



Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
International Institute for Water and Environmental Engineering



UTER : Génie Energétique et Industriel

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU MASTER SPECIALISE EN GENIE
ENERGETIQUE, GENIE ELECTRIQUE ET ENERGIES RENOUVELABLES**

OPTION : ELECTRICITE

Thème :

**OPTIMISATION DE LA FOURNITURE EN ENERGIE ELECTRIQUE
D'UNE USINE DE FABRICATIONS MECANIQUES**

*Présenté et soutenu par :
Aboubacar Sidiki KONE*

*Directeur de mémoire :
M. Ahmed BAGRE*

*Maitre de stage :
M. Issaka TRAORE*

Jury d'évaluation du stage

Président :

Membres et correcteurs :

PROMOTION : 2009-2010

DEDICACES

Ce travail est dédié à toutes les personnes qui me sont chères.

REMERCIEMENTS

Qu'il me soit permis à travers ces quelques lignes d'adresser mes vifs et sincères remerciements à tous ceux qui m'ont apporté aide et soutien pour cette formation et à l'élaboration de ce présent mémoire de fin de formation.

Il s'agit de :

- ✓ L'Union Européenne, pour le financement de la formation
- ✓ Mon directeur de mémoire, M Ahmed O BAGRE enseignant-chercheur à l'UTER GEI, pour sa disponibilité malgré ces diverses occupations.
- ✓ Tous les enseignants de l'UTER GEI.
- ✓ M. Sayon dit Sadio SIDIBE doctorant au laboratoire LBEB, pour ses conseils utiles.

Je tiens à remercier également :

- ✓ M. Mamadou Frankaly KEITA, directeur de production EDM SA, pour son énorme gentillesse
- ✓ Mon maitre de Stage, M. Issaka TRAORE, chef de projets EDM SA, pour sa disponibilité permanente et son dynamisme.
- ✓ Tantie Fanta DIAWARA, EDM SA pour son aide et sa gentillesse.
- ✓ Tout le personnel de la direction centrale de l'électricité de l'EDM SA.
- ✓ M. Alioune B KONE, directeur des ressources humaines CILSS et famille.
- ✓ Tous mes camarades de promotion, pour les meilleurs moments passés ensemble,
- ✓ Toute ma famille,
- ✓ Toute la communauté malienne du 2iE, pour leur accueil chaleureux et fraternel.

RESUME

Pour couronner notre formation en master spécialisé génie électrique énergétique et énergies renouvelables au 2iE, nous avons eu à effectuer un stage pratique de trois (3) mois à l'EDM SA au Mali, au cours de ce stage, nous avons traité un sujet important, qui consiste à faire l'optimisation de fourniture en énergie électrique une unité de fabrications mécaniques.

Ce projet nous a permis d'analyser tous les aspects techniques et économiques qui entrent en jeu pour faire un choix économique, dans l'alimentation d'une usine en passant par les méthodes nouvelles.

Pour cela nous avons eu à évaluer les besoins de l'usine en termes de puissance, pour ensuite déterminer la tension de transport qu'il nous faut pour l'alimentation de l'usine, ce qui nous amène à faire une discussion, entre deux (2) variantes de transport de réseaux électrique (mono-terne et bi-terne), afin de choisir la mieux économique sur le plan d'investissement et exploitation ; et aussi nous avons déterminé les points d'emplacement économique du poste abaisseur principal (PAP) et des postes de distribution interne (PD1, PD2)

Par ailleurs nous avons fait aussi le choix et le type de compensation en tenant compte du facteur du critère de maximum d'efficacité.

Il ressort au cours de cette étude que la mono-terne 45 kV a été la meilleure sur le plan technique et économique, sur laquelle portera notre choix.

Mots Clés :

- 1 - Optimisation**
- 2 – fourniture en énergie**
- 3 – tension de transport**
- 4 – type de compensation**
- 5 – Alimentation de l'usine**

ABSTRACT

To conclude our training in master specialized energizing electric genius and renewable energies at "2iE" we had to do a practicum convenient of three (3) month to the "EDM SA" in Mali, during this practicum, we treated an important topic that consists in making the optimization of supplying in electric energy a unit mechanical manufacturing

This project permitted us to analyze all technical and economic aspects that come into play to make an economic choice, in the energy supplying of the factory while passing by the new methods.

Hence, we had to value needs of the factory in terms of power, to determine the tension of transportation that we need for the energy supplying of the factory, what brings us to make a comparison between two (2) variants of electric network transportation (mono drab and bi - drab), in order to choose the best economic as regards to investment and exploitation; and also we determined points of sites economic of the main reducing station (PAP) and of internal distribution stations (PD1 and PD2)

Otherwise we also made the choice and the type of compensation by taking into account of the factor of the criteria of maximum of efficiency.

It comes out during this survey that the mono drab 45 KVs has been the best on the technical and economic plan, on which we will make our choice.

Key words:

- 1 - Optimization**
- 2 – Energy supply**
- 3 – Tension transport**
- 4 – Compensation type**
- 5 – Factory energy supplying**

Sommaire

DEDICACES.....	2
REMERCIEMENTS	3
RESUME.....	4
ABSTRACT	5
LISTE DES FIGURES	8
LISTE DES TABLEAUX	8
LISTE DES SIGLES ET ABREVIATIONS.....	9
I. INTRODUCTION.....	10
1. Contexte du stage	11
2. Présentation de la structure d'accueil	11
3. Généralités sur les réseaux électriques [12]	11
4. Objectifs du travail	12
5. Méthodologie de travail.....	13
6. Données techniques de l'usine	13
II. ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE.....	15
1. Détermination de la charge électrique et de la consommation annuelle d'énergie électrique.....	15
1.1 Détermination de la charge électrique	15
1.2 Consommation annuelle d'énergie électrique de l'usine.....	16
2. Choix du schéma d'alimentation et de ses paramètres	17
2.1 Variantes de l'alimentation haute tension	17
2.2 Choix des types et sections des conducteurs de la ligne haute tension et du câble de réserve	18
2.3 Choix des transformateurs du poste abaisseur principal.....	20
2.4 Détermination de coûts d'installation [2]	21
2.5 Détermination des frais annuels	22
3. Fondement technico-économique de l'amélioration du facteur de puissance ($\cos\phi$) par installation des batteries de condensateurs	28
3.1 Valeurs de $\cos\phi$ après compensation.....	28
3.2 Puissance nécessaire de la batterie de condensateurs (kvar)	28
3.3 Choix des valeurs normalisées	28
3.4 Correction de facteur de puissance.....	28
3.5 Détermination du coût des pertes annuelles	29
3.6 Coût total d'investissement des condensateurs	29
3.7 Critère du maximum d'efficacité.....	30

4. Choix du schéma du réseau de distribution interne	31
5. Détermination des dépenses de la composante électro-énergétique du prix de revient des produits	33
5.1 Coût de la consommation annuelle d'énergie.....	33
5.2 Salaire annuel des employés.....	34
5.3 Décomptes de l'assurance sociale	34
5.4 Décomptes d'amortissement	34
5.5 Coût des matériels	35
6. Critère de comparaison de l'efficacité économique et choix de la haute tension.....	35
7. Présentation du schéma unifilaire.....	36
III. MESURES DE SECURITES	37
1. Sécurité incendie	37
1.1 Méthodes préventives.....	37
1.2 Méthodes curatives.....	37
2. Sécurité électrique	38
2.1 Mesures de sécurité pendant la surveillance des installations électromécaniques dans les ateliers,	38
2.2 Mesures de sécurité pendant l'exploitation des installations électromécaniques	38
2.3 Mesures de sécurité pendant l'entretien des fours électriques,.....	38
2.4 Mesures de sécurité pendant l'utilisation des installations de soudage électrique, de forge, de fonderie,.....	38
2.5 Mesures de sécurité dans les salles de batteries,	38
2.6 Règles de sécurité pour les travaux	38
CONCLUSION	39
BIBLIOGRAPHIE	40
ANNEXES	41
ANNEXE 1 : Organigramme de la direction centrale d'électricité.....	41
ANNEXE 2 : cartogramme des charges et la disposition des ateliers.....	42
ANNEXE 3 : coûts unitaires des investissements.....	43
ANNEXE 4 : Exemple de devis estimatif et quantitatif d'un poste	43

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : graphique de la charge active de l'usine.

Figure 2 : Ligne mono terne avec câble de réserve.

Figure 3 : ligne bi terne.

Figure 4 : nombre d'heures des pertes maximales.

Figure 5 : schéma unifilaire de l'usine (mono-terne 45 kV).

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I : caractéristiques des réseaux électriques.

Tableau 1 : Données techniques de l'usine

Tableau 2 : tableau du bilan des puissances.

Tableau 3 : densité économique du courant en A/mm^2 pour $t_{max} = 45^{\circ}C$.

Tableau 4 : coût d'installation de la variante mono-terne.

Tableau 5 : du coût d'installation de la variante bi-terne.

Tableau 6 : coût des amortissements (mono-terne)

Tableau 7 : coût des amortissements (bi-terne)

Tableau 8 : coût des entretiens (mono-terne)

Tableau 9 : coût des entretiens (bi-terne)

Tableau 10: coefficient d'amortissement et de frais d'entretien de l'équipement électrotechnique en % des coûts d'installation.

Tableau 11 : fréquence moyenne de défaillance et durée d'indisponibilité.

Tableau 12 : coût des pertes annuelles. Pour $\cos \phi = 0,8$

Tableau 13 : coût des pertes annuelles. Pour $\cos \phi = 0,85$

Tableau 14 : coût des pertes annuelles. Pour $\cos \phi = 0,90$

Tableau 15-16-17 : résultat du maximum d'efficacité.

Tableau 18 : coordonnées des ateliers.

Tableau 19: sections et distances des câbles.

LISTE DES SIGLES ET ABREVIATIONS

2iE : Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement

EDM SA : Energie du Mali SA

HTA : Haute Tension catégorie A

HTB : Haute Tension catégorie B

BT : Basse Tension

JDB : Jeux de Barres

PAP : Poste Abaisseur Principal

PD1 : Poste de distribution interne 1

PD2 : Poste de distribution interne 2

I. INTRODUCTION

En général, les problèmes de transport d'énergie électriques sont moins perçus que ceux de la production et de la distribution, de sorte qu'on a souvent tendance à négliger l'étude approfondie de ce sujet important. Pourtant, les investissements humains et matériels affectés au transport dépassent largement les investissements consacrés au secteur de la production d'une part, et d'autre part la multiplication des structures industrielles au Mali et la cherté du coût de l'énergie électrique poussent, les industriels et les producteurs à dégager ensemble des techniques appropriées afin de réduire au maximum possible les coûts de réalisation.

Pour cela il est important de débattre ce thème qui s'intitule « Optimisation de la fourniture en énergie électrique d'une usine de fabrications mécaniques ».

L'énergie électrique se transporte et se distribue à l'aide des réseaux électriques et lignes de différentes tensions. La valeur de la tension de la ligne est déterminée en fonction de la puissance transmise par cette dernière, de la longueur de la ligne ; pour cela les postes et le coût des matériels doivent être les moindres possibles.

Les lignes de transport, haute tension et le poste abaisseur principal font parties du schéma d'alimentation externe, et les postes d'ateliers du schéma d'alimentation interne.

Pendant l'élaboration du projet, il existe beaucoup de variantes aux solutions techniques pour assurer l'alimentation en énergie d'une unité industrielle. Les schémas suivants d'alimentation externes sont possibles :

- a) Par l'exécution constructive -aériens et câbles,
- b) Par le nombre de lignes- mono-terne et bi-terne,
- c) Par la valeur nominale de la haute tension.

Ce thème nous fait traiter tous ces facteurs énergétiques ci-dessus soulignés, avec des données concrètes à l'application et fera ressortir la méthode de détermination de la composante électro-énergétique du prix de revient.

Le travail sera organisé comme suit: partant des données de base nous allons faire une étude technico-économique de l'ensemble de l'unité afin de choisir la variante la mieux rentable, tout en indiquant les mesures de sécurité incendie et électrique.

1. Contexte du stage

Dans le cadre de notre formation en Master Spécialisé à l'institut international d'ingénierie de l'eau et l'environnement (2iE), nous avons effectué un stage pratique d'adaptation à l'EDM SA, en vue de préparer un thème qui répond à nos exigences socio-professionnelles.

2. Présentation de la structure d'accueil

La société énergie au Mali (EDM SA), créée le 14 octobre 1960 avec un capital initial de 50 millions de Francs Mali ; de sa création 1960 à 2001, le Capital de l'EDM subi trois (03) importantes augmentations (de 50 Millions à 32 Milliards de Francs CFA). La société EDM SA produit, transporte et distribue l'énergie électrique sur toute l'étendue du territoire malien.

EDM gère un réseau interconnecté de 195,5 MW et 19 centres isolés dont la puissance installée totale s'élève à 38,2 MW. Le parc de production du réseau interconnecté EDM comprend les centrales hydroélectriques de Sélingué (44 MW) et de Sotuba (5MW), les deux ensembles thermiques de Darsalam (35 MW) et de Balingué (31,5 MW). En plus de son propre parc, EDM reçoit 80 MW de la centrale de Manantali (OMVS).

Notre stage a été effectué à la direction centrale d'électricité.

3. Généralités sur les réseaux électriques [12]

En général, on appelle réseau un ensemble de lignes reliées directement entre elles et fonctionnant à la même tension. La tension de référence de ce réseau est la tension nominale, c'est-à-dire la moyenne théorique de toutes les tensions susceptibles d'être mesurées à un instant quelconque et en un point quelconque du réseau, dans les conditions d'exploitation.

Pour un réseau monophasé, c'est la tension entre 2 potentiels accessibles. Pour un réseau triphasé, c'est la tension entre phases, que le neutre soit distribué ou non. Le lien entre les réseaux se fait au travers de transformateurs. Les tensions normalisées les plus courantes sont

les suivantes : Tableau I : caractéristiques des réseaux électriques

Tension	Catégorie	Type de réseau	Pmax de lignes
400 V	Basse tension	Réseau de distribution	Environ 250 kVA
15 kV 20 kV 30 kV	Moyenne tension (HTA)	Réseau de distribution	Entre 10 et 15 MVA

63 kV 90 kV 110 kV	Haute tension B (HTB)	Réseau de répartition	De 100 à 150 MVA
225 kV 380 kV	Haute tension B (HTB)	Réseau de transport	De 500 à 1500 MVA

Remarque : la notion de réseau est variable d'un pays à l'autre en fonction de la densité du réseau (et donc des charges).

- Réseau de transport

Il assure le transport de grandes quantités d'énergie (500 à 1 500 MVA) par ligne sur de grandes distances depuis les grandes centrales de production vers les grands postes régionaux. La structure d'un tel réseau est maillée et c'est à son niveau que sont réalisées les grandes connexions internationales.

- Réseau de répartition

A partir des grands postes de transformation, l'énergie à très haute tension est transformée en haute tension pour être répartie au niveau régional vers les postes sources de distribution. Les puissances transportées sont de l'ordre de 50 à 150 MVA.

- Réseau de distribution

Ce sont les réseaux qui assurent la connexion vers la clientèle qui, selon sa puissance sera raccordée en basse tension via les postes de distribution publics ou directement en HTA (poste client HTA). Les puissances distribuées sont de l'ordre de 5 à 15 MVA en HTA, de 250 kVA en BT.

- Cas des pays en développement

Dans les cas de réseaux peu denses et peu chargés, les fonctions ci-dessus peuvent être assurées par des réseaux de tension inférieure à ceux utilisés par les pays industrialisés.

4. Objectifs du travail

L'objectif est de pouvoir maîtriser les méthodes de choix économiques et techniques :

- des sections des conducteurs,
- des tensions de transport,

- du coût des installations
- de la disposition des postes de distribution,
- de la détermination et choix de la batterie de condensateur,
- et la charge financière annuelle d'une entreprise industrielle.

5. Méthodologie de travail

Le système d'alimentation en énergie d'une unit é industrielle comporte :

- a) Des lignes hautes tension reliant l'industrie à une source d'énergie,
- b) Un poste abaisseur principal (PAP),
- c) Des postes d'ateliers,
- d) Des réseaux de distribution interne.

La méthodologie consiste à faire une estimation de l'ensemble des besoins de l'usine, pour cela nous allons déterminer dans un premier temps la charge totale électrique de l'unité, celle-ci nous permet d'évaluer la consommation annuelle de l'énergie connaissant la courbe de charge active de l'usine.

Après cela nous procéderons au choix du schéma d'alimentation et de ses paramètres en faisant une comparaison entre deux variantes d'alimentation pour pouvoir choisir la mieux rentable sur le plan technico-économique, ce qui nous amène à faire des discussions autour des caractéristiques et différents coûts de ces variantes que nous allons présenter dans ce mémoire en choisissant aussi le facteur de puissance le plus économique par installation de batterie de condensateurs. C'est en tenant compte de l'ensemble de ces facteurs peu connus d'une manière générale que nous proposerons un modèle idéal pour notre cas.

6. Données techniques de l'usine

L'usine est constituée des éléments suivants :

Tableau 1 : données techniques de l'usine [1]

Ateliers	Puissance installée P_i (kW)	Puissance spécifique (W/m^2)	Facteur de demande K_d	Facteur de puissance ($\cos\phi$)	Coefficient de foisonnement (K_f)	Aire en (m^2)
1. atelier mécanique N°1	800	15,5	0,6	0,6	1,5	1500
2. atelier mécanique N°2	1000	15,5	0,5	0,6	1,5	2000
3. atelier de fonderie N°1	500	15,5	0,8	0,87	1,5	4000
4. atelier de fonderie N°2	350	15,5	0,8	0,87	1,5	3200
5. atelier de forge	400	15,5	0,5	0,6	1,5	2700
6. atelier de traitement thermique	2000	15,5	0,7	0,75	1,5	4000
7. salle des compresseurs	3000	17,5	0,85	0,82	1,5	2400
8. salle des pompes	500	17,5	0,8	0,72	1,5	1800
9. salle de commande	60	19	0,85	0,87	1,5	3200
10. magasin	20	12	0,4	0,67	1,5	1600
11. éclairage du territoire	11,8	0,5	1	0,9	1,5	23600

La tension d'alimentation des ateliers 6, 7, 8 est 15 kV ; des autres ateliers est 0,4 kV.

Consommateurs de première catégorie (prioritaire) : N°7 (salle des compresseurs) et N°6 (atelier de traitement thermique).

L'usine est située à 25 km de la source d'énergie, prévoir l'alimentation des consommateurs de première catégorie en cas de défaillance de la ligne haute tension.

Par ailleurs l'usine est à 1 km d'une source de tension 15 kV. NB : l'aire totale de l'usine est de 50.000 m².

II. ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE

1. Détermination de la charge électrique et de la consommation annuelle d'énergie électrique

1.1 Détermination de la charge électrique

Nous rappelons que la puissance totale est composée des prises de force, des éclairages de l'atelier et l'éclairage du territoire.

Ce qui nous donne vectoriellement :

$$P_T = P_F + P_E \quad (1)$$

$$\vec{S}_T = \vec{S}_F + \vec{S}_E \quad (2)$$

Où respectivement : P_T, S_T : les puissances actives et apparentes totales.

P_F, S_F : les puissances actives et apparentes des prises de force.

P_E, S_E : les puissances actives et apparentes de l'éclairage.

Avec le tableau 1 (tableau des données techniques), nous déterminons l'ensemble des puissances en appliquant les relations suivantes :

$$P_F = \sum P_{Fi} = \sum k_d \cdot P_i \quad (3),$$

$$P_E = \sum P_{Ei} = \sum k_f \cdot W_i \cdot F_i \quad (4)$$

Où : k_d - est le facteur de demande de l'atelier concerné, P_i - la puissance installée de l'atelier (kW), k_f -coefficient de foisonnement, W_i - puissance spécifique en W/m² et F_i - aire en m² de l'atelier. Tous ces coefficients sont pris dans le tableau 1

Alors le bilan de puissance nous donne :

Tableau 2 : tableau du bilan des puissances.

Récepteurs	Puissance utilisation (kW)	cos fi	tg fi	Puissance réactive (kvar)
Atelier Mécanique N°1	480	0,6	1,33	638,4
Atelier Mécanique N°2	500	0,6	1,33	665

Atelier de fonderie N°1	400	0,87	0,56	224
Atelier de fonderie N°2	280	0,87	0,56	156,8
Atelier de forge	200	0,6	1,33	266
Atelier de traitement thermique	1400	0,75	0,88	1232
Salle des compresseurs	2550	0,82	0,69	1759,5
Salle des pompes	400	0,72	0,96	384
Salle de commande	51	0,87	0,56	28,56
Magasin	8	0,67	1,1	8,8
éclairage des ateliers + territoire	652,5	0,9	0,48	313,2
TOTAL	6921,5			5676,26

D'où : (1) donne $P_T = 6921,5 \text{ kW}$

$$\text{Et dans (2), } S_T = \sqrt{6921,5^2 + 5676,26^2} = 8951,37 \text{ kVA } \cos\phi_T=0,77$$

1.2 Consommation annuelle d'énergie électrique de l'usine :

La consommation annuelle d'une unité industrielle est déterminée sur la base du graphique de la charge active, pendant les jours ouvrables et les jours de repos.

$$\mathbf{E} = \mathbf{E}_o + \mathbf{E}_r = \mathbf{P}_T(\mathbf{n}_o \Sigma \mathbf{k}_{oi} \cdot \mathbf{t}_{oi} + \mathbf{n}_r \Sigma \mathbf{k}_{ri} \cdot \mathbf{t}_{ri}) \quad (5).$$

Où, \mathbf{E} : consommation totale (kWh/an) annuelle, \mathbf{E}_o : consommation annuelle pendant les jours ouvrables et \mathbf{E}_r pendant les de repos ; \mathbf{n}_o et \mathbf{n}_r : nombre de jours ouvrables et de repos dans l'année suivant le calendrier et pour 5 jours ouvrables par semaine.

$\mathbf{K}_{oi} = \mathbf{P}_{oi}/\mathbf{P}_T$; $\mathbf{K}_{ri} = \mathbf{P}_{ri}/\mathbf{P}_T$. Successivement rapport de la puissance active à la $i^{\text{ème}}$ heure des journées sur graphique de charges, pendant les jours ouvrables et de repos ; t_{oi} , t_{ri} : nombre d'heures dans la journée pendant lesquelles la charge reste constante ; pour les jours ouvrables et de repos (voir Figure 1).

Le régime de consommation d'énergie électrique se caractérise par le temps d'utilisation de la puissance active :

$$(6) \quad \mathbf{T}_T = \mathbf{E}/\mathbf{P}_T \text{ (heure)} \quad \text{Et la puissance installée :}$$

$$(7) \quad \mathbf{T}_i = \mathbf{E}/\mathbf{P}_i = \mathbf{E}/\Sigma \mathbf{P}_{oi} \text{ ; } \mathbf{P}_i \text{ : puissance installée des ateliers.}$$

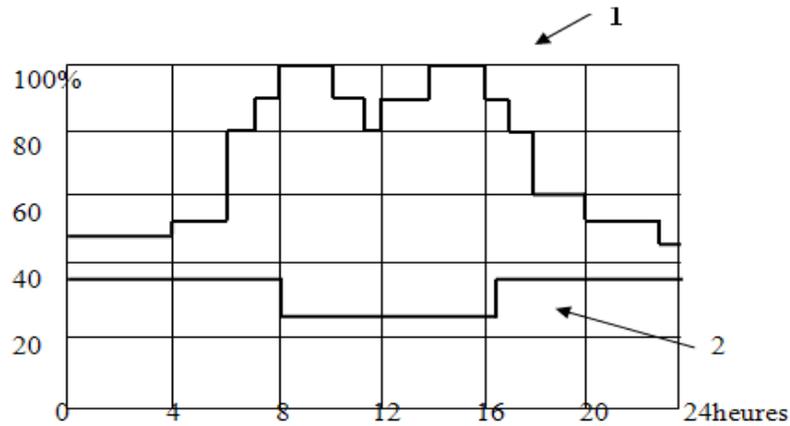


Figure 1 : graphique de la charge active de l'usine [10]

N.B : 1 : jours ouvrables ; 2 : jours de repos, sachant que dans l'année il y a : $n_o = 301$ jours ouvrables, $n_r = 64$ jours de repos avec $P_T = 6921,5$ kW.

Alors d'après notre graphe, de (5) on a : **$E = 38.626.468,98$ kWh/an**

Donc de (6) le temps total d'utilisation revient à **$T_T = 5580,65$ heures.**

2. Choix du schéma d'alimentation et de ses paramètres

2.1 Variantes de l'alimentation haute tension

Les variantes de transport d'énergie sont déterminées par les exigences constructives et le nombre de lignes haute tension par l'échelle des tensions nominales. Comme précédemment annoncé dans l'introduction notre choix va se porter sur deux variantes : l'alimentation par une ligne haute tension bi terne et l'alimentation par une ligne mono terne secouru d'un câble permettant de fournir l'énergie aux consommateurs de 1^{ère} catégorie (prioritaires) en cas de défaillance de la ligne. Ce sont des variantes beaucoup plus utilisées dans les réseaux électriques de transport.

- Mono-terne : (voir figure 2)

Comme indique la figure ci-dessous elle est constituée d'une ligne triphasée pour transporter toute la puissance nécessaire de la source d'énergie à l'usine en passant par un poste abaisseur principal (PAP) comportant un seul transformateur.

- Bi-terne : (voir figure 3)

Contrairement à mono-terne, elle est constituée de 2 lignes triphasées pour transporter toute la puissance nécessaire de la source d'énergie à l'usine en passant par un poste abaisseur principal (PAP) comportant 2 transformateurs.

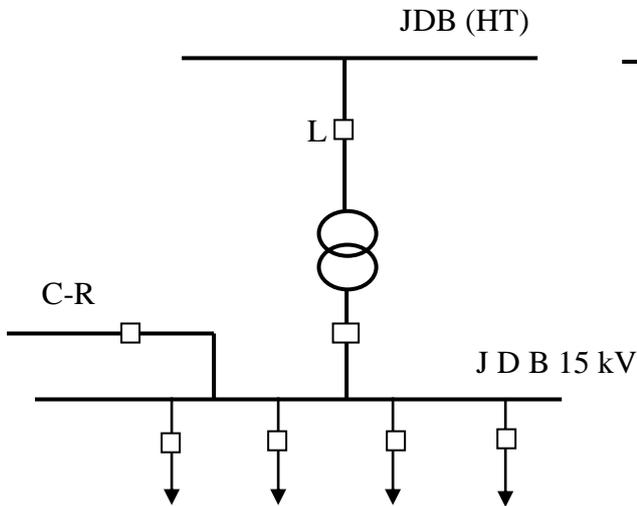


Figure 2 : Ligne mono terne avec câble de réserve (en unifilaire).

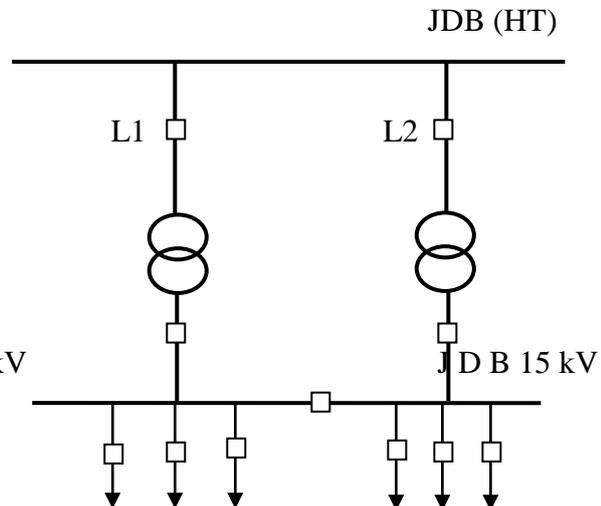


Figure 3 : ligne bi terne

2.2 Choix des types et sections des conducteurs de la ligne haute tension et du câble de réserve

La tension de transport peut être déterminée par la formule de **STILL** :

$$U = 4,34\sqrt{(1 + 16P)} \quad (8). [1]$$

Où U : la tension en kV, l : distance entre la source d'énergie et le point de consommation en km.

P : puissance active à transporter en MW.

De la relation (10) avec $P = 6,9215$ MW, $l = 25$ km.

$$U = 50,56 \text{ kV}$$

Nous choisissons deux (2) tensions standards telles que :

$$U'_{ST} < U < U''_{ST} \quad (9).$$

Où U'_{ST} et U''_{ST} sont les tensions standards de la ligne haute tension en kV ; alors les valeurs standards sont : de (11) ; $45 \text{ kV} < U < 63 \text{ kV}$

Ainsi pour la ligne mono terne nous avons :

$$I_1 = \frac{S_T}{\sqrt{3}U_{ST}} \quad (10).$$

Où I_1 : courant de la ligne en A ;

U_{ST} : les tensions standards correspondant à U'_{ST} et U''_{ST} en kV ;

S_T : puissance apparente totale en kVA avec $S_T = 8951,37$ kVA

- Pour $U'_{ST} = 45$ kV, $I_1 = 114,8$ A,

- Pour $U''_{ST} = 63$ kV, $I_1 = 82$ A.

Pour le câble de réserve :
$$I_c = \frac{S_T}{\sqrt{3}U_c} \quad (11)$$

Soit S_T^1 puissance apparente totale des consommateurs de 1^{ère} catégorie.

Salle des compresseurs et atelier de traitement thermique dans tableau du bilan des puissances on a $S_T^1 = 4955$ kVA.

U_C : tension nominale du câble de réserve en 15kV. $I_c = 191$ A

Pour la ligne bi terne :
$$I_2 = \frac{S_T}{2\sqrt{3}U_{ST}} \quad (12).$$

I_2 sera déterminé pour les deux (2) tensions standards.

- Pour $U'_{ST} = 45$ kV, $I_2 = 57,4$ A,

- Pour $U''_{ST} = 63$ kV, $I_2 = 41$ A

Par la valeur des courants et de la densité économique du courant, nous déterminons les sections non standards des conducteurs des lignes mono terne et bi terne pour les deux (2) tensions, et celle du câble de réserve en mm^2 par :

$$g = \frac{I}{j} \quad (13)$$

Où g : section du conducteur en mm^2

I : courant du conducteur en A,

J : densité économique du courant en A/mm^2 .

Tableau 3 : densité économique du courant en A/mm^2 pour $t_{\max} = 45^\circ\text{C}$. [3]

Dénominations	Temps d'utilisation de la charge maximum en heures		
	1000 - 3000	3000 - 5000	>5000
Conducteur nu Alu	1,3	1,1	1,0
Câble en Cuivre	3	2,5	2
Câble en Alu	1,6	1,4	1,2

Pour les lignes hautes tension nous choisissons des conducteurs nus en Aluminium, avec $j=1$; pour le câble de réserve nous choisissons du câble en Aluminium avec $j=1,2$ du tableau 3.

En se référant sur le temps maximum d'utilisation de l'usine $T_T = 5580,65$ heures en tenant compte des hypothèses admissibles.

La ligne mono terne donne : $U_{ST} = 45$ kV, $I_1 = 114,8$ A, $g = 114,8$ mm²

$$U''_{ST} = 63 \text{ kV}, I_1 = 82 \text{ A}, g = 82 \text{ mm}^2.$$

Respectivement pour 45 kV et 63 kV nous choisissons Aluminium 117 mm² et 95 mm²

La ligne bi terne donne : $U_{ST} = 45$ kV, $I_2 = 57,4$ A, $g = 57,4$ mm²

$$U''_{ST} = 63 \text{ kV}, I_2 = 41 \text{ A}, g = 41 \text{ mm}^2$$

Alors on choisit respectivement 54,6 mm² et 34,4 mm²

Dans le cas du câble de réserve, $U_c = 15$ kV, $I_c = 191$ A ; on choisit un câble en Alu alors $j = 1,2$ d'où $g = 159$ mm², pour cela le choix est porté sur le câble tripolaire métallisé 150 mm².

2.3 Choix des transformateurs du poste abaisseur principal

La puissance des transformateurs est choisie en tenant compte des éventuels surcharges :

$$S_{t2} \geq K_S S_T \rightarrow S_{t2} \geq \frac{K_S S_T}{n_t} \quad (14)$$

Où S_{t2} : puissance nominale du transformateur, n_t : le nombre de transformateurs,

S_T : puissance apparente totale,

K_S : coefficient de surcharge, pour ce cas, $K_S = 1,3$.

Pendant le choix des transformateurs en lignes bi terne, se rassurer qu'en cas d'indisponibilité d'un des transformateurs, le second pourrait alimenter les consommateurs de 1^{ère} catégorie (prioritaires). Ensuite les transformateurs sont choisis en tenant compte des tensions normalisées.

De (16) nous avons : $S_{t2} \geq 11636,78$ kVA d'où la valeur immédiatement normalisée est 15 MVA ;

- Pour la ligne mono-terne nous avons soit un transformateur de 45/15 kV de 15 MVA ou un transformateur de 63/15 kV de 15 MVA

- Pour la bi terne deux (2) transformateurs 45/15 kV de **7,5 MVA ou deux de 63/15 kV de 7,5 MVA.**

2.4 Détermination de coûts d'installation [2]

Les coûts d'installation comportent : les frais d'équipement, les frais de construction et les frais de montage. Les coûts d'installation des variantes d'alimentation considérées dans notre cas se déterminent par :

- Pour la variante de lignes mono terne : $C_1 = C_{L1} + C_{p1} + C_{CR}$ (15)

- Pour la variante de lignes bi terne : $C_2 = C_{L2} + C_{p2}$ (16)

Où : C_{L1} et C_{L2} coûts d'installation des lignes hautes tension respectivement pour la variante mono terne et bi terne ; (FCFA)

C_{p1} et C_{p2} coûts d'installation des postes abaisseurs respectivement pour un transformateur et deux transformateurs (FCFA) ;

C_{CR} Coûts d'installation du câble de réserve, (FCFA).

Le coût de revient d'une ligne haute tension peut être déterminé par :

$$C_L = p_l \times l \quad (17)$$

Où p_l : coût linéaire, c'est-à-dire le prix d'un km de ligne, l : longueur de la ligne en km, connaissant le coût d'installation C'_p d'un poste identique de puissance différente nous pouvons approximativement écrire : $C_p = C'_p \times \frac{Snt}{Snt'}$ (18)

Où : C_p coût d'installation du poste de puissance Snt

Snt' : Puissance du transformateur en kVA du poste de coût C'_p

Le coût de revient du câble de réserve est déterminé par (19).

- Tableau4 : du coût d'installation de la variante mono-terne

M : million de franc CFA

Variantes (mono-terne)	C_{L1} (F CFA)	C_{p1} (F CFA)	C_{CR} (F CFA)	C_1 (F CFA)
U= 45 kV- alu 117 2-45/15 kV-	395 M	1.500 M	21 M	1.916 M

15 MVA				
U= 63 kV alu 95 ² - 63/15 kV, 15 MVA	325 M	2.250 M	21 M	2.596 M

Dans ce tableau nous remarquons que le coût d'installation de la mono-terne 63 kV revient plus chère que les 45 kV.

- Tableau 5 : du coût d'installation de la variante bi-terne

Variantes (bi-terne)	C_{L2} (F CFA)	C_{p2} (F CFA)	C_2 (F CFA)
U= 45 kV- alu 54,6 ² -45/15 kV- 7,5 MVA	486,8 M	1.800 M	2.286,8 M
U= 63 kV alu 34,4 ² - 63/15 kV, 7,5 MVA	416,25 M	2.400 M	2.816,250 M

Idem pour la bi-terne. Dans ces cas l'ensemble des résultats nous montre qu'en termes d'investissement la bi-terne est chère que la mono-terne

2.5 Détermination des frais annuels [3]

2.5.1 Décomptes d'amortissement

Les décomptes d'amortissement se déterminent en pourcentage des coûts d'installation de chaque élément considéré.

$$F_a = \sum \frac{ai}{100} Ci \quad (19)$$

Où : F_a décompte (frais) d'amortissement,

ai coefficient (norme) de décomptes d'amortissement (voir tableau 10) du $i^{\text{ème}}$ élément considéré,

Ci Coût d'installation du $i^{\text{ème}}$ élément.

Ces amortissements s'élèvent à :

- Tableau 6 : des amortissements (mono-terne)

$i^{\text{ème}}$ élément	Mono-terne 45 kV (FCFA)	Mono-terne 63 kV (FCFA)
Ligne	11.060.000	9.100.000
Poste	94.500.000	141.750.000
Cable de reserve	630.000	630.000
Total	106.190.000	151.480.000

- Tableau 7 : des amortissements (bi-terne)

$i^{\text{ème}}$ élément	Bi-terne 45 kV (FCFA)	Bi-terne 63 kV (FCFA)
Ligne	13.630.000	11.655.000
Poste	113.400.000	151.200.000
Total	127.030.000	162.855.000

De là nous constatons également que les amortissements en bi-terne sont élevés par rapport aux mono-terne.

2.5.2 Frais d'entretien [3]

$$Fe = \sum \frac{ei}{100} Ci \quad (20)$$

Où : ei coefficient (norme) de frais d'entretien (voir tableau 10) du $i^{\text{ème}}$ élément considéré.

Tableau, nous permet d'avoir des valeurs ci-après :

- Tableau 8 : des entretiens (mono-terne)

$i^{\text{ème}}$ élément	Mono-terne 45 kV (FCFA)	Mono-terne 63 kV (FCFA)
Ligne	1.580.000	1.300.000
Poste	45.000.000	67.500.000
Câble de réserve	315.000	315.000
Total	46.895.000	69.115.000

- Tableau 9 : des entretiens (bi-terne)

$i^{\text{ème}}$ élément	Bi-terne 45 kV (FCFA)	Bi-terne 63 kV (FCFA)
Ligne	1.947.000	1.665.000
Poste	54.000.000	72.000.000
Total	55.947.000	73.665.000

Nous constatons toujours que les coûts bi-terne sont les plus importants.

Tableau 10 : coefficient d'amortissement et de frais d'entretien de l'équipement électrotechnique en % des coûts d'installation. [3]

Désignations	Coefficient de décompte et d'amortissement ai	Coefficient de frais d'entretien ei
Lignes aériennes avec supports en béton armé de tension 35-150 kV	2,8	0,4
-mono terre	2,8	0,3
-bi terre		
Ligne en câble jusqu'à 15 kV	3	1,5
Poste de tension 35-150 kV	6,3	3

2.5.3 Coût des pertes annuelles d'énergie [6]

$$F_P = \varepsilon(\Delta E_L + \Delta E_T) \quad (21)$$

Où : ε prix du kWh (CFA) pour les pertes électriques (CFA), ΔE_L et ΔE_T respectivement les pertes dans les lignes aériennes et dans les transformateurs (kWh/an).

$$\Delta E_L = \Delta P \times \tau \quad (22)$$

Où : τ nombre d'heures des pertes maximales (**voir figure 3**)

ΔP Pertes de la puissance active dans la ligne (kW).

$$\Delta p = \frac{S_T^2}{U^2} \times n \times r_o \times l \times 10^{-3} \quad (23).$$

Où : $n = 1$ pour le mono terre et $n = 2$ pour le bi terre ; r_o résistance linéique (Ω/km) de la ligne choisie.

$$\Delta E_T = n_T \Delta P o T_F + \frac{1}{n_T} \Delta P c c \left(\frac{S_T}{S_{nT}} \right)^2 \tau \quad (24).$$

Où : n_T nombre de transformateurs en parallèle, ΔP_o et ΔP_{cc} respectivement les pertes à vide et les pertes en court-circuit (kW); T_F nombre d'heures de fonctionnement des transformateurs. $T_F = 365 \times 24 = 8760 \text{ heures}$.

- Pour le mono-terne : le transformateur 15 MVA à pour caractéristiques : $\Delta P_o = 20\text{kW}$

$\Delta P_{cc} = 84,37 \text{ kW}$, de (24) nous obtenons : $\Delta E_T = 277.347,45 \text{ kWh/an}$

Pour une tension de 45 kV, aluminium 117 mm², $r_o=0,32 \text{ } \Omega/\text{km}$, $\tau = 3400$ de (23) $\Delta p = 403,2 \text{ kW}$ où (22) donne $\Delta E_L = 1.076.274,112 \text{ kWh/an}$, avec $\varepsilon = 40,61 \text{ FCFA/kW}$ alors le coût de la perte totale dans (21) est : $F_p = 54.970.572 \text{ FCFA/an}$.

Tandis que pour la tension de 63 kV, aluminium 95 mm², $r_o=0,5 \text{ } \Omega/\text{km}$, $\tau = 3400$ de (23) $\Delta p = 252,35 \text{ kW}$ où (22) donne $\Delta E_L = 857.999,13 \text{ kWh/an}$, avec $\varepsilon = 40,61 \text{ FCFA/kW}$

Le coût de la perte totale est $F_p = 46.106.425 \text{ FCFA/an}$.

- Pour la bi-terne la même démarche est à suivre avec deux (2) transformateurs de 7,5 MVA en parallèle de même caractéristiques : $\Delta P_o = 11,2\text{kW}$, $\Delta P_{cc} = 54,76 \text{ kW}$

La tension de 45 kV donne coût annuel de $F_p = 222.388.867 \text{ FCFA/an}$ et les 63 kV reviennent à $F_p = 120.813.549 \text{ FCFA/an}$.

Partant de ces données nous analysons que les de coûts de pertes annuelles sont nettement plus grand en bi-terne qu'en mono-terne.

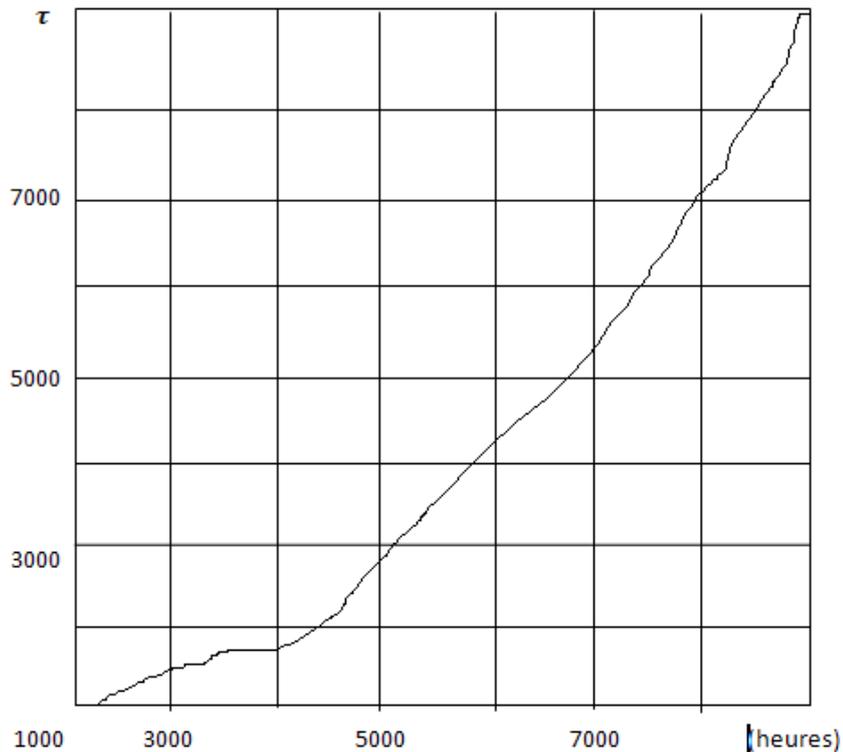


Figure 4 : nombre d'heures des pertes maximales [6]

2.5.4 Coût des dommages [9]

L'espérance mathématique du dommage de l'unité industrielle provoqué par l'arrêt de fourniture d'énergie peut être déterminée par :

$$M(D) = d_o \times M(E) \quad (25)$$

Où : d_o - dommage de l'usine par unité d'énergie (FCFA/kWh)

$M(E)$ - espérance mathématique d'arrêt de fourniture provoqué par une défaillance des éléments du système d'alimentation (lignes aériennes, transformateurs de puissances et disjoncteurs), kWh/an.

Pour la ligne mono terne avec câble de réserve :

$$M(E)_I = (P_T - P_{C1}) \times q_I \times T_T \quad (26)$$

Avec : T_T - nombre d'heures d'utilisation de la charge maximale

P_{C1} - puissance active des consommateurs de 1^{ère} catégorie (kW)

q_I – probabilité d'interruption de fourniture d'énergie pour la ligne mono terne

$$q_I = q_1 + q_2 + q_3 \quad (27)$$

Respectivement probabilité des défaillances de la ligne, du transformateur et du disjoncteur.

$$q_i = \frac{t_{di}}{8760} \times a \quad (28)$$

t_{di} - durée d'indisponibilité du $i^{\text{ème}}$ élément défaillant et a est la fréquence moyenne de défaillance dans l'année (déf/an) (voir tableau 4).

$$\text{Pour la ligne bi terne : } M(E)_{II} = P_T \times T_T \times (q''_{II} + q'_{II}) \quad (29)$$

Où : $q''_{II} = q_I^2$ est la probabilité de défaillance à la fois des 2 lignes

$q'_{II} = 2 \times q_I(1 - q_I)$ Est la probabilité de défaillance d'une des lignes.

De (27), $q_I = 0,00097$ avec $P_{C1} = 5000 \text{ kW}$, $P_T = 6941,3 \text{ kW}$; de (26) $M(E)_I = 10.508,7 \text{ kWh/an}$, $do=600 \text{ FCA/kW}$ alors le coût total revient à de (25) : $M(D) = 6.305.220 \text{ FCFA}$ en mono-terne ; pour la ligne bi-terne : de (26) $M(E)_{II} = 74.798,75 \text{ kWh/an}$; de (25) $M(D) = 44.879.250 \text{ FCFA}$.

Le constat est à ce niveau les coûts de dommages sont énormes en bi-terne qu'en mono-terne.

Tableau 11 : fréquence moyenne de défaillance et durée d'indisponibilité. [1]

Désignations	Fréquence de défaillance sur 100 km de ligne (nbre/an)	Durée d'indisponibilité (heures)
Transformateurs à deux enroulements : 20-90 kV	0,02	90
Cellules de répartition avec disjoncteur 20-90 kV	0,02	20
Lignes aériennes avec isolateurs suspendus 35-90 kV	0,8-1	8-10

3. Fondement technico-économique de l'amélioration du facteur de puissance (cosφ) par installation des batteries de condensateurs

Nous rappelons que les différentes valeurs issues au bilan des puissances sont :

Puissance active totale de l'usine : $P_T = 6921,5 \text{ kW}$

Le facteur de puissance avant compensation : $\cos\phi_T=0,77$.

Nous faisons une compensation globale de l'ensemble des charges, côté 15 kV

3.1 Valeurs de cosφ après compensation

Nous prenons des valeurs différentes de cosφ après compensation ; par exemple : 0,8 ; 0,85 ; 0,90.

3.2 Puissance nécessaire de la batterie de condensateurs (kvar)

Pour chaque valeur de cosφ, nous déterminons la puissance nécessaire de la batterie de condensateurs (kvar) par : $Q = P_T(tg\phi_{ac} - tg\phi_{pc})$ (30)

Où : P_T - puissance active déjà déterminée

$tg\phi_{ac}$ - tangente de l'angle de déphasage avant compensation

$tg\phi_{pc}$ - tangente de l'angle du déphasage après compensation.

Avec $tg\phi_{ac} = 0,83$; $P_T = 6921,5 \text{ kW}$ alors :

Pour $\cos\phi = 0,8$; $tg\phi_{pc} = 0,75$ donc $Q = 553,72 \text{ kvar}$

Pour $\cos\phi = 0,85$; $tg\phi_{pc} = 0,61$ donc $Q = 1522,73 \text{ kvar}$

Pour $\cos\phi = 0,90$; $tg\phi_{pc} = 0,48$ donc $Q = 2422,52 \text{ kvar}$

3.3 Choix des valeurs normalisées

Dans un catalogue nous choisissons des puissances proches des valeurs pour chaque valeur de cosφ : respectivement nous avons, 580 kvar, 1500 kvar et 2300 kvar valeurs normalisées choisies

3.4 Correction de facteur de puissance

Pour chaque variante nous portons une correction de $tg\phi_{pc}$ et le $\cos\phi_{pc}$ correspondant par :

$$tg\phi_{pc} = tg\phi_{ac} - \frac{Q_c}{P_T} \quad (31)$$

Où Q_c - puissance réactive du bloc de condensateurs choisi (kvar).

Après les différentes corrections nous avons les mêmes valeurs de cosφ.

3.5 Détermination du coût des pertes annuelles

Pour chaque valeur corrigée de $\cos\varphi_{pc}$, nous déterminons les pertes annuelles dans les éléments du schéma (mono-terne) d'alimentation par la formule :

$$\Delta F_P = \varepsilon(\Delta E_{ac} - \Delta E_{pc}) \quad (32)$$

Où : ΔF_P - diminution du coût des pertes en FCFA

ε - prix unitaire des pertes FCFA/kWh avec $\varepsilon = 40,6 \text{ FCFA/kwh}$

ΔE_{ac} - pertes annuelles de la variante mono-terne du schéma avant compensation

ΔE_{pc} - pertes annuelles après compensation (kWh/an)

- Pour $\cos \text{ fi} = 0,8$: Tableau 12 : coût de perte annuelle

Cos fi = 0,8	ΔE_{ac}	ΔE_{pc}	$\Delta F_P = \varepsilon(\Delta E_{ac} - \Delta E_{pc})$
45 kV	1.076.274,112	1.005.457,8	2.875.850
63 kV	857.999,13	801.516	2.293.780

- Pour $\cos \text{ fi} = 0,85$: Tableau 13 : coût de perte annuelle

Cos fi = 0,85	ΔE_{ac}	ΔE_{pc}	$\Delta F_P = \varepsilon(\Delta E_{ac} - \Delta E_{pc})$
45 kV	1.076.274,112	890.664	7.537.627
63 kV	857.999,13	710.022	6.009.351

- Pour $\cos \text{ fi} = 0,90$: Tableau 14 : coût de perte annuelle

Cos fi = 0,9	ΔE_{ac}	ΔE_{pc}	$\Delta F_P = \varepsilon(\Delta E_{ac} - \Delta E_{pc})$
45 kV	1.076.274,112	794.410	11.446.502
63 kV	857.999,13	633.318	9.124.300

N.B : coût des pertes sont évalués en FCFA

On remarque que parmi les 3 valeurs de compensation le $\cos \text{ fi} = 0,9$ enregistre trop de pertes annuelles.

3.6 Coût total d'investissement des condensateurs

Pour chaque valeur corrigée de $\cos\varphi_{pc}$ nous déterminons :

a) Les coûts d'installation. Cic

b) Les décomptes d'amortissement F_a et les coûts d'entretien F_e par les formules 19 et 20.

c) Le coût total par :

$$C_{TC} = F_a + F_e + F_{pc} + \epsilon_N C_{ic} \quad (33)$$

Où F_{pc} - coût des pertes annuelles dans la batterie de condensateurs, déterminé par :

$$F_{pc} = \epsilon \cdot \alpha_p \cdot Q_c \cdot T_{FC} \quad (34)$$

Où α_p - pertes spécifiques dans les condensateurs : $\alpha_p = 0,004 \text{ kW/kvar [2]}$

T_{FC} - nombre d'heures de fonctionnement des condensateurs dans l'année : $T_{FC} = 24 \times 301 = 7224 \text{ heures}$. Les condensateurs fonctionnent seulement pendant les jours ouvrables ;

ϵ_N - coefficient de norme énergétique tenant compte de l'efficacité des investissements supplémentaires par an : $\epsilon_N = 0,12$

3.7 Critère du maximum d'efficacité

La puissance de la batterie de condensateurs sera choisie par la condition du maximum d'efficacité : $(\Delta F_p - C_{TC}) > 0 \quad (35)$

Tableau 15-16-17 : résultat du maximum d'efficacité.

Cos fi= 0,8 ; Qc =580 kvar	ΔF_p	C_{TC}	$(\Delta F_p - C_{TC}) > 0$
45 kV	2.875.850	1.398.361	1.477.489
63 kV	2.293.780	1.398.361	895.419

Cos fi= 0,85 ; Qc =1500 kvar	ΔF_p	C_{TC}	$(\Delta F_p - C_{TC}) > 0$
45 kV	7.537.627	3.616.450	3.921.177
63 kV	6.009.351	3.616.450	2.392.901

Cos fi= 0,90 ; Qc =2300 kvar	ΔF_p	C_{TC}	$(\Delta F_p - C_{TC}) > 0$
45 kV	11.446.502	5.545.223	5.901.279
63 kV	9.124.300	5.545.223	3.579.077

N.B : tous les coûts sont évalués en F CFA.

Selon la formule (35) tous les choix sont économiques mais le mieux est la dernière variante pour $\cos\varphi_{pc} = 0,9$; $Q_c = 2300 \text{ kvar}$, car ça nous fait gagner de plus d'argent que les autres

4. Choix du schéma du réseau de distribution interne

Les indices technico-économiques du schéma du réseau de distribution interne se déterminent par l'emplacement du poste abaisseur principal et celui des postes d'ateliers dans l'aire de l'entreprise industrielle et dépendent aussi du nombre de postes. De là les préoccupations fondamentales seront :

- Choix du lieu d'implantation du poste abaisseur principal,
 - Choix du nombre de postes et de leurs emplacements dans l'aire de l'entreprise.
- a) Choix du lieu d'implantation du poste abaisseur principal :

Ici, nous allons appliquer la méthode de la mécanique sur la position et permettant de déterminer le centre de la charge électrique de l'entreprise (des ateliers). Dans cette méthode les charges électriques sont considérées comme des masses et les coordonnées de leur centre sont déterminées par :

$$x_o = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Ti} x_i}{P_T} \qquad y_o = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Ti} y_i}{P_T} \qquad (36)$$

où x_i et y_i : coordonnées du centre de la charge du $i^{\text{ème}}$ atelier.

Nous déterminons le lieu d'implantation comme suit :

D'abord nous élaborons un plan de masse de l'entreprise, sur lequel nous portons tous les locaux porteurs de charge. La répartition des ateliers sur l'aire se fait avec des processus technologiques industriels. Dans notre cas, nous allons les répartir volontairement. Après avoir fait l'emplacement des ateliers, nous représentons le cartogramme des charges actives. Le cartogramme se présente comme des cercles, dont l'aire de chacun réduite à l'échelle est égale à la puissance active de l'atelier considéré, donc à chaque atelier correspond un cercle dont le centre est confondu au centre des charges dudit atelier. Le rayon du cercle sera :

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{Ti}}{\pi e}} \qquad (37) \qquad \text{où : } P_{Ti} \text{ - charge active du } i^{\text{ème}} \text{ atelier en kW, } e \text{ -}$$

échelle choisie.

Dans la réalisation, il faut représenter aussi le cartogramme des charges réactives pour la répartition rationnelle des batteries de condensateurs, nous nous limitons à la représentation des charges actives. Sur le plan de masse nous traçons les axes des coordonnées (l'ordonné à

l'origine est choisi est arbitrairement) et par la formule (36), nous déterminons le centre des charges électriques.

Après avoir représenté toutes les charges sur le plan de masse à l'échelle, nous aurons pour chaque atelier les valeurs suivantes : d'après les formules (36) et (37). (Voir annexe2)

Tableau 18 : coordonnées des ateliers à l'échelle $e = 1/1000$ cm.

Atelier/magasin	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
x_o	-2,5	7,5	-9	-9,7	-10,2	9,5	10	1,5	-2,5	1,5
y_o	7,5	8	7,5	-2,5	-7,5	-6	2	7	-4,2	-3,7
r_i	0,5	0,5	0,39	0,33	0,35	0,79	0,97	0,39	0,13	0,07

b) Choix du nombre de postes et de leurs emplacements dans l'aire de l'entreprise

Nous nous limitons à deux postes abaisseurs 15/0,4 kV comme suit :

Le PD1 va alimenter l'atelier 1 et 2 (ateliers mécaniques N°1 et N°2).

Le PD2 alimentera les ateliers 3,4 (fonderies N°1 et N°2), 5 (atelier de forge), 9 (Salle de commande), 10 (Magasin), 11 (éclairage du territoire). Les puissances des postes en kVA seront déterminées conformément aux procédés du chapitre 1 et 2.

L'emplacement des postes de distribution interne est déterminé par la formule (36).

Après le choix des transformateurs et l'emplacement des postes, nous déterminons les sections et longueurs des câbles reliant le poste abaisseur principal aux postes de distribution et ces derniers aux ateliers correspondants. Tous les câbles de distribution interne seront en Alu torsadé et les longueurs sont déterminées sur le plan de masse en fonction de l'échelle choisie.

Les valeurs des transformateurs choisies sont : d'après la relation (14), nous avons pour le PD1= 4 MVA et le PD2= 2,3 MVA.

Pour la détermination des sections des câbles nous nous référons à la formule (13) et les longueurs sont mesurées à l'échelle :

Tableau 19: sections et distances des câbles

Liaison	Section (mm ²)	Longueur (m)
PAP-PD1	130	84
PAP-PD2	74	186
PD1-1	4x 3x240	66
PD1-2	4x3x300	54
PD2-3	3x3x240	90
PD2-4	2x3x240	32
PD2-5	2x3x240	96
PD2-9	3x80	96
PD2-10	3x25	138
PAP-6	3x70	96
PAP-7	3x100	48
PAP-8	3x16	84

Où ; PAP : Poste abaisseur principal, PD1et PD2 : Poste de distribution interne 1et 2

5. Détermination des dépenses de la composante électro-énergétique du prix de revient des produits

La dépense totale annuelle de la composante électro-énergétique comprend les éléments suivants :

- Le coût de la consommation d'énergie annuelle ;
- Le salaire annuel de tous les employés actifs ;
- Les décomptes de l'assurance sociale ;
- Les décomptes d'amortissement sur les équipements électrotechniques et les réseaux électriques internes de l'industrie ;
- Le coût des matériels consommés dans l'année pendant les dépannages, les entretiens des installations électromécaniques et électriques ;
- Les imprévus.

5.1 Coût de la consommation annuelle d'énergie [8]

Le coût de la consommation d'une unité industrielle se détermine par le tarif binaire.

$$C_E = aP_T + bE \quad (38)$$

Où C_E - coût de la consommation annuelle d'énergie CFA/an.

a - taux tarifaire annuel pour 1 kW de la charge maximale pendant les heures de pointe CFA/kW.

P_T - puissance maximale (déjà déterminée)

b - prix du kWh moyenne tension F CFA/kWh

E - consommation annuelle (déjà calculée).

5.2 Salaire annuel des employés

Il est défini comme suit :

$$C_S = C_B + C_{Sp} + C_{IG} \quad (39)$$

Où : C_S - coût total des salaires CFA

C_{Bo} - coût des salaires de base des ouvriers, CFA

C_{Sp} - coût supplémentaire du salaire des ouvriers, CFA

C_{IG} - coût des salaires des ingénieurs.

Tous ces coûts peuvent être déterminés par un système de calcul long. Par faute de temps nous nous passerons de la détermination de ces coûts.

5.3 Décomptes de l'assurance sociale

$$C_{AS} = \alpha_{AS} \cdot C_S \quad (40)$$

Ces décomptes sont déterminés en fonction de la masse salariale,

Où : C_{AS} - coût de l'assurance sociale, FCFA

α_{AS} - coefficient de décompte sur l'assurance sociale. $\alpha_{AS} = 0,07$

C_S - masse salariale de l'entreprise.

5.4 Décomptes d'amortissement [8]

Les décomptes totaux d'amortissement seront :

- Pour la ligne mono-terne :

$$F_{aT1} = \frac{ai}{100} (C_{p1} + C_{D1} + C_{D2}) + \frac{ai}{100} C_{CR} \quad (41)$$

- Pour la ligne bi-terne :

$$F_{aT2} = \frac{ai}{100} (C_{p2} + C_{D1} + C_{D2}) \quad (42)$$

Où : ai - coefficient de décomptes pour les postes et les câbles (voir Tableau 4)

C_{D1}, C_{D2} : Coûts d'installation des postes de distribution internes 1 et 2.

Connaissant le coût d'installation du poste 7,5 MVA, la formule (17) nous permet de déterminer : $C_{D1} = 480.000.000 \text{ FCFA}$; $C_{D2} = 276.000.000 \text{ FCFA}$

Des relations (41) et (42), nous avons respectivement :

- Mono-terne 45 kV : $F_{aT1} = 63.798.000 \text{ FCFA}$
- Mono-terne 63 kV : $F_{aT1} = 84.798.000 \text{ FCFA}$
- Bi-terne 45 kV : $F_{aT2} = 71.568.000 \text{ FCFA}$
- Bi-terne 63 kV : $F_{aT2} = 88.368.000 \text{ FCFA}$.

5.5 Coût des matériels

Le coût du matériel consommé dans l'année pendant les dépannages et entretiens des installations électrotechniques est déterminé en pourcentage des salaires de base des ouvriers de maintenance et de dépannage.

$$C_M = \alpha_M \cdot C_{BO} \quad (43)$$

α_M - dépend du type d'équipement et est compris entre 0,5 et 0,9.

5.6 Les imprévus

Ce coût se détermine par :

$$C_{im} = \alpha_{im} (C_{BO} + F_{aT} + C_M) \quad (44)$$

α_{im} - coefficient d'imprévus $\alpha_{im} = 0,15$ à $0,25$

6. Critère de comparaison de l'efficacité économique et choix de la haute tension [8]

Le critère de choix de l'efficacité économique du schéma d'alimentation est basé sur le minimum des dépenses, c'est-à-dire :

$$D = (F + \varepsilon_N \cdot C) \rightarrow \min \quad (45).$$

Où : D - coût (investissements) total du schéma considéré FCFA/an

F - dépenses annuelles totales de la variante du schéma FCFA/an

C - coûts d'installation totales des variantes considérées FCFA/an.

$$F = F_{aT} + F_e + F_p + M(D) \quad (46)$$

C : C_1 - pour la variante mono-terne

C : C_2 - pour la variante bi-terne,

ε_N - coefficient de norme d'efficacité, avec $\varepsilon_N = 0,12$ pour le système énergétique

A partir des formules (45) et (46) l'investissement total annuel et les dépenses annuelles reviennent à :

- Mono-terne 45 kV : $F = 185.503.437 \text{ FCFA/an}$, $D = 428.023.437 \text{ FCFA}$
- Mono-terne 63 kV : $F = 201.220.319 \text{ FCFA/an}$, $D = 518.740.319 \text{ FCFA}$
- Bi-terne 45 kV : $F = 361.091510 \text{ FCFA/an}$, $D = 649.091.510 \text{ FCFA}$
- Bi-terne 63 kV : $F = 359.990.070 \text{ FCFA/an}$, $D = 704.990.070 \text{ FCFA}$.

En se référant sur (45), le minimum est $428.023.437 \text{ FCFA}$ qui correspond à la mono-terne 45 kV qui sera notre choix.

7. Présentation du schéma unifilaire

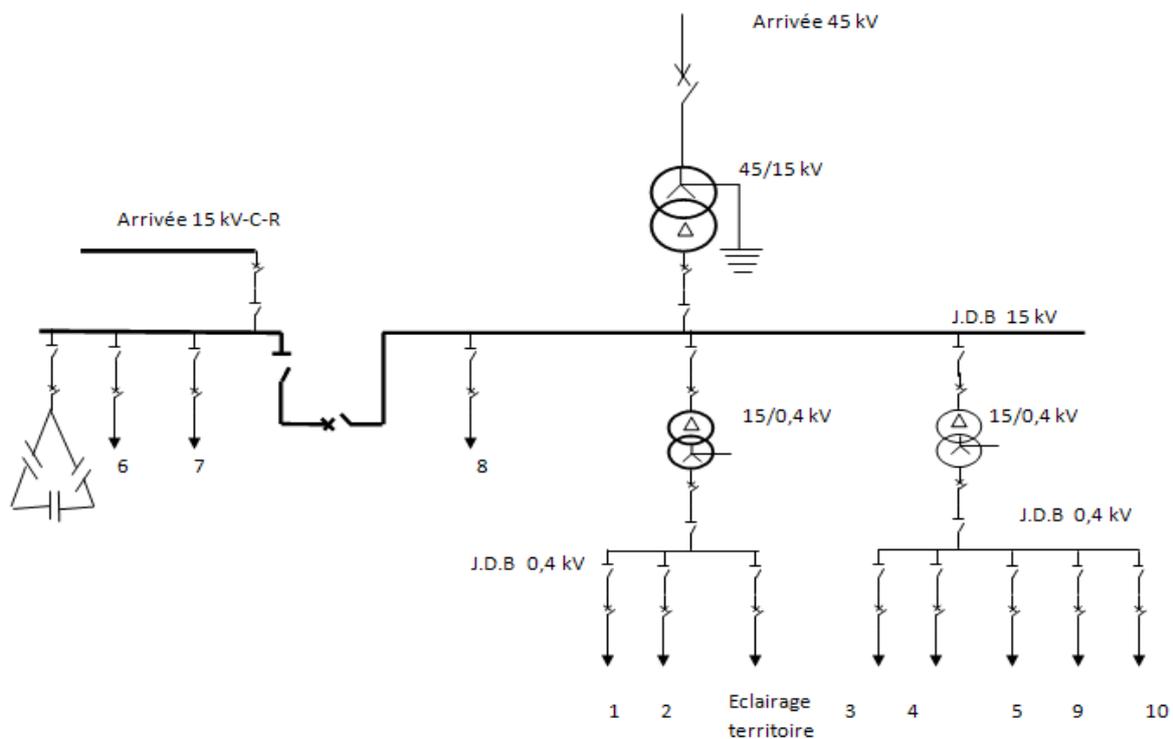


Figure 5 : schéma unifilaire de l'usine (mono-terne 45 kV)

III. MESURES DE SECURITES

1. Sécurité incendie [11]

1.1 Méthodes préventives

1.1.1 Ignifugation (résistance au feu) des bâtiments et installations :

Les parties constructives des bâtiments et ouvrages doivent garder leur résistance dans les conditions d'un incendie.

1.1.2 Murs et interstices anti-incendie

Les locaux seront construits de telle sorte que la propagation du feu soit limitée pendant une explosion ou un incendie. Les interstices entre les ateliers et installations doivent être respectés pour faciliter l'extinction du feu.

1.1.3 Sorties pour l'évacuation en cas d'incendie

En cas d'incendie, au niveau de chaque atelier il faut garantir l'évacuation rapide et sécurisée des personnes par les sorties prévues à cet effet.

1.1.4 Régime anti-incendie

Ce régime est le respect par les employés, d'une série de consignes et règles spéciales dans leur comportement pour éviter une incendie sur le territoire et dans les locaux de l'usine, il est interdit de fumer, sauf dans les lieux aménagés à cet effet. Interdiction d'utiliser tout instrument provoquant de la flamme. Aux lieux de travail ; il n'est pas permis de laisser des habits tachetés d'huiles, des chiffons. Les liquides inflammables doivent être conservés seulement dans des récipients métalliques fermés. L'utilisation des emballages en verre est interdite.

1.2 Méthodes curatives

1.2.1 Alertes au feu

La signalisation électrique incendie sert à l'intervention rapide de l'extinction du feu.

La signalisation par les avertisseurs est manuelle à l'aide des boutons poussoirs au niveau des bureaux et est automatique au niveau des installations électriques. Le système électrique de signalisation peut se faire en faisceaux ou en boucle.

1.2.2 Liquidation du feu

- Les bouches d'incendie doivent être placées à des lieux bien déterminés et protégées contre les chocs. Le nombre de bouches est défini pour que la couverture mutuelle des jets d'eau soit assurée.
- Pour les extincteurs portables on doit disposer :
 - a) D'extincteur à base de gaz carbonique qui sont pratiqués pour éteindre du feu de petite envergure et de tout type,
 - b) D'extincteurs à base de CO₂ et de bromure d'éthyle. Le ballon contient 97% de bromure d'éthyle et 3% de gaz carbonique liquéfié. Ce type d'extincteur est utilisé pour éteindre le feu provenant des combustibles liquides et solides et aussi des installations électriques sous tension (du fait que le bromure d'éthyle ne conduit pas le courant).
 - c) D'extincteurs à poudre destinés à éteindre le feu provenant des métaux alcalins, extinction duquel par l'eau n'est pas autorisée.
 - d) D'extincteurs à mousse chimique, utilisés pour éteindre le feu provenant des produits pétroliers.

Tous ces extincteurs doivent être répartis en fonction des locaux et des types d'ateliers.

2. Sécurité électrique [11]

Le personnel doit prendre connaissance avec les mesures de sécurité suivantes.

2.1 Mesures de sécurité pendant la surveillance des installations électromécaniques dans les ateliers,

2.2 Mesures de sécurité pendant l'exploitation des installations électromécaniques,

2.3 Mesures de sécurité pendant l'entretien des fours électriques,

2.4 Mesures de sécurité pendant l'utilisation des installations de soudage électrique, de forge, de fonderie,

2.5 Mesures de sécurité dans les salles de batteries,

2.6 Règles de sécurité pour les travaux

Toutes les dispositions techniques et organisationnelles nécessaires assurant la sécurité pendant les travaux (dans les postes, au niveau des lignes, câbles, mesures d'isolement. ...).

CONCLUSION

A travers cette étude nous ressortons que la ligne mono-terne 45 kV est beaucoup plus avantageuse que tous les cas analysés, tant sur le plan technique et économique. Car elle offre des moindres frais à l'amortissement, à l'entretien (maintenance), ainsi qu'à l'exploitation.

En fin de l'élaboration nous avons constaté que la variante (63 kV) présentant les minimums de pertes électriques, n'est pas forcément la plus économique.

Nous avons remarqué que la compensation correspondant au facteur de puissance 0,9 est technico-économiquement la plus efficace puisque son critère de choix répond au maximum d'écart entre le coût de réduction des pertes et le coût total de revient des batteries.

Ce mémoire nous a permis de connaître les différents éléments à prendre en compte pour faire un choix d'une alimentation industrielle en général, bien vrai que nous avons été pris par le temps pour pouvoir mieux analyser davantage tous les aspects économiques.

Cette étude étant celle d'un projet qui n'est pas à réaliser, nous avons implanté les ateliers sur le territoire d'une manière conventionnelle bien que dans la pratique cette disposition se fait d'une manière technologique. Mais le principe de détermination du centre de gravité des charges reste le même que celui utilisé. Nous rappelons aussi que, pour une réalisation ; il faut faire le cartogramme des charges réactives conformément à celui des charges actives déjà effectué.

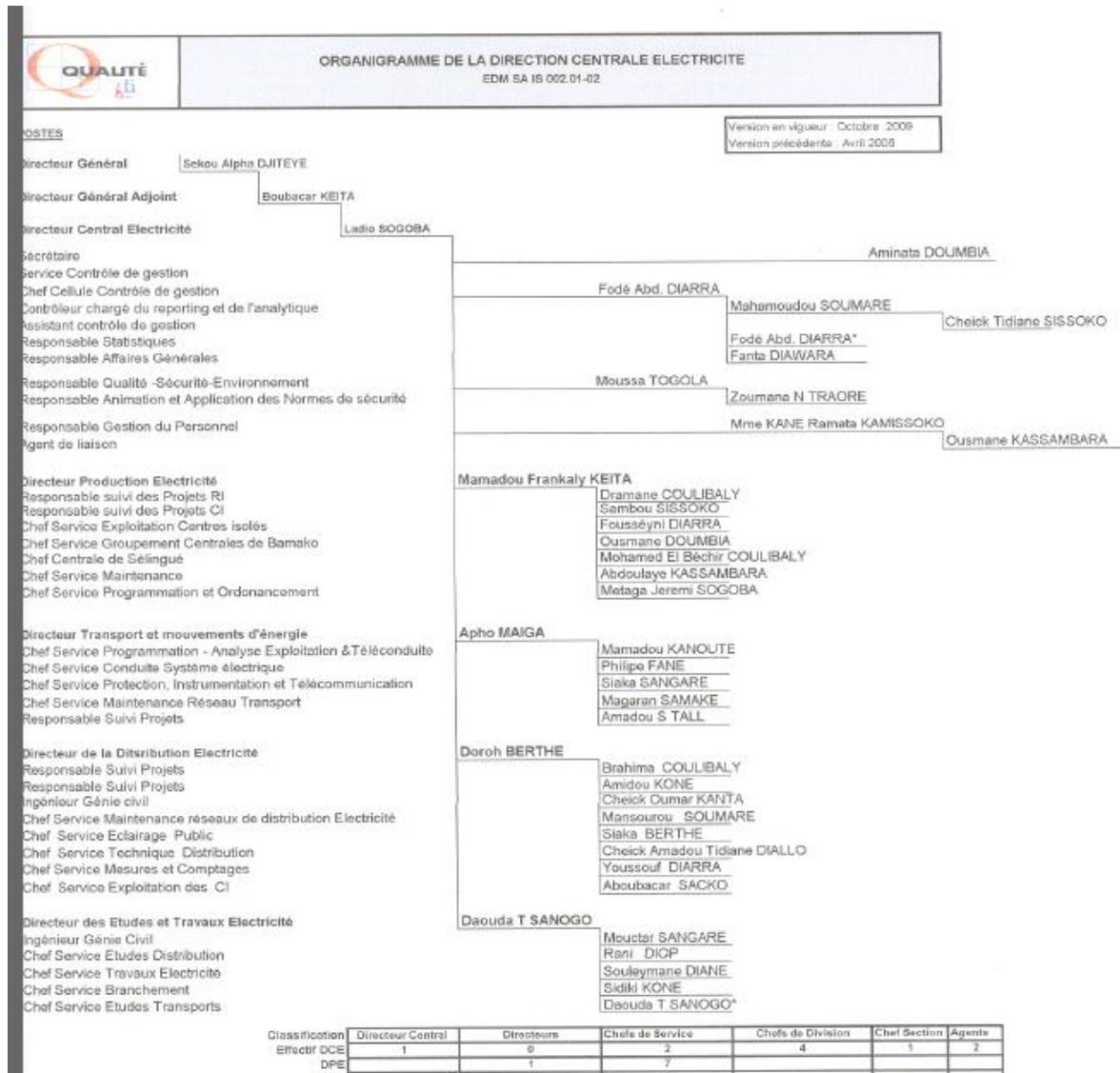
BIBLIOGRAPHIE

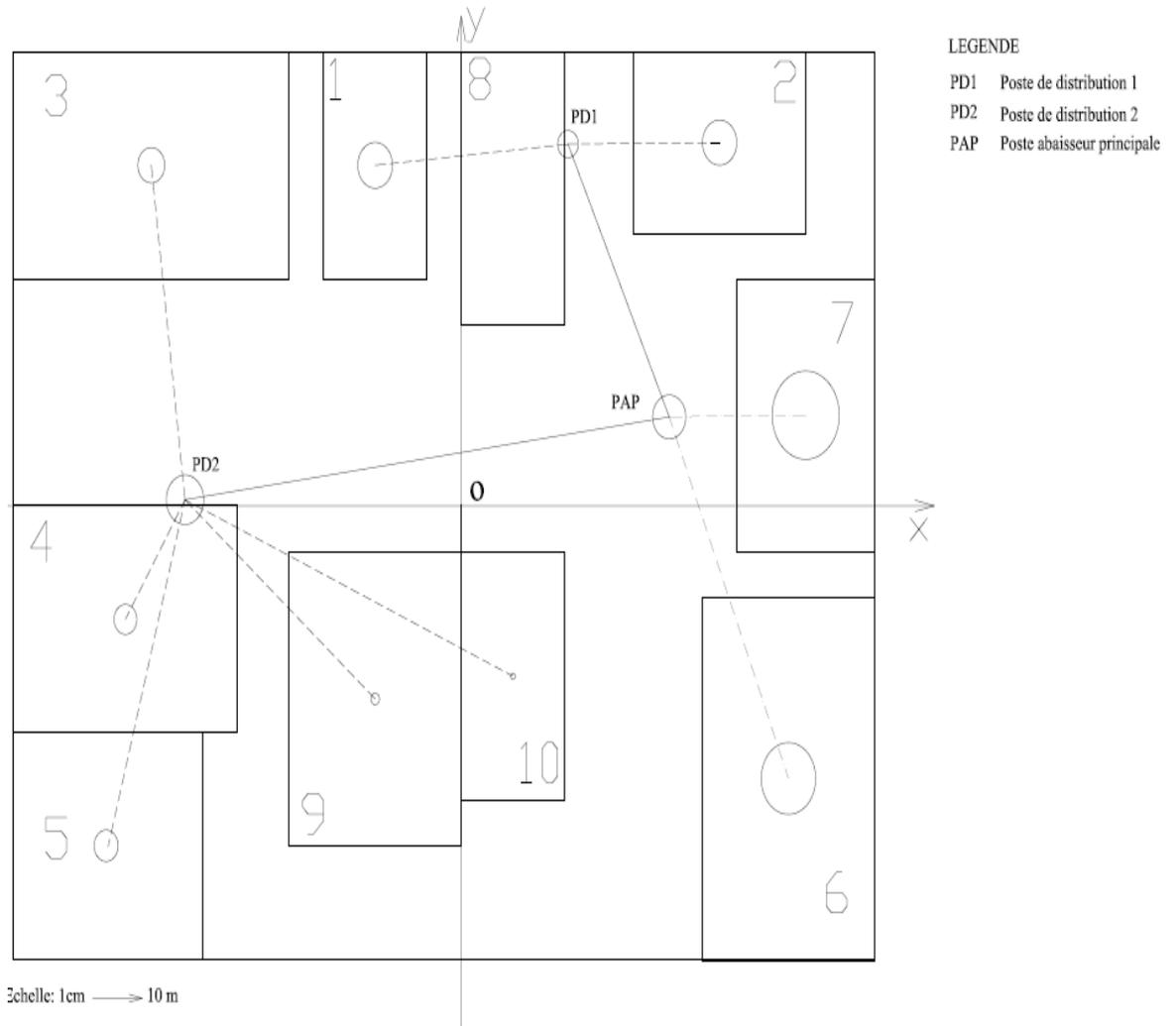
1. Mémento sur les réseaux d'alimentation électriques des unités industrielles (TOM 1)
A .A Fedorov et T.V Serbinovski «Moscou-Energie »
2. Mémento sur les réseaux d'alimentation électriques des unités industrielles (TOM 2)
A. A Fedorov et T.V Serbinovski «Moscou-Energie »
3. Mémento pour l'élaboration des projets des systèmes électriques.
S.E Rokotiana et IM Chapiro. Moscou-Leningrad «Energie»
4. Supports des réseaux d'alimentation électriques des unités industrielles

A. A Fedorov. Moscou «Energie »
5. Système de la maintenance planifiée des équipements industriels.
6. Economie d'alimentation électrique des unités industrielles. L.M Zelsbourg Moscou
«Ecole supérieure».
7. Economie de l'industrie électrotechnique. Astafev, Bozzounov, Moscou «Energie »
8. Solutions économiques pour l'élaboration des systèmes électriques. S.M Guitelson,
Moscou «Energie »
9. Economie et organisation de l'exploitation énergétique. V.N Goussev, T.V Lissotkina.
«Institut polytechnique de Leningrad »
10. Instructions méthodiques pour l'élaboration des projets. «Institut polytechnique de
Leningrad »
11. Protection du travail dans le système énergétique. A.A Varonina, N.F chibenko
Moscou «Energie »
12. Cours transport et distribution électrique 2iE, Jean Jacques GRAFF.

ANNEXES

ANNEXE 1 : Organigramme de la direction centrale d'électricité



ANNEXE 2 : cartogramme des charges et la disposition des ateliers.

ANNEXE 3 : coûts unitaires des investissements

Coûts unitaires des investissements				
designation	Unité	Fourniture et pose	fourniture	pose
aster 34,4 ²	km	8 325 000	7 326 000	999 000
aster 54,6 ²	km	9 736 000	8 567 680	1 168 320
aster 75,5 ²	km	12 235 000	10 766 800	1 468 200
aster 117 ²	km	15 810 000	13 912 800	1 897 200
aster 228 ²	km	27 462 661	20 353 865	7 108 796
torsade 35 ²	km	8 081 000	7 111 280	969 720
torsade 70 ²	km	12 210 000	10 744 800	1 465 200
torsade 50 ²	km	9 919 387	8 729 061	1 190 326
H61 50KVA	ens	4 580 000	4 030 400	549 600
H61 100 KVA	ens	5 430 000	4 778 400	651 600
H61 160KVA	ens	6 410 000	5 640 800	769 200
cabine 100kva	ens	20 120 000	17 705 600	2 414 400
cabine 160kva	ens	21 120 000	18 585 600	2 534 400
cabine 250kva	ens	22 780 000	20 046 400	2 733 600
cabine 400kva	ens	24 470 000	21 533 600	2 936 400
cabine 630kva	ens	25 820 000	22 721 600	3 098 400
torsade 150 ²	km	27 376 654	24 091 456	3 285 198
torsade 95 ²	km	16 831 074	14 811 345	2 019 729
portique 250kva	ens	13 160 237	11 581 009	1 579 228
portique 400kva	ens	14 934 737	13 142 569	1 792 168

NB: Montant hors taxes, prix bordereau EDM N°94/001 du 28 mars 1994

ANNEXE 4 : Exemple de devis estimatif et quantitatif d'un poste

POSTE 30/15 KV DJIKORONI PARA AVEC 2 TRANSFOS DE 20 MVA				
Batiment du poste				
Genie civil	ens	1	139 000 000	139 000 000
Amenagement voies d'accès	ens	1	52 500 000	52 500 000
Installation des transformateurs				
Genie civil	ens	1	40 000 000	40 000 000
Transformateur 30/15 KV 20 MVA (ALSTOM à Badala)	u	2	273 000 000	546 000 000
Cellules HTA 30 KV (y compris relais de protection)				

Cellule HTA 30 KV arrivée transfo 1250 A	u	2	30 500 000	61 000 000
Cellule HTA 30 KV arrivée et départs 630 A	u	4	36 500 000	146 000 000
cellule HTA 30 KV Transfo des services auxiliaires 630 A	u	1	24 550 000	24 550 000
Cellule HTA 30 KV de réserves 630 A	u	2	36 500 000	73 000 000
Cellule HTA 30 KV départs 630 A au poste Lafia marque EFACEC	u	2	36 500 000	73 000 000
Cellule HTA 30 KV départs 630 A au poste PAES marque ABB	u	2	36 500 000	73 000 000
Cellules HTA 15 KV (y compris relais de protection)				
Cellule HTA 15 KV arrivée transfo 1250 A	u	2	19 389 403	38 778 807
Cellule HTA 15 KV départ 630 A	u	7	19 389 403	135 725 824
cellule HTA 15 KV réserve 630 A	u	4	19 389 403	77 557 614
cellule HTA 15 KV de couplage 2500 A	u	1	24 759 885	24 759 885
Divers équipements HTA				
Transformateur des services auxiliaires 30KV/B2 250 KVA	u	1	3 766 677	3 766 677
Resistance MALT 8,7 KV 300 A	u	2	400 000	800 000
Parafoudre 30 KV	u	6	144 429	866 574
Parafoudre 15 KV	u	6	89 964	539 784
Support parafoudre	u	2	85 000	170 000
Support câble HTA pour raccordement du transformateur	u	4	150 000	600 000
Câbles HTA et accessoires de raccordement				
Câble HTA 36 KV 1X240 mm ² alu NF C33-223	m	360	8 530	3 070 800
Câble HTA 24 KV 1X240 mm ² alu NFC33-223	m	720	6 662	4 796 640
Extrémité intérieure EUI3 24 KV	ens	14	176 000	2 464 000
Extrémité intérieure EUI3 36KV	ens	11	176 000	1 936 000
Prise de courant PMD 30 KV	u	3	59 594	178 782
	u			
Contrôle commande	ens	1	78 000 000	78 000 000
Divers équipements				
Equipement d'infirmerie	ens	1	462 450	462 450
Equipement de protection contre incendie	ens	1	1 757 325	1 757 325
Horloges électriques	ens	1	250 000	250 000
Alarmes sonores	ens	1	770 770	770 770
Matériels de sécurité collective et individuelle (perches, gants , tabourets, coffrets malt etc)	ens	1	2 312 317	2 312 317
Pièces de rechange				
Câble HTA Alu 3x 240 mm ² 36 KV NF C33-223 double terre	m	840	40 000	33 600 000
Boite de jonction CHM 396 KV 500-800	ens	5	229 250	1 146 250
Manchons de jonction à sertir en Alu type DV-AL	u	15	7 465	111 975
TOTAL3				1 642 472 474