

Remerciements

Tout d'abord je remercie Allah Le Tout Puissant Qui m'a donné la volonté, la force et la patience pour élaborer ce travail ainsi que tous les projets personnels et professionnels durant toute ma vie.

Aussi je tiens à remercier mes parents qui m'ont apporté tout le soutien nécessaire dans tous les aspects fondamentales de ma carrière.

Particulièrement, je tiens à remercier Mr. EL GARAB Larbi, pour ses précieux conseils, son encadrement, son suivi du travail, sa direction attentive de ses conseils et son aide à l'aboutissement de ce travail.

Je ne laisserai l'occasion passer sans remercier les professeurs et l'administration de mon école, l'École Nationale de Commerce et de Gestion, pour leurs soutien.

J'adresse mes remerciements les plus sincères à tous les gens aimables autour de moi, qui ont participé ou donné un coup de grâce avec des petits beaux mots pour m'encourager.

Introduction

Dans un contexte caractérisé par une forte demande croissante et une pression continue défendant la préservation de l'environnement, le choix des sources énergétiques s'avère de grande importance, c'est dans cette optique que le Maroc favorise de plus en plus l'utilisation des énergies renouvelables comme principale source de l'énergie électrique, ceci peut être constaté par la conception du site NOUR au sud du Maroc et l'utilisation intense des barrages.

Néanmoins, cette source reste insuffisante pour accomplir l'autosuffisance concernant le besoin national de électricité, c'est pour cette principale raison que l'ONEE couvre ce besoin par l'utilisation d'autres sources d'énergie, a savoir l'utilisation des centrales avec des turbines à gaz qui fonctionnent avec du charbon, gasoil ou fuel, ou combiner deux solutions a la fois qui est le cas de la centrale thermique Mohammedia qui fonctionne avec le gasoil et le fuel avec une utilisation successive, cette dernière méthode est utilisée comme une solution de secours, ceci est due a plusieurs raisons, les principales d'entre eux sont le court délai d'implémentation et d'exploitation.

Malgré les points forts de la solution utilisant les turbines a gaz pour couvrir les besoins nationales supplémentaire en matière de électricité, cette dernière reste peu avantageuse principalement a cause des coûts d'exploitation.

C'est dans cette perspective que notre travail se base, en fait, notre travail s'articule sur l'étude des coûts de traitement du fuel puis l'optimisation de ce coût.

Pour ce faire, on va définir en général le fonctionnement de la turbine a gaz avec une analyse approfondie sur le processus du traitement du fuel, puis on fera une étude sur plusieurs solutions pour pouvoir choisir le projet qui servira au mieux a diminuer le coût de traitement du fuel.

: Présentation de l'ONEE

Historique

Au lendemain de l'indépendance, le Maroc s'est trouvé dans l'obligation de prendre en charge lui-même le secteur de l'électricité afin de l'organiser, le soutenir et garantir le service public.

En fait, l'Office National de l'Électricité et l'eau potable a été crée le 13 août 1963 par Dahir pour substituer la société Énergie Électrique du Maroc, à qui était confiée depuis 1924, la concession d'une organisation de production, de transport et de distribution et qui assurait 90% de la production nationale.

L'Office National de l'Électricité et l'Office National de l'Eau Potable ont connus une fusion le 22 avril 2012 pour que l'Office National de l'Électricité et de l'Eau Potable voit le jour.

Ce regroupement qui selon la loi n°40-09 relative à l'Office National de l'Électricité et de l'Eau potable permet d'harmoniser les stratégies nationales dans ces deux secteurs clés qui sont liés par des champs de synergie. En effet, mobiliser et valoriser les ressources énergétiques et hydriques, sécuriser leur approvisionnement, leur disponibilité à des prix appropriés, maîtriser leur production et leur demande et gérer leur utilisation de manière efficace dans le respect de l'environnement constituent des objectifs majeurs de ce regroupement et ce pour faire face aux mutations économiques et financières mondiales.

[Le dahir de la loi n°40-09]

L'ONEE-Branche électricité- (ex ONE) est un établissement public à caractère

industriel et commercial, doté de la personnalité civile et de l'autonomie financière, et placé sous la tutelle du Ministère de l'énergie et des mines. Il est chargé du service public de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique. Les droits et obligations de l'ONEE-Branche électricité-sont approuvés par décret en 1974, lequel définit les conditions techniques, administratives et financières relatives à l'exploitation des ouvrages de production, transport et distribution de l'électricité.

À tout instant, l'ONEE-branche électricité à la responsabilité de fournir sur tout le territoire national une énergie électrique avec des conditions économique optimales, et ceci avec un prix fixé par Décret de Premier Ministre excepté en cas de gestion déléguée où elle est définie contractuellement.

Présentation générale :

L'office National de L'électricité et de l'eau potable- branche électricité (ONEE) est chargé du service public pour la production, le transport et la distribution de l'énergie. Il est un établissement public crée en 1963. Il est à caractère industriel et commercial, doté d'une personnalité civile et d'autonomie financière, Ses buts ou missions sont :

- . Satisfaire les besoins du Maroc en matière d'énergie électrique.
- . Gérer et développer les réseaux de transports de l'énergie au Maroc.
- . Planifier, généraliser et intensifier l'extension de l'électrification rurale.
- . Œuvrer pour la promotion et le développement des énergies renouvelables.

L'ONEE exerce ses activités sous la tutelle du ministère de l'énergie et des mines. Il est soumis au contrôle technique, financier de l'état et à celui d'un audit international.

Domaines d'activité de l'ONEE :

L'ONEE exerce plusieurs activités dans le domaine de la production de l'énergie électrique à savoir la production, le transport et la distribution.

La Production :

En tant que producteur national, le ONEE a la responsabilité de fournir une énergie électrique à tout moment sur le territoire marocain.

La production d'électricité au Maroc se fait par des installations utilisant des sources d'énergie et les différentes méthodes de centrales électriques principalement hydrauliques et thermiques.

Une partie de la production est importée par des lignes Maroc-Espagne-Maroc et l'Algérie.

Le Transport :

Avec une mission de transporter l'énergie électrique et à la sécurité de l'approvisionnement des clients, l'ONEE développe et renforce

son réseau de transport qui couvre presque la quasi-totalité du territoire national, qui se compose de lignes de 400 kV, 225 kV, 150 kV et 60 kV.

La Distribution :

La distribution de l'ONEE sert plusieurs clients, divers et très dispersés sur tout le territoire. Depuis sa création, elle a fixé un objectif d'étendre son réseau à toutes les villes et de faire la ramification des réseaux de distribution pour couvrir toutes les régions du Royaume.

La distribution de l'électricité est assurée :

Soit directement par l'ONEE, dans plusieurs régions.

Soit par des régies Municipales ou Intercommunales, dont le nombre croit, citant par exemple : LYDEC, REDAL, AMENDIS...

Organigramme :

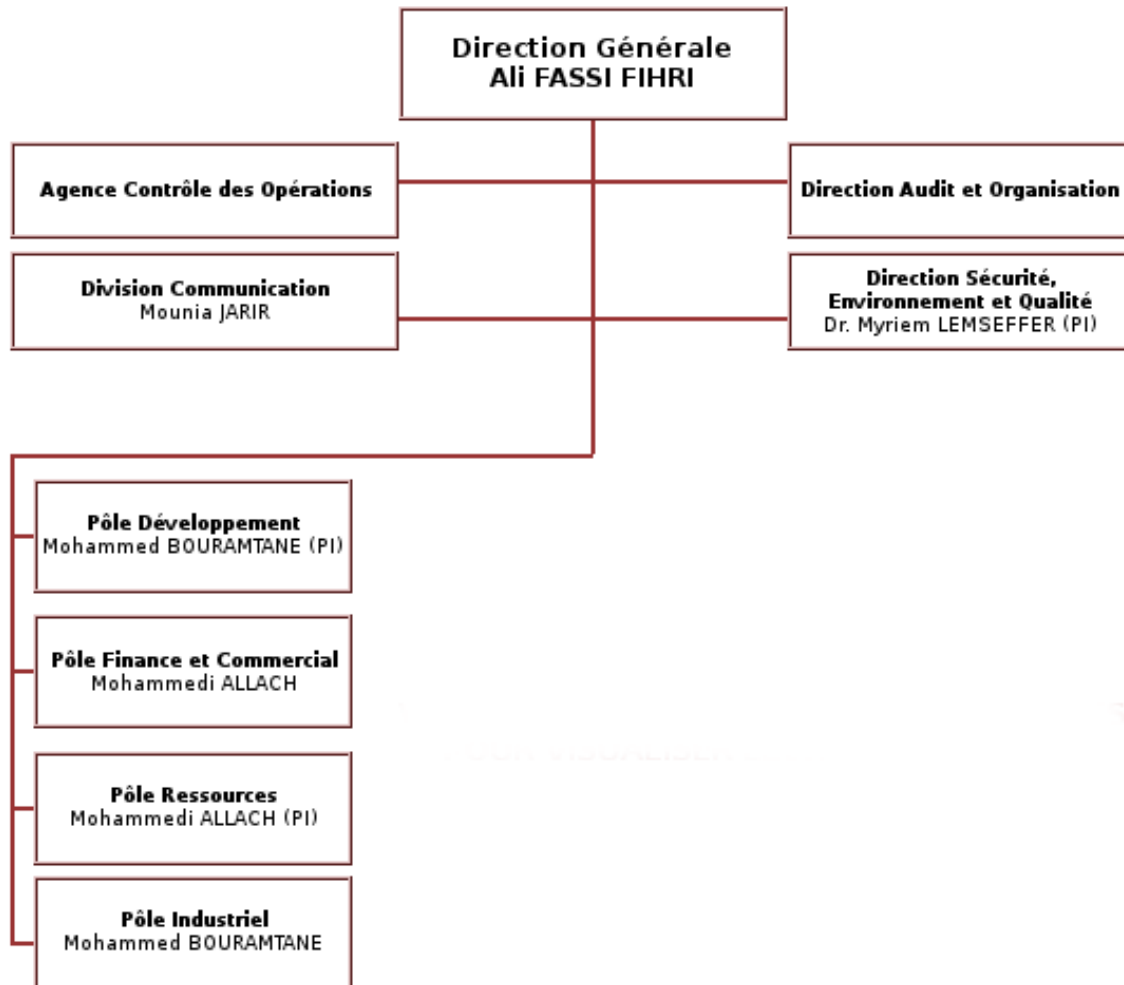


Figure 1: Organigramme ONEE (2016)

Aperçu sur le fonctionnement de la TAG

1-Présentation du site

Étant donné la production se fait dans des centrales qui génèrent de l'électricité à partir de différentes sources énergétiques, il est impérative de se déplacer dans le terrain pour mieux comprendre les processus et d'en tirer les information nécessaire. En fait, notre travail se fera sur le site de la centrale située a Mohammedia dans la zone industrielle côtière, c'est un site de situation géographique stratégique vu sa proximité de la raffinerie SAMIR et d'autres projets industriels tel que la SNEP, en

plus de sa proximité, son implémentation s'inscrit dans le programme a long terme qui vise a doté le site du gaz naturel, en attendant l'acheminement du gaz naturel, la centrale continuera a fonctionner avec du HFO (Heavy fuel-oil).

La réalisation de ce projet a été faite en faisant appel a des prestataire étrangers a savoir General Electric (GE) et SOCOIN pour répondre a la sur-demande national de électricité qui est dans la plus part des cas saisonnière.

Dans ce chapitre on fera un survol sur le fonctionnement de la centrale, ainsi qu'une étude détaillée sur le processus du traitement du Fuel pour s'en servir a calculer le cout de ce traitement d'une manière affinée.

2-Description du processus de production

La production de l'énergie électrique s'étale sur plusieurs étapes, ceci et dû au fait que pour que la turbine a gaz puisse transformer de l'énergie cinétique en une énergie mécanique, elle a besoin de plusieurs ressources, ces dernières sont principalement le combustible(fuel, gaz...) et l'air comprimé, dans cette section, on verra les différentes étapes de transformation que ces ressources subissent avant d'être utilisées, puis on verra comment ces ressources sont utilisées pour produire de l'énergie électrique.

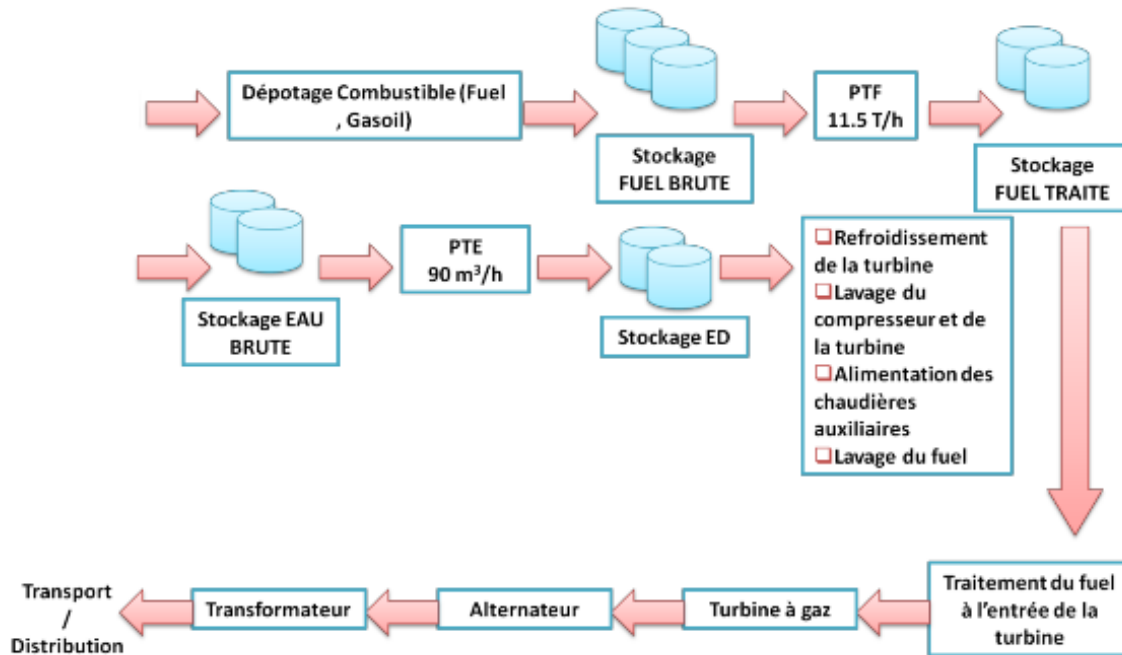


Figure 2 : Aperçu général sur le processus de production de l'électricité

2-1 Stockage des ressources.

Le stockage du combustible se fait en plusieurs étapes selon le processus de traitement de ce dernier.

L'approvisionnement des combustibles utilisés se fait selon la conjoncture soit de chez la raffinerie la SAMIR via des pipelines soit de chez des fournisseurs étrangers.

Après le dépotage, le HFO (Heavy fuel-oil ou fuel lourd) est stocké dans des réservoir du fioul brut dans une température qui ne soit pas inférieure à 20°C, ce fuel sera traité dans un poste de traitement du fuel, après le traitement, ce fuel est stocké dans des réservoir du fuel certifié, puis, des tests de bonne conformité de font régulièrement sur la qualité du fuel certifié pour que se soit transféré vert des réservoir du fuel traité.

Pour le stockage de l'eau utilisée dans le traitement du HFO, ça se fait principalement en deux étapes, après la réception de l'eau potable industrielle, cette dernière ressource est stockée dans des réservoir de l'eau brut, puis, et après le traitement, l'eau résultante (deminéralisée) est stocké dans des réservoir de l'eau déminéralisée.

Les processus du traitement seront expliqués en détail dans les section a venir.

2-2 traitement de l'eau

L'eau traitée a une grande importance, la chose qui est due au fait que cette ressource est utilisée pour:

- ☂ Le lavage lors du traitement fuel
- ☂ L'alimentation des chaudières auxiliaires
- ☂ Le système d'injection d'eau pour la réduction du niveau NOx (système Denox)
- ☂ Le système de refroidissement de la turbine
- ☂ Le système de lavage du compresseur et de la turbine

Sur ce, l'ONEE procède au traitement de l'eau par la réception de chez la LYDEC de l'eau potable industriel, pour que par la suite plusieurs processus sont entamés, le schéma suivant illustre d'une manière synthétique le processus dans sa globalité.

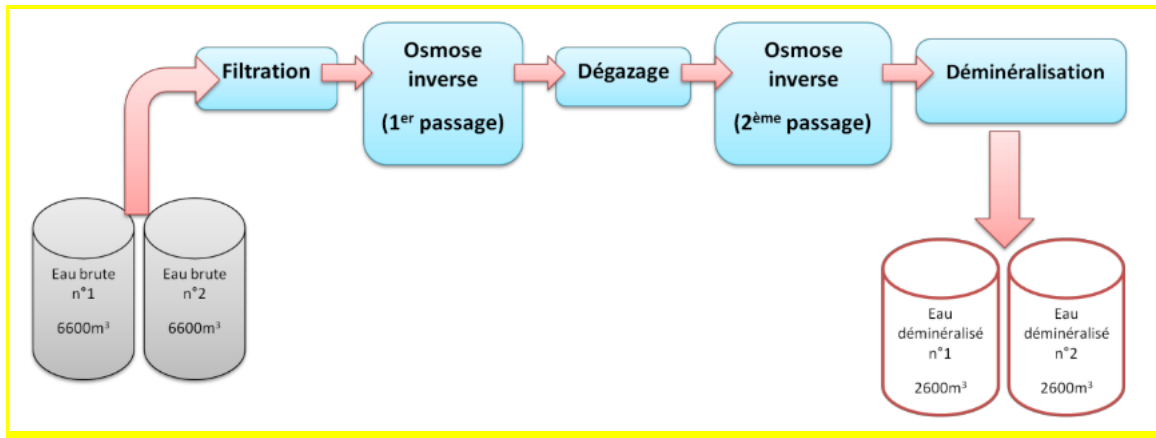


Figure 3 : Aperçu général sur le processus de traitement de l'eau

Après le stockage de l'eau potable industriel en provenance de chez LYDEC, l'ONEE procède au traitement pour que cette eau répond aux exigences et aux normes de qualité nécessaires, le critère le plus important qui différencie l'eau traitée de l'eau brut est la conductivité (**explication**) qu'il ne faut qu'elle dépasse 1 **micro siemens**, pour ce faire, l'eau brute suit des processus bien définies:

- Filtration: cette étape consiste à purifier l'eau des particules solides, pour ce faire, l'eau brute passe par des filtre multimédias(40 micro-metre) puis des filtres à cartouche(5 micro-metre).

Déminéralisation par osmose inverse: L'osmose inverse est un système de purification de l'eau utilisant un système de filtrage qui ne laisse passer que les molécules de l'eau et évite le mélange des sels avec l'eau filtrée, ceci peut être fait avec des filtres très fins avec une pression du côté de l'eau brute.

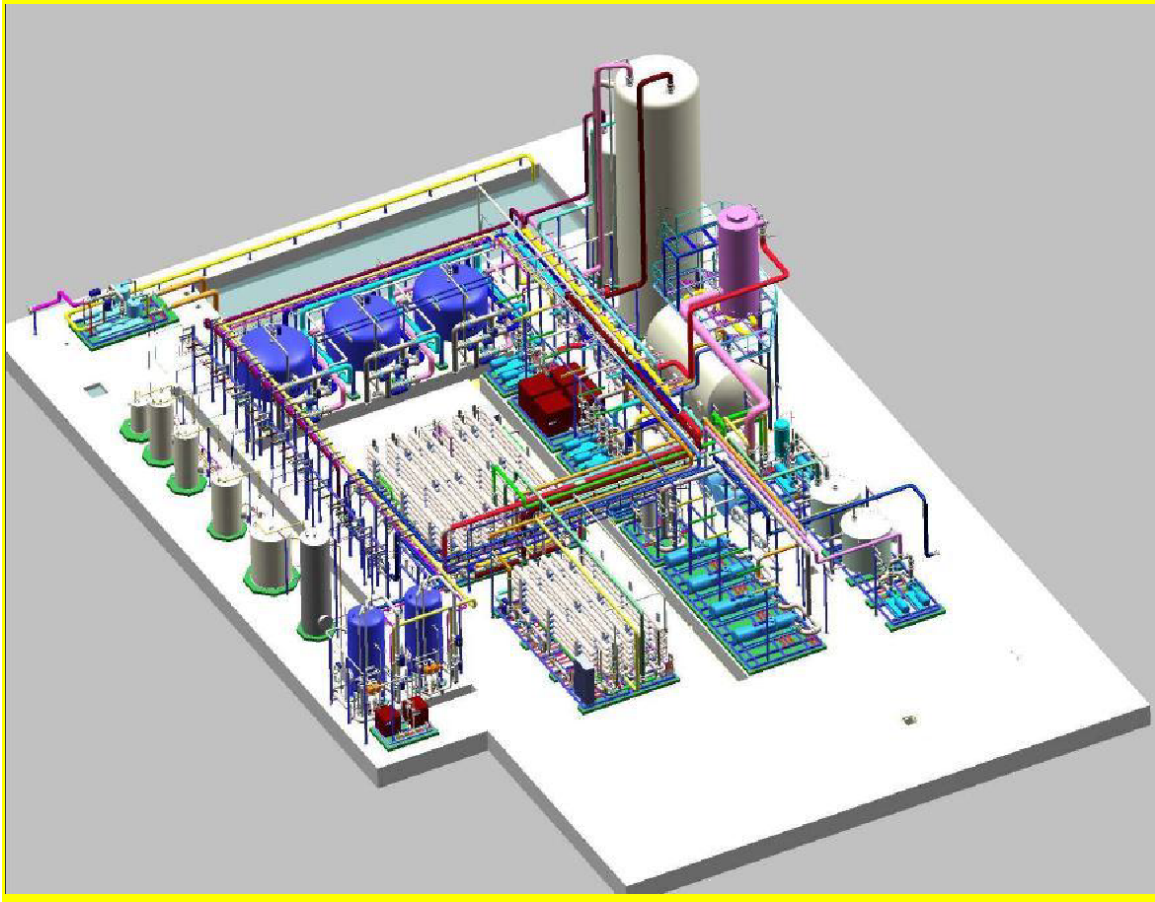


Figure 4: Vue en perspective du poste eau

Dégazage: Étant donnée l'eau issue de la première étape de l'osmose inverse contient du CO_2 , une étape l'élimination de ce gaz est nécessaire, comme son nom l'indique, cette étape est prévue pour éliminer le gaz CO_2 , l'eau passe par des vannes de pluviation pour séparer l'eau du gaz, par la suite, des ventilateurs créent un contre courant pour ne laisser passer que l'eau purifiée du CO_2 .

Déminéralisation par osmose inverse (2ème passage): En utilisant la même technique, l'eau passe par des filtres pour éliminer les sels, la particularité dans ce deuxième passage est que l'eau passe par des filtres plus fins que ceux utilisés dans le premier passage.

Ionisation: Cette solution a été mise en place pour éliminer les charges positives et négatives contenues dans l'eau moyennant l'alimentation des lits d'échange ioniques dans le but d'absorber ces charges.

Après ces étapes, l'eau devienne déminéralisée avec une conductivité qui ne dépasse pas 1 micro-simens, cette eau sera stocké dans des réservoirs de l'eau déminéralisée pour s'en servir dans plusieurs autres processus.

2-3 Traitement du HFO (Heavy fuel-oil)

Avant l'utilisation du HFO stocké, certains processus préalables de traitement sont nécessaire pour que le fuel utilisé soit de bonne qualité afin de préserver la qualité du matériel utilisé et aussi pour assurer une meilleurs profitabilité des ressources utilisées, sur ce, le HFO généralement reçu d'après des fournisseurs étrangers et stocké dans sont état brute suit le cheminement du traitement suivant:

Filtration: Le HFO obtenu des réservoir du fuel brut contient des matière solide qui peuvent causer une altération du matériel, c'est pour cette raison que ce fuel passe par des filtres auto-nettoyant pour éliminer ces matières solide du fuel.

Réchauffement: Après que le fuel soit filtré, on ajout un désémulsifiant pour faciliter la séparation du fuel de l'eau (voir l'étape du mélangeur-séparateur), puis, on fait échauffement de ce fuel en deux phases, la première est un réchauffement "Fuel-Fuel" alors que la deuxième est un réchauffement

“Fuel-Eau”, la raison de l’utilisation de ces deux types est de profiter de la chaleur contenu dans le fuel déjà traité pour minimiser les couts liés à ce réchauffement.

Mélangeur-Séparateur: Pour que le fuel soit de bonne qualité, les sels qui y sont contenus doivent être éliminer, pour ce faire, on mélange ce dernier avec de l’eau déminéralisée après l’avoir réchauffer, dans cette phase, l’eau déminéraliser absorbe les sels contenus dans le fuel, puis ce mélange entre dans un séparateur pour séparer le fuel éliminé des sels de l’eau moyennant l’utilisation d’une force centrifuge (mouvement de rotation qui sépare les liquides selon leurs densités), tout cela ce fait dans une température qui ne soit pas inférieur a 90°C.

Notant que cette dernière étape ce fait deux fois avec la même démarche, l’exception c’est que l’eau utilisée lors de la première phase est celle issue de la deuxième phase en raison de profiter de l’eau qui reste relativement de bonne qualité et par conséquent réduire les couts qu’y sont liés.

Contrôle de la qualité du HFO: Après la séparation du fuel de l’eau, on profit de la chaleur de ce fuel pour réchauffer le fuel brut qui n’est pas encore traité, puis, le fuel traité entre dans une réservoir du fuel certifié (la centrale dispose de deux réservoir du fuel certifié) pour contrôler sa qualité.

L’élément le plus essentiel qui prouve la bonne qualité du fuel est la quantité du Sodium et le potassium, ceci est dû au fait que ces contaminants cause une corrosions lors de la transformation de l’énergie chimique contenue dans le fuel traité, sur ce, un échantillon est pris régulièrement (généralement entre 2 et 3 heures) pour tester la quantité des contaminants, notant que la quantité ne doit pas dépasser 1 ppm pour les deux contaminants réunis (particules par million).

Après l'approbation de la bonne qualité du fuel précédemment traité, ce dernier passe à un réservoir du fuel traité avant que ce soit utilisé, dans le cas échéant, le fuel revient au réservoir du fuel brut pour le retraité.

Traitement de l'eau effluent: l'eau séparée du fuel après absorption des sels ne peut pas être directement jetée dans la mer, ceci est à cause du fait que cette eau contient des polluants qui engendrent une dégradation de l'environnement par une stimulation du réchauffement climatique, la chose qui est un sujet d'actualité depuis une longue durée à cause de la gravité de ses conséquences, sur ce, l'ONEE procède au traitement par le biais de l'enchaînement suivant:

Flottation statique: La différence entre la densité des éléments contenus dans l'eau favorise une séparation de ces éléments par flottation, c'est sur cette technique que cette étape se base pour séparer l'eau des effluents.

Traitement par centrifugation: Cette technique est fondée sur le même principe que celle de la flottation statique, sauf que dans cette phase, la séparation due à la différence de la densité des éléments contenus dans l'eau est favorisée davantage par un mouvement de rotation.

Filtres à absorption: Après la flottation statique et le traitement par centrifugation, l'eau contient toujours des effluents, en dépit de leur quantité qui reste relativement faible, ces effluents peuvent endommager l'environnement, c'est pour cette raison qu'une dernière étape de purification a été mise en place qui est des filtres à absorption qui sont capables d'absorber les particules qui ne sont pas encore filtrées.

Après le traitement de l'eau effluent, on obtient une eau relativement pure par rapport à l'eau issue du traitement du fuel, grâce à ceci, cette eau peut être

Pour les effluents précédemment filtrés, ils sont transportés vers un réservoir de 100m³, ils sont conservés avant leurs vente a des clients qui sont généralement des cimentiers, ceci est dû au fait que ces effluents contiennent toujours une quantité de combustibles qui peut être utile.

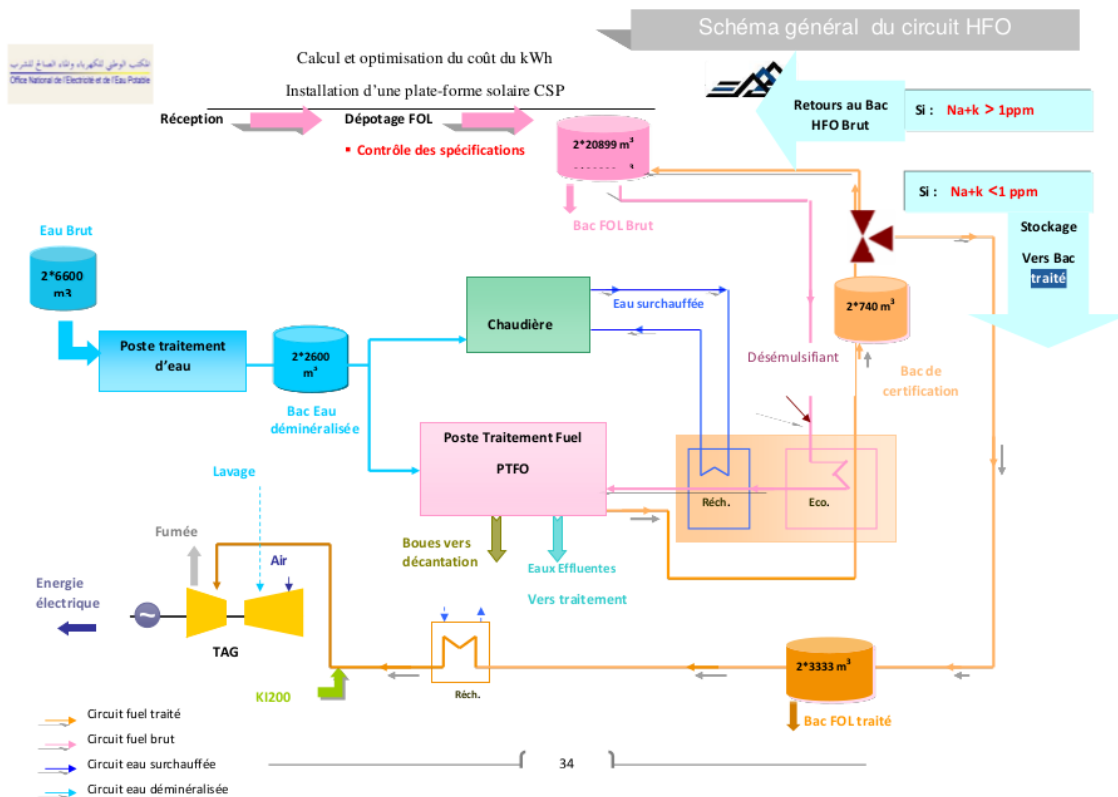


Figure 5: Schématisation des processus de production de l'électricité

Au mépris de la bonne maîtrise des différentes étapes du traitement du fuel a cause des couts importants engendrés par ce traitement, ce processus a toujours des points d'amélioration qui peuvent être mis en place en vue d'assurer une meilleurs scalabilité et profitabilité, on traitera les possibilités d'amélioration avec une façon affiné en utilisant une analyse des différentes

possibilités et en s'appuyant sur des inducteurs financiers dans un chapitre qu'y est dédié.

2-4 Production de l'énergie électrique

La production de l'énergie électrique dans la centrale Mohammedia se fait avec la turbine à gaz, utilisant une technique qui se base sur la transformation de l'énergie calorifique en une énergie mécanique puis électrique.

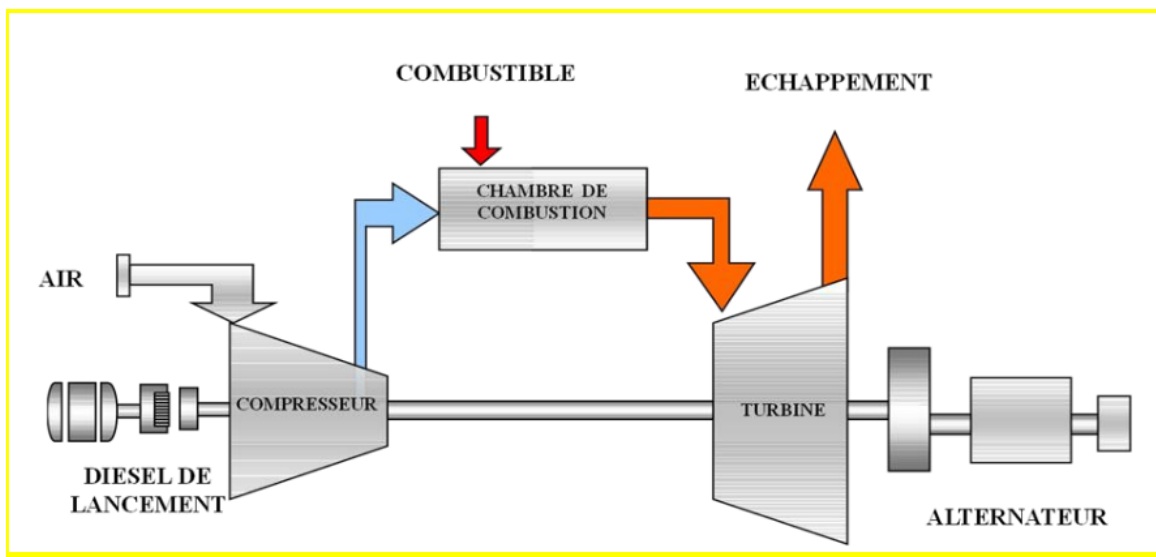


Figure 6: Aperçu général sur le fonctionnement de la turbine

Cette enchainement se fait en utilisant les processus suivants:

Compression de l'air: Pour la bonne combustion du fuel, ce dernier a besoin d'une grande quantité d'air, c'est pour cette raison qu'un compresseur a été mis en place, son rôle est de comprimer l'air jusqu'au 12 fois sa pression normale, pour être utilisé par la suite dans la chambre de combustion.

Système de combustion: Après la compression de l'air, cet air doit être mélangé avec le fuel pour bien stimuler les réactions chimiques de combustion du fuel, sur ce, l'air comprimé est transféré dans une chambre

dite chambre de combustion, c'est dans cette chambre que le fuel est mélanger avec l'air comprimé, cette opération se fait dans 14 tubes dites tubes de flamme, après avoir mélangé le fuel avec l'air comprimé, deux bougies allument ce mélange pour déclencher la combustion.

Transformation en une énergie mécanique: Les réactions chimiques dans la chambre de combustion produisent un gaz chaud qui contient une énergie thermique très importante, cette énergie est transformée en une énergie mécanique par le biais d'une turbine qu'est un moteur thermique, l'air de grande pression passe par des roues situées dans la turbine pour faire tourner cette dernière en une vitesse allant jusqu'au 3000 tours par minute.

Transformation en une énergie électrique: L'énergie mécanique produite par la turbine représenté par la rotation d'une arbre est utilisée par un alternateur qui la transforme en une énergie électrique d'une puissance de 133MW et une tension de 14,5KV.

Ajuster la tension: La tension produite par l'alternateur de 14,5KV doit être transformée en une tension de 225KV pour l'envoyer directement au réseau.

Partie 2: Identification, calcul et optimisation du coût de revient du traitement du fuel

L'énergie électrique est devenue une nécessité obligatoire dans toutes les sociétés modernes, ceci est causé principalement par l'avancement technologique et toutes les impératifs de notre vie quotidienne, sauf que la production de cette énergie devienne de plus en plus couteuse, ceci est causé principalement par la matière première utilisée qui devient de plus en plus couteuse.

En vue d'optimiser le processus de création de l'énergie électrique, il est impératif de maîtriser les coûts de la matière première et le coût de son traitement, sur ce, nous avons opté pour le calcul est l'optimisation du coût du traitement du fuel, une ressource largement utilisée dans plusieurs domaines notamment celui de la production de l'énergie électrique grâce à son coût qui reste relativement faible et le processus de transformation de l'énergie qu'y est contenue et qui offre plusieurs avantages.

Pour ce faire, on va commencer par une identification des différents coûts liés au traitement du fuel, puis on fera un calcul détaillé des coûts engendrés par le poste traitement du fuel en faisant une distinction entre les charges directes fixes, directes variables, indirectes fixes et indirectes variables, par la suite, on présentera une liste des différentes solutions d'optimisation du coût de traitement du fuel, pour finir avec une analyse détaillée de chaque alternative pour pouvoir choisir le projet qui répond au mieux à notre besoin d'optimisation.

Identification des coût de traitement du HFO «Heavy fuel-oil»

Pour faire le calcul du coût de revient du traitement du fuel d'une manière affinée et en respectant les normes des "best practices wa9ila meilleur conduite", faut qu'on fasse une distinction entre les différents types des charges qui sont liés au cout de revient.

Les charges fixes: se sont des charges qui ne varient pas avec la variation du volume de production, que se soit une augmentation ou une baisse.

Les charges variables: Ils varient avec la variation de l'activité notamment le volume de la production.

Les charges directes: Ils sont imputables dans leurs totalité à un seul produit.

Les charges indirectes: Ils ne sont pas imputables dans leurs totalité à un seul produit, ils doivent subir une répartition préalable selon les postes qu'y sont concernés.

Quant à notre cas, il s'est avéré qu'on a des charges liées a tous les types préalablement cités, le tableau ci-dessous représente d'une manière synthétique les différentes charges et leurs types:

	Charges directes	Charges indirectes
Charges fixes	- Charges financières - Main d'œuvre directe	- Main d'œuvre indirecte - Air comprimé

Charges variables	- Désémulsifiant - Électricité - Les encours - Rebuts - Les pertes du fuel suite aux traitements - Réparations	- Eau déminéralisée - Eau chaude - Impôts et taxes
------------------------------	--	--

Tableau 1: Répartition des charges

Précisions:

Étant donné qu'il est difficile d'avoir accès à certaines informations, vu que leurs charges restent relativement faibles par rapport au processus étudié, on a décidé de les rendre négligeables, ces charges sont:

- Les charges financières.
- Impôts et taxes.
- Main d'œuvre indirecte.
- Les encours.
- Les rebuts.
- Air comprimé.

On a jugé que l'eau déminéralisée, l'eau chaude et les impôts et taxes comme charges variables indirectes parce qu'ils sont utilisés dans d'autres processus et que le degré de leur utilisation par le poste du traitement du fuel dépend de la quantité traitée de ce dernier.

Le désémulsifiant, l'électricité, les encours, les rebuts, les pertes du fuel suite aux traitements et les réparations sont des charges variables directes parce que leur cout peut être directement imputable au poste du traitement du fuel.

Les charges financières (liées directement au matériel du poste) et la main d'œuvre directes sont des charges fixes et directes parce qu'il sont directement liées au poste du traitement du fuel et que leur cout ne change pas avec le volume de production.

La main d'œuvre indirecte et l'air comprimé sont liés à plusieurs postes et leur cout ne varie pas avec le volume de production, sur ce, on a jugé que ces charges sont des charges indirectes et fixes.

Calcul du coût de revient du traitement fuel

Après avoir identifier les différentes charges engendrées par le processus du traitement du fuel, il est temps maintenant de calculer la charge réel globale de ce processus.

En fait, et comme on l'a vu, ce processus engendre un grand nombre de charges qui forment plusieurs types, sur ce, on va faire le calcul du cout de revient en faisant la distinction entre les deux types de charges suivants:

- Charges directes.
- Charges indirectes.

Voici un calcul détaillé selon les types de charges.

1- Les charges directes

1-1 Main d'œuvre

Lors de notre étude, on a constaté que généralement pour le poste de traitement du fuel, il existe deux types de collaborateur:

- Un responsable.
- Deux agents de nettoyage.

Pour le responsable, sa charge mensuelle s'évalue à 8000 dirhams par mois, sachant que le poste est toujours sous la responsabilité d'un responsable, ceci dit que les responsables occupent le poste durant toute la semaine et en 24h/24 en alternance, ajoutant qu'un responsable travail 40 heures par semaine, donc le coût global liés a la charge des responsables est estimé à:

$$\begin{aligned}\text{Charge globale} &= ((30*8000)/22)*3 \\ &= 32727,27\end{aligned}$$

Pour la charge liée aux agents de nettoyage, leur activité est sous-traitée, le coût supporté par l'ONEE est de 22 dirham par heure, sachant qu'un agent de nettoyage travaille 44 heures par semaine, ceci dit que la charge mensuelle liée aux agents de nettoyage est de:

$$\begin{aligned}\text{Charge globale} &= 22*8*2*24 \\ &= 8448\end{aligned}$$

1-2 Désémulsifiant

Le désémulsifiant et un liquide ajouté au fuel pour faciliter la séparation de l'eau et du fuel après l'absorption des sels contenus dans le fuel par l'eau déminéralisée, par conséquent, la quantité utilisée de ce produit diffère selon le volume traité du fuel.

Avec un volume de traitement de 11,5 tonne par heure du fuel, il est nécessaire d'ajouter $6,9 \text{ dm}^3/\text{h}$ de désémulsifiant .

Sachant que le prix moyen du désémulsifiant est de 31,98 dhs/L, le cout du désémulsifiant lié au traitement d'une tonne de fuel est de:

$$(6,9/11,5)*31,98= 19,18$$

1-3 Les encours

Étant donné que le traitement du fuel se fait avec un très grand volume dans un temps très court (On peut traité jusqu'à 90 tonne par heure) et qu'on fait le traitement avec une façon discontinue, le pourcentage du fuel en cours de traitement par rapport au volume traité mensuellement deviens très minime, c'est pour cette raison qu'on a jugé que la valeur des encours peut être négligeable.

1-4 Charges financière

Étant donné que l'accès aux modalités de financement en générale est une chose très difficile, on a décidé d'ignorer les coûts liés aux charges financières en relation avec le poste traitement du fuel.

1-5 Électricité

La production de l'énergie électrique nécessite un volume important du fuel traité, ceci dit que le poste de traitement du fuel doit avoir la capacité de traité un grand volume du fuel dans une durée relativement courte, c'est pour

cette raison que ce poste est occupé de plusieurs machine d'une grande puissance, comme conséquence, ce poste engendre des coûts très importants liés a la consommation de l'électricité.

Pour savoir la consommation exacte du poste de traitement de fuel en matière de l'électricité, il nous faudra des compteurs de la consommation de l'électricité, sauf que la centrale n'a pas mis en place des compteurs dédiés a ce poste, c'est pour cette raison qu'on calculer la charge liée à la consommation de électricité d'une manière approximative.

En fait, la consommation de l'électricité ce mesure par rapport a la puissance du matériel utilisé, sur ce, on a listé les différentes machines utilisées ainsi que leurs puissance en KWh pour en déduire la puissance totale des machines utilisées.

Moteur	Nombre en service	Puissance (KWh)
Séparateur	18	540
Mélangeur	16	20,8
Moto pompe boue	18	13,32
Moto pompe déplacement	2	44
Filtre autonettoyant	2	0,744
Moto pompe désémulsifiant	1	0,75
Moto pompe alimentation eau usée	1	4,4
Booster	1	22
Moto pompe transfert Fuel	1	45
Moto pompe bassin huileux	1	20,25
Moto pompe fossé	1	20,25
Moto pompe bassin pluviale	1	20,25
	Total (KWh)	751,764

Tableau 2: Calcul de la puissance totale des machine du poste traitement fuel (KWh)

Pour calculer la charge liée a cette puissance, on doit avoir le prix unitaire du KWh. Étant donné que la centrale consomme l'électricité en alternance

entre sa propre production ou électricité d'après le réseau de l'ONEE, on va supposer que la puissance consommée d'après les deux sources est égale, dans ce cas le prix unitaire du KWh sera comme suite:

Prix du KWh du centrale	1,25
Prix du KWh de chez l'ONEE	0,9
Moyenne	1,075

Tableau 3: Prix du KWh

On peut conclure que la charge liée au fonctionnement des machines du poste de traitement du fuel des 8 lignes est de:

$$751,76 * 1,075 = 808,14 \text{ Dhs/h}$$

En fait, la production de l'énergie électrique de notre centrale étudiée se fait d'une manière discontinue vue le coût élevé de la production et que cette production vient répondre avec une façon complémentaire aux insuffisances de l'électricité dans de réseaux national, ceci implique que le traitement du fuel se fait également d'une manière discontinue, c'est pour cette raison qu'on doit prendre en considération la période durant laquelle le poste est en arrêt. Supposons que cette période égale à la période durant laquelle le poste est en plein charge, dans ce cas le coût lié à la consommation de l'électricité sera de:

$$808,14 * 0,5 = 404,07 \text{ Dhs/h}$$

Sachant que ce coût lié à ce traitement concerne 4 lignes de traitement du fuel, et que chaque ligne traite 11,5 tonne de fuel par heure, le coût lié au traitement d'une tonne de fuel sera dans ce cas de:

$$(404,07/4)/11,5 = 8,78 \text{ dhs}$$

1-6 Les rebuts

Après son traitement, le fuel est stocké dans des citernes en attendant que ça soit certifié d'avoir une qualité qui répond aux normes exigées, dans le cas échéant, et lorsque le fuel après son traitement s'avère de mauvaise qualité, il est directement retourné au réservoir du fuel brut en attendant son retraitement, dans le dernier cas, l'ONEE assume des charges supplémentaire liées à ce traitement.

En se basant sur l'historique, il s'est avéré que le volume de retour est négligeable voire inexistant, c'est pour cette raison qu'on a décidé d'ignorer cette charge.

1-7 Les pertes liées au traitement du fuel

Étant donné que la séparation du fuel et de l'eau n'est pas parfaite, une quantité du fuel est généralement perdue au cours de ce traitement, cette quantité est estimée à 1% de la quantité traitée, sachant que le prix moyen d'une tonne de fuel est de 3157, la charge liée à cette perte est estimée d'avoir une valeur de:

$$3157 \times 0,01 = 31,57$$

1-8 Les réparations

Les réparations du matériel endommagé sont de deux types:

Maintenance préventive

Ce type de maintenance se fait selon les heures de marche accumulées, soit après 4000 heures de marche ou après 8000 heures de marche, voici un tableau résumant les charges liées à la maintenance préventive après 4000 heures de marche:

Maintenance	€	MAD
Changement du kit complet du joint	1840	20074,4

Changement croie	330	3600,3
Vidange huile 5L	–	125
Total		23799,7

Tableau 4: Charges de maintenance préventives de 4000 heures de marche

Charges liées à la maintenance après 8000 heures de marche:

Maintenance	€	MAD
Changement du kit complet du joint	1840	20074,4
Changement croie	330	3600,3
Vidange huile 5L	–	125
Changement des jeux roulants	1160	12655,6
Total		36455,3

Tableau 5: Charges de maintenance préventives de 8000 heures de marche

Après l'ouverture de la centrale située à Mohammedia, La maintenance préventive de 4000 a été faite trois fois, alors que la maintenance préventive de 8000 heures de marche a été faite deux fois, donc la charge globale engagée est de:

$$23799,7 \times 3 + 36455,3 \times 2 = 144309,7$$

Maintenance corrective

En faisant recours aux données historiques, on a pu recenser le total des charges liées à la maintenance corrective, cette charge est de:

Maintenance	€	MAD (10,91€)
Changement du séparateur flexible sortie fioul (*19)	5548	60528,68
Stator (*18) (*2)	23256	253722,96
Clapé	290	3163,9
Stator pompe alimentation (*2) (*3)	5334	58193,94
Moto pompe (*4)	9008	98277,28
Moto pompe alimentation	3869	42210,79
Bol de séparateur	36780	401269,8

Turbine de bol	4290	46803,9
Bobinage moto séparateur+changement roulants	5000	54550
Soupape sécurité eau de lavage (*8)	607,6	6628,91
Total	93982,6	1025350,16

Tableau 6: Charges de maintenance corrective

2- Les charges indirectes

2-1 Main d'œuvre indirecte

On a décidé ignorer cette charge vue qu'il est difficile d'accéder à ce genre d'informations et vue sa faible impacte sur le résultat final

2-2 L'eau déminéralisée

L'utilisation de l'eau déminéralisée est une nécessité obligatoire pour traité le fuel qui sera utilisé pour produire de l'électricité, cependant, cette eau passe elle même par des processus de traitement, ce qui ajoute d'autre charges a ceux de l'achat de cette ressource.

Le cout de l'eau déminéralisé est estimé à 20,3 Dhs/m³.

Le volume utilisé répond de la qualité du fuel et de la qualité de l'eau déminéralisé sachant que le débit maximal est de 1200 L/h par ligne, et que le débit minimum est de 600L/h par ligne, ceci dit que la quantité de moyenne de l'eau déminéralisée utilisée par ligne (11 tonne par heure de fuel) est de 900L/h.

A partir de ces données, on peut conclure que la charge liée a l'eau déminéralisée utilisée pour traiter une tonne de fuel est de:

$$20,3 * (900/11,5) * 10^{-3} = 1,58 \text{ Dirham}$$

2-3 L'air comprimé

Le matériel utilisé dans le poste de traitement du fuel est généralement mis en marche ou en arrêt automatiquement via des vannes pneumatique, ces dernier fonctionnent avec une pression de l'air, puisque cet air est traité puis comprimé dans la central, ce processus engendre des couts, néanmoins, ce cout reste relativement faible vue que le processus de traitement de l'air comprimé n'engendre pas de grand cout et vue que ce cout est repartie sur plusieurs autres poste que celui de traitement du fuel.

2-4 Impôt et taxes

Les impôt est les taxes payés font l'état d'une importante charge, cependant, l'affectation de cette charge sur le poste de traitement du fuel reste difficile vue que c'est impossible de trouver la charge exacte de tous les autres processus dans la centrale pour pouvoir affecter la charge des impôts et taxes selon le pesage de charge du poste de traitement du fuel sur les charges globales assumées par la centrale.

2-5 L'eau chaude

Le HFO «heavy fuel-oil» doit être conservé et traité dans une température relativement élevé en permanence, ceci engendre des couts liés a ce surchauffage, ce dernier se fait avec un eau de surchauffage.

Les normes suivie précisent que pour un débit de 120 tonne par heure, le volume de l'eau surchauffer doit être en moyenne de 15,98m³/h.

Sachant que le cout lié au surchauffage de cette eau est de 2,17dhs, la charge de surchauffage d'une tonne de fuel devient:

$$15,98/120 * 2,17 = 0,29 \text{ Dirham}$$

Optimisation
du coût de
revient

En conséquence des importantes charges engagées pour assurer le bon traitement du fuel , beaucoup de recherches se font périodiquement pour s'assurer que ce traitement se fait avec le moindre cout possible.

Néanmoins, on a constaté que ce processus continu d'offrir d'autres alternatives d'amélioration qui peuvent servir à optimiser le cout de revient, sur ce, décidé de faire une analyse des différents projets pouvant avoir un impacte sur la baisse du cout de revient après avoir listé ces différents projet.

Puis, on fera une analyse financière en utilisant une multitude d'indicateurs pouvant servir a prendre la meilleur décision.

Et finalement, notre choix sera pris en utilisant une arbre de décision pour pouvoir mieux schématiser les différents choix et les différents scénarios.

1- Les améliorations possibles

1-1 Traitement de la caisse à boues

Après le traitement du fuel, les sédiments sont séparés et transférés dans une caisse à boues.

En fait, cette quantité de boues contient approximativement 60% de l'eau, pour séparer l'eau des sédiments, on profit de la différence entre la densité de l'eau et celle des sédiments, cette différence qui laisse les sédiments flotter

au dessus de l'eau, après, un robinet situé en bas de la caisse est ouvert périodiquement pour faire sortir l'eau de la caisse.

En faisant cette démarche, on obtient une quantité de boues qui contient approximativement 40% de fuel, 40% de l'eau et 20% des sédiments.

Pour profiter du fuel contenu dans la caisse à boues, on pourra vendre cette quantité de boues à des centrales thermiques, ainsi, un important profit pourrait être en tiré.

1-2 mise en place d'un instrument de mesure de conductivité

Le traitement du fuel se fait en utilisant de l'eau déminéralisée pour pouvoir absorber les sels contenus dans la fuel.

L'eau utilisée pour ce traitement suit elle même un traitement préalable, ce traitement qui vise à éliminer les sels qu'y sont contenus.

Cependant, après le traitement de l'eau et avant son utilisation dans le poste de traitement du fuel, cette eau est stockée dans des réservoirs, vue que ce stockage peut avoir lieu pour une longue durée, la qualité de cette eau se voit dégradée.

En cas d'utilisation de cette eau de qualité dégradée, le résultat de ce traitement qu'est le fuel, sera par conséquence lui aussi d'une mauvaise qualité et qui doit être retraité, la charge liée a ce retraitement pourrait être un très grand coût.

Vue que ce retraitement engendre des couts très importants, il est impérative de minimiser cette perte avec tout les moyens possibles.

L'une des solutions sera de mettre en place un instrument de mesure de conductivité tel que le "conductivité metre".

En fait, l'aspect de plus important qui doit être pris en compte pour juger la qualité de l'eau utilisée est la quantité des sels qu'y sont absorbés, ces sels

jouent le rôle d'un transmetteur de l'énergie électrique lorsqu'ils sont suffisamment absorbés par l'eau, pour pouvoir déterminer la quantité des sels, il suffit de mesurer le degré de conductivité en utilisant un outil de mesure de conductivité

1-3 Autres perspectives

D'autres solutions semblent très importantes peuvent être mise en place pour garantir une meilleur maitrise des couts engagés dans le poste de traitement du fuel, et vue l'aspect technique et la complexité de faire une étude détaillé sur la rentabilité de ces solutions, on va se limiter dans le listing de ces solutions avec des explications détaillées.

La première solution est de limiter la perte de chaleur du fuel et de l'eau par parois.

En fait, tout le processus de traitement de fuel doit être fait dans une température élevée, pour cette raison, plusieurs mécanisme ont étaient mise en place pour assurer le réchauffement du fuel et de l'eau, cependant, une quantité de cette chaleur se voit perdue a cause du parois, la solution doit viser à minimiser cette perte de chaleur autant que faire se peut.

La deuxième solution est de profiter des couts fixes du poste de traitement de fuel en utilisant les lignes de traitement en plein charge.

La dernière solution serait de profiter de la chaleur évacuée par la turbine pour réchauffer le fuel ou l'eau, ou les deux à la fois.

Comme déjà cité, le fuel et l'eau doivent être utilisés dans une température élevée pour pouvoir traité le fuel, or, le réchauffement de ces ressource engendre des couts, la solution serait de profiter de la chaleur évacuée par la turbine (environ 540°C) pour assurer le réchauffement.

2- Calcul des indicateurs financiers

Pour pouvoir choisir le meilleur projet qui répond au besoin d'optimisation du coût de revient, il est impératif de s'appuyer sur des indicateurs financiers.

L'indicateur le plus important dans toute évaluation de projet est celui de la VAN.

En fait, la VAN (abréviation de la valeur actuelle nette) nous permet d'actualiser la valeur de tous les cash flows futurs et de les comparer avec l'investissement initial en faisant une soustraction entre les deux.

Pour pouvoir profiter de cet outil financier, il nous faudra un taux d'actualisation qui est le taux de rendement exigé par les pourvoyeurs de fonds (ou taux de rendement acceptable minimum), pour pouvoir le calculer, il nous faudra d'autres chiffres tels que la prime de risque du marché qui est le rendement donné par le marché suite à l'investissement dans un titre risqué, ou le taux de rendement sans risque, or il est difficile d'avoir ce genre d'informations dans le marché marocain vu qu'il reste très loin du marché pur et parfait et qu'il n'est pas assez propice.

Comme alternative, on va utiliser le taux d'actualisation fourni par le département financier, ce taux est de 10%, qui est un taux raisonnable vu la situation financière de l'entreprise et du marché marocain.

2-1 évaluation financière du projet de la vente de la caisse à boues

Comme on l'a vu, la caisse à boues contient un volume très important de fuel, ainsi, ce volume constitue une ressource qui semble de grande importance, pour en profiter, on a proposé de mettre en place un projet de vente de cette ressource à des centrales thermiques.

Pour s'assurer de la rentabilité de ce projet, on va suivre une analyse financière.

Étant donné que ce projet ne nécessite aucun achat de matériel, et que le changement de client dans ce cas n'engendrera pas de grands coûts, on va supposer que l'investissement initial est négligeable.

Pour que les résultats soient plus réalistes, on va calculer les cash flows selon deux scénarios, un scénario optimiste et un autre pessimiste.

Pour le scénario optimiste, on va supposer que le prix de vente de la boue est de 30% en comparaison avec celui du fuel vu que la boue contient 40% du fuel.

Dans le deuxième scénario, on suppose que le prix de vente de la boue est de seulement 20% du prix de fuel.

Dans ce cas, le prix de vente sera comme suit :

Consommation annuelle moyenne du fuel (T)	159171
Perte moyenne annuelle du fuel suite au traitement 2%	3183,42
Quantité de boue annuelle	7958,55
Prix de vente de la boue (30% du prix du HFO)	7537542,70
Prix de vente de la boue (20% du prix du HFO)	5025028,47

Tableau 7: Prix de vente de boues

Pour le cash flows, on suppose que ça sera identique pour une longue durée, il se présente comme suit :

Pour le scénario optimiste :

Prix prévisionnel de vente de la boue (30% du prix du HFO)	7537542,705
Paieement de l'IS (30%)	-2261262,812
Cash flow	5276279,894

Tableau 8: Cash flow de vente de boues avec 30% du prix du fuel

Pour le scénario pessimiste :

Prix prévisionnel de vente de la boue (20% du prix du HFO)	5025028,47
Païement de l'IS (30%)	-1507508,541
Cash flow	3517519,929

Tableau 9: Cash flow de vente de boues avec 20% du prix du fuel

Pour s'assurer de la rentabilité du projet, faut qu'on fasse une comparaison entre l'ancien projet et le nouvel.

En fait, d'autre fournisseur achètent la boues et ceci se fait principalement pour se débarrasser cette ressource puisque ça ne doit pas être jeté dans l'environnement vu son effet sur la dégradation de cette dernière.

En fait, le prix de vente de l'ancien projet est de 200dhs pour 200 litre de la boues, pour calculer le prix de vente global annuel faut convertir la masse de la boues en volume.

Comme déjà cité, la boue contient 40% du fuel, 40% de l'eau et 20% des sédiments, on suppose que la densité des sédiments égale à celle de l'eau, sachant que la densité du fuel est d'approximativement $0,95 \text{ g/cm}^3$, dans ces conditions, le rapport volume/poids sera comme suite:

Composition de la boues	40% Fuel, 40% eau, 20% sédiments
Densité du fuel	$950 \text{ kg/m}^3 = 0,95 \text{ g/cm}^3$
Densité de la boues (on considère que la densité des sédiments égale à la densité de l'eau)	0,98
Volume en m^3 d'une tonne de boues	1,020408163
Volume en litre d'une tonne de boues	1020,408163

Tableau 10: Calcul de la masse volumique de boues

Pour calculer la vente annuelle moyenne de la boue, on utilisera les informations suivantes:

- Prix de vente: 200dhs pour 200 litre.
- Quantité du fuel perdu et contenu dans la boue est de 1% du fuel traité.
- Le fuel représente 40% de la masse de la boue.
- La quantité du fuel traité annuelle est de: 159171 tonnes.

Dans ces conditions, le prix moyen de vente annuelle sera le suivant:

$$\text{Quantité(poids)*densité*prix}=159171*((100*0,01)/40)*(1020,40/200)*200$$

$$=4060484,69 \text{ Dhs.}$$

Le flux réel annuel moyen de cette vente est de:

Prix de vente actuel de la boue (200dhs/200L)	4060484,694
Paie ment de l'IS (30%)	-1218145,408
Flux	2842339,286

Tableau 11: prix de vente de boues avec les anciens conditions

Le gain réel de projet est celui relatif au cash flow annuel du projet différentiel (la différence entre l'ancien et le nouvel projet), supposant que les cash flows de ce derniers seront identiques pour les années à venir, le premier cash flow se présentera comme suite:

Marge prévisionnelle (30% du prix du HFO)	7537542,705-4060484,694= 3477058,011
--	---

Paielement de l'IS (30%)	-1043117,403
Flux net	2433940,608

Tableau 12: Gain de projet differentiel de vente de boues avec 30% du prix du fuel

Marge prévisionnelle (20% du prix du HFO)	5025028,47-4060484,694 =964543,7761
Paielement de l'IS (30%)	-289363,1328
Flux net	675180,6433

Tableau 13: Gain de projet differentiel de vente de boues avec 20% du prix du fuel

Étant donné que ce projet ne nécessite pas un premier investissement, le calcul du TIR sera impossible vue que pour annuler la VAN, les cash flows doivent étre devisés par l'infinie.

De même pour de délai de récupération, on pourra pas le calculer puisqu'on dégagé un bénéfice lors de la première vente.

Cependant, un important indicateur peut étre calculer, c'est celui de la VAN, c'est la valeur actualisée de tout les cash flows futurs vue qu'un dirham aujourd'hui n'est pas identique a celui de demain, sachant que le taux d'actualisation pris est de 10%, les valeurs de cet indices sont:

VAN pour une vente avec 30% du prix du fuel	24339406,08
VAN pour une vente avec 20% du prix du fuel	6751806,433

Tableau 14: VANs des projets étudiés

Comme on a pu le constaté, le projet semble rentable dans les deux scénarios, cependant, une analyse de comparaison avec la deuxième solution proposé s'avère nécessaire.

2-2 évaluation financière du projet de la mise en place d'un instrument de mesure de conductivité

Cette deuxième solution consiste à mettre en place un mécanisme de contrôle de l'eau issu des réservoir de l'eau déminéralisée.

On estime les couts de mise en place du matériel (conductivité metre):

Coût d'achat du matériel (Dhs)	2000
Coût de mise en marche (première utilisation)	2000
Total	4000

Tableau 15: Total du coût de la mise en place du matériel de contrôle de la qualité de l'eau déminéralisée

On prends en considération les informations suivantes pour calculer le cash flow:

- Le projet va minimiser la quantité de retour du fuel traité (mauvaise qualité) de 70% dans le scenario optimiste et 40% dans le scenario pessimiste, ce retour qu'est de 1% de la quantité traitée.

- La formule de calcul de la valeur de perte est:

Quantité de retour * charges variables + charges annuelle fixes

- Le matériel sera amortie sur une période de 5ans.

Les cash flows du scenario optimiste:

	Avec amortissement	Après amortissement (après 5ans)
Quantité moyenne du retour du HFO certifié (1%) (T)	1591,71	1591,71
Perte liée au cout du traitement	718355,0493	718355,0493
Gains annuel relatif (70%)	502848,53	502848,5345

Amortissement du matériel (5ans)	800,00	0
Résultat avant impôt	502048,53	502848,5345
IS	150614,56	150854,5603
Flux net	352233,9741	351993,9741

Tableau 16: Calcul du flux net de gain relative à la solution de contrôle de la qualité de l'eau selon le scenario optimiste.

Les cash flows du scenario pessimiste:

	Avec amortisseme nt	Après amortissement (après 5ans)
Quantité moyenne du retour du HFO certifié (1%) (T)	1591,71	1591,71
Perte liée au cout du traitement	1139868,83	1139868,83
Gains annuel relatif (40%)	455947,53	455947,5319
Amortissement du matériel (5ans)	800,00	0
Résultat avant impôt	455147,53	455947,5319
IS	136544,26	136784,2596
Flux net	319403,2723	319163,2723

Tableau 17: Calcul du flux net de gain relative à la solution de contrôle de la qualité de l'eau selon le scenario pessimiste.

Tableau de calcul de la VAN des deux scénarios:

	0	1-5	Plus de 5 ans
CAF (gains de 70%)		352233,9741	351993,9741
Investissement	-4000		
Total	-4000	352233,9741	351993,9741

La VAN (on suppose que le flux restera le même pour plus de 10ans)	2356045,68	
---	------------	--

Tableau 18: Calcul de la VAN de gain relative à la solution de contrôle de la qualité de l'eau selon le scenario optimiste.

	0	1-5	Plus de 5 ans
CAF (gains de 40%)		319403,272	319163,2723
Investissement	-4000		
Total	-4000	319403,272	319163,2723
Van (on suppose que le flux restera le même pour plus de 10ans)	2136407,892		

Tableau 19: Calcul de la VAN de gain relative à la solution de contrôle de la qualité de l'eau selon le scenario pessimiste.

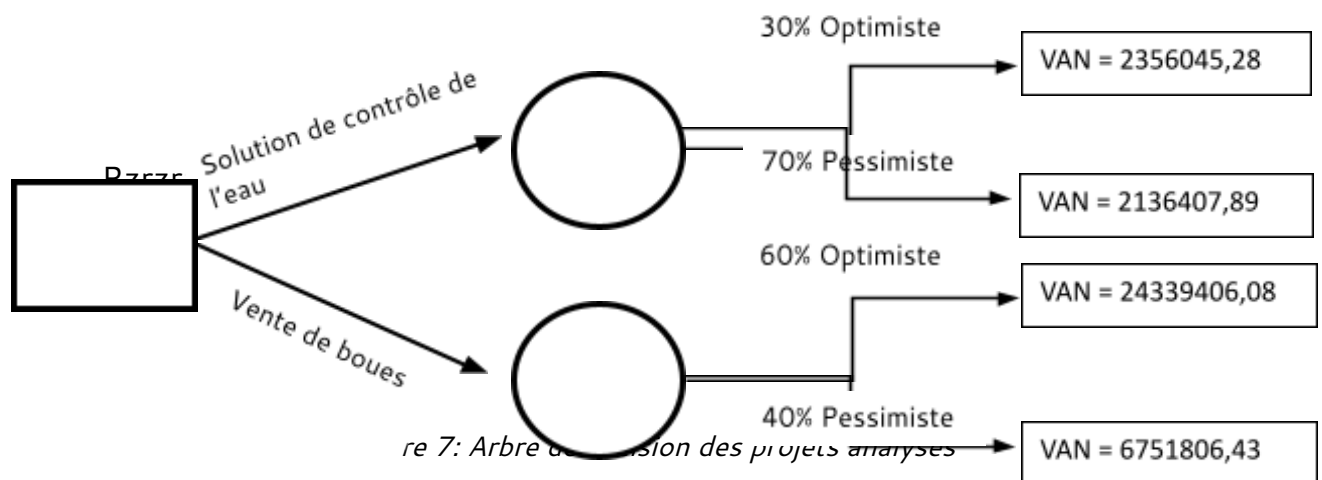
Après avoir calculé les cash flows des deux solutions, et ceci pour les deux scénarios, il est temps de mettre tous les chiffres dans un seul schéma qui représentera toutes les possibilités que le marché représenterait.

3- Élaboration de l'arbre de décision

L'arbre de décision est un outil graphique d'aide à la décision, cet outil représente sous forme graphique un ensemble de décisions ainsi qu'un ensemble d'événements qui impacte la rentabilité du projet, les décisions sont représentées par des rectangles alors que les événements sont représentés sous forme d'un cercle.

Pour notre cas, on a deux décisions à en choisir une, la première relative à la mise en place d'un outil de contrôle de la qualité de l'eau déminéralisée, alors que la deuxième est celle de vente de la boues. Les événements sont les deux scénarios à savoir le scénario optimiste et le scénario pessimiste.

Voici la représentation graphique de notre arbre de décision ainsi que la rentabilité (Voir le rapport) de chaque scénario.



L'avantage de cet outil c'est que ça permet de calculer la VAN pour chaque décision tout en prenant en compte les événements possibles du marché et leurs probabilités de réalisation.

Voici le calcul de la VAN de chaque décision:

La VAN du projet de mise en place d'une solution de contrôle de la qualité de l'eau déminéralisée issue des réservoir de l'eau déminéralisée:

La VAN du projet de vente de boues:

$$VAN = 24339406,08 * 0,6 + 6751806,43 * 0,4 = 17304366,22$$

4- Conclusion

Après avoir fait l'analyse financière des projets proposés relatifs à l'optimisation des coûts engendrés par le processus de traitement du fuel, et ce avec des outils financiers tel que la VAN et d'autres d'aide à la décision tel que l'arbre de décision, il s'est avère que le projet qui répond au mieux a notre besoin est celui de la vente de boues à d'autre fournisseur, ce projet qui consiste à vendre les boues qui contienne une quantité non négligeable du fuel au centrales thermiques.

Conclusion

Ce projet nous a offert l'opportunité de mettre en pratique toutes les connaissances théoriques acquises durant notre cours, et ainsi mieux les assimiler à travers leur concrétisation. Tout d'abord, nous avons effectué une Analyse des différents processus qui entrent dans le processus du traitement du fuel, pour pouvoir par la suite identifier ceux qui engendrent des charges relatives à ce traitement.

Ces processus identifiés fut l'objet d'un examen de près pour pouvoir calculer les charges d'une manière exacte, ceci était fait en regroupant les différente charges

selon leurs types. Ces charges sont: Main d'œuvre directe, désémulsifiant., électricité, les pertes du fuel suite aux traitements , réparations, eau déminéralisée, eau chaude.

Après le calcul des différentes charges relatives au processus de traitement du fuel, nous avons fait une analyse détaillé des différents projets qui peuvent servir à optimiser ce cout de traitement, les projets proposés étaient les suivants: Analyse de la qualité de l'eau déminéralisée avant son utilisation, réchauffement du fuel par la chaleur évacuée de la turbine, utiliser le poste de traitement du fuel en plein charge pour réduire des les couts fixes, vente de boues à une centrale thermique et limiter la perte de chaleur du fuel et de l'eau par parois. Certain de ces projet ont était difficile à évalué, ceci est dû principalement à leur aspect technique, c'est pour cette raison qu'on a devisé de ne garder que deux projet qui sont: Vente de boues à une centrale thermique et l'analyse de la qualité de l'eau déminéralisée avant son utilisation.

L'évaluation de ces deux projet a était faite avec des outils financiers tel que la VAN et d'autres d'aide à la décision tel que l'arbre de décision.

Cette analyse nous permis de choisir le projet le plus pertinent qui répond à notre besoin d'optimisation, ce projet c'est celui de la vente de boues à une centrale thermique qui avait une VAN de 17304366 dirham.

Dans l'ensemble, cette étude nous a permis de calculer les charges relatives au processus de traitement du fuel ainsi que de choisir le projet le plus pertinent quant à l'optimisation de ces charges.

Finalement, il est évidant que l'avancement technologique et le changement constant des conditions du marché, rendent la recherche d'autres solutions

d'optimisation une poursuite sans fin, c'est pour cette raison que nos résultats ouvrent la voie à d'autres recherches sur l'optimisation des coûts de traitement du fuel afin de répondre à ce besoin d'optimisation tout en restant à jour.