

**Analyse et optimisation du coût du KWh de la centrale
TAG Mohammedia 3*100 MW**

1. Introduction
2. Calcul du coût de traitement d'eau
3. calcul du coût de traitement du fuel
4. calcul et analyse du coût de KWh
5. Optimisation du coût du KWh

Conclusion

Annexes

Introduction :

Dans le but de garantir au client le bon fonctionnement de son produit, le constructeur américain GE a fournie à l'ONE les performances optimales que les trois turbines peuvent atteindre dans des conditions de références bien précises à savoir :

- Une puissance produite de 99,174 MW
- Une consommation spécifique nette de 286,6 g/KWh

Mais en réalité la quantité du fuel qui se consomme pour la production d'un KWh est différente de celle de référence et de même pour la puissance produite.

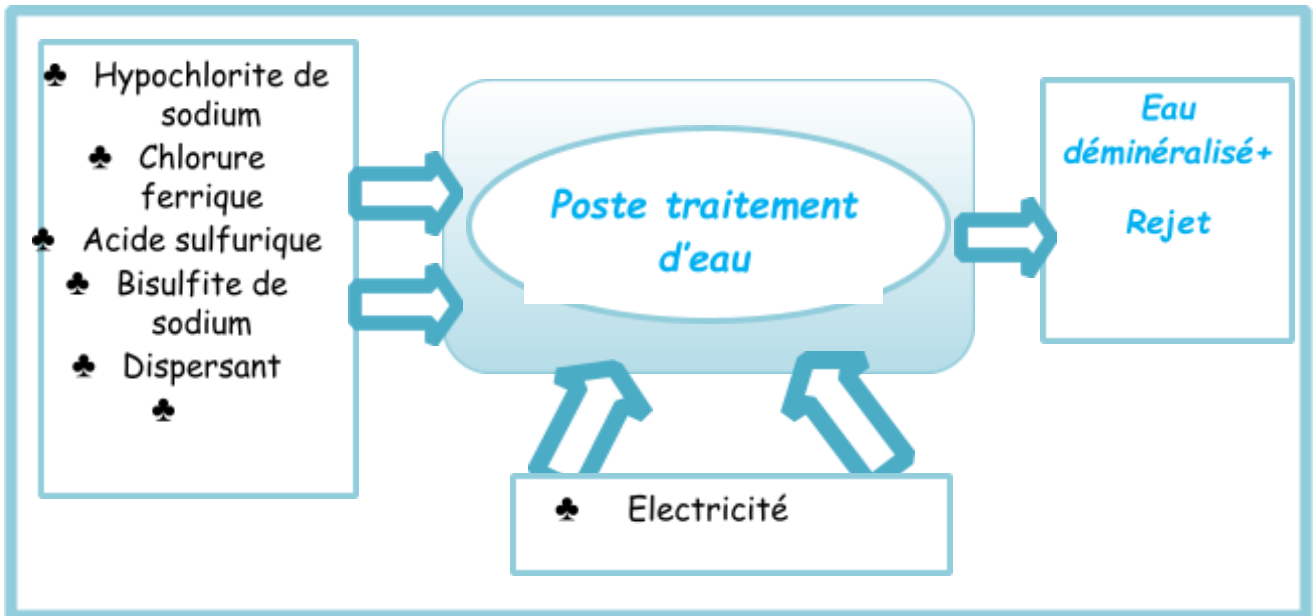
En effet, lors d'un essai réalisé sur terrain pour un fonctionnement en plein charge, on a pu constater un écart relatif la réalité et la référence. Ceci montre qu'en plus de la charge il existe d'autres paramètres extérieurs et intérieurs qui influencent la consommation spécifique. Dans ce cadre, on étudiera le degré d'influence de ses paramètres.

Dans cette partie, on essayera de faire une analyse économique pour la détermination du cout global relevant du procédé utilisé pour la production d'un KWh, en passant par les différentes postes de traitement.

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

1. Coût du traitement d'eau :

Afin de produire l'eau déminéralisée à partir de l'eau brute, on ajoute à ce dernier des aditifs compatibles à chaque étape de son traitement.



- On raisonne sur les débits volumiques d'entrée et de sortie PTE suivants :

ENTREE	SORTIE
138 m ³ /h	90 m ³ /h

1- Cout relevé au niveau des additifs :

Chaque aditif dans ce cas à un rôle spécifique :

Installation concernée	Réactif	Quantités (kg/h)	Rôle	COUT (DHS /Kg)

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

Prétraitement avant filtration	Hypochlorite de sodium (NaOCl)	2,346	♣ Désinfectant pour inhiber la croissance des bactéries et des micro-organismes. ♣ Oxydation du fer et du manganèse. ♣ Peu améliorer la coagulation, et par conséquent la filtration.	2,75
	Chlorure ferrique (FeCl ₃)	0,69	♣ coaguler les matières en suspension contenues dans l'eau brute	3,8
	Acide sulfurique (H ₂ SO ₄)	0,69		2,005
Osmose inverse	Bisulfite de sodium (NaHSO ₃)	1,38	♣ Réducteur des composés oxydants	5,5
	Dispersant (Hydrox 4106)	0,414	♣ Agent antitartre pour empêcher la formation de dépôt de sels à la surface des membranes	57
Déminéralisation (lit mixte)	Acide sulfurique (H ₂ SO ₄)	-	♣ Régénération de la résine cationique	
	Oxyde de sodium (NaOH)	-	♣ Régénération de la résine anionique	

Figure 37 : les aditifs à l'eau

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

D'après le tableau précédant, on a la formule suivante :

$$\text{Cout d'additif (DH / h)} = \text{cout unitaire (DH / Kg)} \times \text{quantité (Kg / h)}$$

PRODUIT CHIMIQUE	COUT D'ADDITIF
Nao Cl	6,4515
Fe Cl3	2,622
H2SO4 98 %	1,38345
Bisulfite de sodium	7,59
Dispersant	23,598
Soude caustique 50%	-
COUT GENERAL (Dhs / h)	41,64495

Et pour 1 m³ de l'eau brute on divise par 138 m³/h, donc le cout des additifs est :

COUT GENERAL (Dhs / m³)	$\frac{41,64495 \text{ Dhs / h}}{138 \text{ m}^3 / \text{h}} = \mathbf{0,301775 \text{ Dhs / m}^3}$
---	---

2- Cout relevé au niveau de l'électricité des équipements du PTE :

Au niveau de l'électricité, la station du PTE fonctionne a l'aide de pompes qui consomment les plus de l'électricité et ancrent par conséquent dans le cout de traitement.

On a pour une heure de fonctionnement, et toujours pour la production suivante :

Entrée (138 m³/h) → Sortie (90 m³/h)

Consommation en KWh	Prix en Dhs /KWH (H.T)	Cout Dhs / h
244,45	0,68	166,226

En raisonnant sur 1 m³ de l'eau brute, on divise cette consommation sur les 138 m³ :

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

Consommation KWh-1/m ³	Prix en Dhs / KWh-1(H.T)	Cout Dhs /m ³
1,77	0,68	1,2036

3- **Cout relevé au niveau des rejets (effluents liquides) :**

Au niveau des rejets de la production, leurs couts se traduisent au niveau de la consommation en électricité pour la pompe volumétrique située derrière le bassin d'effluents afin de faire le vidange nécessaire des déchets liquides vers la mer.

Sans oublier le système de neutralisation par la soude et l'acide sulfurique avec contrôle de PH qui est aussi bien prévu; donc le cout d'utilisation de ces produits ancre dans le cout de traitement.

CONTRAINTE :

Comme on l'a déjà précisé dans la partie précédente (étude du procédé de traitement d'eau) au cours du traitement des effluents, on se procède par un système de dosage de réactifs (acide sulfurique et soude) pour la neutralisation :

On ajuste a chaque fois le débit de réactifs jusqu'à arriver a une valeur de PH comprise entre 6 - 9 ; si la qualité de l'eau rejetée se caractérise par un PH bas on utilise la soude étant donné que c'est une base donc son rôle consiste de faire augmenter le PH jusqu'à l'intervalle souhaité si non si le PH est assez fort dans ce cas, on utilisera de l'acide sulfurique qui va favoriser de son rôle la baisse de la valeur du PH .

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

C'est ainsi qu'il est assez difficile, de prévoir de manière générale le cout relevant de cette opération car la dose des réactifs à injecter dans cette étape n'est pas précise mais on se limitera aux résultats donnés par le cahier de marches de la société durant notre période de stage (Juillet 2014), après on divisera par le nombre d'heures de marches du poste pendant ce mois afin de raisonner pour une heure de fonctionnement.

	H2SO4	NaoH	Niveau Réservoir	différence
Le 01/07/2014 -		Oui	35,25 %	0,09 %
Le 31/07/2014 -		Oui	35,16%	

Comme il est bien remarqué l'acide sulfurique n'a pas été utilisé durant cette période.

Et connaissant la capacité du réservoir de NaoH (5m³), on déterminera facilement la quantité utilisée de la soude caustique.

- Volume utilisé de la soude :

$$5 \text{ m}^3 \times \frac{0.09}{100} = 4,5 \text{ litres}$$

- Débit rejeté :

$$138 - 90 = 48 \text{ m}^3/\text{h}$$

(On néglige La quantité utilisée pour le lavage des équipements et de la maintenance).

- Connaissant le nombre d'heures qu'à fonctionner le P.E.D durant la période indiquée : 30 heures, on calcule donc le débit volumique en soude pour une heure de fonctionnement :

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

$$Q_v = (4,5 \times 10^{-3}) / 30 = 1,5 \times 10^{-4} \text{ m}^3 / \text{h}$$

Et pour transformer ce débit en masse, on recourt à la masse volumique de NaOH
Par l'intermédiaire de sa densité, on a ainsi :

$$D = \frac{\rho_{NaOH}}{\rho_{eau}} = 1,53 \quad \text{et avec : } \rho_{eau} = 1000 \text{ Kg / m}^3$$

On en déduit : $\rho_{NaOH} = 1530 \text{ Kg / m}^3$

Et par suite : le débit massique de la soude utilisé dans les rejets vaut :

$$\rho = \frac{Q_m}{Q_v} \leftrightarrow Q_m = \rho \times Q_v$$

$$Q_m = 1,5 \times 10^{-4} \times 1530 = 0,2295 \text{ Kg / h}$$

Ainsi, le cout de ce produit est :

Quantité de NaOH (Kg/h)	Prix (Dhs / Kg)	Cout (Dhs / h)
0,2295	2,529	0,5804055

Et pour 1 m³ d'eau rejetée :

COUT (Dhs / m ³)	$\frac{0,5804055 \text{ Dhs / h}}{48 \text{ m}^3 / \text{h}} = 0,012092 \text{ Dhs / m}^3$
------------------------------	--

En plus du cout précédent, on ajoute le prix de fonctionnement de la pompe servant au vidange de ces effluents ; il existe pour cela deux pompes l'une en service et l'autre en attente, donc on tiendra compte d'une seule et voyons la plaque signalétique de cette dernière de type volumétrique on lit les indications suivantes :

Puissance active (KW)	22
Cos ϕ	0,84

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

Tension (V)	380
-------------	-----

Pour une heure de fonctionnement :

$$\text{Puissance} = \frac{\text{Energie}}{\text{Temps}} \leftrightarrow \text{Energie} = \text{Puissance} \times \text{Temps}$$

Ainsi : $\text{Energie} = 22 \times 1\text{h} = 22 \text{ KWh}$

Consommation (KWh)	Prix (Dhs/ KWh)	Cout (Dhs)
22	0,68	14,69

Ce cout est relatif pour les 48 m³/h aspirés du bassin d'effluents, pour en obtenir juste pour 1 m³, on divise par 48 m³ :

Cout de consommation de la pompe	0,306 Dhs / m ³
----------------------------------	----------------------------

Par conséquent le cout relevé au niveau des rejets est :

Cout rejets (Dhs/m ³)	0,318092
-----------------------------------	----------

CALCUL DU COUT GLOBAL POUR LE TRAITEMENT D'UN m³ D'Eau brute :

Cout général de traitement = Cout d'électricité + Cout des additifs +
Cout des rejets

A.N: $\text{Cout général} = 1,2036 + 0,301775 + 0,318092$

$$\text{COUT} = 1,82 \text{ DHs / m}^3$$

N.B : Le cout précédant est estimé sans tenir compte des charges d'exploitation et de maintenance, aussi bien que sans tenir compte du traitement suivant l'injection de

Nao cl a l'eau brute qui se fait avant l'entrée au poste E.D.

-Pour obtenir le surcoût relevant de l'ajout du prix de l'eau brute entrant au P.E.D, on a :

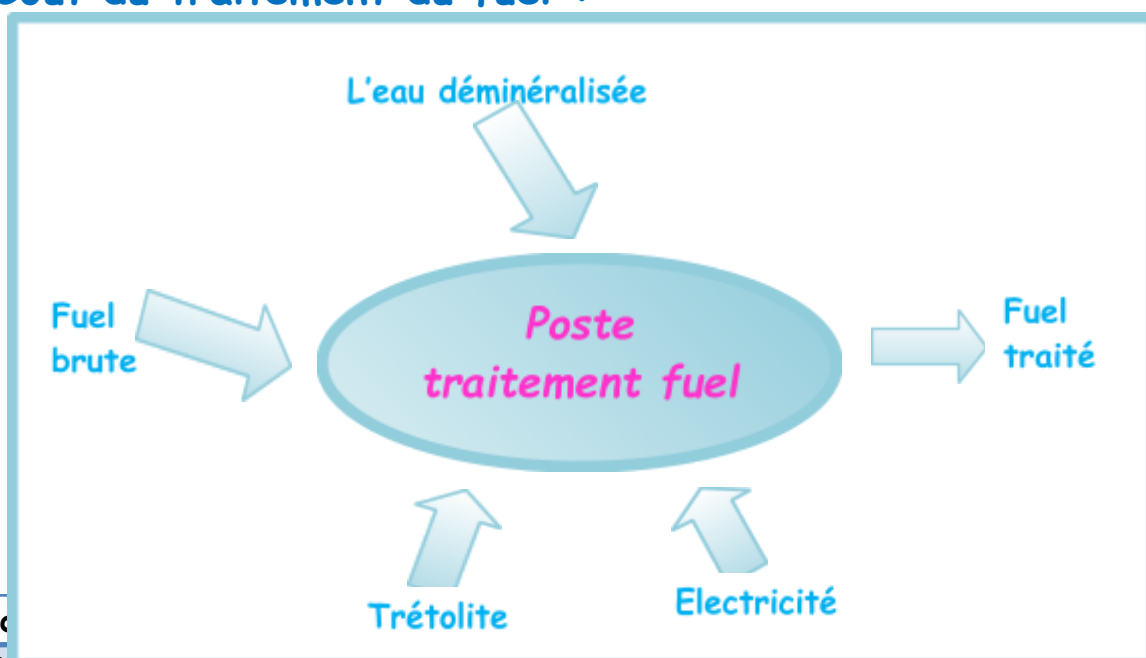
Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

Surcoût = Cout d'électricité + Cout des additifs + Cout des rejets + Cout d'1 m³
d'Eau brute

Surcoût = 1,2036 + 0,301775 + 0.318092 + 11,5

Surcoût = 13,32 DH /m³

2. Coût du traitement du fuel :



cout c	
Qtité fuel brut (T)	115 200,00
Cout d'injection de trétolite	1 731 889,15
Cout de l'énergie thermique	1 505 639,80
Cout de l'énergie électrique	113 383,30
Cout des rejets	520 747,60
Cout traitement fuel pour l'année 2013	5 077 982,99
Cout traitement fuel par tonne pour 2013	44,85612942

Consommation du KWH / t	1,286037736
Consommation électrique pour 2013	145587,1879
Cout du KWH	0,7788
Cout de l'énergie électrique	113 383,30
Cout de l'énergie électrique par tonne	1,001566189

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

Qtité eau déminéralisée (m3)	90564,8
Cout eau traitée	13,32
cout d'injection eau déminéralisée	1206323,136
Cout d'injection eau déminéralisée par tonne	10,656

Qtité de trétolite (kg)	52995
Cout trétolite	32,68
Cout d'injection de trétolite	1731889,149
Cout d'injection de trétolite par tonne	15,29856323

Consommation en énergie thermique par h	1731
Cout du KWH thermique / tonne de fuel	13,3
Consommation en énergie thermique pour 2013	4259991
Cout de l'énergie thermique	1505639,8

3. Coût du KWh :

Afin de comprendre le principe, on va calculer le coût du KWh pour la centrale pour l'année 2013 :

- Quantité de fuel consommée : **107010 T**
- Prix du fuel : **2371 DH**
- Prix traitement d'un tonne : **44,85612942 DH/T**
- Quantité de gasoil consommée : **2706,93T**
- Prix du gasoil : **8032 DH**
- Production nette : **365033 M KWh**

□ Cout du KWh combustible :

$$(107010 \times 2371 + 2706,93 \times 8032) / (365033 \times 10) = 76,791846 \text{ cDH/KWh}$$

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

□ Cout du combustible chaudière :

$$(1059,81 \times 8032 + 435,71 \times 2371) / (365033 \times 10) = 2,614905408 \text{ cDH/KWh}$$

□ Cout de traitement :

$$(107010 \times 44,85612942) / (365033 \times 10) = 1,314965 \text{ cDH/KWh}$$

□ Cout du combustible total :

$$76,791846 + 2,614905408 + 1,314965 = 80,72172 \text{ cDH/KWh}$$

- Quantité de KI 200 consommé : **144463 Kg**
- Prix d'un Kg de KI 200 : **33,34 DH**

□ Cout du KI 200 consommée par KWh :

$$144463 \times 33,34 = 1,31944137 \text{ cDH/Kwh}$$

□ Cout du KWh avec KI 200 :

$$80,72172 + 1,31944137 = 82,04 \text{ cDH/KWh}$$

Et de même pour les autres TG.

Calcul du cout du KWh

	T)Consommation Fuel-oil)				T)Consommation Gaz-oil)			
	TG5	TG6	TG7	centrale	TG5	TG6	TG7	Total
janvier	7776	5430	3480	16686	241,65	138,03	114,87	494,55
février	2487	3345	0	5832	70,89	105,77	0,00	176,66
mars	1990	864	769	3622	82,96	38,50	39,08	160,53
avril	0	7245	4514	11759	0,00	104,27	54,24	158,51
mai	3347	1432	1248	6026	121,71	44,81	27,95	194,47
juin	2415	4333	1797	8545	102,17	71,75	47,09	221,01
juillet	3282	7927	1466	12675	19,07	119,31	25,20	163,58
août	5049	6129	419	11596	92,78	151,64	16,02	260,44

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

septembre	2492	4015	203	6710	66,76	109,34	15,09	191,19
octobre	1412	5373	767	7552	44,83	146,44	31,87	223,15
novembre	0	1516	1995	3511	0,00	74,23	107,10	181,34
décembre	4697	1180	6618	12495	80,91	54,04	146,56	281,51
Annuel	34946	48789	23275	107010	923,73	1158,12	625,07	2706,93

	MWH)Production nette)				Consomation KI200 (Kg)				
	TG5	TG6	TG7	Total	TG5	TG6	TG7	Total	
janvier	27378	18937	12159	58474	10498	7330	4697	22525	
février	8577	11541	0	20118	3357	4516	0	7873	
mars	6828	2903	2476	12206	2686	1166	1038	4890	
avril	0	24100	15400	39500	0	9781	6094	15875	
mai	11220	4801	4239	20261	4518	1933	1685	8136	
juin	8117	14566	6049	28733	3260	5850	2425	11535	
juillet	11137	26904	4976	43017	4430	10702	1980	17111	
août	17213	20587	1432	39232	6816	8274	565	15655	
septembr e	8493	13339	675	22508	3365	5420	274	9059	
octobre	4819	17846	2492	25156	1906	7254	1035	10196	
novembre	0	5313	6991	12304	0	2046	2693	4739	
décembre	16476	3948	23100	43524	6341	1593	8935	16869	
Annuel	120258	164786	79989	365033	47177	65865	31421	144463	
	PRIX Dh			cout combustible sans KI200(cDH)			cout inhibteur KI200 (cDH)		
	PRIX FO	PRIX GO	PRIX KI200	TG5	TG6	TG7	TG5	TG6	TG7
janvier	2270	7771	33,34	71,33	70,75	72,30	1,28	1,29	1,29
février	2270	7771	33,34	72,24	72,91	0,00	1,30	1,30	0,00
mars	2535	7771	33,34	83,32	85,74	91,00	1,31	1,34	1,40
avril	2535	7771	33,34	0,00	79,57	77,04	0,00	1,35	1,32
mai	2535	7771	33,34	84,05	82,83	79,75	1,34	1,34	1,32
juin	2352	8220	33,34	80,32	74,02	76,26	1,34	1,34	1,34
juillet	2352	8237	33,34	70,72	72,95	73,49	1,33	1,33	1,33
août	2352	8237	33,34	73,43	76,08	77,99	1,32	1,34	1,32
septembr e	2352	8237	33,34	75,50	77,55	88,97	1,32	1,35	1,35
octobre	2352	8237	33,34	76,58	77,58	82,94	1,32	1,36	1,39
novembre	2352	8237	33,34	0,00	78,62	79,72	0,00	1,28	1,28

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

décembre	2352	8237	33,34	71,09	81,58	72,61	1,28	1,35	1,29
----------	------	------	-------	-------	-------	-------	------	------	------

Cout combustible total (cDH)		
TG5	TG6	TG7
72,61	72,04	73,59
73,54	74,22	0,00
84,63	87,08	92,40
0,00	80,93	78,36
85,39	84,17	81,07
81,66	75,36	77,59
72,04	74,28	74,81
74,75	77,42	79,31
76,82	78,90	90,32
77,90	78,93	84,32
0,00	79,90	81,01
72,38	82,92	73,90

cout combustible mensuel(cDH)			
sans KI	KI200	combustot	cout tot ac KI 200
71,35	1,28	73,19	74,48
72,63	1,30	77,09	78,39
85,45	1,34	91,76	93,10
78,59	1,34	81,04	82,38
82,86	1,34	86,85	88,18
76,27	1,34	79,49	80,83
72,43	1,33	75,26	76,58
74,99	1,33	77,44	78,77
77,12	1,34	80,04	81,39
77,92	1,35	80,09	81,44
79,25	1,28	81,34	82,63
72,85	1,29	73,77	75,06

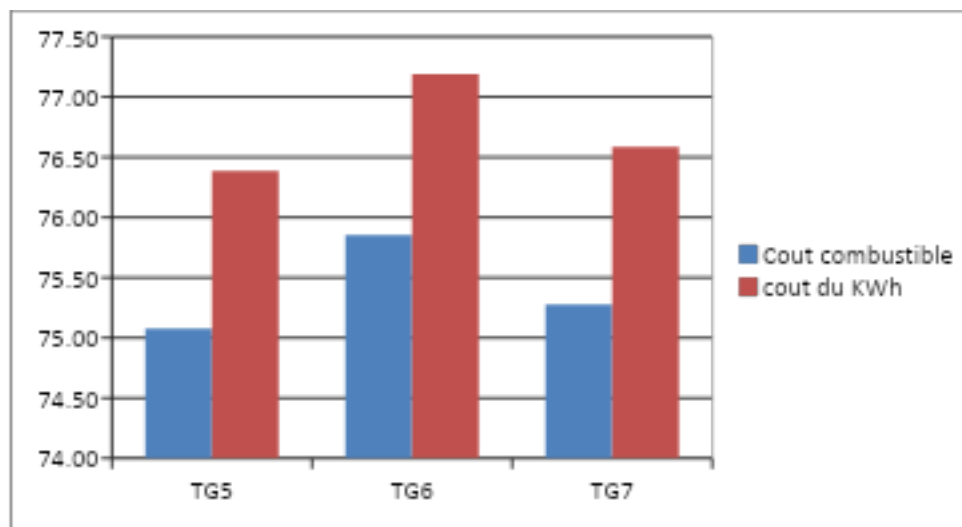
	consommation combustible chaudiere					Cout
	Gaz-oil	Fuel-oil	Product net	PRIX GO	PRIX FO	
janvier	138,90	0,00	58474	7771	2270	1,85
février	115,51	0,00	20118	7771	2270	4,46
mars	93,72	16,47	12206	7771	2535	6,31
avril	124,81	0,00	39500	7771	2535	2,46
mai	102,91	3,08	20261	7771	2535	3,99
juin	112,64	0,00	28733	8220	2352	3,22
juillet	147,38	0,00	43017	8237	2352	2,82
août	105,59	39,14	39232	8237	2352	2,45
septembre	65,61	50,29	22508	8237	2352	2,93
octobre	45,39	73,10	25156	8237	2352	2,17
novembre	2,15	102,18	12304	8237	2352	2,10
décembre	5,20	151,46	43524	8237	2352	0,92
cumul :	1059,81	435,71	365033			

Prix Annuel Pondere			cout combustible sans KI200(cDH)				
Prix Fuel ponderee	Prix Gas oil Pondere	Prix KI200	TG5	TG6	TG7	centrale	centrale

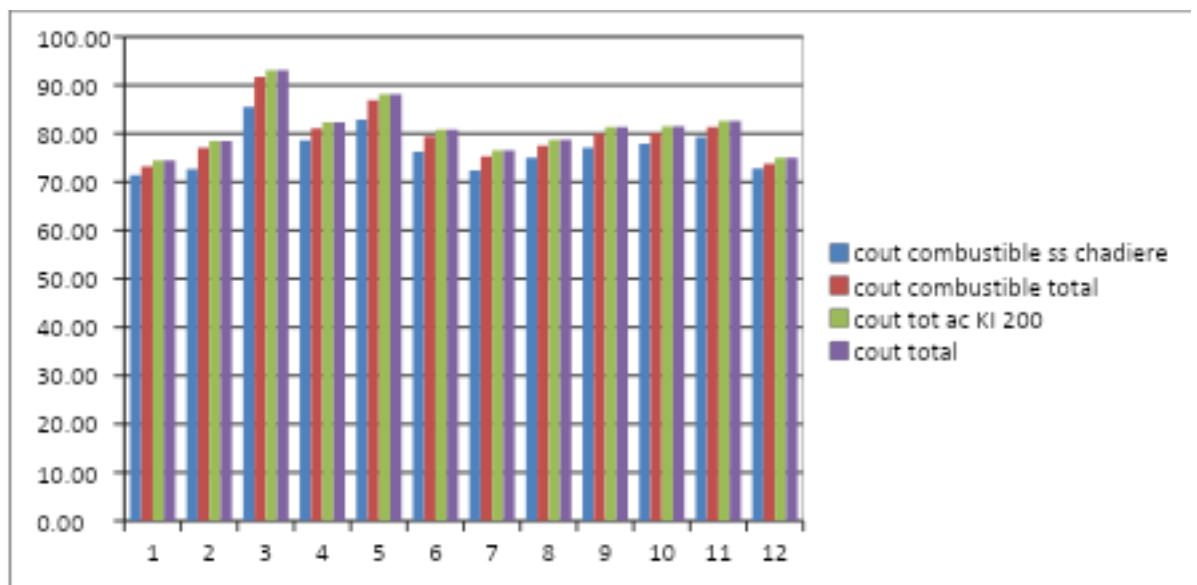
Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

2371	8032	33	75,079092	75,854297	75,276978	75,47240 4	76,79184 6
------	------	----	-----------	-----------	-----------	---------------	---------------

Cout chaudiere combust	cout tot ac chaudiere	centrale	
		cout combustible tot	cout ac KI 200
2,614905408	79,40675129	78,08730926	79,40675129



- Le prix du KWh augmente après l'ajout du KI 200



Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

- On remarque qu'après chaque étape, le cout augmente
- Le cout de traitement de fuel à aussi un à un grand influence sur le cout du KWh.
- Aussi la chaudière influence beaucoup plus sur le cout que les autres constitutions

4. Optimisation :

Cette partie consiste à calculer la consommation spécifique pour la puissance livrée par la turbine à gaz afin de savoir la source de la déférence entre le prix du KWh calculé et le prix qu'on devait normalement avoir : Connaitre la source du problème rencontré est trouvé une solution d'optimisation

♣ Calcul de la consommation spécifique :

Lors de l'essai, réalisé le 21 JUILLET 2014 à 12h30, nous avons noté les conditions extérieurs ainsi que les performances prisent sur terrain pour la Turbine à gaz 5. Avant de corriger ses performances grâce aux facteurs de corrections et extraire les paramètres d'influence aux quels ils correspondent.

On trouve ci- dessous les prélèvements de la charge en fonction de la quantité du fuel consommé tirés à partir de la salle de commande :

Production nette	92 MWh
Consommation fuel	26,6 T

En utilisant la relation de la consommation spécifique effective :

$$Csp \text{ (g/KWh)} = \text{consommation/puissance effective}$$

$$Csp \text{ (Kcal/KWh)} = \text{consommation*PCI/puissance effective}$$

$$1 \text{ kcal} = 4.1868 \text{ kJ}$$

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

$$C_{sp} = 26,6 \times 10^3 / 92 = 289,13 \text{ g/KWh}$$

$$C_{sp} = 289,13 \times 9787 = 2829715,31 \text{ Kcal/KWh}$$

$$C_{sp} = 289,13 \times 4,1868 \times 9787 = 11847452,06 \text{ KJ/KWh}$$

Le rendement global :

$$\eta = \text{Sortie/entrée} = \text{kwh/kcal}$$

$$\eta = \frac{w_e}{m} = \frac{(P_e \cdot t)}{(D \cdot t)} = P_e / D$$

avec

w_e = le travail effectif

m = la masse du combustible

D = le débit massique du combustible

$$\eta = 1/C_{sp} = 1/2829715,31 = 35,33\%$$

(Avec le rapport de l'unité Kcal/KWh = 10^3 pour avoir un rendement sans unité.)

Sachant que la consommation de référence est obtenue, en fonction de la charge, par la relation suivante :

$$C_{sp\text{réf}} \text{ (g/KWh)} = (0,02 \cdot P^2) - (4,662 \cdot P) + 544,8 \quad (\text{relation donnée par le constructeur})$$

$$C_{sp\text{réf}} \text{ (g/KWh)} = 285,176 \text{ g/KWh}$$

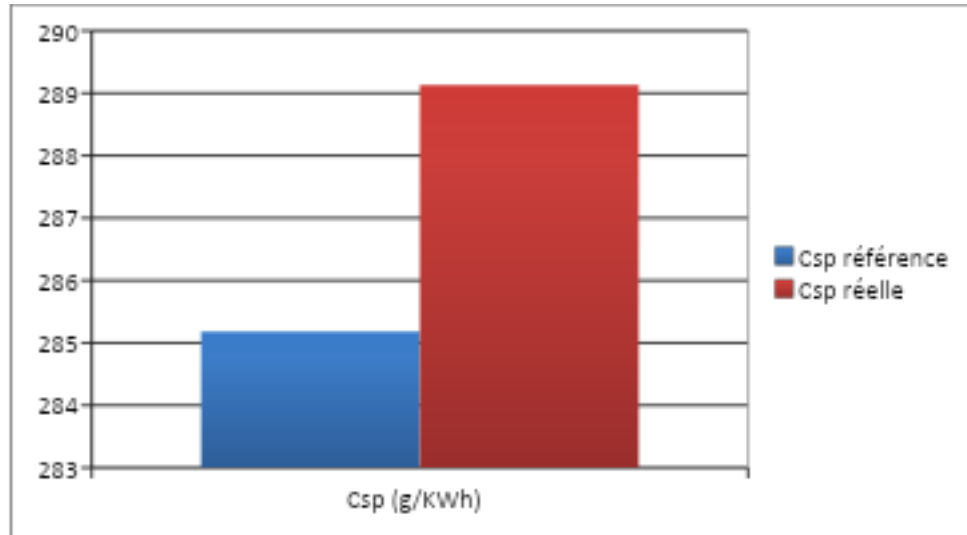
$$C_{sp\text{réf}} \text{ (Kcal/KWh)} = 285,176 \times 9787 = 2791017,512$$

Kcal/KWh

Avec K produit des coefficients d'influence des différentes courbes (facteurs de correction)

P(Mw)	C _{sp} référence (g/KWh)	C _{sp} réelle (g/KWh)	C _{sp} réelle (Kcal/KWh)	Ecart	Ecart relatif %	Rendement %
92	285,176	289,13	2829715,31	3,954	1,38	34,58%

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014



Variation de la consommation réelle par rapport à celle de référence pour l'essai réalisé

La figure montre que dans la réalité la quantité du combustible qui se consomme pour la production d'un KWh est différente de celle de référence qui est uniquement en fonction de la charge.

Ce qui prouve qu'en plus de la puissance, il existe d'autres paramètres extérieurs et intérieurs qui influencent la consommation spécifique.

Cette consommation mesurée peut être corrigée par des facteurs de correction extraits à partir des courbes de correction dans le but de la ramener aux conditions de référence et ainsi à la consommation de référence.

En se basant sur ce principe, on s'est trouvé dans l'obligation de programmer sur Excel une interpolation afin d'obtenir pour différentes conditions internes et externes de la turbine le facteur de correction correspondant.



Identification des paramètres d'influences :

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

Les conditions d'entrée et de sortie de la turbine à gaz ont une influence importante sur sa puissance et sa consommation spécifique et ainsi son rendement. Seule la température de sortie dépend de la régulation de la turbine. Les conditions d'entrée varient en fonction de la météorologie locale. La pression à l'échappement est plus ou moins forte en fonction des systèmes en aval. Enfin, la composition du combustible, son pouvoir calorifique inférieur P_{ci} , et l'injection d'eau ou de vapeur peuvent aussi varier. Comme la réception d'une turbine à gaz s'effectue souvent dans des conditions différentes de celles prises en référence dans le contrat, les valeurs de puissance et de consommation spécifique sont corrigées par des coefficients multiplicatifs (facteur de correction) définis par le constructeur. Pour les conditions de référence et les spécificités du site envisagé, le constructeur exprime sous forme de courbes (voir les courbes de correction dans l'annexe 1) l'influence des conditions d'alimentation de la turbine à gaz (pression, température, humidité de l'air atmosphérique....) sur sa puissance et sa consommation.

❁ Détermination des facteurs de correction :

Les facteurs de correction déterminent les performances thermiques de la turbine à gaz, corrigées aux conditions nominales. Ils sont procurés pour chaque condition de fonctionnement de turbine dans les courbes de correction. Dans ce qui suit, on présentera les procédures qui permettent de calculer le facteur de correction pour chaque paramètre de correction spécifique.

Suivant cette logique nous avons calculé les facteurs de correction à l'aide d'une programmation

❁ Analyse et comparaison des facteurs de l'essai :

En utilisant la méthode de détermination des facteurs de correction, on a pu calculer le coefficient de correction pour l'essai qu'on a fait.

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

Corrections performances				reference		Baseline		facteur de correction
	Désignations	Unités	Valeurs	valeur	facteur	C. Puissance	C. Spécifique	
F1	Température entrée compresseur	T°C	25	17,7	1	0,979	1,014378	0,98583
F2	Humidité relative	T°C	21	17,7	1	1	1,001127	0,99887
		Humidité	85	65	1			
F3	Pression atmosphérique	T°C	25	17,7	1	1	1	1
		Pression	1013	1013,5	1			1
F4	Vitesse compresseur	T°C	21	17,7	1	1,01	0,99935	1,00065
		Ratio vitesse	3000	3000	1			
F5	Facteur de puissance		0,99	0,8	1			
F6	Degradation			200	0,2			
F7	Perte de charge admission	T°C	17,1	17,7	1	1	0,999936	1
		Perte charge	73,91	75				
	Pert de charge échappement (Test DP to Ref DP at Test CIT on CC) Référence	T°C	1,9	112,45	1			
		Delta P (référence)	96,56					
		T°C	1,9	17,7	112,45			
		Delta P (mesuré)	88,08					

Perte de charge
 échappement (Ref

Analyse et optimisation du coût de KWh de la centrale TAG Mohammedia 3*100 MW

DP to Guar DP at
 CIT at Tf-(C)

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

	référéce déterminée	Delta P (Fa) (mesuré e - référéce)	-8,48			1,001	0,9996 13	1,00039
		Fb				1,001	0,9986 95	1,00131
		Fc				1,001	0,9991 35	1,00087
	Total perte de charge échappement(Mesu ré/Design)	F (totale)				1	0,9999 46	1,00005
F 9	Injection vapeur			0	1			
F 10	Injection d'eau	T°C	21,5	17,7				
		Débit d'eau	1,7	1,3658	1,005	1,014	1,0085 24	0,99651
F 11	Composition du combustible	PCI KJ/Kg	4097 6	40585	1	1,001	0,9994 22	0,99911
F 12	Température combustible	°C	124	120	1	1	0,9998 32	1,00017
	Total des correction							0,98377

$$CSP \text{ corrigée} = K * Csp \text{ mesurée}$$

$$Ecart = Csp \text{ réelle} - Csp \text{ réf}$$

$$Ecart \text{ corrigé} = Csp \text{ corrigée} - Csp \text{ réf}$$

$$K = 0,98377$$

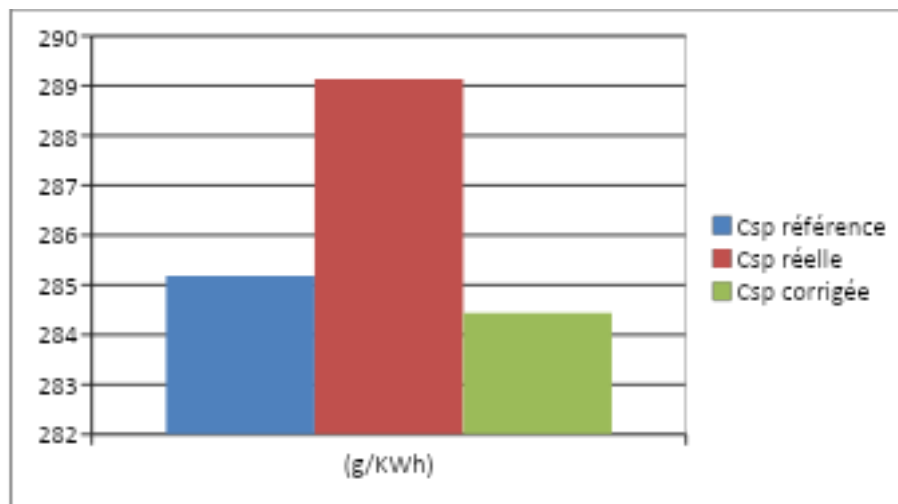
$$CSP \text{ corrigée} = 0,98377 * 289,13 = 284,437 \text{ g/KWh}$$

$$CSP \text{ corrigée} = 284,437 * 9787 = 273784,91 \text{ Kcal/KWh}$$

Les résultats de ce calcul sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

P(Mw)	Csp référence (g/KWh)	Csp réelle (g/KWh)	Csp corrigée (g/KWh)	Ecart (g/KWh)	Ecart corrigée	Rendement corrigé %
92	285 ,176	289 ,13	284,437	3,954	0 ,739	35,92%



La figure montre la variation de la consommation de référence, réelle et corrigée pour différentes charge

La figure montre la variation de la consommation de référence, réelle et corrigée pour différentes charge. En effet, après sa correction par rapport aux paramètres mentionnés par le constructeur et vus précédemment. La consommation réelle s'approche de plus en plus de la consommation de référence. Ces graphes permettent de visualiser plus clairement l'influence quand les conditions extérieures sur les performances de la turbines.

De la même manière, le constructeur GE a réalisé des essais pour étudier les paramètres extérieurs influencent la puissance.

Effectivement la puissance que peut fournir la turbine varie selon les mêmes paramètres étudiés pour la consommation et l'utilisation des facteurs de correction permettent aussi de rapprocher la puissance réelle à celle de référence et augmenter par la suite les performances de la turbine.

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

En se basant sur ce principe, on s'est trouvé dans l'obligation de programmer sur Excel une interpolation afin d'obtenir pour différentes conditions internes et externes de la turbine, le facteur de correction correspondant.

Choix des paramètres d'influence :

L'utilisation des facteurs de correction est une méthode pratique très connue dans le domaine industriel, qui permet d'une part de dégager le degré d'influence de presque tous les paramètres qui causent la dégradation des turbines à gaz et affectent leurs rendement thermique, d'autre part elle sert à corriger les valeurs de performances mesurés (consommation spécifique et puissance)

pour s'approcher des performances de référence et ceux garanties par le constructeur. Une fois la correction faite l'écart entre les paramètres de référence et ceux mesurés diminue, en d'autres termes, les performances réelles de la machine tendent de plus en plus vers ceux de référence. En plus des incertitudes de l'essai et des paramètres internes influencent l'efficacité de la machine, dont la dégradation des matériaux, l'écart entre les valeurs de références et les valeurs réelles, sont aussi des conséquences de l'importante influence des conditions extérieures sur les performances de la turbine à gaz. Ces trois impacts restent concrétisés par la différence entre l'écart corrigé mentionnés auparavant.

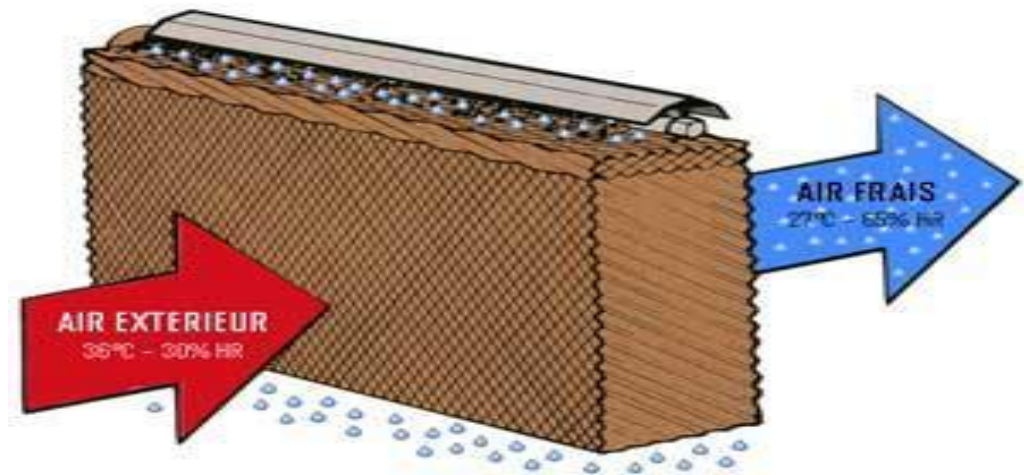
5. Amélioration des performances de la TAG par refroidissement de l'air d'admission :

Dans notre étude nous allons nous intéresser spécialement au refroidissement par ruissellement d'eau un des systèmes de refroidissement par évaporation qui est plus présent sur le marché et plus facile et rapide à installer.

Le refroidissement par ruissellement d'eau consiste à faire passer l'air après filtrage par un média humidifié composé de surfaces ondulées en papier de cellulose traité, ce média joue le rôle d'un évaporateur conventionnel. Une partie de l'eau est évaporée sous l'action de l'air sec et chaud qui traverse le panneau évaporant. Le reste d'eau va tomber dans un

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

bac situé en dessous de l'évaporateur. L'air à la sortie du refroidisseur est refroidi et avant de passer par le compresseur de la turbine à gaz, il passe par un système d'élimination des gouttelettes d'eau pour assurer un bon fonctionnement du compresseur de la turbine à gaz.



Conclusion :

Au terme de ce stage effectué au sein de la centrale turbine à gaz Mohammedia (3x100Mw), j'ai eu l'occasion de vivre une période qui était pour moi très enrichissante. En effet ce stage m'a permis non seulement d'approfondir mes connaissances dans le domaine qui me passionne, celui du génie énergétique et électrique, mais aussi d'acquérir une expérience extrêmement valorisante d'un point de vue personnel et professionnel.

Sur le plan technique et afin d'entourer le projet dans sa globalité, l'étude a été menée en trois étapes : analyser du coût de traitement d'eau, analyser du coût de traitement fuel et l'analyse du coût du KWh.

Par ailleurs, ce stage m'a permis de développer mes qualités personnelles et de découvrir le vrai sens des mots à savoir : la transparence, l'engagement, la rigueur, l'ambition, l'excellence, la créativité et l'innovation. Ces principes sur lesquels tout le monde s'est mis d'accord pour renforcer la position de son secteur avec une grande volonté

Je m'estime être heureux d'avoir pu travailler sur un projet ambitieux qui vise l'élaboration d'un plan d'optimisation pour améliorer les performances de la turbine. Toutefois j'aimerais signaler que ce sujet reste encore ouvert aux autres initiatives dans une approche d'amélioration continue.

Bref, ce présent rapport restera pour nous une référence et un point de départ pour apprendre, développer et améliorer notre savoir-faire ainsi que notre culture professionnelle.

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

Annexes :

Base données générale 2013

		TG5	CUMMUL	TG6	CUMMUL	TG7	CUMMUL	CENTRALE	CUMMUL
Production brute	janvier	27735	27735	19140	19140	12198	12198	59073	59073
	février	8666	36401	11661	30801	0	12198	20327	79400
	mars	6898	43299	2933	33734	2501	14699	12332	91732
	avril	0	43299	24291	58025	15522	30221	39813	131545
	mai	11336	54635	4851	62876	4283	34504	20470	152015
	juin	8191	62826	14698	77574	6104	40608	28993	181008
	juillet	11245	74071	27165	104739	5024	45632	43434	224442
	août	17388	91459	20797	125536	1447	47079	39632	264074
	septembre	8576	100035	13469	139005	682	47761	22727	286801
	octobre	4866	104901	18020	157025	2516	50277	25402	312203
	novembre	0	104901	5342	162367	7030	57307	12372	324575
	décembre	16608	121509	3980	166347	23285	80592	43873	368448
Consommation Fuel-oil	janvier	7776	7776	5430	5430	3480	3480	16686	16686
	février	2487	10263	3345	8775	0	3480	5832	22517
	mars	1990	12252	864	9639	769	4248	3622	26140
	avril	0	12252	7245	16884	4514	8762	11759	37899
	mai	3347	15599	1432	18315	1248	10010	6026	43925
	juin	2415	18014	4333	22649	1797	11807	8545	52470
	juillet	3282	21296	7927	30576	1466	13273	12675	65145
	août	5049	26345	6129	36704	419	13692	11596	76741
	septembre	2492	28837	4015	40719	203	13895	6710	83451
	octobre	1412	30249	5373	46093	767	14662	7552	91004
	novembre	0	30249	1516	47609	1995	16656	3511	94514
	décembre	4697	34946	1180	48789	6618	23275	12495	107010
Consommation Gaz-oil	janvier	241,65	241,65	138,03	138,03	114,87	114,87	494,55	494,55
	février	70,89	312,54	105,77	243,80	0,00	114,87	176,66	671,21
	mars	82,96	395,50	38,50	282,30	39,08	153,95	160,53	831,74
	avril	0,00	395,50	104,27	386,57	54,24	208,19	158,51	990,25
	mai	121,71	517,21	44,81	431,38	27,95	236,14	194,47	1184,72

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

	juin	102,17	619,38	71,75	503,13	47,09	283,23	221,01	1405,73
	juillet	19,07	638,45	119,31	622,43	25,20	308,43	163,58	1569,31
	août	92,78	731,23	151,64	774,08	16,02	324,44	260,44	1829,75
	septembre	66,76	797,99	109,34	883,41	15,09	339,53	191,19	2020,94
	octobre	44,83	842,82	146,44	1029,86	31,87	371,41	223,15	2244,08
	novembre	0,00	842,82	74,23	1104,09	107,10	478,51	181,34	2425,42
	décembre	80,91	923,73	54,04	1158,12	146,56	625,07	281,51	2706,93
Production nette	janvier	27378	27378	18937	18937	12159	12159	58474	58474
	février	8577	35954	11541	30478	0	12159	20118	78591
	mars	6828	42782	2903	33381	2476	14634	12206	90798
	avril	0	42782	24100	57481	15400	30034	39500	130297
	mai	11220	54002	4801	62283	4239	34273	20261	150559
	juin	8117	62120	14566	76849	6049	40323	28733	179291
	juillet	11137	73257	26904	103753	4976	45298	43017	222308
	août	17213	90470	20587	124340	1432	46731	39232	261541
	septembre	8493	98963	13339	137679	675	47406	22508	284049
	octobre	4819	103782	17846	155525	2492	49898	25156	309205
	novembre	0	103782	5313	160838	6991	56889	12304	321509
	décembre	16476	120258	3948	164786	23100	79989	43524	365033
consommation combustible chaudière		Gaz-oil		Fuel-oil		le cout			
	janvier	138,900	138,900	0,000	0,000	1,95			
	février	115,510	254,410	0,000	0,000	4,72			
	mars	93,720	348,130	16,470	16,470	6,63			
	avril	124,810	472,940	0,000	16,470	2,60			
	mai	102,910	575,850	3,080	19,550	4,22			
	juin	112,640	688,490	0,000	19,550	3,23			
	juillet	147,381	835,871	0,000	19,550	2,82			
	août	105,593	941,464	39,139	58,689	2,45			
	septembre	65,606	1007,070	50,288	108,977	2,95			
	octobre	45,390	1052,460	73,102	182,079	2,19			
	novembre	2,150	1054,610	102,176	284,255	2,12			
	décembre	5,200	1059,810	151,456	435,711	0,00			
Consommation spécifique nette réalisée	janvier	2839	2839	2851	2851	2855	2855	2846	2846
	février	2890	2851	2897	2868	0	2855	2890	2857
	mars	2936	2865	3005	2880	3154	2906	3032	2881
	avril	0	2865	2961	2914	2881	2893	2930	2896
	mai	2993	2892	2981	2919	2916	2896	2974	2906

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

	juin	2987	2904	2913	2918	2934	2902	2938	2911
	juillet	2858	2897	2881	2908	2883	2900	2875	2904
	août	2875	2893	2936	2913	2915	2900	2909	2905
	septembre	2905	2894	2981	2920	3088	2903	2956	2909
	octobre	2912	2895	2981	2927	3054	2910	2975	2914
	novembre	0	2895	2865	2925	2875	2906	2871	2913
	décembre	2814	2884	3024	2927	2841	2887	2847	2905
cout" kwh "seule ment combustible	janvier	73,72	73,72	73,09	73,09	74,73	74,73	75,68	75,68
	février	74,64	73,94	75,35	73,94	0,00	74,73	79,77	76,72
	mars	78,33	74,64	80,68	74,53	85,81	76,61	87,03	78,11
	avril	0,00	74,64	74,27	74,42	71,83	74,16	75,91	77,44
	mai	79,11	75,57	77,82	74,68	74,68	74,22	82,10	78,07
	juin	80,35	76,19	74,04	74,56	76,28	74,53	79,52	78,30
	juillet	70,73	75,36	72,96	74,15	73,50	74,42	75,27	77,72
	août	73,44	74,99	76,10	74,47	78,00	74,53	77,45	77,68
	septembre	76,30	75,11	78,38	74,85	89,89	74,75	80,89	77,93
	octobre	77,39	75,21	78,41	75,26	83,81	75,20	80,94	78,18
	novembre	0,00	75,21	79,44	75,39	80,56	75,86	82,20	78,33
	décembre	71,86	74,75	82,44	75,56	73,39	75,15	74,56	77,88

Essai réalisé 21 /07/2014

HEURES Paramètres		unité	REF		13:00	14	15
	Charge active	MW	100		90		92,1
	charge réactive	MVAR			-4,5		-4,6
F1	Température entrée compresseur	°C	17,7		25		26
F2	Humidité relative	%	65				
F3	Pression atmosphérique	mmhg			763,1		762
F4	Vitesse compresseur	Tr/min	3000		3000,4		2999

Centrale Turbines à gaz Mohammedia 2 : 2014

F5	Facteur de puissance	-	0,85		0,99		1
F6	cumul des H.M	h	-		14552,9		14554,7
F7	Perte de charge admission	mmH2O	75				
F8	Pertes de charge échappement (Test DP to Ref DP at Test CIT on CC) Référence	mmH2O					
	Perte de charge échappement (Ref DP to Guar DP at Guar CIT at Tf=C) delta P/ réellé et réferece déterminée	mmH2O	113,2				
F 9	Injection vapeur	Kg/s	0				
F 10	Injection d'eau	Kg/s	0				
F 11	PCI	Kcal/Kg	9694				
F 12	Température combustible	°C	120		124		124,2