLUME TOTALE (litres)	31783	
VOLUME DE VAPEUR (litres)	0	
DEBIT D'EAU (Kg/s)	117	
ÉNERGIE THERMIQUE (kW)	Fuel oil	Gasoil
	15106	15106
ÉNERGIE RÉALISÉS DANS LE FOYER (kW)	16553	16553
PRESSIION (bars)	2,8	2,8
RENDEMENT	91,3	91,3
SURFACE DE CHAUFFAGE (m²)	531,1	531,1
TEMPÉRATURES		
RETOUR D'EAU (°C)	130	
EAU À la sortie (°C)	160	
TEMPÉRATURE DE L'AIR À L'ENTRÉE (°C)	18	
SORTIÉ DE GAZ DE COMBUSTION (°C)	Fuel oil	Gasoil
	209,1	211,6
CARBURANT		
PCI (KJ/Kg)	Fuel oil	Gasoil
	40193	42030
CONSOMMATION (Kg/h)	1482	1419
DIMENSIONS		
LONGUEUR (mm)	8800	
LARGEUR (mm)	3400	
TAILLE (mm)	3850	
DIAMÈTRE DE LA CHEMINÉE (mm)	1000	

POIDS	
EN VIDE (Tonnes)	40,6
EN FONCTIONNEMENT (Tonnes)	71,8

Tableau 6 : données techniques de la chaudière GEY-AC 15100/14

II.6.4 Composants principaux et équipements annexes de la chaudière

D'une manière simplifiée, nous présentons le schéma des chaudières avec leurs équipements auxiliaires comme suivant :

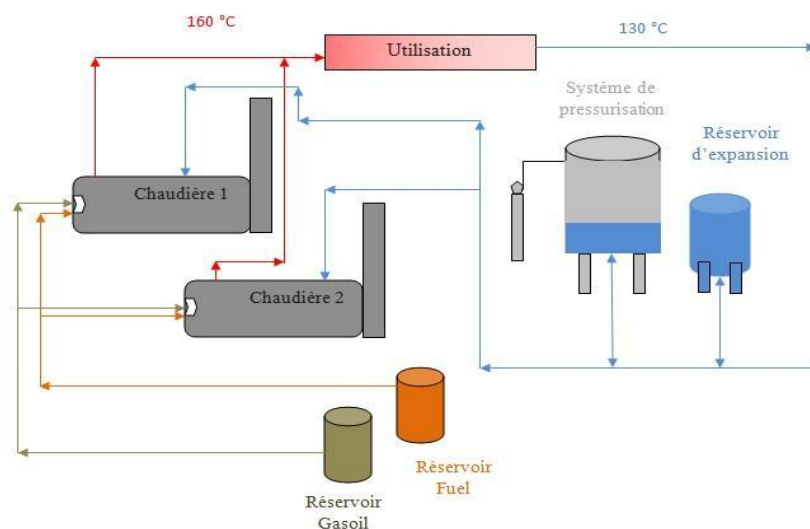


Figure 8 : Schéma synoptique des chaudières avec leurs équipements auxiliaires

II.6.4.1 Composants principaux de la chaudière

a) Le foyer

C'est la chambre dans laquelle s'effectue la combustion du fuel ou gasoil à une température de la flamme entre 1000 et 1200 °C. A noter que la flamme au sein du foyer ne doit pas entrer en contact avec ses parois, sous peine de provoquer une surchauffe localisée et d'endommager les parois de la chaudière.

b) Le brûleur

Le brûleur a pour but de pulvériser le combustible, via un pulvérisateur rotatif, de créer la turbulence dans la chambre de combustion et d'assurer un mélange intime entre le combustible et le comburant pour une combustion optimale.



Figure 9 : Le bruleur de la chaudière

c) L'aspirateur de l'air

C'est l'équipement responsable de la circulation des gaz chauds dans la chaudière. Il aspire le comburant qui est bien évidemment l'air ambiant et puis l'injecte dans le foyer de la chaudière pour assurer la combustion.



Figure 10 : Aspirateur d'air

II.6.4.2 Equipements auxiliaires de la chaudière

Pour un fonctionnement optimal, et dans le but de garantir sa disponibilité et sa fiabilité, la chaudière est équipée d'un ensemble d'auxiliaires et d'instruments de régulation.

a) Système de pressurisation

C'est un réservoir d'azote qui assure l'équilibre de la pression dans le circuit d'eau. Il est constitué de deux compartiments séparés par une membrane, dont celui du haut est rempli d'Azote à 80 % et celui du bas est rempli d'eau à 20 %.

b) Système d'expansion

C'est un réservoir de compensation d'eau déminéralisé. Son rôle consiste d'une part à absorber l'excès d'eau dans le circuit à cause de la dilatation, et d'autre de compenser le manque de l'eau dans le réseau.

c) Les pompes de circulation d'eau

Les deux chaudières sont équipées de deux pompes, une en marche et l'autre de secours.

Ces deux pompes permettent la circulation de l'eau déminéralisée surchauffée à 160 °C avec une pression de 12 bars.

III-Problématique

III-1 Les anomalies liées aux chaudières

Depuis l'an 2011 les chaudières connaissent des anomalies qui nuisent à leur fonctionnement normal. Ces problèmes nécessitent l'intervention rapide des agents de l'ONEE, des sociétés privées et parfois même le constructeur des chaudières.

Le tableau suivant regroupe les principaux problèmes liés aux chaudières, leurs accessoires ainsi que les instruments de mesure.

Equipements	Problèmes	Etat actuel
Chaudière sud	-Défaut du contrôleur bruleur. -Manque d'un calorifuge du circuit combustible. -Fuite du gasoil ou du fuel. -Vibration lors du démarrage ou pendant le .fonctionnement en fuel. -Défaut de combustion. -Défaut d'allumage des bougies au cours du démarrage. -Fumée et odeur anormale.	En marche
Chaudière nord	-Bruit anormal au niveau du bruleur. -Fuite d'eau surchauffée, d'air chaud et du gasoil. -Défaut du contrôleur bruleur. -Mauvaise combustion. - Ecoulement de la paroi en béton du foyer. -Déformation du métal au niveau du déflecteur fixe. - Vibration lors du fonctionnement au fuel-lourd ou pendant le fonctionnement au Gasoil. .-fissures dans la chaudière suite aux vibrations.	En panne
Les instruments de mesure	-Endommagement ou coincement des indicateurs de température, de pression et de niveau. -Coinement des différents compteurs	
Les accessoires des chaudières	-Manque de communication entre les chaudières et la salle de commande -Ecart de pression entre deux pompes de circulation d'eau surchauffée. -Chute de pression dans le réservoir d'expansion Eau/Azote. -Endommagement des vannes -Fuite au niveau des conduites, des soupapes de sécurité et au niveau des pompes. -Bruit anormal au niveau des pompes fuel et gasoil.	

	-Arrêt brusque de la pompe recirculation eau surchauffée.	
--	---	--

Tableau 7 : Les différents problèmes liés aux chaudières

III-2 Evolution de nombre de problèmes liés aux deux chaudières

Le diagramme suivant montre l'état d'évolution des anomalies pour les chaudières :

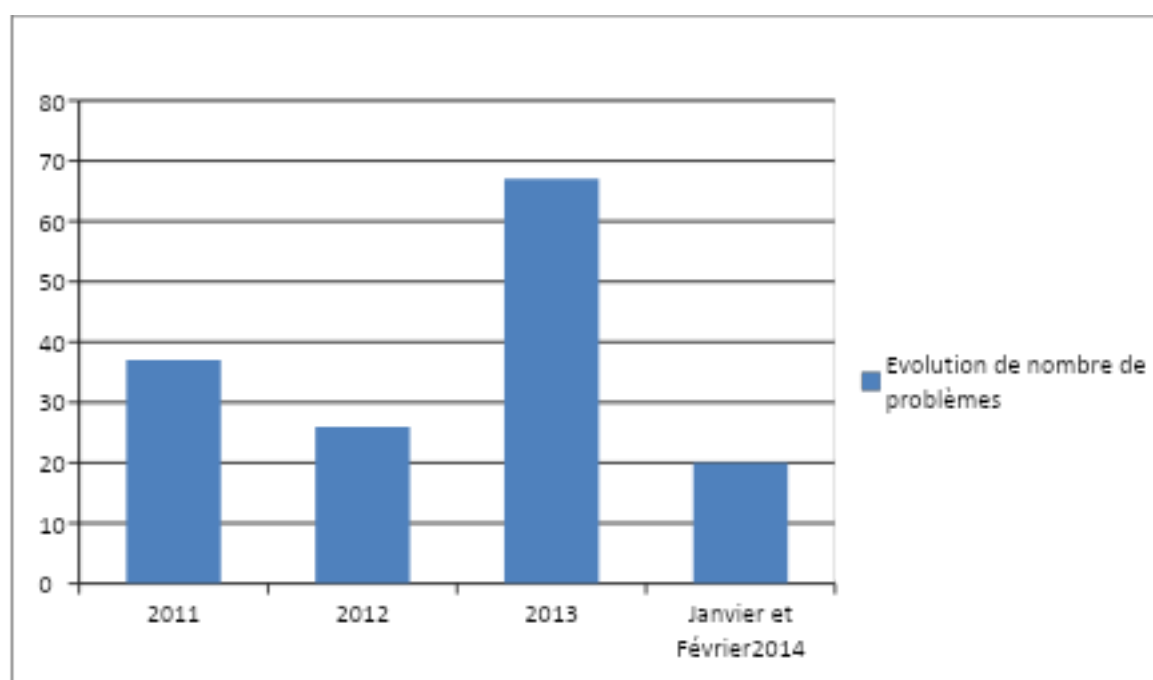


Figure 11 : Evolution de nombre de problèmes liés aux deux chaudières

On remarque que le nombre de problèmes a connu une petite diminution en 2012 par rapport au 2011, mais en 2013 ce nombre a augmenté excessivement en dépassant le double du chiffre obtenu dans l'année qui précède. De plus, le nombre de défauts observés dans les deux premiers mois de 2014 est presque équivalent à celui de 2012, chose qui prouve que les pannes vont accroître.

III-3 Conséquences des problèmes liés aux chaudières et proposition de la solution

Certaines anomalies citées auparavant peuvent causer un arrêt total des chaudières et d'autres nécessitent une intervention à l'arrêt des deux chaudières. Par conséquent, le fuel se colmate dans les conduites et les réservoirs et devient inexploitable pour les turbines à gaz jusqu'à la production de l'eau surchauffée de nouveau, par conséquent, la centrale est réclamée indisponible par le dispatching national. Si la centrale doit fournir de l'électricité dans ce cas à cause d'une haute demande en énergie, alors les turbines doivent fonctionner

en gasoil, combustible trois fois plus chère que le fuel et influence directement sur l'augmentation du coût de KWh produit par la centrale.

Un autre élément qui doit être pris en compte, c'est le cout de maintenance des chaudières qui augmente aux furs et à mesure que les anomalies apparaissent de plus.

Tous ces facteurs nous ont amené à proposer le remplacement des chaudières en utilisant la technologie de solaire thermodynamique.