



**■ ETUDE DU RACCORDEMENT DES UNITES INDUSTRIELLES DE LA
ZONE MINIERE DE KAYES : CAS DE LA CONSTRUCTION DE LA
LIGNE ET DU POSTE DE TABAKOTO/LOULOU**

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE
MASTER

SPECIALITE : RESEAU ELECTRIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 03 Juillet 2019 par

Tjimoko COULIBALY (20130964)

Encadrant 2iE : Justin BASSOLE enseignant à 2IE au département GEEI

Maître de stage : Bréhima KEITA, chef de Division Infrastructure Energétique (DNE)

Structure (s) d'accueil du stage : EDM.SA

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr SORO Y. Moussa

Membres et correcteurs : M. Madieumbe GAYE

M. Justin BASSOLE

Promotion [2018/2019]

DEDICACES

Je dédie ce mémoire :

À ma sœur COULIBALY Fatoumata

À mon frère COULIBALY Daouda

Qu'Allah leurs fasse miséricorde et les accueille dans son paradis.

CITATION

"Une panne d'électricité laisse l'aveugle indifférent" disait Grégoire LACROIX.

REMERCIEMENTS

Je remercie tout d'abord Dieu, le tout puissant qui a permis la réalisation de ce travail

Mes sincères remerciements vont à l'endroit de :

- Tout le corps enseignant et personnel de **2ie**, particulièrement le département Génie Electrique et Energétique, Industrielle (GEEI) ;
- La coopération suisse (**Bourse DDC**) qui a pris en charge toutes mes études supérieures (de BACHELOR jusqu'en MASTER) ;
- **Monsieur BASSOLE Justin**, enseignant chercheur de **2ie**, pour son encadrement ;
- **Monsieur KEITA Boubacar**, Directeur général de l'EDM.SA ;
- **Monsieur DIAW Abdoulaye**, chef de service Protection et contrôle commande à l'EDM .SA, pour son orientation et encadrement tout au long de ce mémoire ;
- **Monsieur KEITA Bréhima**, chef de Division Infrastructure Energétique à la DNE, pour son encadrement, son aide, sa disponibilité, ses conseils et son orientation pour assurer le bon déroulement de ce mémoire ;
- **Monsieur BAMBA Drissa**, Responsable Simulation et Analyse Réseau Electrique à l'EDM SA pour sa contribution, ses conseils et son orientation tout au long de ce mémoire ;
- **Monsieur TOGORA Adama**, chef de la centrale hydroélectrique de Sotuba, pour son accueil, son aide, son orientation, son sens d'écoute, d'évaluation et sa contribution pour la réalisation de ce mémoire ;
- Tous les agents de l'EDM.SA particulièrement ceux de Sotuba ;
- **Monsieur DIARRA Gaoussou Siankoro**, Responsable Chargé du Rapprochement via Système électronique à l'EDM.SA, pour son aide, son soutien et son encouragement ;
- Toute la famille **COULIBALY** surtout mes parents qui m'ont toujours soutenue et encouragée depuis toute petite, durant tous mes cycles de formation ;
- Mon mari **Monsieur BALLO Boubacar**, pour son conseil, son soutien, sa contribution tout au long de ce mémoire et surtout pour sa compréhension ;
- Ma belle-famille (**famille BALLO**), pour leur bonne compréhension, leur soutien et encouragement ;

Tous ceux qui ont contribué de prêt ou de loin à mon éducation et surtout à la réalisation de ce mémoire.

Trouvez tous ici l'expression de ma profonde gratitude

RESUME

Ce projet de raccordement des Unités industrielles de la zone minière de Kayes : cas de la construction de la ligne et du poste de TABAKOTO/LOULOU vise d'une part, à réduire la consommation en combustible des sociétés minières de ladite zone et d'autre part à électrifier les villages environnants.

En effet dans ce document, il s'agira de dimensionner la ligne et le poste correspondant et aussi de faire une étude d'impact environnementale et sociale afin de mesurer ses impacts (négatifs et positifs). L'exécution des travaux de la ligne et du poste s'effectuera de façon parallèle pour une durée de deux ans.

Par ailleurs, et compte tenu des aspects techniques que ce projet engendre, nous estimons une somme de vingt-quatre milliards six cents millions sept cent cinquante mille cinq cent huit (24 600 750 508) FCFA comme coût du projet.

La réalisation de ce projet permettra aux sociétés minières de réduire considérablement leur consommation en combustible à hauteur de deux milliards de FCFA et permettra aussi d'augmenter le nombre d'abonnés d'EDM SA.

Mot clé :

- ❖ Ligne
- ❖ Poste
- ❖ Exécution
- ❖ Impacts
- ❖ Combustible

ABSTRACT

This project to connect Industrial Units in the mining zone of Kayes: the case of the construction of the line and the post of TABAKOTO / LOULOU vise on the one hand, to reduce the fuel consumption of the mining companies in this area and on the other to electrify the surrounding villages.

Indeed, in this document, it will be a matter of dimensioning the corresponding line and the post and also to make an environmental and social study to measure its impacts (negative and positive). The work of the line and the post will be carried out in parallel for a period of two years.

Moreover, and given the technical aspects that this project generates, we estimate a sum of twenty-four billion six hundred million seven hundred and fifty thousand five hundred and eight (24,600,750,508) FCFA as project cost.

The completion of this project will enable mining companies to significantly reduce their fuel consumption by up to two billion FCFA and will also increase the number of subscribers to EDM-SA.

Keyword :

- ❖ Line
- ❖ Post
- ❖ Execution
- ❖ Impact
- ❖ Fuel

LISTE DES ABREVIATIONS

HTB : Haute Tension catégorie B

HTA : Haute Tension catégorie A

U : Tension

KV : kilovolt

EDM-SA : Energie Du Mali

SA : Société Anonyme

RI : Réseau Interconnecté

RIMA : Réseau Interconnecté de Manantali

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

MW : Mégawatt

MVA : Méga-Volt-Ampère

CEI : Commission Électrotechnique Internationale

TT : Transformateur de Tension

TC : Transformateur de Courant

DNE : Direction National de l'Energie

GEEI : Génie Electrique et Energétique Industrielle

DAO : Dossier d'Appel d'Offre

SOMMAIRE

<i>DEDICACES</i>	<i>i</i>
<i>CITATION</i>	<i>i</i>
<i>Remerciements</i>	<i>ii</i>
<i>Résumé</i>	<i>iii</i>
<i>ABSTRACT</i>	<i>iv</i>
<i>liste des abréviations</i>	<i>v</i>
<i>Sommaire</i>	<i>1</i>
<i>listes des figures</i>	<i>3</i>
<i>listes des tableaux</i>	<i>4</i>
<i>I. INTRODUCTION</i>	<i>5</i>
<i>II. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL, DE LA ZONE D'ETUDE ET DU PROJET</i>	<i>6</i>
II.1. Présentation de l'edm-sa	<i>6</i>
II.2. Présentation de la zone d'étude (zone minière de la région de Kayes)	<i>1</i>
II.3. Présentation du projet	<i>3</i>
II.4. Contexte et justification du projet	<i>3</i>
II.5. Méthodologie de conception	<i>5</i>
<i>III. ETUDE DE FAISABILITE TECHNIQUE</i>	<i>5</i>
III.1. Collecte de données	<i>5</i>
III.1.1. Les données :	<i>5</i>
III.1.2. Les conditions climatiques :	<i>6</i>
III.2. Le dimensionnement électrique	<i>7</i>
III.2.1. Conducteur	<i>8</i>
III.2.2. Vérifions que le câble pourra supporter le courant de court-circuit I_{cc}	<i>10</i>
III.3. isolateurs	<i>13</i>

III.3.1.	Choix du matériel des isolateurs.....	13
III.3.2.	Détermination de la tension de contournement	13
III.3.3.	Calcul de la longueur de la ligne de fuite	14
III.3.4.	Choix de la longueur de la chaîne d'isolateur.....	14
III.3.5.	Câbles de garde	14
III.4.	Etudes mécaniques.....	17
III.4.1.	Dimensionnement géométrique	17
•	Distance de sécurité	17
•	Couloir de ligne ou l'emprise.....	18
•	Calcul de la flèche.....	18
•	Calcul de la distance entre les conducteurs.....	20
•	Calcul de la portée et choix du type de pylône.....	21
III.4.2.	Tenu des pylônes	23
III.4.3.	Calcul des efforts dû au vent	24
IV.	<i>DIMENSIONNEMENT DU POSTE HTB/HTA (TABAKOTO/LOULOU)</i>.....	25
IV.1.	transformateur de puissance.....	26
IV.2.	disjoncteur	26
IV.2.1.	Le niveau d'isolement	26
IV.2.2.	Le pouvoir de coupure.....	27
IV.2.3.	Le pouvoir de fermeture	27
IV.3.	Le sectionneur et sectionneur de mise à la terre	28
IV.3.1.	Sectionneurs	28
IV.3.2.	Sectionneur de mise à la terre.....	30
IV.4.	jeu de barre.....	30
IV.4.1.	Calcul du jeu de barre.....	30
IV.4.2.	La contrainte thermique.....	31
IV.5.	Parafoudre	33
IV.6.	Le transformateur de courant et de tension	34
•	Transformateur de courant	34
•	Choix du Transformateur de courant (coté HTB) :	34
•	Calcul des caractéristiques du transformateur de mesure et comptage	35
•	Transformateur de tension	37
IV.7.	Choix de la cellule HTA.....	38

V. COUTS DU PROJET:	40
VI. PLANNING D'EXECUTION DU PROJET	42
VII. IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL QUI PEUT ETRE LIE A CE PROJET	45
Les sources d'impacts et mesures d'atténuation	48
VIII. CONCLUSION GENERALE	51
IX. BIBLIOGRAPHIE	52
X. WEBOGRAPHIE	52
XI. ANNEXES :	53

LISTES DES FIGURES

Figure 1 : carte de la zone d'étude	1
Figure 2 : carte d'interconnexion du Mali.....	2
Figure 3 : schéma unifilaire des zones minières	4
Figure 4 : conducteur électrique almélec	9
Figure 5 : câble de garde	15
Figure 6 : pylône monomode	21
Figure 7 : pylône haubané en v	22
Figure 8 : pylône en treillis	23
Figure 9 : Configuration du poste HTB/HTA	25
Figure 10 : disjoncteur type LTB D	27
Figure 11 : Sectionneur	29
Figure 12 : sectionneur de terre.....	30
Figure 13 : parafoudre.....	33

LISTES DES TABLEAUX

Tableau 1 : Les besoins en puissances des différentes unités industrielles.....	5
Tableau 2 : Les hypothèses météorologiques.....	6
Tableau 3: Domaine de tension de raccordement de référence d'un producteur.....	8
Tableau 4: caractéristique comparées des matériaux conducteurs.....	9
Tableau 5: La section du câble en fonction du niveau de tension.....	10
Tableau 6 : Avantage et inconvénient des différents matériaux des isolateurs.....	13
Tableau 7 : Tension de contournement en fonction de la zone de salinité.....	14
Tableau 8 : Association conducteur/ câble de garde.....	16
Tableau 9 : Distance d'isolement entre les conducteurs et les obstacles.....	17
Tableau 10 : Caractéristique du transformateur.....	26
Tableau 11 : Les caractéristiques techniques du parafoudre.....	34
Tableau 12 : Les caractéristiques du TC.....	36
Tableau 13 : Consommation indicatives en protection :.....	38
Tableau 14 : Les caractéristiques du TT.....	38
Tableau 15 : Planning d'exécution pour la ligne HTB 225kV.....	43
Tableau 16 : planning d'exécution pour le poste 225/33 kV (24mois).....	44
Tableau 17 : Indentification des impacts.....	46
Tableau 18 : Evaluation des impacts.....	47
Tableau 19 : Impacts et mesure d'atténuation des différents récepteurs.....	48

I. INTRODUCTION

L'énergie électrique est un secteur de première importance pour le développement économique d'un pays. C'est pour cela que les États doivent beaucoup investir dans ce secteur afin de favoriser la création des unités industrielles et d'améliorer les conditions de vie des populations.

C'est dans cette optique que le gouvernement malien dans sa politique d'amélioration du taux d'accès à l'électricité fait de l'énergie électrique un outil clé, tout en étant convaincu que l'augmentation de la production locale et l'interconnexion avec des pays voisins seront un moyen pour améliorer le taux d'électrification rurale ainsi qu'urbaine du pays.

Les Sociétés d'Exploitations minières et industrielles de la zone de Kayes étant en pleine croissance ont besoin pour le développement de leurs activités d'augmenter leur consommation électrique. Le raccordement de ces sociétés au Réseau Interconnecté de Manantali (RIMA) est la solution proposée par l'État du Mali à travers la réalisation d'une boucle 225 kV biterne dont la ligne Manantali-Loulou/Tabakoto. C'est dans ce contexte que s'inscrit mon mémoire de fin d'études qui est axé sur le projet de construction de la ligne et du poste Manantali-Loulou/Tabakoto, ainsi que le raccordement des mines et unités industrielles.

L'objet de la construction de la ligne 225 kV est de permettre à ces unités industrielles d'acheter avec EDM-SA de l'Énergie à un coût compétitif, de réduire leur consommation en combustible et d'augmenter leur rentabilité.

Pour répondre aux besoins de ces unités industrielles, l'État malien à travers son Ministère de l'Énergie et de l'Eau avec l'aide de la société d'Albatros Energy (qui injectera sa production sur le réseau pour desservir ces unités industrielles) est à la recherche de financement pour la réalisation de la ligne et des postes haute tension autour de Manantali et de Kayes.

Pour la réalisation dudit projet nous devons présenter en premier lieu dans ce document une étude technique fiable sur sa faisabilité et en second lieu une étude financière complète, c'est-à-dire, le coût direct du projet. Cette étude technique consistera à collecter les informations sur (le nombre d'unités industrielles, leurs demandent en puissance et en énergie électrique, la ligne existante, le nombre de centrales qui sont autour de Kayes et ainsi que de la distance qui

les séparent), à proposer un tracé des réseaux, choisir l'option de raccordement le plus optimal et faire enfin un dimensionnement de la ligne et du poste de tabakoto/Loulou. L'étude financière consistera à faire l'inventaire des équipements, un devis quantitatif et estimatif ainsi que l'évaluation des coûts du projet.

II. PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL, DE LA ZONE D'ÉTUDE ET DU PROJET

II.1. PRÉSENTATION DE L'EDM-SA

L'Énergie Du Mali est une société anonyme (EDM.SA) à caractère industriel et commercial. Son capital social est de 32 milliards de FCFA détenu à 60 % par l'État malien et les privés maliens et 40 % par IPS en 2003.

Depuis le 31 décembre 2017, l'état du Mali détient 100 % des actions de la société après le retrait de l'actionnaire IPS. La gestion de la direction est assurée par un directeur général, assisté par un staff.

Aujourd'hui, pour concrétiser l'intérêt évident du Mali pour les énergies renouvelables, la société EDM.SA s'est engagée dans la réalisation des centrales hybrides (diesel-PV). Cette démarche vise à accroître la part des énergies propres dans le mixte de production d'électricité pour réduire davantage les coûts de production thermique.

➤ **Siège social**

- Adresse : Square Patrice Lumumba BP 69, Bamako-Mali
- Téléphone : (223)222 30 61
- Fax : (223) 222 84 30
- Email: www.edm-sa.com.ml

➤ **Mission**

La mission d'EDM-SA est :

- Assurer la continuité des services publics d'Électricité ;
- Améliorer la qualité des services à la clientèle ;
- Étendre la desserte.

En somme il s'agit du respect de l'ensemble des engagements contractuels et des dispositions

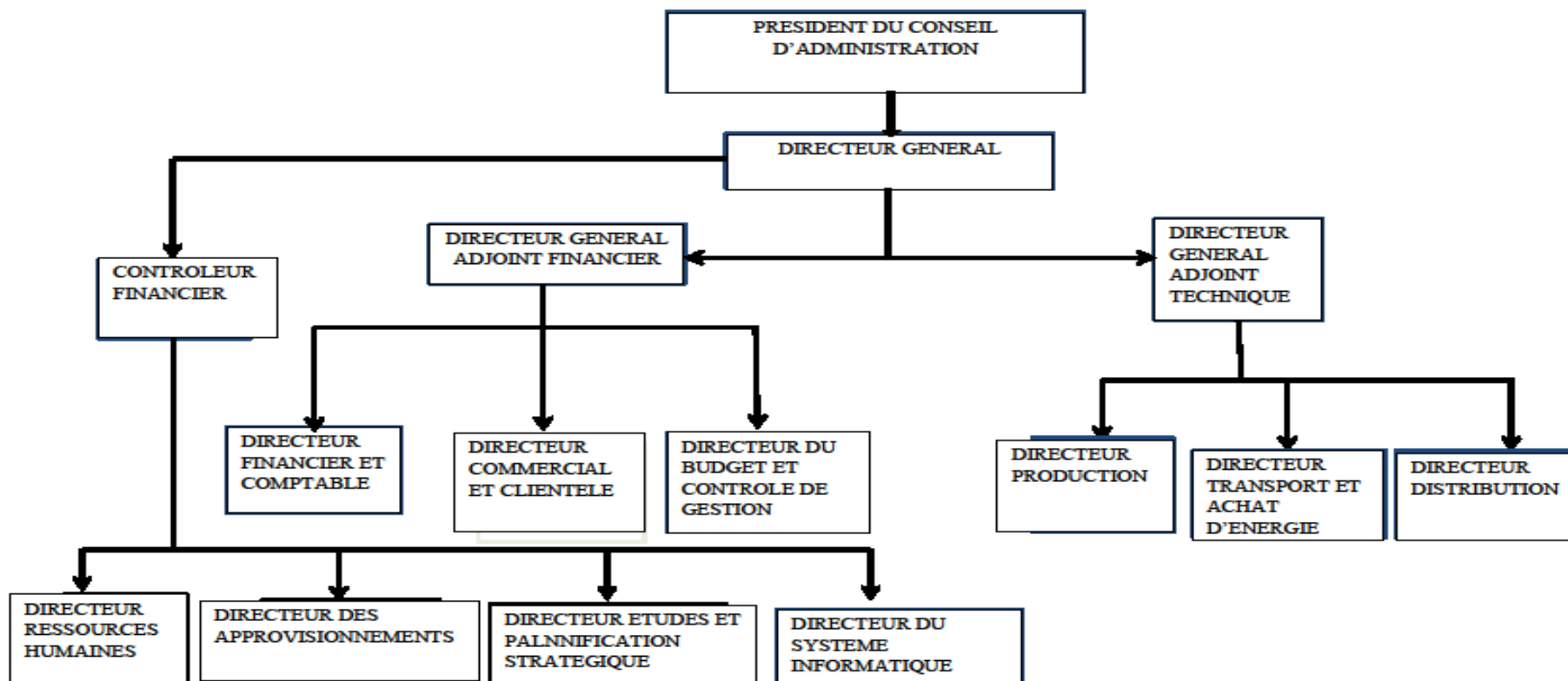
législatives et réglementaires.

➤ **Vision**

Sa vision est de :

- Mettre la satisfaction du client au centre de nos activités ;
- Transformer EDM-SA en une société moderne, professionnelle et rentable ;
- Réussir le changement d'image et de réception de la société par les différentes parties prenantes (clients, industriels, collectivités, autorités administratives et politiques, leaders d'option).

ORGANIGRAMME :



II.2. PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE (ZONE MINIERE DE LA REGION DE KAYES)

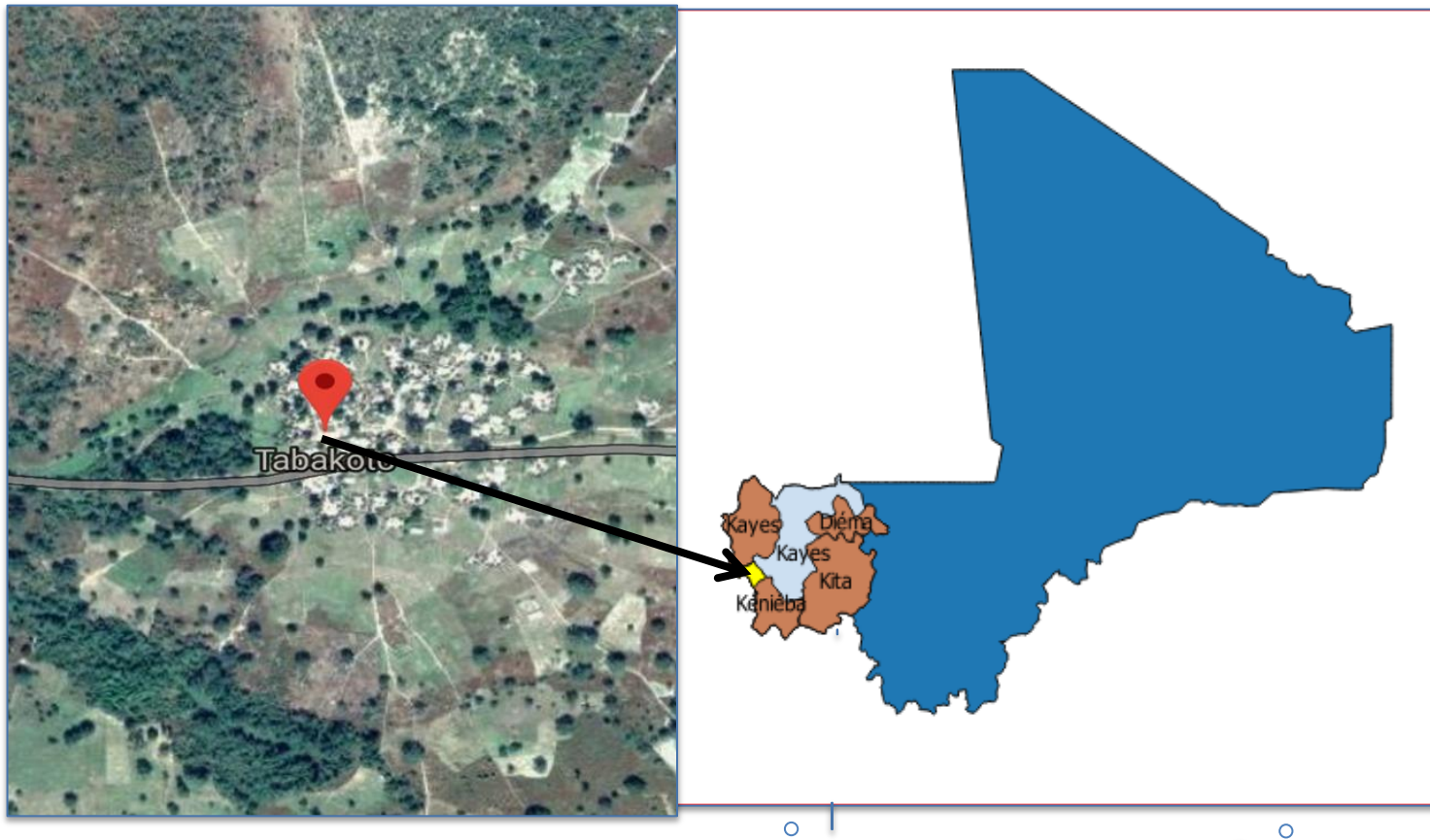


Figure1 : Carte de la zone d'étude

Depuis le temps de kankou Moussa KEITA, le Mali est connu pour sa production d'or. Il était le troisième pays producteur de l'Afrique. Kayes est la première région administrative du Mali, situé à 546 km de Bamako à l'Ouest, et fait frontière avec la Mauritanie, la Guinée et le Sénégal.

La région dispose d'énormes potentialités minières, énergétiques et humaines.

Les potentialités minières sont dispersées entre autres dans la région. Parmi ses zones, nous pouvons citer : Diamou (est à 45 km de Kayes, il se situe à la limite des zones climatiques soudanienne sahélienne, sur le fleuve Sénégal) ; Sadiola (75 km de Kayes), tabakoto/Loulou est à 100 km de Manantali et à 70 km de Dialafara.

Parmi les potentialités énergétiques qui se trouvent à Kayes, nous pouvons citer :

- La chute de Gouina située sur le fleuve Sénégal avec une chute d'environ de 25 m ;

II.3. PRESENTATION DU PROJET

Le projet de raccordement des unités industrielles de la zone minière de Kayes sur le réseau électrique interconnecté du Mali consistera à la réalisation des lignes haute tension autour de Manantali. Ce projet vise principalement :

- L'extension des postes de Manantali et de Médine/Kayes (en cours d'exploitation) ;
- la construction des nouveaux postes à Sadiola, Loulou/Tabakoto, Gangontery et à Fékola.

Ce projet comportera également un volet électrification rurale en vue de desservir en électricité les localités et les unités minières et industrielles environnantes des postes précités.

Dans ce document nous allons étudier uniquement la ligne Manantali-Tabakoto/Loulou et son poste.

II.4. CONTEXTE ET JUSTIFICATION DU PROJET

Depuis 2003, certaines sociétés minières ont demandé à brancher leur usine sur le réseau interconnecté de la société Énergie Du Mali, qui n'avait pas de capacité suffisante pour satisfaire les besoins énergétiques de celles-ci.

Ces demandes ne cessent cependant de croître avec le développement des sociétés industrielles et minières. Il faut rappeler que la plupart de ces sociétés minières en cours d'exploitation ont leur propre centrale thermique dont le prix de combustible ne cesse d'augmenter de jour en jour.

Par ailleurs, le secteur électrique est aujourd'hui marqué par un renforcement de la capacité de production d'électricité et du réseau de transport du système interconnecté à travers les projets de construction de la centrale thermique Sirakoro (100 MW), de la centrale PV de Kita (50 MW), la centrale hydroélectrique de Gouina (140 MW) et des interconnexions électriques avec la Côte d'Ivoire (200 MW) et la Guinée (160 MW), etc. Ce qui peut, en partie, permettre d'améliorer le problème de disponibilité d'énergie électrique posée auparavant pour raccorder les miniers, si ces projets sont mis en œuvre dans les délais souhaités.

Tout ceci nécessite un bon plan d'alimentation des miniers à partir du réseau électrique interconnecté, un plan qui tient compte de l'électrification des localités environnantes et des évolutions futures de la demande en énergie électrique à courts et longs termes des unités industrielles et minières.

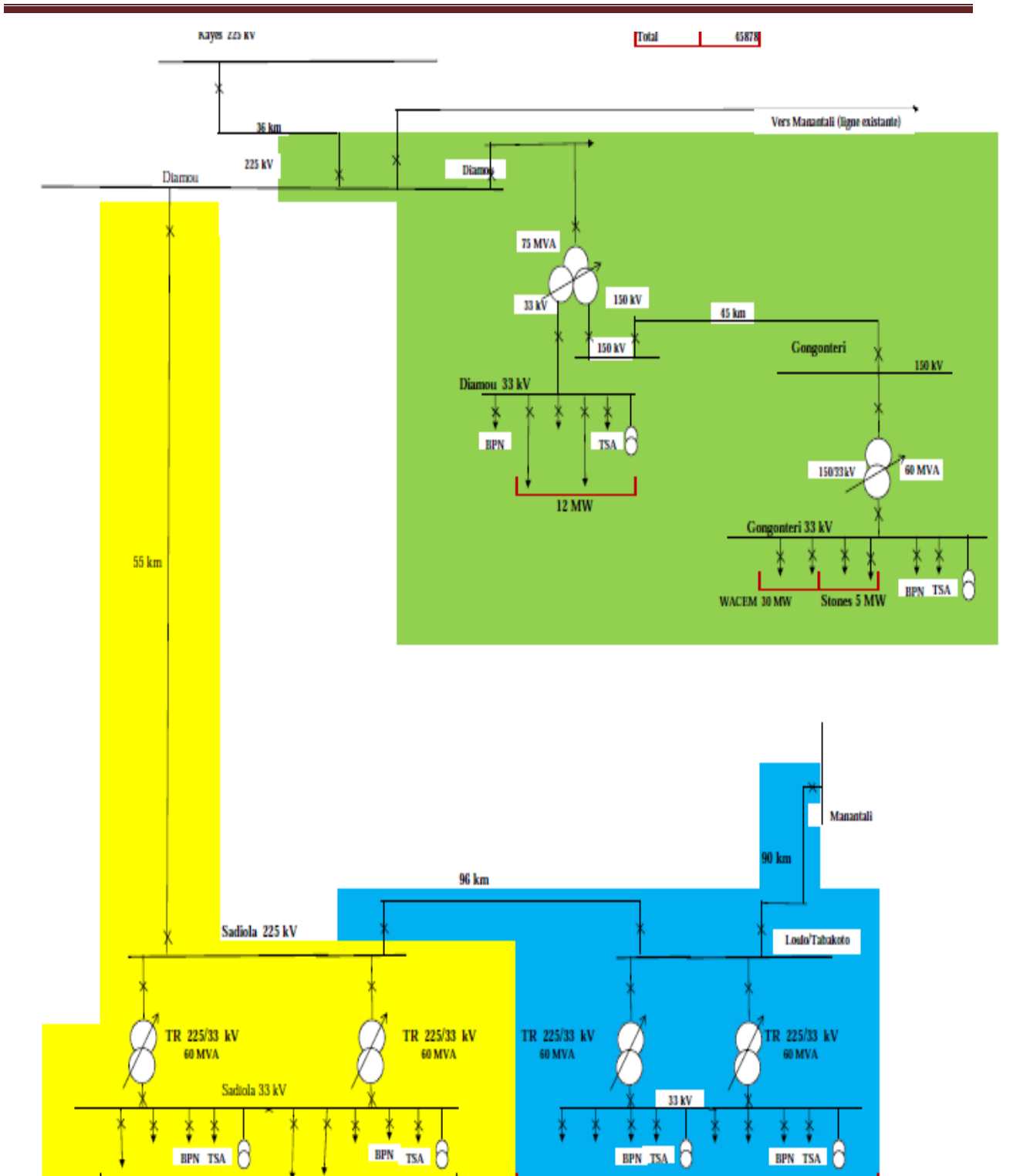


Figure 3 : Schéma unifilaire des installations électriques des zones minières

II.5. METHODOLOGIE DE CONCEPTION

La présente étude consiste à évaluer la faisabilité technique de la ligne Manantali - TABAKOTO/LOULOU afin d'alimenter ses unités industrielles et les principales localités rurales qui sont autour. À cet effet l'étude portera sur :

- Le dimensionnement de la ligne HTB (câbles, autres équipements et accessoires de ligne) ;
- Le choix de la configuration des postes HTB ;
- Le Dimensionnement et le choix des équipements des postes HTB ;
- Le choix de la tension HTA pour l'alimentation des clients (industriels) et l'électrification rurale ;
- Dimensionnement et choix des cellules HTA.

La présente étude ne prend pas en compte l'étude de Contrôle /commande et protection du système.

III. ÉTUDE DE FAISABILITE TECHNIQUE

III.1. COLLECTE DE DONNEES¹

III.1.1. Les données :

Tableau 1 : Les besoins en puissances des différentes unités industrielles

Nom des sociétés	Demande en puissance (MW)
Tabakoto /loulou	29,3
Diamou	12
Sadiola	40
Mine d'or de Fékola	30
Gangonterey	35
total active	146,3

Source : EDM-SA

¹ Dossier d'Appel d'Offre (DAO) d'EDM. SA, 2016

La population des localités du projet peut être estimée à environ 400 000 personnes. En considérant un taux d'électrification de 80 %, une consommation par concession de 360 kWh/an et la taille d'une concession moyenne estimée à 10 personnes, la demande en énergie est évaluée à **11,5 GWh** par an.

III.1.2. Les conditions climatiques :

Les hypothèses météorologiques

Les lignes aériennes sont intensément soumises à l'action des intempéries et du climat de la zone dans laquelle elles se trouvent. Il est donc important d'en tenir compte pendant la phase d'études. Pour dimensionner une ligne électrique, on considère en fonction du climat de la zone, un certain nombre de situations météorologiques susceptibles d'arriver et pouvant affecter d'une façon ou d'une autre le fonctionnement et la longévité de ladite ligne. Les hypothèses qui ont été prises en compte dans le cadre de la construction de notre ligne se retrouvent dans le tableau ci-dessous : Les charges à considérer pour le calcul de la résistance mécanique des ouvrages seront celles résultantes de la plus défavorable des hypothèses suivantes.

Tableau 2 : Les hypothèses météorologiques

HYPOTHESE	DEFINITION	TEMPERATURE DES CONDUCTEURS (°C)	VENT (M/S)	TENSION
A	Condition de tous les jours	28	Nul	18 % de la tension de rupture
B	Condition de vent maximum	28	36,11	40 % de la tension de rupture
C	Condition de température minimale	12	0,6 fois la vitesse max du vent 36,11	40 % de la tension de rupture

Source : EDM-SA

III.2. LE DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE

- **Le bilan de puissance**

$$P = \sum p_i \quad (1)$$

Nous avons une puissance active totale de 29,3 MW,

- **La puissance transitée**

La formule est donnée dans le tableau suivant :

$P_n = P_1(1 + i)^n$	(2)
Avec	
P _n : la demande à l'année n	
n : le nombre d'année d'exploitation	
i : le taux d'accroissement	
P ₁ : la puissance demande à l'année 1	

Le taux d'accroissement de la population des zones minières de Kayes est de 3,5 % entre 1998 et 2009. La ligne est dimensionnée pour une durée d'exploitation de 20 ans.

La puissance à transitée sur cette ligne durant les 20 futures années est de 58 MW.

La puissance apparente :

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad (3)$$

$$S_T = 87,45 \text{ MVA}$$

En tenant compte du coefficient d'extension 1,2, nous avons une puissance de 87,45 MVA.

- **Le choix de la tension de service**

La tension de service est choisie en fonction de la puissance à transporter et de la distance sur laquelle cette puissance doit être transportée en tenant compte du niveau de tension, du point de raccordement à la source d'énergie et du coût des investissements prévus.

La tension de la ligne est donnée par la formule suivante :

$$U = k\sqrt{pl} \quad (4)$$

Avec $\left\{ \begin{array}{l} p = \text{la puissance à transporter} \\ l = \text{la distance de transport} \\ k = \text{le facteur approximative qui dépend de la régulation permise du type de ligne} \end{array} \right.$

Pour une régulation de 5 %, on a :

$K=2$ pour une ligne avec compensation

$K=3$ pour une ligne sans compensation

$$U = 2\sqrt{100 * 58}$$

$$U = 152,3 \text{ KV}$$

Tableau 3: Domaine de tension de raccordement de référence d'un producteur

Domaine de tension de raccordement de référence	Cas normal P_{\max} (en MW)	Cas dérogatoire P_{\max} (en MW)
HTB1 (63 kV et 90 kV)	≤ 50	≤ 100
HTB2 (150 kV et 225 kV)	≤ 250	≤ 600
HTB3 (400 kV)	>250	Pas de limites

Source : norme *NFC 13200*

La tension calculer est supérieur à 150 kV, la tension du réseau existant est 225kv donc nous allons opter pour une tension de 225 kV.

III.2.1. Conducteur

Les câbles les plus couramment utilisés pour les lignes haute tension sont les Conducteurs en aluminium avec âme en fils d'acier connus sous le diminutif d'ACSR (aluminium conductor steel reinforced), les conducteurs homogènes en alliage aluminium connu sous le diminutif de AAAC (All Aluminium Alloy Conductor) de lignes aériennes contiennent de faibles additions de magnésium et de silicium et est appelé « almélec ».

Les conducteurs AAAC sont de plus en plus utilisés, car ils offrent de nombreux avantages techniques sur les conducteurs ACSR.

Tableau 4: caractéristique comparées des matériaux conducteurs.

Matériau conducteur		Utilisé dans le conducteur	Résistivité ($10^{-8} \Omega.m$)	Contrainte à rupture	Allongement a rupture	Température maximal °C	
						permanent	temporaire
Aluminium écaoui dur	1350H19	ACSR	2,825	160 à 180	1 %	75	100
Almélec	6201	AAAC	3,26	315 à 325	3 %	75	100
Aluminium recuit	1350 H0	ACSS	2,92	59 à 97	20 %	250	250

Source : André CHANAL et Jean Pièrre LEVEQUE (technique de l'ingénieur)

Dans le cadre de notre étude, nous opterons pour un câble en almélec par rapport à sa légèreté, sa résistivité, et à son coût faible.



Figure 4 : Conducteur électrique almélec

- **Calcul du courant**

$$S = U \times I \times \sqrt{3} \quad (5)$$

Avec S= la puissance apparente

I = courant

U=la tension

$$I = \frac{S}{U \times \sqrt{3}}$$

En appliquant cette formule, nous avons un courant de 187 A.

- **Choix de la section du câble**

Tableau 5: La section du câble en fonction du niveau de tension

Tension (kv)	Givre léger	Givre moyen	Givre lourd
63 ou 90	Aster 288 Aster366 Aster 570	Pastel 288 Pastel 299 Pastel 412 Pétenua 612	Pastel 299 Pastel 412 Pétenua 612
225	Aster 570 2Aster 570	Pétenua 612 2 Pétenua 612	Pétenua 612 2 Pétenua 612 ou 1Aster 1600
400	2 Aster 570 3 Aster 570 4 Aster 570 (1)	2 Pétunia 612 2 Aster 1 144 2 Aster 1 600	2 Pétunia 612 2 Aster 1 600
(1) Par suite des contraintes d'environnement et des difficultés de construction d'ouvrages neufs, les ouvrages à 400 kV sont, le plus souvent, équipés de faisceaux de 4 Aster 570.			

Source : André CHANAL et Jean Pierre LEVEQUE (technique de l'ingénieur)

Pour les lignes 225 kV l'EDM.SA utilise les câbles Aster 570, dans notre cas nous l'avons choisi parce qu'il y'a des extensions qui sont prévues dans les jours à venir et il y'a des sociétés minières en cours d'installation qui viendrons se raccorder.

- **Vérifions que ce conducteur peut supporter le courant transité**

En appliquant cette formule $I = \frac{S}{U \times \sqrt{3}}$, nous avons un courant de 187 A qui est inférieurs au courant admissible 1080 A du conducteur donc il peut supporter cette charge.

III.2.2. Vérifions que le câble pourra supporter le courant de court-circuit I_{cc}

Nous allons le calculer en utilisant la formule suivante :

$$S = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t_{cc}}}{a} \quad (6)$$

Avec $\left\{ \begin{array}{l} I_{cc} = \text{Courant de court-circuit} \\ t_{cc} = \text{le temps de coupure pris egale 1s} \\ a = \text{facteur dépendant du type de matériaux} \end{array} \right.$

$a = 137$ pour le cuivre, $a = 61,98$ pour l'AMS.

$$I_{cc \max} = S \cdot a / \sqrt{t_{cc}} \quad (\forall t < 5 \text{ sec})$$

$$I_{cc \max} = 35,3 \text{ KA}$$

$I_{cc \max}$ est supérieur au courant de court-circuit en amont $I_{cc} = 3,5 \text{ kA}$ donc le câble peut supporter le courant de court-circuit.

- **Calcul de la perte en ligne**

Vérifions que le conducteur peut supporter les pertes en lignes

$$P = 3(\rho * l/s) * i^2 \text{ ou } p = 3 * rxi^2 \quad (7)$$

Pour une résistance de $0,0583 \Omega/\text{km}$ et un courant de 187 A nous avons une perte de $0,203 \text{ MW}$

Le pourcentage de la perte en ligne $(P_j/P) * 100$ est $0,3 \%$ bon.

- **Calcul de la chute de tension**

Pour l'impédance longitudinale, nous prendrons, généralement, comme valeur de départ : $0,4 \Omega/\text{km}$.

La chute de tension se calcul par la formule suivante

$$\Delta u = \sqrt{3}(R_{70^\circ C} \cdot I_N \cdot \cos(\varphi) + X \cdot I_N \sin \varphi) \quad (8)$$

$$R_{70^\circ C} = [1 + \alpha(\Delta\theta)]R_{20^\circ C} \cdot d \quad (8,1)$$

Avec d : la distance du câble en km

α : Coefficient de température égale à $0,0036$

$\Delta\theta$: L'écart de température de la résistance et la température de service en $^\circ\text{C}$

X : la réactance électrique en Ω

$$R_{70^\circ C} = 14155$$

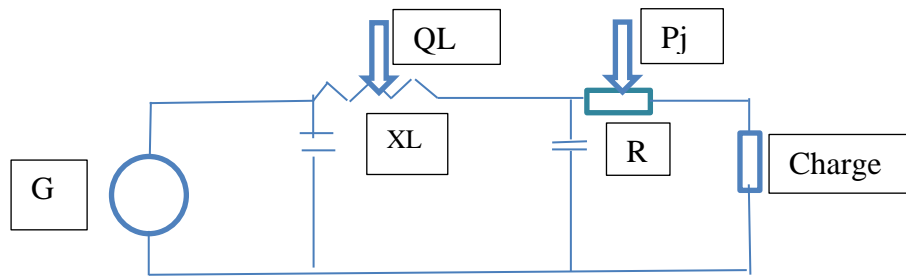
$$\Delta u = 4445276$$

$$\Delta u/u = 0,0020757$$

La chute de tension est $0,2 \%$ inférieure à 5% , donc cette section peut supporter les charges.

- **Calcul de la puissance réactive à compenser**

Le schéma équivalent d'une ligne aérienne



- **Calcul des réactances :**

- Réactance inductive**

$$X_l = L\omega d \quad \text{Avec } \omega = 2\pi f \quad (9)$$

L : l'inductance de la ligne

d : la distance

f : fréquence 50 Hz

Pour les lignes aériennes, l'inductance est comprise entre 1 et 2 mH/km, ce qui nous donne une valeur de la réactance comprise entre 0,3 et 0,7 Ω /km. Nous allons choisir une moyenne de 0,4 Ω /km pour notre étude.

$$X_l = 40\Omega$$

- **La réactance capacitive**

$$X_c = (1/C\omega)/d \quad (10)$$

Avec

C : la capacité de la ligne et de la distance

Pour une ligne aérienne $C = 10\text{nF/km}$ et pour les câbles il est de 30 à 800 nF/km.

$$X_c = 318471\Omega \cdot \text{km}$$

- **Calcul de la puissance réactive absorbée par la ligne**

$$Q_l = X_l \times I^2 \quad (11)$$

Nous avons une puissance réactive absorbée de **1,39 MVar**

- **Calcul de la puissance réactive générée par la ligne**

$$Q_c = \frac{E^2}{X_c} \quad (12)$$

Avec **E** la tension simple qui est de **129,9 KV**

La puissance réactive générée par la ligne est $Q_c = 5,3 \text{ MVar}$

Puissance réactive à compenser

$$Q = S \times \sin \varphi$$

$$Q = 53 \text{ MVar}$$

III.3. ISOLATEURS

L'isolateur est un composant électrotechnique destiné à fixer, maintenir ou soutenir les conducteurs électriques nus, il est constitué de matériau isolant, c'est à dire qui ne conduit pas l'électricité. On les retrouve sur la ligne haute tension, mais aussi dans les postes électriques : ils assurent l'isolation électrique entre le conducteur et le pylône.

III.3.1. Choix du matériel des isolateurs

Tableau 6 : Avantage et inconvénient des différents matériaux des isolateurs

Type	Avantage	Inconvénient
Verre	<ul style="list-style-type: none"> • Coût facile • Supporte des défauts facilement • Supporte des variations brusques de la température 	<ul style="list-style-type: none"> • Lourd • Difficilement Manipulable • Ne supporte que de faibles Tensions mécaniques
Céramique	Supporte une contrainte mécanique important	Coût élevé
Composite	<ul style="list-style-type: none"> • Léger • Grande résistance mécanique • Adéquat dans les zones fortement Polluées 	Vieillessement invisible

Source : André CHANAL et Jean Pierre LEVEQUE (technique de l'ingénieur)

Nous allons choisir comme matériaux le verre par rapport à son coût facile, de sa capacité de supporter des défauts et des variations brusques de température.

III.3.2. Détermination de la tension de contournement

Elle est déterminée en fonction du niveau de pollution de la zone.

Tableau 7 : Tension de contournement en fonction de la zone de salinité

Niveau	Zone de pollution		
	I	II	III
Salinité (kg/m ³)	7	20	80
Localisation	Majeur partie du territoire	Zone éloignées du bord de la mer et des industries	Proximité bord de mer et industries
Tension de contournement en (cm/kVΦΦ)	1,48	1,83	2,34

Source : cours réseau électrique

La tension de contournement est 1,48 parce qu'il n'y a pas de mer dans la zone.

III.3.3. Calcul de la longueur de la ligne de fuite

La ligne de fuite est la distance la plus courte, le long de la surface d'une matière isolante, entre deux parties conductrices.

Elle se calcule avec la formule suivant :

$$l_f = 1,1 * U_m * \beta \quad (13)$$

Avec U_m la tension la plus élevée du réseau qui est donné en fonction de la tension de tenue au choc.

Cette tension U_m est donnée en fonction de la tension de service 225 kV (voir annexes 9) qui correspond à une tension maximale de 245 kV, en appliquant cette formule nous avons une ligne de fuite de 399 mm.

III.3.4. Choix de la longueur de la chaîne d'isolateur

Le tableau en (annexes 12) nous donne la longueur de la chaîne d'isolateur en fonction du niveau de tension. En nous référant sur ce tableau, nous avons 14 éléments.

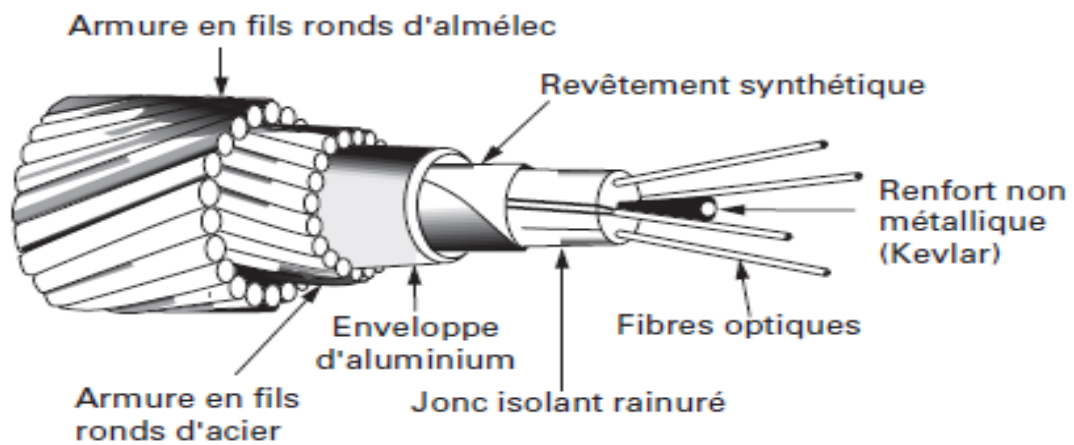
III.3.5. Câbles de garde

Le câble de garde est le câble qui se trouve au-dessus des trois phases sur le pylône. Son rôle est de protéger contre la foudre, pour protéger correctement la ligne électrique contre les coups de foudre direct sur les conducteurs, le câble de garde sera positionné de telle façon que les conducteurs de phase se trouvent au-dessous de deux demi-plans parallèles à l'axe de la ligne

passant par les pinces de suspension ou d'ancrage du câble de garde et faisant un angle de part et d'autre du vertical égal à 30° pour tout type de pylône. Leur choix est fait en fonction du courant de court-circuit ou de la section de câble.

Il existe deux types de câbles de garde :

- Des câbles almélec acier normaux ;
- Des câbles almélec acier comportant à l'intérieur des circuits de télécommunication.



36 fibres optiques pour le Thym 107, 48 et plus pour les autres câbles.

Figure 5 : Câble de garde

Tableau 8 : Association conducteur/ câble de garde

Niveau de tension	Conducteurs	Câbles de garde		
		Classiques	A circuit de télécommunication incorporé	Section (mm ²)
HT	Aster 228	Phlox 94,1	Thym 107	63
	Aster 366	Phlox 116,2	Thym 157,4	100,9
	Aster 570	Phlox 116,2	Thym 107	63
			Thym 157,4	100,9
225 kV	Aster 366	Phlox 116,2	Thym 157,4	100,9
		Phlox 147,1		
	Aster 570	Phlox 147,1	Thym 157,4	100,9
400	Aster 570	Phlox 228	Thym 157,4	100,9

Source : André CHANAL et Jean Pierre LEVEQUE (technique de l'ingénieur)

En fonction du niveau de tension que nous avons et de la section du conducteur, nous allons opter pour un câble de garde à circuit de télécommunication incorporé **thym157, 4**.

III.4. ETUDES MECANIQUES

III.4.1. Dimensionnement géométrique

La distance d'isolement

Les distances minimales à respecter entre les conducteurs des lignes et les obstacles sont données dans le tableau suivant :

Tableau 9 : Distance d'isolement entre les conducteurs et les obstacles

Nature de surplomb	225 kV
Hauteur au-dessus-du sol (m)	
Terrains agricoles	7,5
Terrains ordinaires	7
Voies de circulation normales	8,5
Cours d'eau non navigable	4
Maison et immeuble	5,5 (5 en milieu rural)
Traversées de voie ferrée	9
Traversées de ligne de télécommunication	4
Traversées de voies d'eau navigables	9
Traversée de ligne d'énergie	4

Source : Dossier d'Appel d'Offres d'EDM.SA

La distance minimale d'isolement par rapport au sol est 7 m pour les terrains ordinaires et 8,5 m pour les traverser des voies.

Distance de sécurité

La distance de tension prend en compte la probabilité d'apparition d'une surtension et de la présence simultanée d'une personne ou d'un objet au voisinage de la ligne.

Trois distances de tension sont définies :

$T1=0,0025 U$ pour une faible probabilité de voisinage ;

$T_2 = 0,005 U$ pour une moyenne probabilité de voisinage ;

$T_3 = 0,0075 U$ pour une forte probabilité de voisinage ;

T_1, t_2, t_3 sont exprimés en (m) et U la tension nominale (entre phases) du réseau, en kV.

Pour une tension de 225 kV, nous avons les valeurs suivantes :

$T_1 = 0,6 \text{ m} ; T_2 = 1,1 \text{ m} ; T_3 = 1,7 \text{ m}$

Pour notre cas nous avons la probabilité d'un voisinage moyenne donc $t_2 = 1,1 \text{ m}$

Couloir de ligne ou l'emprise

C'est une bande de terrain utilisé comme une piste de servitude qui assure l'inspection des pylônes, on l'utilise aussi pour la fondation, la construction, l'exploitation et surtout pour la maintenance.

Sa largeur est donnée en fonction du niveau de tension

Pour une tension de :

63 kV correspondent à 20 cm

150 kV correspondent à 30 cm

225 kV correspondent à 40 cm

Calcul de la flèche

Nous obtenons la flèche maximale dans l'hypothèse où le vent est nul qui correspond à une température de $40 \text{ }^\circ\text{C}$ plus de $30 \text{ }^\circ\text{C}$ d'échauffement. Le vent nul impose au fils d'être vertical. Pour cela, nous devons déterminer la tension qui règne dans la portée en utilisant l'équation du changement d'état dans l'hypothèse considérée.

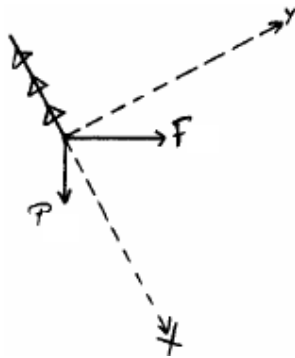
L'équation du changement d'état :

$$\frac{-T^3}{ES} - (a + \alpha \cdot \theta) \cdot T^2 + \frac{P_{equi}^2 \cdot P^2}{24} = 0 \quad (14)$$

Avec

$$\begin{cases} T = & \text{la tension de traction} \\ \alpha = & \text{le coefficient de dilatation} \\ P_{equi}^2 = & \text{la portée équivalente} \\ P^2 = & \text{la portée moyenne} \\ \theta = & \text{la température} \\ a = & \text{une constante} \end{cases}$$

Détermination de la portée équivalente



Selon X : $p \cos(\varphi) + F \sin(\varphi) = p_{\text{équi}}$

Selon Y : $p \sin(\varphi) = F \cos(\varphi)$

ce qui donne, finalement :

$$\varphi = \arctg \left[\frac{F}{p} \right] \text{ et } p_{\text{équi}} = p \cos(\varphi) + F \sin(\varphi)$$

Avec F l'effort du vent qui est calculé par la formule suivant :

$$F = c_x \cdot q \cdot d \quad (15)$$

Avec

d: le diamètre

c_x : le coefficient de trainée (1,45 pour les cable)

q: la pression dynamique (q= fc.qb)

Fc: est le facteur de correction qui est égal 0,5 pour une portée supérieure à 100 km et qb=850Pa pour un vent de 37 m/s (voir l'annexe 12).

Pour les différentes hypothèses

Hypothèse1 (vent maximale)

$$\begin{cases} \varphi = 51,06^\circ \\ H_1 = 24,5m \end{cases}$$

Hypothèse 2 (vent réduit)

$$\begin{cases} \varphi = 28,63^\circ \\ H_2 = 17,6m \end{cases}$$

Hypothèse 3 (vent nul)

$$\begin{cases} \varphi = 0^\circ \\ H_3 = 15,46m \end{cases}$$

Calcul de la portée critique

$$P_c = \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_{\text{été}} - \theta_{\text{hiver}}) \cdot T_{\text{max}}^2}{p_{\text{équi};\text{été}}^2 - p_{\text{équi};\text{hiver}}^2}} \quad (15.1)$$

$$P_c = 295,62 \text{ m}$$

Cette portée est inférieure à la portée moyenne donc la constante à associer à l'hypothèse (saison d'Été) sera retenue :

$$\frac{P_{equi}^2 \cdot P^2}{24 \cdot T^2} - \frac{T}{ES} - \alpha \cdot \theta = a \quad (15.2)$$

Portée	475m
Section	570,22 Mm ²
Elasticité du conducteur	54000
Tension du câble	61776,66N
P _{equi} (porté équivalent)	24,6m
constate a	-0,002972335

Calcul de la tension dans la portée

$$\frac{-T^3}{ES} - (a + \alpha \cdot \theta) \cdot T^2 + \frac{P_{equi}^2 \cdot P^2}{24} = 0 \quad (15.3)$$

En appliquant cette formule, nous avons une tension mécanique T= 41 072,35 N

La flèche maximale est donnée par la formule suivant :

$$F_{max} = \frac{p_{equi} \cdot P^2}{8T} \quad (15.4)$$

La flèche maximale est de 10,61m

Calcul de la distance entre les conducteurs

Entre phase

$$E_{pp} = \frac{U_n}{150} + CFI \sqrt{F_{max} + SL} \quad (16)$$

Avec

U_n : La tension nominale

SL : La longueur de la chaîne d'isolateur

F_{max} : La flèche maximale

CFI : Un coefficient qui dépend du type de matériaux ; 0,75 pour le cuivre et 1 pour l'aluminium

Entre phase et câble de garde

$$E_{CDG} = k\sqrt{f_{max} + l} + 0,75 * Del \quad (16.1)$$

Distance entre conducteur	4,8m
Distance entre conducteur et câble de garde	6,8m

Calcul de la portée et choix du type de pylône

Calcul de la portée

Pour un câble Aster 570 la portée maximale qu'il peut support est défini à partir de 475 m (voir annexe10). Donc nous allons considérer une portée moyenne de 475 m.

En divisant la distance totale par la portée maximale que le câble peut supporter, nous avons 211 portées qui correspondent à 211 pylônes. Dont on a 10 % pour les pylônes d'alignement, 8 % pour les pylônes d'angle et 5 % pour les pylônes d'arrêt.

Choix du type de pylône

Les pylônes sont des structures généralement réalisées avec des éléments métalliques pour des raisons de légèreté et de résistance. Ils ne sont pas identiques, si bien qu'il en existe plusieurs sortes selon les contraintes engendrées, leurs formes, leurs matériaux constitutifs. Selon les matériaux, on distingue les pylônes métalliques, en béton, et en bois.

Classification des pylônes

Les pylônes électriques sont des supports verticaux portant les conducteurs d'une ligne à haute tension et peuvent se subdiviser en trois (3) grandes catégories selon les contraintes engendrées : les pylônes monomodes, autoportants et haubanés.

- ✓ Les pylônes monomodes



Figure 6 : Pylône monomode

Les pylônes monomodes sont généralement de forme cylindrique en béton ce qui permet de le construire selon le procédé des coffrages glissant. Présente l'avantage suivant :
Ils nécessitent un entretien beaucoup moins important que les pylônes métalliques
Malheureusement ces tours en béton sont onéreuses, environ 3 fois plus que le prix du pylône autoporteur.

- ✓ les pylônes haubanés



Figure 7: Pylône haubané en V

Les pylônes haubanés sont plus légers, et sont généralement de section triangulaire constante tout au long de la structure.

L'installation des haubans nécessite l'acquisition d'un terrain de plus grand étendue que pour **un pylône autoporteur**, ce qui augmente évidemment le coût et peut entraîner des retards dans les procédures.

- ✓ le pylône autoportant autrement dit pylône en treillis



Figure 8: pylône en treillis

Les pylônes en treillis sont des structures métalliques rigides fixés au sol par des fondations en béton. Ils peuvent supporter plusieurs antennes de grande surface, fonctionnant à des fréquences élevées.

Le choix est porté sur ce type de pylône parce qu'ils coûtent moins chers par rapport au deux autres, légers, non encombrantes, et ne présente pas une grande surface exposée au vent.

III.4.2. Tenu des pylônes

Les efforts sur les pylônes résultent des efforts engendrés par les câbles, les chaînes d'isolateurs et des efforts engendrés par le vent ou les conditions de montage et d'entretien directement sur la structure du pylône. Les hypothèses correspondantes sont classées en cas de charge normales et cas de charges exceptionnelles (rupture de câble). Les coefficients de sécurité par rapport à la ruine (limite d'élasticité) à respecter pour les supports sont les suivants :

- ✚ Cas de charges normales : coefficient de sécurité 2 ;
- ✚ Cas de charges exceptionnelles : coefficient de sécurité 1,5.

Les charges normales que le support doit tenir comprennent :

- ✚ Les efforts sur les différents composants de la ligne créés par le vent (efforts transversaux) ;

- ✚ La tension mécanique des câbles (efforts longitudinaux) ;
- ✚ Le poids des câbles, des isolateurs et des accessoires (efforts verticaux) ;
- ✚ le poids de l'agent d'entretien et son équipement.

III.4.3. Calcul des efforts dû au vent

Effort du vent sur les conducteurs

L'effort dû au vent sur chacun des câbles (sans tenir compte de l'effet de masque d'un des sous conducteurs d'un faisceau sur les autres) d'une portée de longueur L , appliquée au point d'accrochage sur chaque support encadrant la portée et normalement à celle-ci sera donné par la formule suivante :

$$A_c = q_0 \times C_c \times d \times L, \quad (17)$$

Avec

$q_0 = 0,5 \times V^2$, pression dynamique de référence donnée en fonction de la vitesse de référence du vent V à l'emplacement de la ligne avec q_0 exprimé en N/m^2 , V exprimé en m/s et la masse volumique de l'air (égale à $1,225 \text{ kg/m}^3$ à la température de 15°C et sous la pression atmosphérique normale).

- C_c = coefficient de traînée pris égal à 1,45 pour les conducteurs câblés
- d = diamètre du câble
- $L = \frac{1}{2}$ somme des portées adjacentes (portée vent)

Effort du vent sur les isolateurs

L'effort du vent sur les chaînes d'isolateurs sera donné par :

$$A_i = q_0 \times C_i \times S_i$$

Avec

(18)

- q_0 = pression dynamique de référence
- C_i = coefficient de traînée pris égal à 1,2
- S_i = aire de la chaîne d'isolateurs projetée horizontalement sur le plan vertical parallèle à l'axe de la chaîne.

Les efforts de vent	valeur
Sur le Conducteur	11741,2566 daN
Sur la Chaîne d'isolateur	492,886334 daN

IV. DIMENSIONNEMENT DU POSTE HTB/HTA (TABAKOTO/LOULOU)

Le poste source est un ouvrage électrique permettant de relier le réseau public de transport d'électricité au réseau public de distribution d'électricité.

Il sert à :

- Transformer une très haute tension en haute tension ;
- Diriger l'énergie électrique à plusieurs canalisations haute tension appelées « départs ».

La construction d'un poste de transformation repose sur 2 types de dimensionnements : électrique et génie civil.

Dans ce document nous ne parlerons que de la partie électrique.

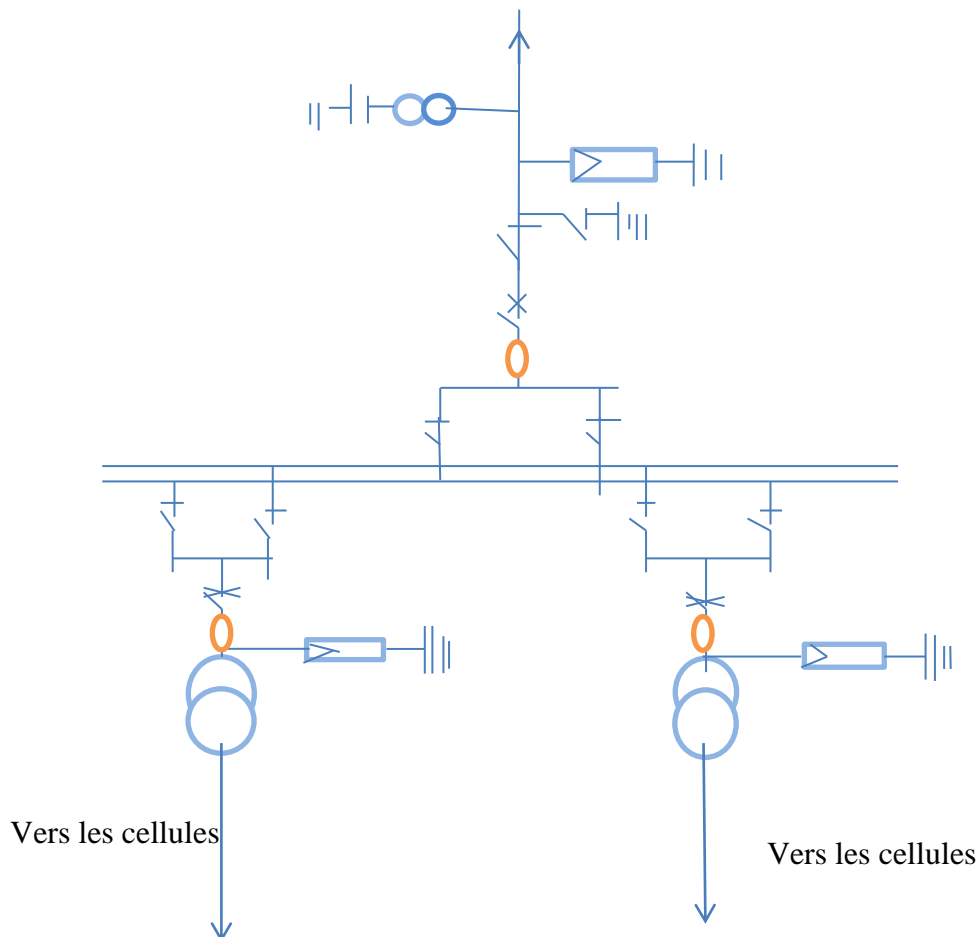


Figure 9 : Configuration du poste HTB/HTA

IV.1. TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE

Un transformateur de puissance est un dispositif qui élève ou abaisse la tension.

Il comporte trois phases par côté (primaire et secondaire) dont leur couplage peut être en étoile ou triangle. Le couplage en étoile est le moyen économique, car il ne nécessite pas l'usage d'un transformateur de mise à la terre et techniquement ne crée pas de déséquilibre sur l'un des côtés. Le poste de TABAKOTO/LOULOU a une demande en puissance de 58 MW, en le multipliant par un coefficient d'extension de 1,2, nous avons une puissance apparente de 87MVA, donc nous choisissons deux transformateurs de puissance DAELIM 60 MVA/242 kV

- **Caractéristique du transformateur**

Tableau 10 : Caractéristique du transformateur

Puissance (MVA)	Haute tension (KV)	Basse tension (KV)	Connexion symbole	Court-circuit impédance (%)	Perte à vide (kW)			Perte en charge (kW)			Courant à vide (%)
60	220 - 242	30- 35,7	Ynd11	12 - 14	94	345	85	328	75	328	0,56

Source : fiche technique du transformateur (chez le fournisseur)

IV.2. DISJONCTEUR

Le disjoncteur est un dispositif de protection dont la fonction est de protéger les installations contre les surintensités et le court-circuit.

Le choix du disjoncteur dépend de plusieurs éléments, mais dans notre étude nous allons nous baser sur les trois éléments essentiels qui sont : le niveau d'isolement, le pouvoir de coupure et le pouvoir de fermeture.

IV.2.1. Le niveau d'isolement

Le niveau d'isolement d'un disjoncteur est caractérisé par deux valeurs à savoir la tenue à l'onde de choc de foudre (1,2/50 μ s) et la tenue à la fréquence industrielle pendant une minute.

Pour une tension de 225KV, on retient 1050KV pour la tenue au choc de foudre et la tenue à la fréquence industrielle est 460 kV.

IV.2.2. Le pouvoir de coupure

Le pouvoir de coupure est la plus grande intensité de courant de court-circuit qu'un disjoncteur peut interrompre sous une tension donnée.

Le calcul de court-circuit nécessite la connaissance des caractéristiques du réseau amont c'est-à-dire de la puissance de court-circuit de la centrale de production. Le courant de court-circuit de MANANTALI est de 3,5 kA en triphasé.

Le pouvoir de coupure normaliser en kA par CEI 60909 (6,3 ; 8 ; 10 ; 12,5 ; 16 ; 20 ; 25 ; 31,5 ; 40 ; 50). Alors, nous utiliserons la valeur 6,3 kA comme pouvoir de coupure par rapport à notre courant de court-circuit (3,5 kA).

IV.2.3. Le pouvoir de fermeture

Est le courant maximal que le disjoncteur peut maintenir ou établir sur un réseau en court-circuit. Le calcul du pouvoir de fermeture dépend du pouvoir de coupure, il est égal à 2,5 fois le courant de court-circuit à 50 Hz.

$$I_{cc} * 2,5 \Rightarrow 6,3 * 2,5$$

Ce calcul nous donne un pouvoir de fermeture de 16 KA

Choix du disjoncteur

Nous optons pour un disjoncteur tripolaire ABB de type LTB D

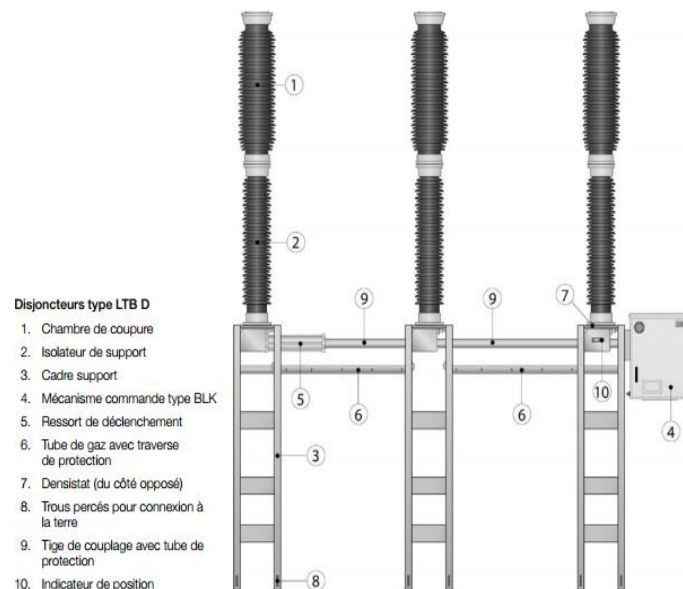


Figure 10 : disjoncteur type LTB D

Les caractéristiques du disjoncteur HTB

Caractéristique électrique de disjoncteur HTB	Unité	Pour une tension de 225
Type		LTB D
Tension nominale	kV	225
Tension assignée d'emploi	kV	245
Pouvoir de coupure	kA	6,3
Pouvoir de fermeture	kA	16
Courant nominale	A	187
Séquence de manœuvre assigne		O-0,3s-CO-3min-CO ou CO-15 s-CO

- **Séquence de manœuvre assignée**

O-t-CO-t'-CO ou CO-t'-CO

- O : Désigne une manœuvre d'ouverture ;
- CO : Manœuvre de fermeture suivi immédiatement de manœuvre d'ouverture ;
- t et t' : Représentent respectivement la durée entre les manœuvres d'ouverture et de fermetures et entre deux manœuvres CO.

IV.3. LE SECTIONNEUR ET SECTIONNEUR DE MISE A LA TERRE

IV.3.1. Sectionneurs

Un sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique et son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement. Contrairement au disjoncteur ils n'ont pas pouvoir de coupure et de fermeture

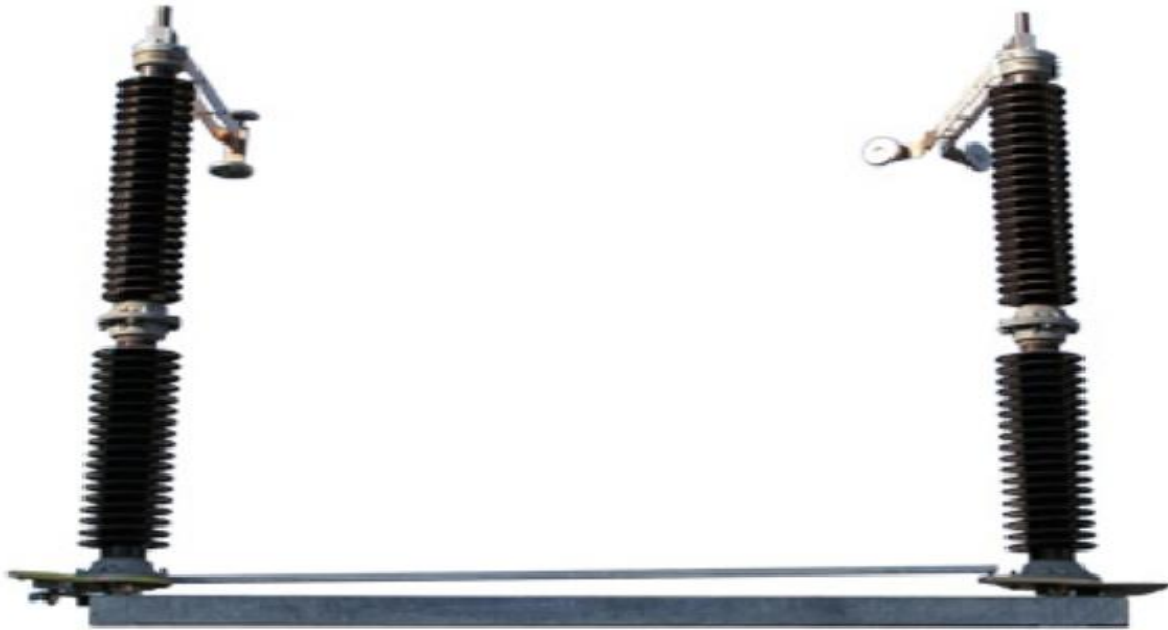


Figure 11 : Sectionneur

Les caractéristiques du sectionneur

Caractéristique électrique de sectionneur	Unité	Pour une tension de 225
Type		DR16200
Tension nominale	kV	225
Tension assignée d'emploi	kV	245
Courant nominale	A	187

IV.3.2. Sectionneur de mise à la terre

Les sectionneurs de mise à la terre sont des interrupteurs de sécurité qui isolent un circuit et qui, grâce à leur mise à la terre, empêchent l'apparition de toute tension sur une ligne pendant les réparations.



Figure 12 : sectionneur de terre

IV.4. JEU DE BARRE

Dans la distribution électrique, un jeu de barre désigne un conducteur de cuivre ou d'aluminium qui conduit de l'électricité dans un tableau électrique, à l'intérieur de l'appareillage électrique ou dans un poste électrique.

Généralement le cuivre est utilisé en HTA et l'aluminium en HTB

En HTB on utilise principalement deux technologies pour les jeux de barres :

Jeu de barre dit poses, consistant en des tubes reposant sur des isolateurs ;

Jeu de barre dit tendu, consistant en des conducteurs flexibles suspendus par des chaînes d'isolateurs a des structures métalliques dites portiques.

La technologie des jeux de barres plats est rare en HTB, car sujette à l'effet couronne du fait de sa configuration rectangulaire.

IV.4.1. Calcul du jeu de barre

Les tubes normalisés sont : 34x4 ; 50x5 ; 80x5 ; 100x5 ; 120x8 ; 200x8.

Dans le document technique de l'ingénieur le 34x4 est utilisé pour les niveaux de tension inférieurs à 225KV. Donc sur ceux nous allons choisir un 50x5 et vérifier qu'il peut supporter la contrainte thermique du courant ; l'échauffement dû au courant de court-circuit et l'effort électrodynamique.

IV.4.2. La contrainte thermique

Au passage du courant assigné :

Calcul du courant admissible dans les jeux de barres

La formule de MELSON et BOTH permet de définir l'intensité admissible dans un conducteur

$$I_z = K * \frac{24,9(\theta - \theta_n)^{0,61} * S^{0,5} * P^{0,39}}{\sqrt{\rho_{20} * [1 + \alpha(\theta - 20)]}} \quad (19)$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} k = \text{le coefficient de condition} \\ s = \text{la surface d'une barre en mm}^2 \\ p = \text{le perimetre d'une barre en mm} \\ \rho = \text{resistivité du conducteur} \\ \theta = \text{la temperature maximale} \\ \theta_n = \text{temperatue ambiante} \\ \alpha = \text{coefficient de temperature de la resistivité 0,004} \end{array} \right.$$

Le coefficient de condition K est le produit de k1 à k9, il dépend de 9 conditions (voir l'annexes 8).

K1	1,80
k3 ; k8 ; k9 ; K5 ; k4 ; k6	1
K2	1,69
k7	1,14

En appliquant la formule (19) dans le jeu de barre 50X5 nous avons un courant admissible de 2181A > au courant assigné Ir = 187A

Au passage du courant de court-circuit

Calcul de l'échauffement dû au court-circuit

$$\Delta\theta_{cc} = \frac{0,20 * \rho_{20} * I_{th}^2 * t_k}{(n * s)^2 * c * \delta} \quad (20)$$

Avec

$\Delta\theta_{cc}$: L'échauffement du au court-circuit

ρ : La résistivité du conducteur à 20°C (ALU 2,90 $\mu\Omega/cm^3$; CU 1,83 $\mu\Omega/cm^3$)

δ : La masse volumique (CU 8,9g/cm³ ; ALU 2,7 g/cm³)

C : la chaleur spécifique du métal (CU 0,091 kcal/DAN°C ; ALU 0,23 kcal/DAN°C)

N : le nombre de barre

S : la section d'une barre

I_{th} : courant de courte durée admissible

T_k : le temps de coupure compris entre 1 à 3 s

$$\Delta\theta_{cc} = \frac{0,24*2,90*10^{-6}*6,3^2*1}{(2*2,5)^2*0,23*2,7} \quad (21)$$

$$\Delta\theta_{cc} = 1,77^\circ C$$

La température maximale lors du passage du courant de court-circuit

$$\theta_t = \theta_n + (\theta - \theta_n) + \Delta\theta_{cc}$$

Avec

θ_n la température ambiante égale à 42°C

θ la température du matériel égale à 90°C

$$\theta_t = 42 + (90-42) + 1,77$$

$$\theta_t = 91,77^\circ C$$

Calcul de température lors du passage du courant I_r (courant assigné du jeu de barres)

De la formule de MELSON & BOTH, nous pouvons déduire la chose suivante :

$$I = \text{constante} \cdot (\theta - \theta_n)^{0,61} \quad \text{et}$$

$$I_r = \text{constante} \cdot (\Delta\theta)^{0,61}$$

Le rapport entre les deux courants

$$\frac{I}{I_r} = \left(\frac{\theta - \theta_n}{\Delta\theta}\right)^{0,61}$$

$$\frac{\theta - \theta_n}{\Delta\theta} = \left(\frac{I}{I_r}\right)^{\left(\frac{1}{0,61}\right)}$$

$$\Delta\theta = \frac{\left(\frac{I}{I_r}\right)^{\left(\frac{1}{0,61}\right)}}{(\theta - \theta_n)}$$

$$\Delta\theta = \frac{45}{\left(\frac{955,16}{187}\right)^{\left(\frac{1}{0,61}\right)}}$$

$$\Delta\theta = 3,1^\circ C$$

La température θ_t du conducteur après court-circuit pour un courant assigné de 187A

$$\theta_t = \theta_n + \Delta\theta + \Delta\theta_{cc}$$

$$\theta_t = 42 + 3,105 + 1,77$$

$$\theta_t = 46,875^\circ\text{C pour } I_r = 187\text{A}$$

Le jeu de barre choisi convient parce que la température maximale lors du passage du courant de court-circuit est inférieure à la température maximale $\theta_{\max} = 100^\circ\text{C}$ que peuvent supporter les éléments en contact avec le jeu de barre

IV.5. PARAFONDRE

Un parafoudre est un appareil destiné à protéger le matériel électrique contre les surtensions transitoires élevées et à limiter la durée et souvent l'amplitude du courant de suite.

Dimensionnement

La tension maximale du réseau est 225kV donc $U_m = 245\text{kV}$

La tension maximale de fonctionnement est donnée par la formule

$$U_c = \frac{u_m}{\sqrt{3}} \Rightarrow \quad (22)$$

$$U_c = 141,45 \text{ KV}$$

La tension assignée du parafoudre pour toute tension supérieure ou égale à 123KV est donnée par la formule suivante :

$$U_r = 0,72 * U_m \quad (23)$$

Donc $U_r = 176,4\text{Kv}$ ce qui donne une tension assigné normalisé de 180kv

Parafoudres à oxyde de zinc PEXLIM P-X

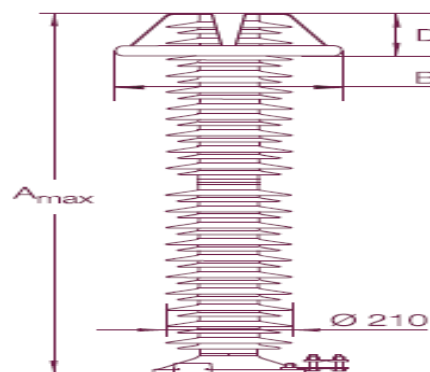


Figure 13 : Parafoudre

Tableau 11 : Les caractéristiques techniques du parafoudre

Tension max du système (kV _{eff})	Tension assigne (mm)	enveloppe	Ligne de fuite (mm)	Isolation externe 1,2/50µs	Dimensions			
					Masse (kg)	A _{max} (mm)	B (mm)	D (mm)
245	180	XM245	5895	978	65	1741	400	160

IV.6. LE TRANSFORMATEUR DE COURANT ET DE TENSION

Transformateur de courant

Les transformateurs de courant sont des transformateurs permettant de convertir des courants importants en un courant mesurable et normalisés, de façon proportionnelle et en phase avec le signal primaire.

Ceux-ci peuvent alimenter des instruments de mesure, des compteurs ou des relais de protection. De plus les appareils de mesure ou de protection raccordés sont isolés par rapport aux parties de l'installation sous tension.

Choix du Transformateur de courant (côté HTB) :

Il est utilisé chaque fois que le courant est important (dépassant par exemple 10 A). Il permet l'utilisation d'ampèremètre calibré de 1 A ou 5A. Il ne faut jamais ouvrir le secondaire d'un TC, il doit être toujours en court-circuit (fermé sur un ampèremètre) car il y'a risque de surtension dangereuse au secondaire.

Les courants normalisés sont :

- Au primaire en A : 50, 100, 250, 300, 600 et 6400
- Au secondaire en A : 1 ou 5

Il est choisi en fonction de sa classe de précision ; puissance de précision ; le courant nominal primaire et le courant nominal secondaire.

Calcul des caractéristiques du transformateur de mesure et comptage

Le courant nominale primaire

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} \quad (24)$$

$$I_n = 307,92A$$

Donc le courant primaire du TC est 600 A

Classe et facteur limite de précision (F l p)

La valeur préférentielle est 5P parce que la classe 10P ne donne aucune garantie sur le déphasage du courant donc réservé aux fonctions ampérométrique.

Quant au facteur limite de précision, il est ajustable et pris à 20 au maximum.

Le courant nominal secondaire

Le courant secondaire sera pris égale 1 A pour diminuer l'influence de la résistance de filerie donc nous aurons un TC 600/1A.

Calcul du courant primaire HTB

Le courant primaire du Tc doit être supérieur au rapport I_{psc}/K_{ssc} avec K_{ssc} = facteur de courant symétrique de court-circuit, $K_{ssc} = I_{psc} / I_{pn}$, les valeurs préférentielles sont 10, 15, 20 avec un maximum de 50.

$$I_{pn} > \frac{I_{psc}}{K_{ssc}} \quad (K_{ssc} \text{ max recommandé est } 20). \quad (25)$$

$$I_{pn} > 6300/20$$

$$I_{pn} = 315A$$

Pour le TC de protection nous allons opter pour un 600/1A

Le Tc prévu est à double primaire 600/1A

Calcul de la puissance de précision

La puissance SVA sera définie à partir de la formule générale :

$$SVA = \left(\frac{U_{al}}{I_{sn}} - R_{ct} \right) \times I_{sn}^2 \quad (26)$$

Avec

U_{al} la tension limite de précision

FLP facteur limite de précision

I_{sn} Le courant secondaire nominal

R_{ct} Résistance du secondaire du Tc

ramené au secondaire pris égal à 0,4

$$\diamond U_{al} = I_{psc} \times \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \times ktd \times R_s \quad (26.1)$$

Avec

R_s : la résistance dans la boucle secondaire ($R_s = R_{ct} + R_r + R_f$)

R_r : somme des consommations en VA / I_{sn}^2

R_f : résistance en boucle de la filerie ($R_f = L \text{ (km)} * 20/S \text{ (mm}^2\text{)}$)

ktd : Coefficient de dimensionnement

Il est calculé par la formule suivante :

$$\diamond Ktd = [(1 - \text{EXP}(-T_a/T_p)) * \omega * T_p * t\%] + 1 \quad (26.2)$$

T_a : temps admissible jusqu'à la limite de précision pris égal à 0,03s

T_p : constante de temps primaire pris égale à 0,1 pour une tension de 225KV

$t\%$: taux d'asymétrie pris égale à 70 % pour le passage du premier courant

ω : La pulsation ($2\pi f$)

En appliquant cette formule nous avons un ktd de 6,6.

La tension limite de précision est 127,30V

Ce qui nous donne une puissance de précision de 5,96VA, la puissance normalisé doit être inférieur à 4*la puissance calculé ;

Puissance de précision < puissance de précision retenu < 4*la puissance de précision

5,96VA < p retenue < 23,86

Donc nous allons choisir une puissance de précision de 15VA

Tableau 12 : Les caractéristiques du TC

Transformateur de courant	Valeur
Type à cuve	IMB
Courant nominal primaire (A)	600
Courant nominal secondaire (A)	1
Classe de précision	5P
Puissance de précision (VA)	15

Transformateur de tension

Un transformateur de tension est un transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions.

Il s'agit donc d'un appareil utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique HTA ou HTB (jusqu'à quelques centaines de kilovolts) et l'appareil de mesure (voltmètre, ou wattmètre par exemple) ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer des tensions de l'ordre de la centaine de volts.

Pour le transformateur de tension TT (dit aussi transformateur de potentiel TP), les tensions normalisées sont :

Au primaire en kV : 3.2-5.5-10....30... 63... 90... 225-380

Au secondaire : toujours 100 V ou 150 V.

Pour les réseaux à haute tension (HT), les TT se raccordent obligatoirement au primaire entre 1 phase et la terre (1 pôle isolé), ils peuvent être du type inductif ou du type capacitif.

Facteur de tension

Pour tout régime de neutre le facteur de tension est égal à $1,2 \cdot U_n$ entre phases,

$$FT = 225 \cdot 1,2$$

$$FT = 270 \text{ KV}$$

La tension nominale primaire U_{pn}

$$U_{pn} = \frac{225}{\sqrt{3}}$$

$$U_{pn} = 129,9 \text{KV}$$

La tension nominale secondaire

Elle est générale pris égale 100V

La classe de précision

Les valeurs des classes normalisées sont : 3P – 6P

La valeur préférentielle est 3P (6P est utilisable, car déphasage garantie mais conduit à des erreurs de $\pm 6\%$ au lieu de $\pm 3\%$).

La puissance de précision

Les valeurs normalisés de la puissance de précision sont : 2,5; 5 ; 10 ; 15 ; 30 ; 50 ; 75 ; 100 ; 150VA.

Tableau 13 : Consommation indicatives en protection :

Appareil	Consommation en VA (par circuit)
Relais à max de I statique	0,2à 1
Relais à max de I électromagnétique	1 à 8

Source : *Schneider Electric*

Choisissons le max de I que chaque appareil peut supporter 9VA.

$9 < \text{la puissance de précision retenue} < 4 \cdot 9$.

Donc nous allons choisir une puissance de précision de 30V.

Tableau 14 : Les caractéristiques du TT

Transformateur de tension	Valeur
type	CPA
Tension nominale primaire (kV)	130
Tension nominal secondaire (V)	100
Puissance de précision (VA)	30
Classe de précision	3P

Relais de protection

Un relais de protection est un appareil qui compare en permanence les grandeurs électriques des réseaux (courant, tension, fréquence, et impédance) à des valeurs prédéterminées et qui donnent automatiquement des ordres logiques lorsque la grandeur surveillée atteint la valeur de fonctionnement.

IV.7. CHOIX DE LA CELLULE HTA

Une cellule comprend les différents organes nécessaires au fonctionnement du poste : le disjoncteur, jeu de barre, sectionneur, sectionneur de terre, transformateur de courant, de tension et du parafoudre.

Son choix est fait en fonction de

- ✓ la tension assignée,

- ✓ Du courant assigné et
- ✓ Du courant de courte durée admissible.

Courant de courte durée :

Le courant de courte durée admissible doit être supérieur ou égale au courant de court-circuit en général le coefficient de sécurité compte tenu des extensions futures.

$$I_{cc} = \frac{1,1 U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} \quad (27)$$

$$I_{cc} = \frac{1,1 * 225}{\sqrt{3} * 14\%} = 1020,67A$$

$$I_{cc} = 1,02KA$$

$I_{th} = 2,04KA$ sa valeur normaliser sera 8kA/s en une seconde

Choix de la cellule de départ :

Nous avons deux départs : Mine d'or de TABAKOTO (14,3 MW ; 312A); mine d'or de loulou (15 MW ; 328,5 A) et le village qui se trouve à proximité. Donc nous allons choisir deux cellules de 400 A pour chaque départ pour assurer une bonne continuité de service.

V. COUTS DU PROJET:

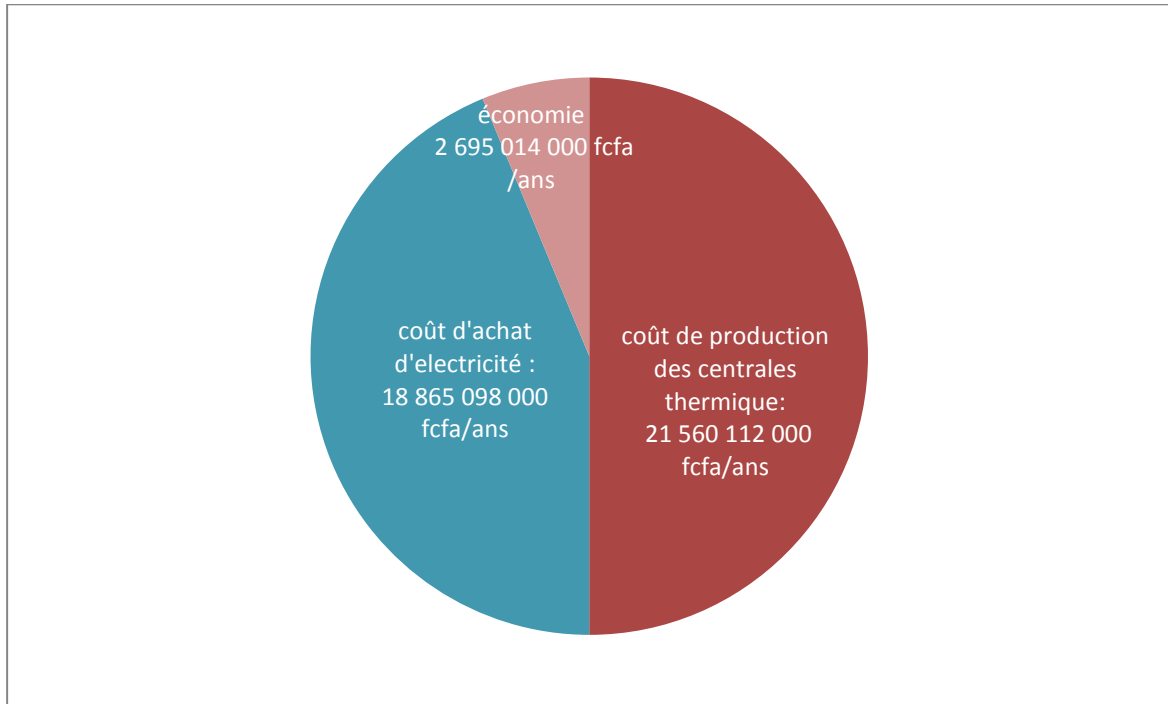
Ici dans ce tableau, nous nous sommes référés du bordereau des prix d'EDM-SA afin d'élaborer ce présent devis.

N°	Désignation	Unité	Quantité	Prix Unitaire (FCFA)	Montant (FCFA)
I	Construction de la ligne HTB				
I.1	Câble Almélec (ASTER 570)	Kml	100	136 000 000	13 600 000 000
I.2	Isolateur + Accessoire	U	633	262 801	268 572 123
I.3	Pylône d'alignement	U	179	16 917 822	3 594 406 784
I.4	Pylône d'angle	U	21	6 050 318	193 472 590
I.5	Pylône d'arrêt	U	11	6 433 915	105 562 353
I.6	Câble de garde OPGW+ Accessoire	Kml	100	8 557 462	1 015 721 590
I.7	Bobine de réactance 30MVAR	U	2	29 744 000	29 744 000
II	Construction du poste HTB/HTA				
II.1	Transformateur 60MVA	U	2	600 000 000	1 200 000 000
II.2	Disjoncteur HTB	U	3	41 641 600	83 283 200
II.3	Sectionneur HTB	U	5	14 872 000	29 744 000
II.4	Sectionneur de terre HTB	U	1	14 872 000	29 744 000
II.5	Transformateur de courant HTB	U	3	4 461 600	4 461 600
II.6	Transformateur de tension HTB	U	2	4 461 600	4 461 600
II.7	Jeu de barre 225KV	U	2	250 000 000	500 000 000
II.8	Parafoudre	U	3	4 461 600	8 923 200
II.9	Cellule HTA (33kv)	Ens.	2	30 000 000	180 000 000
	TOTAL hors taxe				20 848 097 041
	TVA 18%				3 752 657 467
	MONTANT TTC				24 600 754 508

Source : Bordereaux de prix d'EDM. SA

Le coût total du projet s'élève à vingt-quatre milliard six cent million sept cent cinquante-quatre mille cinq cent huit (24 600 754 508)

COMPARAISON DES COÛTS



Le raccordement des unités industrielles sur le réseau interconnecté leur permettra de réduire leur consommation en combustible à hauteur de 2 695 014 000 FCFA.

VI. PLANNING D'EXECUTION DU PROJET

La planification est l'activité qui consiste à déterminer et à ordonnancer les tâches du projet, à estimer leur charge et à déterminer les profils nécessaires à leur réalisation.

Les objectifs du planning sont les suivants :

- Déterminer si les objectifs sont réalisés ou dépasse
- Suivre de communiqué l'avancement du projet
- Affecter les ressources aux tâches

Taches et ordonnancement du projet

Ce projet doit être réalisé pour une durée deux ans (deux ans pour la ligne et pour le poste)

Tableau 15 : Planning d'exécution pour la ligne HTB 225kV

TRAVEAUX nom des projets	PLANNING D'EXECUTION DU PROJET																									
	Durée par mois																									
construction de la ligne MANANTALI-TABAKOTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
Etude de tracée	→																									
EIES		→																								
levé topo, répartition des pylônes							→																			
construction des magasins, nettoyage des emprises et implantation								→																		
matériel de mise à la terre (fabrication et transport)											→															
réalisation de la fondation											→															
pylône (fabrication, transport et montage)											→															
isolateurs et chaine d'isolateur (fabrication, transport, tirage et réglage)											→															
câble conducteur et garde (fabrication, transport, tirage et réglage)											→															
essais et mise en service																								→		

Tableau 16 : planning d'exécution pour le poste 225/33 kV (24mois)

TRAVEAUX nom des projets	PLANNING D'EXCUTION																															
	Durée par mois																															
construction du poste de TABAKOTO/LOULOU	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24								
Etude de tracée	→																															
EIES			→																													
Installation de chantier							→																									
Génie Civil								→																								
Bâtiment de commande													→																			
Travée de ligne, transformateur réactance (fabrication, transport et montage)													→																			
Transformateur et Réactance (Fabrication, transport et montage)													→																			
Poste intérieur (Fabrication, transport et montage)													→																			
Protection, Mesure, Comptage et Télécommunication																					→											
Divers																							→									
essais et mise en service																								→								

VII. IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL QUI PEUT-ÊTRE LIÉ À CE PROJET

L'étude d'impact environnemental a pour objectif de déterminer et d'examiner les impacts tant positifs que négatifs que le projet aura sur l'environnement, afin de prendre les mesures d'atténuation nécessaires.

Évaluation des impacts :

Cette partie consiste à évaluer les impacts sur les différents milieux affectés.

Dans le tableau ci-dessous nous avons identifié les impacts liés au projet en fonction du milieu lors de la réalisation du projet et dans le tableau suivant nous avons l'évaluation de ces impacts voir s'ils ont un faible, moyen ou forte influence sur les composantes affectées.

Dans le second tableau :

X= moyen ou faible et O= fort

Tableau 17 : Indentification des impacts

Composante affecté		Impact identifié	phase du projet
Milieu biologique			
	sol	Pollution des sols	Phase de construction
	flore	Impact sur les ressources forestières	Phase de construction
	faune	Impacts spécifiques sur l'avifaune	Phase de construction
		Impacts sur les autres groupes fauniques	
milieu humain	emploi	Création d'emploi	Phase de construction
		Activités économiques générées par le projet	
		(emplois indirects)	
	Santé et sécurité	Impacts liés aux accidents (populations et travailleurs)	Phase de construction
		Impacts liés aux risques incendie autour des postes	
	Transport et circulation		Phase de construction
		Impacts liés aux dommages sur les chemins d'accès ou pistes non bitumées	
	Agriculture et foresterie	Impacts liés à la destruction des cultures ou des plantations situées sur le passage des travaux	Phase de construction
	paysage	Dégradation du paysage de la ligne HTB	Phase de construction
élevage	Perturbation de l'élevage et risques d'accidents	Phase de construction	
Foncier et infrastructure	Impacts liés aux relocalisations	Phase de construction	
	Impact sur les parcelles loties ou zones constructibles		

Source : *Projet d'interconnexion*

Tableau 18 : Evaluation des impacts

Phase du projet	Activité	Milieu biophysique				Milieu humain					
		qualité des eaux	qualité de l'air	vegetaion et flore	faune chasse	bruit et perturbation	déchet	rélocalisation de terre agricole	paturage et perturbation d'élevéage	perte des biens	santé et sécurité des population et des travailleur
Pré-Construction	Etude Technique	x	x	x	x	x	x	o	o	o	x
	Transport et Circulation	x	x	o	o	x	x	o	o	o	x
	Acquisition des sites des postes et du couloir de passage	x	x	x	x	x	x	o	o	o	x
Construction	Défrichement de la tranchée	x	x	o	o	o	o	x	x	x	o
	Construction des chemins d'accès et de la ligne à haute tension	x	x	o	o	o	o	x	x	x	o
	Repérage des pylônes	x	x	x	x	o	o	x	x	x	o
	Transport et manutention de la machinerie et des équipements	x	x	x	x	o	o	x	x	x	o
	Mise en place des bureaux de chantier	x	x	x	o	o	o	x	x	x	o
	Installation des pylônes et montage du cordage des câbles de transport d'énergie	x	x	x	x	o	o	x	x	x	o
Exploitation	Mise en service	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	Gestion du couloir de passage et entretien des voies d'accès	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	Maintenance des opérations sur les lignes	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x

LES SOURCES D'IMPACTS ET MESURES D'ATTENUATION

Le PGES est un document de synthèse des différents impacts : des mesures de compensation, d'atténuation et de bonification de chaque impact à phase de réalisation du projet. Les mesures à prendre pour diminuer les impacts sur les différents milieux récepteurs sont d'écrit comme suit :

Tableau 19 : Impacts et mesure d'atténuation des différents récepteurs

SOL

Source d'impact	impact	Mesure préconisé	Mesure d'atténuation
Passage des engins pour la construction	Erosion des sols, terrassement des terres agricole	Placement des dispositifs de lutte contre l'érosion, Séparation de la terre végétale lors des opérations de terrassement ;	Améliorer le contrôle à la source de l'érosion due à la perturbation des sols lors de travaux.
Excavation et création de zones bétonnées pour le poste	Perturbation du système de ruissellement des eaux de surface pendant la période pluvieux	Un système de drainage sera également installé ainsi qu'un bassin de rétention des eaux afin d'éviter une éventuelle inondation des terrains aux abords du poste.	le réseau de drainage et les propriétés voisines
Mauvais gestion des déchets pendant la phase de construction	Dégradation ou contamination des sols	Sélection des sites de stockage en lien avec les services techniques régionaux et les communautés	Mise en place d'une politique de gestion des déchets solides, liquides et naturels

EAUX :

Source d'impact	impact	Mesure préconisé	Mesure d'atténuation
Mauvais gestion des déchets	Risque de contamination des eaux de surface et de la nappe phréatique par les eaux usées et polluantes des engins de travaux	Stockage des déchets solides et liquide approprié pour limiter le risque de pollution, collecté régulièrement des déchets solides et liquides du chantier en vue de leur évacuation	Prévenir les impacts négatifs de la perturbation des sols sur la qualité des cours d'eau récepteurs, les ressources naturelles associées, sur le réseau de drainage et les propriétés voisines.

AIR :

Source d'impact	impact	Mesure préconisé	Mesure d'atténuation
poussière	Passage des engins pour la construction	Arroser le chantier, surtout à la traversée des zones résidentielles.	Entretien des engins et octroyer des équipements de sécurité aux employés

CIRCULATION ET TRANSPORT

Source d'impact	impact	Mesure d'atténuation
Circulation des engins pendant des travaux	Domage sur les chemins d'accès ou pistes non bitumées	Remise en état des voies d'accès empruntées par les engins de chantier

SANTE ET SECURITE

Source d'impact	impact	Mesure d'atténuation
Foudre et orage	Domages sur les pylônes et accidents aux abords de ceux-ci	Installation de dispositif de mise à la terre, sensibilisation des communautés au risque d'électrocution

VIII. CONCLUSION GENERALE

Cette présente étude intitulée « Étude du raccordement des unités industrielles de la zone minière de Kayes : cas de la construction de la ligne et du poste de TABAKOTO/LOULOU » avait pour objectif la réalisation de la ligne aérienne 225 kV et du poste 225/33 kV, afin de permettre une jonction judicieuse entre les centrales et les unités industrielles, permettant ainsi d'impulser un développement endogène dans la zone, cette ligne servira aussi à électrifier les zones rurales qui sont autour du poste. Il ressort de cette étude les résultats suivants.

- Une ligne inductive dont la puissance de compensation est de 53 MVar ; une perte en ligne par effet joule de 0,3 %, une chute de tension de 0,2 % acceptable.
- Un poste de 225/33kV avec ses équipements de protection.

En ce qui concerne le dimensionnement des pylônes, nous avons juste choisi le type de pylône à utiliser sans rentrer dans le détail, car cela nécessite une bonne connaissance dans le calcul de structure métallique.

Le projet nécessite la mobilisation d'une somme de 24 600 754 508 FCFA (vingt-quatre milliards six cents millions sept cent cinquante-quatre mille cinq cent huit francs) pour l'acquisition des matériels et le transport.

Toutes ces études permettent d'obtenir une électrification optimale de la zone TABAKOTO/LOULOU afin d'impulser le désenclavement des localités environnantes. Mais il serait regrettable de réaliser toutes ses activités liées au projet sans penser à mettre en place et s'assurer de l'application d'un plan d'entretien et de maintien des différents éléments aménagés.

IX. BIBLIOGRAPHIE

- [1] ABB. (s.d.). *guide de l'acheteur, transformateur de mesure pour utilisation à l'extérieur.*
- [2] ABB, g. d. (s.d.). *Disjoncteur haute tension.*
- [3] ABB, p. a. (s.d.). *Guide de l'acheteur parafoudre haute tension.*
- [4] Adeossi, G. (s.d.). *Etude d'impact environnemental et social.*
- [5] ALBERT, M. (s.d.). *cours de transport et distribution d'énergie.*
- [6] COURTIAL, D. C. (s.d.). *poste a haute et très haute tension.*
- [7] ELECTRIC, S. (s.d.). *Guide de conception MT.*
- [8] MICROENER. (s.d.). *Cahier Technique "Définition des reducteurs de mesure".*
- [9] R.Y.DJOSSOU. (2015). *Etude et dimensionnement d'un poste source HTB/HTA dans le grand porto-novo. cotonou.*
- [10] TELEGUIM, v. s. (s.d.). *Etude de construction d'une ligne électrique haute tension 90kV PA-WONA.*
- [11] TOURE, I. O. (2016). *opportunité d'investissement dans le secteur de l'énergie du Mali.*
- [12] Zineddine, K. (s.d.). *RESEAUX ELECTRIQUE.* CNAM de Nantes licence Energie renouvelables.

X. WEBOGRAPHIE

- <https://french.alibaba.com/g/60mva-transformer.html>, consulté le (04/03/2019)
- <https://fracademic.com/dic.nsf/fr.wikipédia>, consulté le (14/03/2019)
- <https://fr.m.wikipedia.org>, consulté le (le 23/02/2019)

XI. ANNEXES :

Annexes 1 : Fiche technique du parafoudre	54
Annexes 2 : La fiche technique du transformateur de tension	55
Annexes 3 : Fiche technique du transformateur de courant	56
Annexes 4 : Fiche technique de la cellule SM6	57
Annexes 5: Feuille de calcul	59
Annexes 6 : Fiche technique du disjoncteur.....	61
Annexes 7: La fiche technique du conducteur	63
Annexes 8 : le coefficient K.....	63
Annexes 9 : tension nominale de tenu au choc	65
Annexes 10 : l'angle utilisé pour les différents types de pylônes et la portée max que chaque conducteur peut supporter	66
Annexes 11 : tracée du réseau	67
Annexes 12 : la pression dynamique en fonction de la vitesse et le nombre d'élément d'isolateur en fonction de la tension	70

Annexes 1 : Fiche technique du parafoudre

Données de performances succinctes	
Tensions du système (U_m)	245 - 550 kV
Tensions assignées (U_r)	180 - 444 kV
Courant de décharge nominal (CEI)	20 kA _{crête}
Classe de courant (ANSI/IEEE)	10/15 kA _{crête}
Tenue aux courants de décharge :	
Courant fort 4/10 μ s	100 kA _{crête}
Courant faible 2000 μ s	1500 A _{crête}
Capacité énergétique :	
Classe de décharge de ligne (CEI)	Classe 4
[2 impulsions, (CEI Cl. 8.5.5)]	10.5 kJ/kV (U_r)
Satisfait/dépasse les exigences du test de décharge de ligne de transmission ANSI pour les systèmes de 362 kV.	
Capacité de court-circuit/Dispositif de surpression	65 kA _{sym}
Isolation externe	Satisfait/dépasse les normes
Résistance mécanique :	
Effort à long terme déclaré (SLL)	19000 Nm
Effort à court terme déclaré (SSL)	28000 Nm
Conditions de fonctionnement :	
Température ambiante	-50 °C à +45 °C

Source : Guide de l'acheteur parafoudre haute tension


Annexes 2 : La fiche technique du transformateur de tension



Données de performances succinctes

Installation	Extérieure
Conception	Type de condensateur Répond aux normes ANSI
Isolation	
CVD	Fouille d'aluminium/papier/film polypropylène huile synthétique
EMU	Papier - huile minérale
Tension maximale Nominal	69-500 (765) kV
Insulateurs	Porcelaine - Caoutchouc de silicone sur demande (SIR)
Ligne de fuite	≥ 25 mm/kV (Plus sur demande)
Conditions de service	
Température ambiante	-40°C à +40°C (Autre sur demande)
Altitude de conception	Maximum 1000 m (Autre sur demande)

Annexes 3 : Fiche technique du transformateur de courant



Données de performances succinctes	
Installation	Extérieure
Conception	Type à cuve (épingle à cheveu)
Isolation	Huile-papier-quartz
Tension maximale de l'équipement	36 - 765 kV
Courant primaire max.	Jusqu'à 4000 A
Courant de court-circuit	Jusqu'à 63 kA/1 sec.
Isolateurs	Porcelaine Sur demande caoutchouc silicocé (SIR) jusqu'à 550 kV
Ligne de fuite	≥ 25 mm/kV (Plus sur demande)
Conditions de service	
Plage de température	-40°C à +40°C (Autres sur demande)
Altitude	1000 m maximum (Autres sur demande)

Source : guide de l'acheteur, transformateur de mesure pour utilisation à l'extérieur.

Annexes 4 : Fiche technique de la cellule SM6




Les valeurs ci-dessous sont données pour des températures de fonctionnement comprises entre - 5 °C et + 40 °C et pour une installation située à une altitude inférieure à 1000 m.

Caractéristiques électriques

Tension assignée	Ur	kV	7,2	12	17,5	24	36		
Niveau d'isolement									
Isolément	Ud	50/60 Hz, 1 mn (kV eff.)	20	28	38	50	70		
Sectionnement	Ud	50/60 Hz, 1 mn (kV eff.)	23	32	45	60	80		
Isolément	Up	1,2/50 µs (kV crête)	60	75	95	125	170		
Sectionnement	Up	1,2/50 µs (kV crête)	70	85	110	145	195		
Pouvoir de coupure									
Transformateur à vide	A		16						
Câbles à vide	A		31,5					50	
Intensité assignée	Ir	A	400 - 630 - 1250					630-1250	
Courant de courte durée admissible	Ik/ik ⁽¹⁾	kA/1 s	25	630 - 1250				1250	
			20 ⁽²⁾	630 - 1250					
			16	630 - 1250					
			12,5	400 - 630 - 1250					630-1250
Pouvoir de fermeture (50 Hz)	Ima	kA	62,5	630	NA				
			50	630					
			40	630					
			31,25	400 - 630					630
Pouvoir de coupure maximum (Isc)									
Cellules IM, IMC, IMB	A		630 - 800 ⁽³⁾					630	
NSM-câbles, NSM-barres	A		630 - 800 ⁽³⁾					NA	
GM, QMC, GMB	kA		25	20		20			
PM	kA		25					20	
CVM	kA		6,3	NA					
CVM avec fusibles	kA		25	NA					
Gamme disjoncteur à coupure dans le SF6									
DM1-A, DM1-D, DM1-W ⁽⁴⁾	kA		25	630-1250				1250	
			20	630-1250					
DM1-S	kA		25	630					NA
DM1-Z			25	1250					NA
DM2	kA		20	630					
			25	630					1250
Gamme disjoncteur à coupure dans le vide									
DMV-A, DMV-D, DMV-S	kA		25	630-1250				NA	
DMVL-A	kA		20	630					NA
DMVL-D	kA		25	630					NA

NA : Non Applicable
 (1) 3 phases
 (2) En 20 kA/3 s, nous consulter
 (3) En 800 A, nous consulter.
 (4) NA pour SM6-36



Endurance

Cellules		Endurance mécanique	Endurance électrique
IM, IMC, IMB, PM, QM (5), QMC (5), QMB (5), NSM-câbles, NSM-barres		CEI 62271-103 1 000 manœuvres classe M1	CEI 62271-103 100 coupures à Ir, cos φ = 0,7, classe E3
CVM	Sectionneur	CEI 62271-102 1 000 manœuvres	
	Contacteur à vide	CEI 60470 2 500 000 manœuvres 250 000 avec accrochage mécanique	CEI 60470 250 000 coupures à Ir
Gamme disjoncteur à coupure dans le SF6			
DM1-A, DM1-D, DM1-W, DM1-Z, DM1-S, DM2	Sectionneur	CEI 62271-102 1 000 manœuvres	
	Disjoncteur SF	CEI 62271-100 10 000 manœuvres classe M2	CEI 62271-100 30 coupures à 12,5 kA pour SM6-24 25 coupures à 25 kA pour SM6-24 40 coupures à 16 kA pour SM6-36 15 coupures à 25 kA pour SM6-36 10 000 coupures à Ir, cos φ = 0,7, classe E2
		Séquence de manœuvre	O - 0,3 s - CO - 15 s - CO O - 0,3 s - CO - 3 mn O - 3 mn - CO - 3 mn - CO
Gamme disjoncteur à coupure dans le vide			
DMV-A, DMV-D, DMV-S	Interrupteur	CEI 62271-103 1 000 manœuvres classe M1	CEI 62271-103 100 coupures à Ir, cos φ = 0,7, classe E3
	Disjoncteur Evolis	CEI 62271-100 10 000 manœuvres classe M2	CEI 62271-100 100 coupures à 25 kA pour SM6-24 10 000 coupures à Ir, cos φ = 0,7, classe E2
DMVL-A DMVL-D	Sectionneur	CEI 62271-102 1 000 manœuvres	
	Disjoncteur Evolis	CEI 62271-100 10 000 manœuvres classe M2	CEI 62271-100 100 coupures à 16 kA pour SM6-24 100 coupures à 25 kA pour SM6-24 10 000 coupures à Ir, cos φ = 0,7, classe E2

(5) Selon CEI 62271-105, 3 coupures à cos φ = 0,2
800 A sous 36 kV ; 1400 A sous 24 kV ; 1730 A sous 12 kV ; 2000 A sous 5,5 kV.

Source : Schneider électrique SM6

Annexes 5: Feuille de calcul

N°	designation	unité	quantité	prix unitaire(FCFA)	TOTAL	Transport	totale transport	montant
I	construction de la ligne HTB							
I.1	cable almelec (ASTER 570)	kml	100	136 000 000	13 600 000 000			13 600 000 000
I.2	isolateur +accessoire	U	861	262801,2879	226271908,9	49129,1689	42300214,42	268572123,3
I.3	pylone d'alignement	U	179	16917822,13	3028290161	3162662,699	566116623,2	3594406784
I.4	pylone d'angle	U	21	6050317,783	127056673,4	3162662,699	66415916,69	193472590,1
I.5	pylone d'arret	U	11	6433914,877	70773063,65	3162662,699	34789289,69	105562353,3
I.6	cable de gardeOPGW+ accessoir	Kml	100	8557461,656	855746165,6	1599754,244	159975424,4	1015721590
	Bobine de reactance 6MVAR	U	1	29 744 000				29 744 000
II	construction du poste HTB/HTA							
II.1	transformateur 60MVA	U	2	600 000 000	1200000000			1200000000
II.2	disjoncteur HTB	U	2	41 641 600	83283200			83283200
II.3	sectionneure HTB	U	2	14 872 000	29744000			29744000
II.4	sectionneure de terre HTB	U	2	14 872 000	29744000			29744000
II.5	transformateur de courant HTB	U	1	4 461 600	4461600			4461600
II.6	transformateur de tension HTB	U	1	4 461 600	4461600			4461600
	Jeu de barre 225KV	U	2	250000000	500000000			500000000
II.7	parafoudre	U	2	4461600	8923200			8923200
III	cellule HTA (33kv)	U	6	30000000	180000000			180000000
	TOTAL							20 848 097 041

calcul du poids équivalent

pour un vent max	
pression dynamique	425
Coefficient de trainée	1,45
Diamètre	0,03105
l'effort du vent	19,1345625 N/m
le poids linéique	15,46056
tangente fi	1,237637091
Fi	51,06
la portée équivalente	24,48511955

pour un vent réduit de 0,6	21,66m/s
pression dynamique	187,5
Coefficient de trainée	1,45
Diamètre	0,03105
l'effort du vent	8,44171875
le poids linéique	15,46056
tangente fi	0,546016364
fi (°)	28,63
la portée équivalente	17,614

pour un vent nul	0
pression dynamique	0
Coefficient de trainée	1,45
Diamètre	0,03105
l'effort du vent	0
le poids linéique	15,46056
tangente fi	0
Fi	15,46056

Source : Moi

Annexes 6 : Fiche technique du disjoncteur

		LTB 72.5D1/B	LTB 145D1/B	LTB 170D1/B	LTB 72.5E1		LTB 170E1		LTB 245E1		
Nombre de coupures par pôle		1	1	1	1		1		1		
Tension assignée	kV	72,5	145	170	72,5		170		245		
Fréquence assignée	Hz	50/60	50/60	50/60	50	60	50	60	50	60	
Niveau de tenue à fréquence industrielle ¹⁾											
- À la terre et entre phases	kV	140	275	325	140		325		460		
- Aux bornes de pôle ouvert	kV	140	275	325	140		325		460		
Niveau de tenue au choc de foudre (LIWL)											
- À la terre et entre phases	kV	325	650	750	325		750		1050		
- Aux bornes de pôle ouvert	kV	325	650	750	325		750		1050		
Niveau de tenue au choc de manœuvre (SIWL)											
- À la terre/entre phases	kV	-	-	-	-		-		-		
- Aux bornes de pôle ouvert	kV	-	-	-	-		-		-		
Courant nominal assigné	A	3150	3150	3150	4000		4000		4000		
Courant de coupure assigné en court-circuit	kA	40	40	40	50	40	50	40	50	40	
Facteur de premier pôle		1,5	1,5	1,5	1,5		1,5		1,5		

Courant établi	kA	104	104	104	104	104	104	104	104
Durée de court circuit	s	3	3	3	3	3	3	3	3
Durée de fermeture	ms	< 40 ²⁾	< 40 ²⁾	< 40 ²⁾	< 55	< 55	< 55	< 70	< 70
Durée d'ouverture	ms	22 ²⁾	22 ²⁾	22 ²⁾	17	17	17	18	18
Durée totale de coupure	ms	40 ²⁾	40 ²⁾	40 ²⁾	40	40	40	40	40
Temps de pause	ms	300	300	300	300	300	300	300	300
Séquence de manœuvre standard assignée	-	O-0,3 s-CO-3 min-CO ou CO-15 s-CO							
¹⁾ Jusqu'à et y compris 245 kV (y compris), les caractéristiques de la tension de tenue à fréquence industrielle s'appliquent pour les conditions à sec et humides. ²⁾ Avec mécanisme de commande BLK									

Source : Guide de l'acheteur Disjoncteur haute tension.

Annexes 7: La fiche technique du conducteur

Tableau 2 – Caractéristiques des câbles homogènes en alliage d'aluminium les plus utilisés

Désignation	Section (mm ²)	Composition		Diamètre extérieur (mm)	Charge de rupture assignée (daN)	Résistance linéique électrique à 20 °C (Ω/km)	Masse linéique sans graisse (kg/km)	Module d'élasticité (MPa)	Coefficient de dilatation linéaire (10 ⁻⁶ K ⁻¹)
		Nombre de fils	Diamètre nominal des fils (mm)						
Aster 34,4	34,36	7	2,5	7,5	1 175	0,958	94	62 000	23
Aster 54,6	54,55	7	3,15	9,45	1 775	0,603	149	62 000	23
Aster 75,5	75,54	19	2,25	11,25	2 455	0,438	208	60 000	23
Aster 148	148,01	19	3,15	15,75	4 810	0,224	407	60 000	23
Aster 228	227,83	37	2,8	19,6	7 405	0,146	627	57 000	23
Aster 288	288,34	37	3,15	22,05	9 370	0,115	794	57 000	23
Aster 366	366,22	37	3,55	24,85	11 535	0,0905	1 009	57 000	23
Aster 570	570,22	61	3,45	31,05	18 530	0,0583	1 574	54 000	23
Aster 1 144	1 143,51	91	4,0	44	36 020	0,0292	3 164	52 500	23
Aster 1 600	1 595,93	127	4,0	52	50 270	0,0206	4 425	50 500	23

Tableau 9 – Câbles de garde almélec-acier à circuits de télécommunication incorporés

Désignation.....	Thym 107	Thym 157,4	Thym 268
Diamètre du circuit de télécommunication (mm)	7,3	10	10
Résistance linéique en continu à 20 °C (Ω/km)	0,53	0,330	0,246
Sections	almélec (mm ²)	63	100,9
	acier (mm ²)	44	56,5
Composition	almélec (mm)	20 × 2,0	19 × 2,60
	acier (mm)	14 × 2,0	18 × 2,0
Diamètre extérieur (mm)	15,3	19,2	23,6
Masse linéique sans graisse.....(kg/m)	0,63	0,90	1,6
Charge de rupture assignée (daN)	8 500	11 500	23 600
Module d'élasticité.....(MPa)	112 000	103 000	120 000
Coefficient de dilatation linéaire.....(10 ⁻⁶ K ⁻¹)	15,5	15,8	14,5

Source : André CHANAL et Jean Pierre LEVEQUE (technique de l'ingénieur)

Annexes 8 : le coefficient K

Définition des coefficients k1, 2, 3, 4, 5, 6 :

■ Le coefficient k1 est fonction du nombre de barres méplates par phase pour :

- 1 barre (k1 = 1)
- 2 ou 3 barres, voir le tableau ci-dessous :

	e / a								
	0,05	0,06	0,08	0,10	0,12	0,14	0,16	0,18	0,20
nb de barres par phase	k1								
2	1,63	1,73	1,76	1,80	1,83	1,85	1,87	1,89	1,91
3	2,40	2,45	2,50	2,55	2,60	2,63	2,65	2,68	2,70

Dans notre cas :

e/a =

le nombre de barres par phase =

d'où k1 =

● ● ● ● ● ● ● ●

■ Le coefficient k2 est fonction de l'état de surface des barres :

- nues : k2 = 1
- peintes : k2 = 1,15

■ Le coefficient k3 est fonction de la position des barres :

- barres sur chant : k3 = 1
- 1 barre à plat : k3 = 0,95
- plusieurs barres à plat : k3 = 0,75

■ Le coefficient k4 est fonction de l'endroit où sont installées les barres :

- atmosphère calme à l'intérieur : k4 = 1
- atmosphère calme à l'extérieur : k4 = 1,2
- barres dans une gaine non ventilée : k4 = 0,80

■ Le coefficient k5 est fonction de la ventilation artificielle :

- sans ventilation artificielle : k5 = 1
- le cas avec ventilation devra être traité au cas par cas et ensuite validé par des essais.

■ Le coefficient k6 est fonction de la nature du courant :

- pour un courant alternatif de fréquence ≤ 60 Hz, k6 est fonction du nombre de barres n par phase et de leur écartement.

Valeur de k6 pour un écartement égal à l'épaisseur des barres :

n	1	2	3
k6	1	1	0,98

Source : Schneider électrique

Annexes 9 : tension nominale de tenu au choc

	Tension nominale de la ligne U_N [kV _{eff}]	Tension la plus élevée pour le matériel U_M [kV _{eff}]	Tension nominale de tenue aux chocs de foudre BIL [kV _{crête}]
Classe A : $1 \leq U_m \leq 52$	3	3.6	40
	6	7.2	60
	10	12	75
	15	17.5	95
	20	24	125
	30	36	170
Classe B : $52 \leq U_m \leq 300$	50	52	250
	70	72.5	325
	110	123	450
	130	145	550
	150	170	650
	220	245	750

Source : cours réseau électrique

Annexes 10 : l'angle utilisé pour les différents types de pylônes et la portée max que chaque conducteur peut supporter

Nom du pylône	Fonction	Angle de déviation	Chaînes d'isolateurs
T	Alignement	0-2°	Suspension
A	Angle faible / anti-cascade	2-30° / 0°	Ancrage
WAE	Angle fort / arrêt	30-60° / 0°	Ancrage

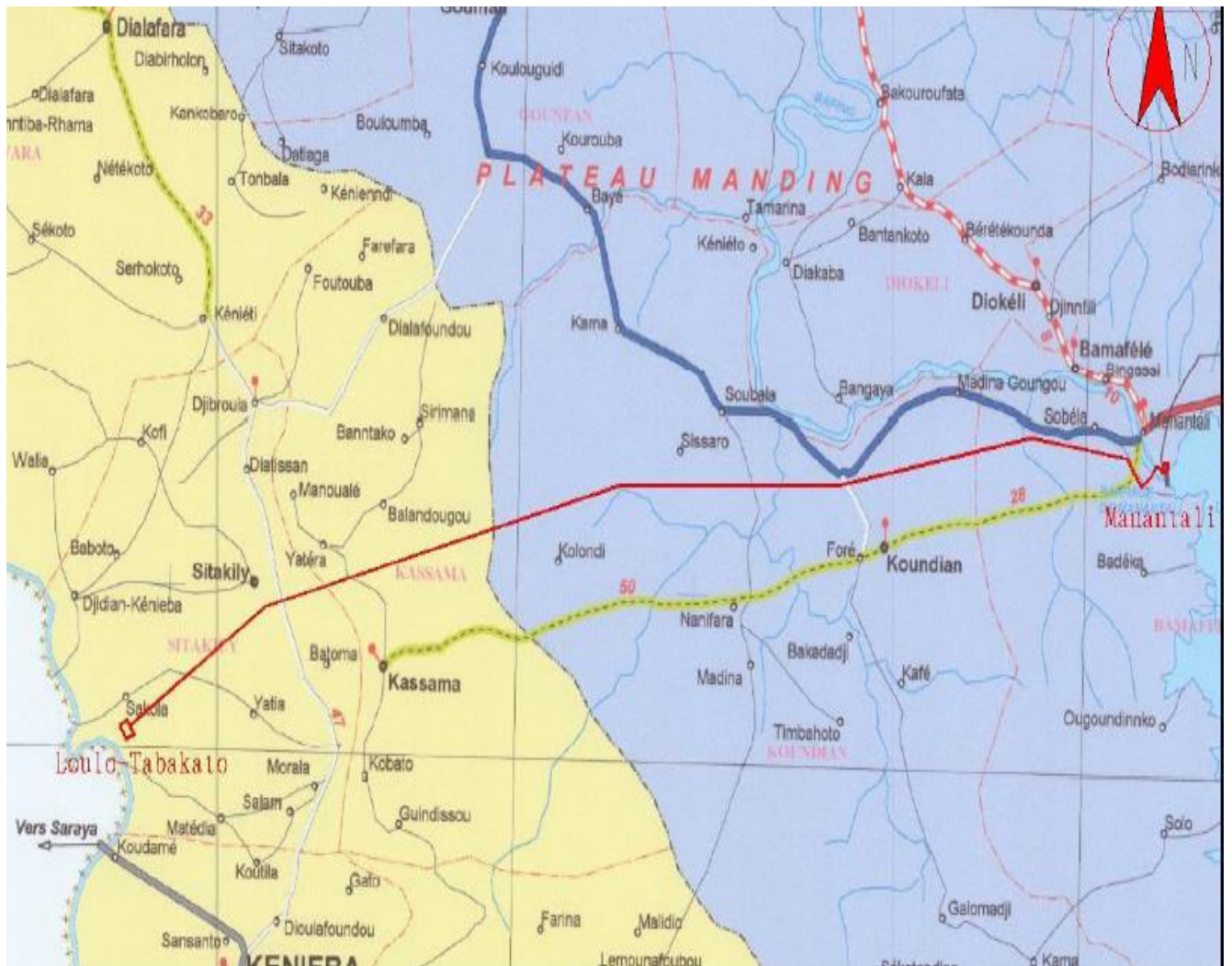
Source : Dossier d'Appel d'Offre

Tableau 1 – Caractéristiques usuelles de conception (1)			
Tension nominale (kV)	63 ou 90	225	400
Conducteurs	Aster 228 mm ² (almélec)	Aster 570 mm ² (almélec) conducteur simple ou faisceau double	Aster 570 mm ² (almélec) faisceau triple ou quadruple
Câbles de garde	Thym 157,4 mm ² (2) Phlox 94,1 mm ²	Thym 157,4 mm ² (2) Phlox 147,1 mm ²	Thym 157,4 mm ² (2) Phlox 228 mm ²
Longueur moyenne des portées (m)	325	475	525
Température de répartition (°C)	65	75	90
Paramètre usuel à la température de répartition des conducteurs (3) (m)	1 200	1 700	1 800
Paramètre usuel de répartition des câbles de garde (3) (m)	1 400	2 000	2 200

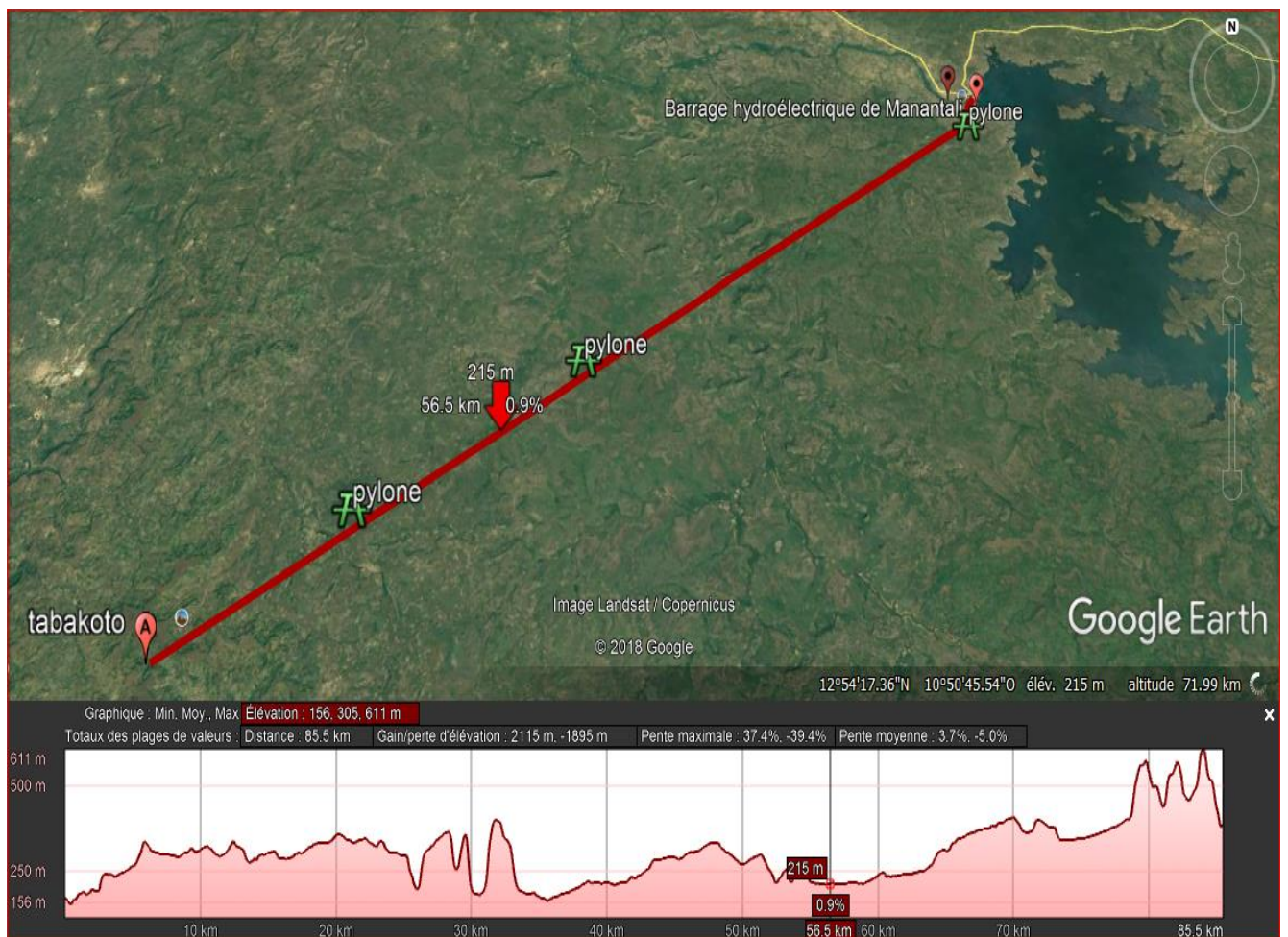
(1) Cf. également (5).
(2) Câble à circuit de télécommunication.
(3) Paramètre usuel du câble : paramètre de la courbe formée par un fil flexible suspendu par les deux extrémités, correspondant à la géométrie de pose du câble.

Source : André CHANAL et Jean Pierre LEVEQUE (technique de l'ingénieur)

Annexes 11 : tracée du réseau



Etude du raccordement des unités industrielles de la zone minière de Kayes : cas de la construction de la ligne et du poste de
TABAKOTO/LOULOU



Annexes 12 : la pression dynamique en fonction de la vitesse et le nombre d'élément d'isolateur en fonction de la tension

Tension de service (kV)	Tension maximale de service (kV)	Tension (kV) à fréquence industrielle de tenue sous pluie recommandé par CEI		Tension (KV) tenue aux chocs recommandés par la CEI		Isolateurs composant les chaines verticales des lignes de l'E.D. F			
		Isolation réduite	Isolation pleine	Isolation réduite	Isolation pleine	Nombre d'élément	Diamètre (mm)	Pas (mm)	Longueur Totale
63	72,5	-	140	-	325	4	254	127	508
90	100	150	185	380	450	6	254	127	762
150	170	275	325	650	750	10	254	127	1270
225	245	395	460	900	1050	14	254	127	1778
380	420	680	-	1550		21	280	146	3066

Hauteur au-dessus du sol [m]	Vitesse du vent [m/s]	Pression dynamique de base (q_b) [Pa]
Jusque 25	35	750
De 25 à 50	36,6	800
De 50 à 75	37,27	850
De 75 à 100	38,36	900
De 100 à 125	39,41	950
De 125 à 150	40,43	1000
De 150 à 175	41,43	1050
De 175 à 200	42,21	1100

Source : cours réseau électrique