



DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE 225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE - KAYA

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE
MASTER EN GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE
SPECIALITE RESEAUX ELECTRIQUES**

Présenté et soutenu publiquement le 25/01/2021 par

Al-Aziz TANOU (2014 0173)

Encadrant 2iE : Ing. MOUSSA KADRI Mahaman Sani, Enseignant en génie électrique et énergétique à 2iE.

**Maître de stage : Ing. Georges V. U. PODA,
Chef du Projet d'Extension et de Renforcement des Réseaux Electriques (PERREL)**

Structure d'accueil du stage : Société Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL)

Jury d'évaluation du stage :

Président : Pr. SORO Yrébégna Moussa

Membres et correcteurs : Ing. NTUMBA Delbon
Ing. MOUSSA KADRI Mahaman Sani

Promotion [2020/2021]

DEDICACES

*Je dédie ce travail à Dieu tout puissant
Et à mes chers parents, Lacina TANOU et Abiba TRAORE.*

*A Dieu pour la vie donnée, l'univers crée autour de moi, le
vent qui souffle en ma faveur et qui n'a point cessé de faire de moi,
un meilleur moi ;*

*A ma mère pour son sacrifice et son combat pour mon bien
être ;*

*A mon père pour sa lutte acharnée et son sacrifice pour mon
éducation,*

*Je vous dédie ce fruit de mon travail,
Ce fruit qui n'aurait sûrement pas pu être cueilli sans vous !*

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA**

« It always seems impossible, until it's done. »

Nelson Mandela

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je remercie DIEU, pour m'avoir donné la santé et le guide nécessaire pour l'accomplissement de ce travail.

Je remercie l'Institut 2IE pour la formation de haute qualité et je saisis l'opportunité d'adresser mes remerciements au **Directeur Général de l'Institut 2IE, Professeur El Hadj Bamba DIAW**, au **Chef de département de la filière Génie Electrique et Energétique, Professeur Moussa Y. SORO** et à tout le personnel encadrant de ladite filière.

Mes remerciements vont particulièrement à l'endroit de mon encadreur pédagogique de l'Institut 2IE, **Monsieur MOUSSA KADRI Mahaman Sani** pour son suivi, son encadrement, son partage, son attention, sa disponibilité et ses conseils.

Je remercie **Monsieur MADOUGOU Issa, Enseignant de topographie à 2IE**, pour m'avoir aidé à comprendre les données brutes issues des levés topographiques mis à ma disposition, je le remercie sa considération.

Je tiens à remercier le Directeur Général de Société Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL), **Monsieur Ahmed Baba COULIBALY** pour m'avoir accepté comme stagiaire dans sa structure.

Je traduis ma reconnaissance au **chef du projet PERREL, Monsieur PODA V. U. Georges**, pour m'avoir donné l'opportunité et l'honneur d'être mon maître de stage. Je tiens à le remercier pour les conditions favorables qu'il a réuni pour ma formation personnelle. Je le remercie également pour son encadrement technique, son partage d'expérience, son suivi, son attention, sa disponibilité et ses conseils précieux qui ont permis d'accomplir ce mémoire et qui me seront utiles le long de ma vie professionnelle future.

Je tiens à remercier **Monsieur BOGNINI Abraham, Ingénieur électricien au service PERREL**, pour sa disponibilité, son encadrement, son attention, ses conseils et sa personnalité.

J'exprime ici, toute ma reconnaissance **au personnel du service PERREL** pour leur hospitalité, leur attention et le cadre favorable créé tout au long de mon stage.

Etant un étudiant à titre privé, je traduis ici ma profonde reconnaissance à l'endroit de mes parents, **Monsieur TANOU Lacina** et **Madame TANOU/TRAORE Abiba**, pour avoir financé les études de mon frère aîné et moi à 2IE, à la même période pratiquement. Je les remercie pour leur sacrifice.

Enfin, que toutes les personnes non citées, mais qui ont contribué d'une quelconque manière que ce soit à l'accomplissement de ce mémoire, trouve ici l'expression de ma profonde gratitude.

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE 225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA

RESUME

Ce mémoire porte sur l'étude de la conception d'une ligne électrique 225 kV entre Ziniaré et Kaya. Pour cela, nous avons étudié les volets électrique, mécanique, financier, environnemental et social du projet.

Le dimensionnement électrique révèle qu'une puissance maximale de 183 MW peut être transitée par la ligne en 225 kV avec une chute de tension de 1,8 %. Conformément au choix de la SONABEL, ce sont des câbles almélec ASTER de section 570 mm² qui seront utilisés comme conducteurs de phase. Cependant, nous avons montré qu'un câble ASTER de 366 mm² peut être utilisé pour ce projet ; son utilisation pourrait permettre à la SONABEL d'avoir un gain d'environ **1 069 120 959 F CFA soit 11,18 % du coût total du projet**. Aussi, la ligne sera munie de deux câbles de garde pour assurer une meilleure protection et une télécommunication des données entre les postes. Les isolateurs utilisés seront en verre trempé avec une chaîne constituée de 16 assiettes standard. Chaque chaîne aura une tenue aux chocs de foudre de 1120 kN avec une ligne de fuite de 5120 mm.

Néanmoins, compte tenu d'une exploitation de la ligne en 90 kV avec un transit d'une puissance de 25 MVA, nous nous sommes intéressés aux différents postes. Une extension de la travée ligne est requise au poste 90 kV de Ziniaré. Au poste 90 kV de Kaya, un transformateur de 25 MVA sera installé. La configuration des postes et leur protection ont également été étudiées dans notre travail. D'autre part, la ligne va subir des pertes en puissance active de 318 kW et une tension de 88,99 kV sera enregistrée au jeu de barre arrivé du poste de Kaya, ce qui est conforme au réglage de plus ou moins 5 % en tension en exploitation 90 kV.

La dimension mécanique du projet a été étudiée de façon manuelle pour une première approche et les résultats ont été par la suite améliorés avec le logiciel PLS CADD. L'étude a été ainsi validée par le logiciel, ce qui est une exigence du maître d'ouvrage. **203 pylônes** en treillis, ayant chacun une hauteur de base de 32 m, seront utilisés. Le coût total du projet s'élève à **9 584 795 075 F CFA**. Sa mise en œuvre favorisera la création d'emplois, l'amélioration du niveau de vie des populations impactées, de développement des activités informelles, etc.

MOTS CLES

- 1-Dimensionnement Electrique
- 2-Dimensionnement Mécanique
- 3-HTB
- 4-Ligne aérienne
- 5-Postes électriques

ABSTRACT

This report is related to the design of the 225 kV overhead transmission line between Ziniaré and Kaya. To fulfil this purpose, we looked into the overhead transmission line electrical and mechanical design. Besides, we considered the financial, social and environmental aspect, which are very important to be taken into account.

First and foremost, the electrical design revealed that 183 MW active power could be transported with a 1.8 % voltage drop in 225 kV. The cable type used in the study is the ‘‘all aluminium alloy conductor’’ type. Aster 570 is particularly the one used according to the contracting authority’s will. However, we led a sharp study that showed a 366 mm² cable can be used as phase’s conductors in this project and its use could generate about **1 069 120 959 F CFA** profit to SONABEL, **an amount that represents 11,18 % of the total budget required for the project**. Elsewhere, the line will be made of two ground wires: an optical ground wire and a standard one. Their main role is to assure the line’s best protection and make the orders telecommunication possible between substations. As far as the insulators are concerned, we chose the toughened glass type in chains made of 16 standard units, each having a basic insulation level of 1120 kN and 5120 mm as creepage distance.

Given the line’s 90 kV exploitation with a 25 MVA power to be transported, we studied the different substations with the equipment required in each. A line-bay extension is needed at Zinaré substation and a 25 MVA transformer has to be installed at Kaya substation. Elsewhere, we found out that 318 kW active power will be lost during the energy transportation under 90 kV. The voltage level at the destination Kaya busbar is 88.99 kV, which is in accordance with the 5 % voltage setting higher or lower.

We then got into the mechanical design manually and improved our results using the PLS CADD software. It validated the study, which is a condition imposed by SONABEL. 203 lattice towers are required; they will be each 32 m high. A **9 584 795 075 F CFA** should be considered for this project sake whose implementation will create more jobs and improve the impacted population’s lifestyle by creating new jobs, allowing small businesses to grow up, etc.

KEYWORDS

- 1-Electrical Design
- 2-Electricity substations
- 3-High Voltage B category
- 4-Mechanical Design
- 5-Overhead transmission line

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA**

LISTE DES ABREVIATIONS

Ω	: Ohm
€	: Euro
2IE	: Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'environnement
A	: Ampère
BIL	: Basic Insulation Level
CEI	: Commission Electrotechnique Internationale
CGFO	: Câble de Garde à Fibre Optique
daN	: deca-Newton
DAO	: Dossier d'Appel d'Offre
F CFA	: Francs des Communautés Françaises d'Afrique
HT	: Haute Tension
HTA	: Haute Tension catégorie A
HTB	: Haute Tension catégorie B
kg	: kilogramme
kV	: Kilo-Volt
m	: mètre
MPa	: Méga-Pascal
MVA	: Méga-Volt-Ampère
MW	: Méga-Watt
N/m	: Newton par mètre
ODD	Objectifs de Développement Durable
P.A.L	: Pylône d'alignement
PASEL	: Projet d'Appui du Secteur de l'Electricité
PERREL	: Projet d'Extension et de Renforcement des Réseaux Electrique
PNDES	Programme Nationale de Développement Economique et Social
SONABEL	: Société Nationale d'Electricité du Burkina
TC	: Transformateur de Courant
TT	: Transformateur de Tension
TTC	: Toutes Taxes Comprises
TVA	: Taxes sur la Valeur Ajoutée

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA**

SOMMAIRE

Table des matières

DEDICACES	i
REMERCIEMENTS	iii
RESUME	iv
MOTS CLES.....	iv
ABSTRACT.....	v
KEYWORDS	v
LISTE DES ABREVIATIONS.....	vi
SOMMAIRE	vii
LISTE DES TABLEAUX	xii
LISTE DES FIGURES	xiii
INTRODUCTION GENERALE.....	1
I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL	1
I.1. Présentation.....	1
I.2. Historique.....	2
I.3. Organisation structurelle.....	2
I.4. Objectifs/mission.....	2
I.5. Perspectives.....	3
II. PRESENTATION DU PROJET D'ETUDE	3
II.1. Contexte et objectifs du projet	3
II.2. Présentation de la ligne Ziniaré-Kaya 225 kV et de son tracé.....	3
II.3. Etat des lieux, diagnostique et justification du projet.....	4
III. LES LIGNES ELECTRIQUES AERIENNES HTB	5
III.1. Généralités.....	5
III.2. Technologie des conducteurs	6
III.3. Technologie des câbles de garde	7
III.4. Technologie des isolateurs	8
III.5. Technologie des pylônes	9
III.6. Les fondations [10]	11

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE 225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA

III.7.	Les accessoires de ligne [11].....	12
IV.	ETUDE ELECTRIQUE DE LA LIGNE 225 kV ZINIARE-KAYA	13
IV.1.	Méthodologie générale de l'étude électrique	13
IV.2.	Dimensionnement électrique de la ligne Ziniaré-Kaya 225 kV	14
IV.2.1.	Détermination de la puissance maximale	14
IV.2.2.	Détermination du courant supposé nominal	14
IV.2.3.	Détermination du courant de court-circuit triphasé théorique	15
IV.2.4.	Choix des types de câbles à utiliser comme conducteurs de phase et câbles de garde	16
IV.2.5.	Détermination de la section de câble conformément à la volonté du maître d'ouvrage	18
IV.2.5.1.	Vérification du courant admissible par le câble.....	18
IV.2.5.2.	Vérification du courant de court-circuit admissible par le câble	19
IV.2.5.3.	Vérification de la chute de tension.....	19
IV.2.5.4.	Conclusion concernant le câble ASTER 570.....	20
IV.2.6.	Analyse critique afin de déterminer une section minimale optimale et économique	21
IV.2.6.1.	Vérification du courant admissible par le câble de 366 mm ²	21
IV.2.6.2.	Vérification de la chute de tension de l'ASTER 366 mm	22
IV.2.6.3.	Conclusion concernant le câble ASTER 366 mm.....	22
IV.2.6.4.	Analyse approfondie, détermination de la section optimale économique (SOE) [12]	22
IV.2.7.	Choix de la section de câble à utiliser	24
IV.2.8.	Choix de la section des câbles de garde à utiliser	25
IV.2.9.	Dimensionnement des isolateurs.....	26
IV.2.9.1.	Choix du type d'isolateur à utiliser.....	26
IV.2.9.2.	Détermination de la tension de contournement β	28
IV.2.9.3.	Détermination de la longueur de la ligne de fuite des isolateurs L_f	28
IV.2.9.4.	Détermination de la tension de tenue de choc de foudre (BIL).....	28

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE 225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA

IV.2.9.5.	Détermination de la tension exercée par les conducteurs	29
IV.2.9.6.	Choix de l'isolateur.....	29
IV.2.9.7.	Détermination de la chaîne d'isolateurs.....	30
IV.3.	Conclusion de l'étude électrique	31
V.	ETUDE MECANIQUE MANUELLE DE LA LIGNE 225 kV ZINIARE-KAYA.....	32
V.1.	Méthodologie de l'étude mécanique	32
V.2.	Définitions et notations essentielles à connaître pour l'étude mécanique	32
V.3.	Dimensionnement mécanique de la ligne 225 kV Ziniaré-Kaya	33
V.3.1.	Etude mécanique relative aux conducteurs de phase, l'ASTER 570	35
V.3.1.1.	Détermination du poids linéique, de la force du vent, de la pression dynamique, de l'angle d'inclinaison ou de balancement de la chaîne d'isolateurs et du poids équivalent ..	35
V.3.1.2.	Détermination de la portée critique, de la constante « a », de la tension à laquelle le câble est soumis et de la flèche maximale	36
V.3.2.	Etude mécanique du câble de garde classique, le Phlox 147,1.....	38
V.3.3.	Etude mécanique du câble de garde à fibre optique, le Thym 157,4	39
V.3.4.	Détermination des distances de sécurité.....	39
V.3.4.1.	Détermination des distances minimales relatives aux câbles et aux structures	39
V.3.4.2.	Détermination des distances de sécurité par rapport aux obstacles	41
V.3.5.	Etude mécanique relative aux pylônes	43
V.3.5.1.	Répartition des pylônes	44
V.3.5.2.	Détermination des charges appliquées aux pylônes par le conducteur de phase ASTER 570	45
V.3.5.3.	Détermination des charges appliquées aux pylônes par le câble de garde classique, le Phlox 147,1.....	46
V.3.5.4.	Détermination des charges appliquées aux pylônes par le câble de garde à fibre optique, le Thym 157,4	46
V.4.	Résumé des résultats de l'étude mécanique de la ligne 225 kV Ziniaré-Kaya et conclusion	46
VI.	ETUDE DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA 225 kV AVEC LE LOGICIEL PLS CADD	

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE 225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA

48

VI.1.	Revue sur les logiciels existants pour le dimensionnement de lignes électriques HT	48
VI.2.	Justification de l'utilisation de PLS CADD dans notre étude	48
VI.2.1.	Présentation du logiciel	48
VI.2.2.	Etude de l'amélioration des résultats manuels avec PLS CADD	49
VI.2.2.1.	Simulation de nos résultats manuels et appréciation du logiciel	49
VI.2.2.2.	Etude de la ligne Ziniaré-Kaya 225 kV avec PLS CADD et amélioration des résultats	50
VII.	LES POSTES.....	51
VIII.1.	Généralités	51
VIII.2.	Etude du poste 90 kV de Ziniaré.....	52
VIII.2.1.	Travaux aux poste de Ziniaré et protection du poste	52
VIII.2.2.	Schéma unifilaire du poste 90 kV de Ziniaré.....	53
VIII.3.	Etude du poste 90 kV de Kaya.....	53
VIII.3.1.	Travaux aux poste de Kaya et protection du poste.....	53
VIII.3.2.	Schéma unifilaire du poste 90 kV de Kaya.....	53
VIII.	EXPLOITATION DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA EN 90 kV ET MODELISATION DU RESEAU AVEC LE LOGICIEL NEPLAN.....	54
IX.	ETUDE FINANCIERE DU PROJET.....	56
IX.1.	Estimation financière du projet.....	56
IX.2.	Analyse critique entre critère économique et section de conducteurs de phase.....	57
X.	NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL DU PROJET.....	58
X.1.	Rappel des phases et composantes du projet	59
X.2.	Cadre législatif et réglementaire	59
X.3.	Enumération des différents impacts du projet.....	59
X.4.	Mesures d'atténuation des impacts négatifs	60
X.5.	Conclusion de la notice d'impact environnemental et social.....	60

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA**

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS.....	61
BIBLIOGRAPHIE	I
LISTE DES ANNEXES	III

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I: Classification des réseaux électriques suivant le niveau de tension.	5
Tableau II: Etat des lieux de la HTB au Burkina en 2019 [1].	5
Tableau III: Spécifications techniques des différents types de conducteurs [5].	7
Tableau IV: Principaux pylônes rencontrés et leurs variantes.	9
Tableau V: Quelques puissances de court-circuit Scc en fonction de la tension [12].	15
Tableau VI: Les câbles homogènes en alliage d'aluminium (almélec) les plus utilisés et leurs caractéristiques.	16
Tableau VII: Normes auxquelles les câbles doivent être conformes pour une utilisation au Burkina [13].	17
Tableau VIII: Caractéristiques de l'ASTER 570.	18
Tableau IX: Conducteurs utilisés en HTB suivant les zones de givre [5].	20
Tableau X : Paramètres de calculs pour la détermination de la SOE.	23
Tableau XI: Hypothèses utilisées pour la détermination de la SOE.	24
Tableau XII: Récapitulatifs de résultats des calculs des paramètres relatif à la détermination de la SOE.	24
Tableau XIII: Associations recommandées de conducteurs et de câbles de garde [7].	25
Tableau XIV: Caractéristiques des câbles de garde choisis Phlox 147,1 et Thym 157,4.	26
Tableau XV: Normes auxquelles les isolateurs doivent satisfaire pour une utilisation au Burkina Faso [13].	27
Tableau XVI: Tension de contournement, zone de pollution et degré de salinité.	28
Tableau XVII: Tension la plus élevée du matériel UM en fonction du BIL [12].	29
Tableau XVIII: Caractéristiques d'assiettes standard.	30
Tableau XIX: BIL et nombre d'assiettes (standard) en fonction du pas [12].	30
Tableau XX: Données climatiques [13].	33
Tableau XXI: Hypothèses d'étude.	34
Tableau XXII: Valeurs des flèches maximales et minimales pour nos différents câbles et des distances à respecter entre câbles.	41
Tableau XXIII: Distances de sécurité [14, 15, SONABEL].	42
Tableau XXIV: Récapitulatif des résultats manuels sur les types de pylônes à utiliser.	47
Tableau XXV: Résumé de l'étude financière.	56
Tableau XXVI: Investissement à court et à long terme pour les câbles de 336 mm ² et 570 mm ²	58

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Zone d'étude et tracé de la ligne Ziniaré-Kaya 225 kV.	4
Figure 2: Câbles AACSR (a), AAAC (b) et ACSR (c).	6
Figure 3: Câble de garde à fibre optique.....	7
Figure 4: Isolateurs en céramique (a), en composite (b) et en verre (c).	9
Figure 5: Différentes dispositions géométriques des consoles.	10
Figure 6: Différentes dispositions étagées des consoles des pylônes.....	11
Figure 7: Fondation à dalle (a), fondation monobloc (b), fondation de type monobloc à bulle (c) et fondation monobloc à grille (d).	11
Figure 8: Balise avifaune.	12
Figure 9 : Balise lumineuse.....	12
Figure 10 : Manchons d'ancrage et de jonction.....	13
Figure 11: Entretoises.	13
Figure 12: Bretelle simple.....	13
Figure 13: Amortisseurs stockbridge.....	13
Figure 14: Définition des paramètres géométriques.....	33
Figure 15: Illustration d'un pylône en treillis.	43
Figure 16: Schémas unifilaires du pylône double terne (a) et du pylône simple terne (b).	44
Figure 17: Résultats de la simulation conformément à la répartition et état de l'ouvrage.....	49
Figure 18: Schéma unifilaire du poste 90 kV de Ziniaré.....	53
Figure 19: Schéma unifilaire du poste 90 kV de Kaya.	54
Figure 20: Modélisation du réseau avec le logiciel Neplan.	55
Figure 21: Résultats présentés sur le modèle après simulation.....	55
Figure 22: Relation de comparaison entre coût et section du câble.	57

INTRODUCTION GENERALE

Le système électrique national du Burkina se compose d'un important mix énergétique avec entre autre des apports venant des sources de productions thermiques, hydrauliques et solaires ; sans oublier les interconnexions avec certains pays de la sous-région tels le Ghana, le Togo et la Côte d'Ivoire. En 2019, l'énergie totale produite au Burkina était de 1925,9 GWh dont 53,17 % représente l'apport des interconnexions, 39,06 % la production SONABEL et 7,77 % la contribution des producteurs privés [1]. Cependant le taux de couverture national reste faible. Il était de 21,34 % en 2018, ce qui n'est pas favorable au développement économique et social d'un pays.

De nos jours, l'énergie électrique n'est plus un luxe. Tous ont droit à l'électricité. L'accès de tous à une énergie électrique disponible et de qualité fait partie des objectifs de développement durable à atteindre d'ici l'année 2030 [2] et est également pris en compte par le gouvernement en place dans son PNDES. Il est donc primordial pour la SONABEL de mettre en place des projets de constructions de nouvelles sources de production, d'extension et de renforcement de ses réseaux électriques haute tension (HT) et basse tension (BT) dans les zones péri-urbaines dans le but de rendre l'énergie électrique plus accessible et disponible.

Notre étude porte sur le projet de construction d'une ligne électrique 225 kV entre Ziniaré et Kaya. Dans cette étude, il s'agira de réaliser le dimensionnement électrique et mécanique de la ligne Ziniaré-kaya 225 kV. Pour cela, nous allons subdiviser notre travail en trois grandes parties. Dans la première, nous traiterons le volet électrique de l'étude puis dans la deuxième, le volet mécanique. La dernière partie de l'étude consistera à faire une étude financière du projet et une étude d'impact environnemental et social.

I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL

I.1. Présentation

La Société Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL) est une société d'Etat ayant un capital de 63 308 270 000 F CFA. Ce capital est entièrement détenu par l'Etat Burkinabé. La SONABEL est administrée par un conseil d'administration dont le rôle est de définir d'une part la politique générale d'orientation, de vérifier la gestion de la société et de décider de la répartition du résultat. D'autre part, il se charge aussi de mettre en application le budget de l'exercice en cours et de nommer voir renouveler ou mettre fin au contrat des dirigeants. Le conseil d'administration est actuellement présidé par Monsieur Bruno KORGOG [3].

I.2. Historique

C'est depuis le 14 avril 1995 que la SONABEL est devenue une Société d'Etat. En effet, sa dénomination et son statut juridique ont subi plusieurs changements au fil du temps. La société fut appelée Energie de l'Afrique de l'Ouest (Energie AOF) en 1954, ensuite Société Africaine d'Electricité (SAFELEC) en 1960 puis, Société Voltaïque d'Electricité (VOLTELEC) en 1968 prenant la forme de société anonyme de droit voltaïque avec un capital de 1 000 000 F CFA répartis entre la Caisse Centrale de Coopération Economique (CCCE), la SAFELEC et des personnalités voltaïques. En septembre 1976 la VOLTELEC prend la forme d'Etablissement Public à Caractère Industriel et Commercial (E.P.I.C.) par décret n° 76 /344/PRESS/MTP/URB avec un capital de 1 387 628 F CFA. Dans la même année, par l'ordonnance n° 76/021/PRES/MTP/URB, l'exclusivité de la production, du transport et de la distribution de l'électricité lui fut accordée. C'est en août 1984 avec l'avènement du Conseil National de la Révolution (CNR) et le changement de nom du pays que la VOLTELEC a pris la dénomination de Société Nationale d'Electricité du Burkina, SONABEL en abrégé. En 1995, la SONABEL a changé de statut juridique par décret n° 95/160/PRES/MICM/TPHU du 14 avril et est passée de la forme d'Etablissement Public à Caractère Industriel et Commercial à celle de Société d'Etat. Son statut de Société d'Etat a été approuvé le 31 décembre 1997 par le décret n° 97599/PRES/PM/MEM/MCIA [3].

I.3. Organisation structurelle

L'organigramme actualisé (2019) de la SONABEL est représenté sur l'**Annexe 1**.

I.4. Objectifs/mission

La SONABEL se fixe comme mission, produire, transporter, distribuer et commercialiser l'électricité au Burkina Faso. Conformément à cette mission, elle se doit de mettre à la disposition de la population Burkinabé, une électricité de qualité et à moindre coût sur l'ensemble du territoire national.

En 2019, la SONABEL a vu la nomination de son nouveau Directeur Général par le décret n°2019-311/PRES/PM/ME du 18 avril 2019. Le Directeur Général s'est fixé aussi l'objectif de poursuivre ou d'achever les divers projets en cours pour l'amélioration de l'accès à l'électricité, de promouvoir l'efficacité énergétique et d'améliorer les prestations de services délivrés aux clients.

I.5. Perspectives

La SONABEL a déjà réalisé une multitude de projets mais, le taux de couverture reste toujours faible, face à la demande croissante. Elle a entrepris ainsi des activités pour relever le défi. Ces perspectives sont entre autre, le renforcement des capacités de production thermique et de transport, le projet de la « Dorsale Nord 330 kV » qui concerne la construction d'une ligne de transport d'électricité de 330 kV reliant les pays suivants le Nigeria, le Bénin, le Niger, le Burkina Faso et le Mali. Nous notons également comme perspectives, le projet de renforcement du « Réseau National Interconnecté (PR-RNI) » et de la Centrale de Kossodo (PRCK), etc. Tous ces projets sont envisagés dans le but d'augmenter le taux d'accès national à l'électricité et de mettre à la disposition de la population, une énergie disponible et de qualité, à un coût abordable.

II. PRESENTATION DU PROJET D'ETUDE

II.1. Contexte et objectifs du projet

En vue de faire face à la demande croissante en énergie électrique, la SONABEL a entrepris de renforcer ses infrastructures de production, de transport et de distribution. Ce renforcement entre dans la stratégie « intégration régionale » de la SONABEL, qui consiste à développer les interconnexions avec les pays voisins. Or, la mise en œuvre d'une telle stratégie nécessite le développement du réseau national pour assurer une bonne desserte des régions. C'est dans ce cadre que la SONABEL, accompagnée de la Banque Mondiale, a entrepris un projet de renforcement de trois liaisons interurbaines haute tension dont la liaison 225 kV Ziniaré-Kaya qui nous a été soumise pour étude. Notre projet d'étude entre donc dans un programme qui devrait améliorer le taux d'accès à l'électricité au Burkina Faso et soutenir l'établissement d'un marché régional de l'électricité en Afrique de l'Ouest. En outre, ces nouvelles liaisons électriques permettront également d'assurer une évacuation convenable de la production des centrales solaires projetées à Kaya, Pâ, Koudougou et Dédougou. Elles sont relatives au Projet d'Appui du Secteur de l'Electricité (PASEL) et au Projet d'Extension et de Renforcement des Réseaux électriques (PERREL).

C'est dans ce contexte que l'étude de la conception électrique et mécanique de la ligne 225 kV reliant Ziniaré à Kaya nous a été soumise.

II.2. Présentation de la ligne Ziniaré-Kaya 225 kV et de son tracé

La ligne électrique Ziniaré-Kaya 225 kV va s'étendre sur 69,15 km environ. Elle sera composée d'une partie biterne et d'une partie monoterne. Elle prend naissance au niveau du poste de Ziniaré (à environ 30 km au nord-est de Ouagadougou). Du poste de Ziniaré, elle

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE 225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA

s'entend sur 1,49 km vers l'est en biterne jusqu'au point d'angle « ZK02 ». Ensuite, elle suit le tracé général de la Route Nationale 03 (RN3) en monoterne sur les 67,66 km restant, du point « ZK02 » jusqu'au niveau du poste de Kaya. La ligne présente 17 points d'angle, traverse la RN3 à deux reprises et se situe dans les régions du plateau central et du centre nord. Plus de détails et d'explications seront donnés par la suite, dans notre étude. La **Figure 1** représente une vue de la zone d'étude et du tracé de la ligne avec le logiciel « Google Earth » :

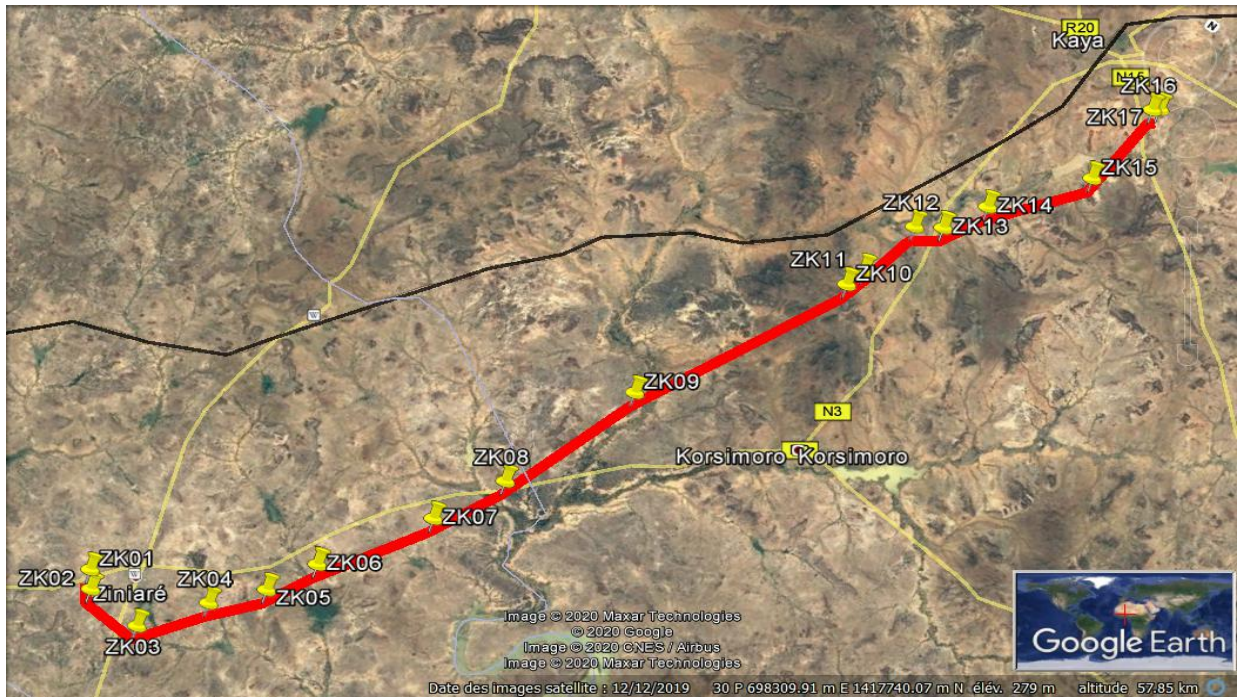


Figure 1: Zone d'étude et tracé de la ligne Ziniaré-Kaya 225 kV.

II.3. Etat des lieux, diagnostique et justification du projet

L'état des lieux fait part d'une ligne électrique 33 kV déjà existante entre Ziniaré et Kaya. Cette ligne alimente plusieurs départs utilisés pour l'électrification de certaines localités situées sur l'axe Ziniaré-Kaya. Ces départs intermédiaires sont sources de défauts affectant le tronçon principal. Cela occasionne des interruptions de la continuité de service. Aussi, compte tenu de la distance Ziniaré-Kaya qui est de 69 km environ, le niveau de tension 33 kV de la ligne existante fait face à d'importantes chutes de tension et de pertes par effet joule, d'où l'utilité de la construction d'une nouvelle ligne reliant Ziniaré et Kaya qui servira de renfort. La ligne 225 kV permettra également d'augmenter la capacité de transit entre les deux villes, prendra en compte les éventualités d'extensions futures et fiabilisera la qualité de service.

Outre cela, une étude électrique et mécanique de la construction de la ligne 90 kV entre Kossodo et Ziniaré [4] a été réalisée mais les travaux d'exécution n'ont pas encore été lancés. L'axe Kossodo-Ziniaré 90 kV à construire est très important pour notre étude. En effet, selon

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE 225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA

le programme d'exploitation, notre ligne 225 kV Ziniaré-Kaya sera premièrement exploitée en 90 kV. Pendant sa phase exploitation en 90 kV, elle sera le prolongement de la ligne Kossodo-Ziniaré 90 kV à partir du poste de Ziniaré.

III. LES LIGNES ELECTRIQUES AERIENNES HTB

III.1. Généralités

Un réseau électrique est un ensemble d'ouvrages physiques (partie puissance) et non physiques (partie commande) mis en œuvre pour transiter l'énergie électrique des centres de productions vers les points de consommations. Le rôle principal d'une ligne électrique est de véhiculer une puissance active. Les lignes électriques sont classées suivant quatre critères que sont : le niveau de tension, la topologie, la nature et la fonction. Pour cette étude, nous allons nous intéresser à leur classification selon le niveau de tension. La norme « C18 510 » distingue quatre niveaux de tensions dont les détails sont donnés dans le **Tableau I**.

Tableau I: Classification des réseaux électriques suivant le niveau de tension.

		En courant alternatif	En courant continu lissé
Très Basse Tension (BT)		$U \leq 50 \text{ V}$	$U \leq 120 \text{ V}$
Basse Tension (BT)*		$50 \text{ V} < U \leq 1000 \text{ V}$	$120 \text{ V} < U \leq 1500 \text{ V}$
Haute Tension (HT)	HTA	$1000 \text{ V} < U \leq 50\,000 \text{ V}$	$1\,500 \text{ V} < U \leq 75\,000 \text{ V}$
	HTB	$U > 50\,000 \text{ V}$	$U > 75\,000 \text{ V}$

*La nouvelle norme NFC 18 510 ne distingue plus les sous domaines BTA et BTB.

Les lignes HTB sont utilisées pour le transport de l'électricité. Notre étude concerne ce type de ligne car elle porte sur le dimensionnement électrique et mécanique de la ligne Ziniaré-Kaya de niveau de tension 225 kV. Le **Tableau II** présente l'état des lieux de la HTB au Burkina en 2019 :

Tableau II: Etat des lieux de la HTB au Burkina en 2019 [1].

Tension (kV)	Longueur du réseau (km)	Nombre de postes	Transformateurs en nombre de la SONABEL	Puissance Totale installée (MVA)
225	665	03	08	380
132	370	05	10	100
90	338	08	14	611

Les principaux éléments constitutifs d'une ligne aérienne HTB sont: les conducteurs, les câbles de garde, les isolateurs et les pylônes.

III.2. Technologie des conducteurs

Ils sont le biais par lequel le transit de l'énergie est possible. Ce sont des câbles nus. De nos jours, deux grands types de conducteurs sont utilisés dans la conception des lignes HTB. Ce sont : les câbles en alliages d'aluminium et les câbles en aluminium-acier qu'on appelle les câbles « steel-reinforced aluminium conductor (ACSR) ». Les alliages d'aluminium sont de deux types : l'almélec encore appelé « all aluminium alloy conductor (AAAC) » et l'almélec - acier, appelé « steel-reinforced aluminium alloy conductor (AACSR) ». Un aperçu des différents types de câbles cités est donné par la **Figure 2** :

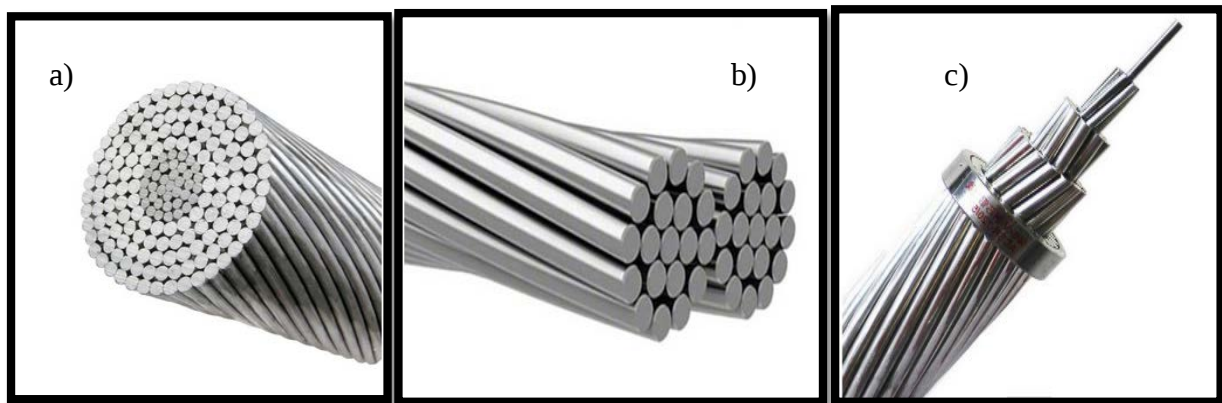


Figure 2: Câbles AACSR (a), AAAC (b) et ACSR (c).

Le câble AAAC est constitué d'un alliage d'aluminium offrant des caractéristiques électriques et mécaniques pouvant répondre à des contraintes peu exigeantes. Leur constitution étant homogène, ils peuvent supporter une tension mécanique engendrée par de faibles dépôts de givres de l'ordre de 320 MPa [5] sur le câble. L'appellation almélec vient du fait que l'alliage d'aluminium utilisé contienne de faibles additions de silicium et de magnésium.

Les câbles AACSR offrent une contrainte à la rupture en traction élevée et résiste mieux aux dépôts de givres importants sur le câble, dans des conditions climatiques critiques. Ce type de câble est généralement utilisé dans les zones où les dépôts de givre sont très importants ou dans les régions montagneuses.

Le type de câble ACSR a été développé pour améliorer la contrainte à la rupture de traction de l'aluminium écroui. Le câble comporte une âme d'acier utilisée pour supporter une grande partie de la tension mécanique à laquelle le câble sera soumis.

Les spécifications techniques des différents types sont données dans le **Tableau III** :

Tableau III: Spécifications techniques des différents types de conducteurs [5].

Type de câble	Résistivité à 20 °C ($10^{-8} \Omega \cdot m$)	Masse volumique ($kg \cdot m^{-3}$)	Contrainte à la rupture en traction (MPa)	Module d'élasticité (MPa)	Coefficient thermique ($10^{-6} K^{-1}$)
AACSR	2,82	2 700	150 à 190	60 000	23
AAAC	3,26	2 700	320 à 380	60 000	23
ACSR	15	7 800	1 410 à 1 450	185 000	11.5
CUIVRE**	1,72	8 890	380 à 450	105 000	17

**Le cuivre n'est plus utilisé comme matériau de fabrication des conducteurs de lignes aériennes HTB [5]. Bien qu'il soit un excellent conducteur, il est onéreux et lourd, raisons pour lesquelles son utilisation a été abandonnée.

III.3. Technologie des câbles de garde

Les câbles de garde sont installés au-dessus des conducteurs de phase. On rencontre principalement deux technologies [4] de câbles de garde suivant le matériau utilisé. Il s'agit des câbles de garde almélec-acier (AACSR) et des câbles de garde à circuits de télécommunication.

Les câbles de garde almélec-acier (AACSR) sont les mêmes que ceux vus précédemment. On note souvent leur utilisation comme conducteurs de phases pour les lignes électriques HTA [5].

Cependant, la deuxième technologie de câble de garde permet d'établir une télécommunication de données et d'ordres entre des postes HT. Leurs circuits de télécommunication sont situés dans un conduit en aluminium, le tout recouvert par les conducteurs d'almelec-acier. De nos jours, deux types de circuits de télécommunication sont utilisés en fonction de l'application ; ce sont : les circuits à fibres optiques et les circuits à cartes téléphoniques. Pour la télécommunication des données, les câbles de garde à fibres optiques (CGFO) sont ceux qui sont les plus utilisés. La **Figure 3** présente un CGFO :



Figure 3: Câble de garde à fibre optique.

Les câbles de gardes de garde sont très importants en HTB. Ils assurent facilement l'amortissement des ondes de chocs causées par les surtensions atmosphériques (la foudre par exemple) et participent à la stabilisation de la ligne.

D'autre part, les câbles de gardes permettent de protéger la ligne en évacuant rapidement tout courant de défaut vers la terre. En effet, ils sont interconnectés aux prises de terre électrique en HTB. Les courants de défaut seront donc évacuer rapidement au niveau de la prise de terre la plus proche, à travers le câble de garde.

Selon l'application, il est possible d'utiliser un ou deux câbles de garde sur une ligne HTB. Pour une ligne électrique de 225 kV, le coût d'installation de câbles de garde se situe entre 12 % à 20 % du coût total de la ligne [6].

III.4. Technologie des isolateurs

Les isolateurs permettent d'isoler les conducteurs des masses métalliques des pylônes. On rencontre principalement deux types d'isolateurs que sont : les éléments de chaines et les isolateurs rigides [7]. Les isolateurs peuvent aussi être classés selon le matériau de fabrication. Dans ce cas de figure, nous rencontrons les isolateurs en matériaux synthétiques ou composites, les isolateurs en verres (en verre trempé et en verre écroui).et les isolateurs en céramique [8].

- **Les isolateurs composites ou en matériaux synthétiques** : ils ont une tension de traction mécanique satisfaisante et une tenue mécanique moyenne. Leur utilisation est répandue dans les zones polluées car ils sont de masses faibles. Ils sont durables et peu onéreux. Il est également facile de détecter des pannes à leur niveau à l'aide d'appareils de détection de défauts.
- **Les isolateurs en verre trempé** : Ils ne sont pas déformables et résistent aux variations brusques de températures. Ils présentent ainsi une bonne résistance mécanique en traction (05 à 06 fois plus grande que le verre écrouit) et sont peu onéreux.
- **Les isolateurs en verre écroui** : Ils sont généralement affectés par des variations brusques de températures et ne peuvent être utilisés en suspension. Leur coût est relativement peu onéreux.
- **Les isolateurs en céramiques** : Ils ont des propriétés chimiques proches de celles de la stéatite ou de la porcelaine et offrent une bonne tenue mécanique et électrique. Le matériau a la possibilité de prendre des formes géométriques complexes.

La **Figure 4** illustre les types d'isolateurs rencontrés selon le matériau de fabrication.

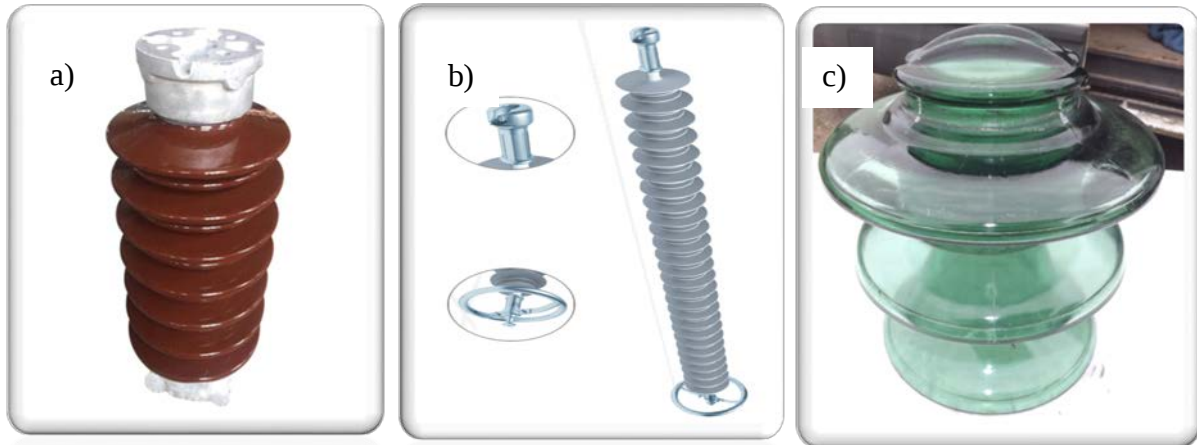


Figure 4: Isolateurs en céramique (a), en composite (b) et en verre (c).

III.5. Technologie des pylônes

Les pylônes représentent les supports des lignes HT. Ils permettent de maintenir les conducteurs à une distance suffisante du sol, requise pour assurer la sécurité des personnes et des biens et d'isoler les conducteurs de la terre. On distingue trois types de pylônes : les pylônes haubanés, les pylônes monopodes et pylônes en treillis. Il existe cependant des variantes Le **Tableau IV** récapitule les types de pylônes les plus rencontrés avec leurs variantes.

Tableau IV: Principaux pylônes rencontrés et leurs variantes.

Pylônes		Généralités / utilisation
Types	Variantes	
Haubanés	A chaînette	Il est utilisé pour des tensions de 735 kV, relativement plus léger, peu onéreux, assemblage simple, l'usinage implique l'utilisation de peu d'acier que le type haubané en V.
	En V	Ce modèle est utilisé pour des tensions de 230 kV à 735 kV, plus économique que les pylônes classiques.
Monopodes	Roseau	C'est un type de pylône utilisé en France, dans la zone du Nord. Il peut être utilisé pour une tension de l'ordre de 400 kV.
	Fougère	Il est utilisé au dans la zone sud de la France sur des réseaux de kV

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA

	Muguet	Il a un poids relativement moins important, plus utilisé dans les zones urbaines, entre dans le « décoeur » du milieu.
Treillis	Triangle ou classique	Ce type es utilisé pour des tensions de 110 kV à 315 kV, occupe peu de place au sol, la hauteur varie entre 25 m et 60 m.
	Portique	Il est adapté aux lignes à 735 kV, peu encombrant au niveau du sol, utilisé en zones agricoles
	Chat ou Mae West	Il est utilisé pour des tensions de 110 kV à 735 kV, adapté aux terrains très accidentés et aux traversées, assemblage facile.
	Trianon	Il a une configuration bien aérée avec une forme géométrique simple et est généralement utilisé pour les tensions de 225 kV et 400 kV.il peut atteindre une hauteur de 35 m.
	Beaubourg ou F44	Il a été retenu en 1997 parmi un groupe de projets ; il est le fruit d'une recherche technique en collaboration avec EDF.

En outre, les pylônes peuvent être également classés en fonction de la disposition de leurs consoles [9] qui sont soit en voute, soit en nappe voute ou soit en configuration horizontale dite étagée. La **Figure 5** et la **Figure 6** présentent les différentes dispositions possibles des consoles :

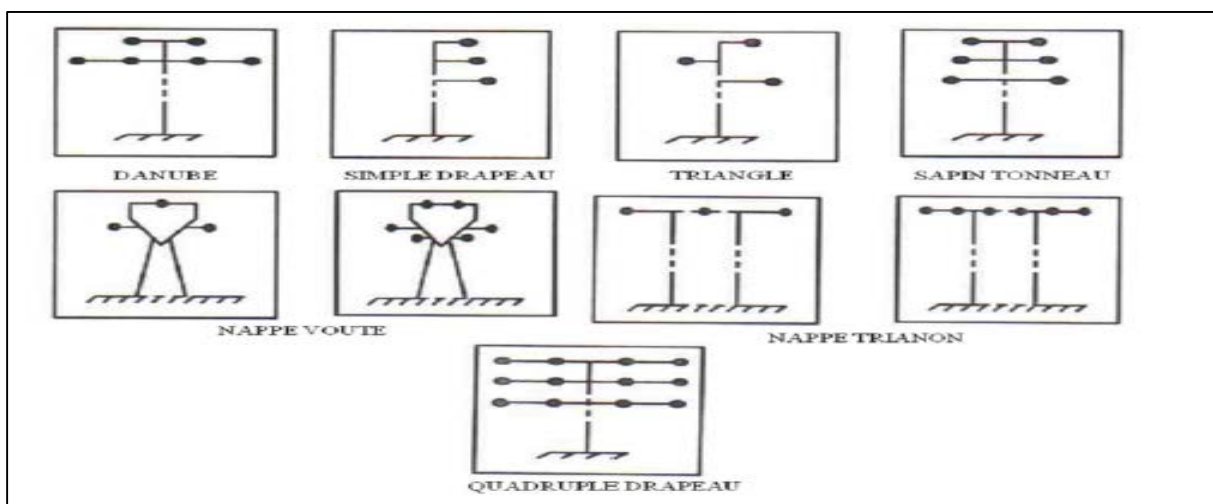


Figure 5: Différentes dispositions géométriques des consoles.

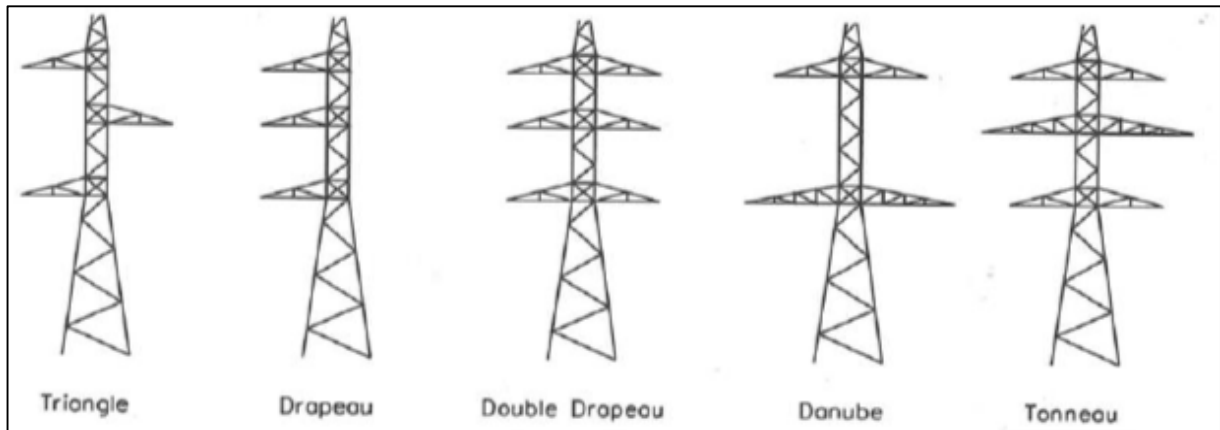


Figure 6: Différentes dispositions étagées des consoles des pylônes.

III.6. Les fondations [10]

Les fondations sont des édifices permettant d'ancrer les pylônes dans le sol ; elles sont ainsi en contact direct avec le terrain et permettent l'assise des pylônes parallèlement à leurs poids et aux efforts auxquels ils sont soumis. La nature d'une fondation est liée au type de pylône utilisé. On rencontre principalement deux types de fondations ayant différentes variantes développées en fonction de leur composition, de leur réalisation ou pour répondre à des contraintes du terrain.

- **Les fondations multipodes de type dalle et cheminé** : La forme de leur semelle est carré ou rectangulaire. Elles sont plus adaptées aux pylônes en treillis.
- **Les fondations massives de type monobloc** : Ce type de fondation est plus adapté aux pylônes monopodes métalliques ou en béton, et aux pylônes tétrapodes à petits empattement. Les fondations dites à bulle et à grille sont des variantes du type monobloc.

La **Figure 6** illustre ces différents types de fondations respectivement de la gauche vers la droite :

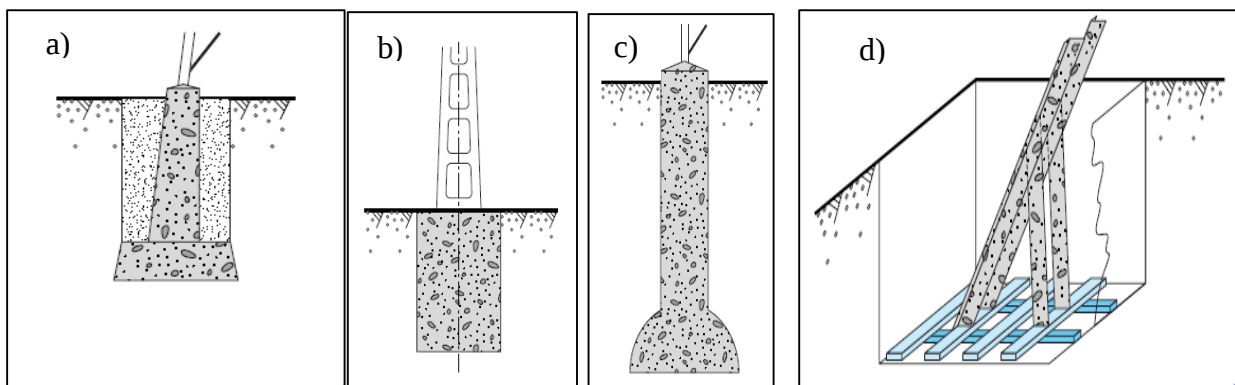


Figure 7: Fondation à dalle (a), fondation monobloc (b), fondation de type monobloc à bulle (c) et fondation monobloc à grille (d).

III.7. Les accessoires de ligne [11]

Les accessoires de lignes sont entre autre les entretoises, les manchons, les dispositifs d'ancrage et les dispositifs de fixation des conducteurs aux isolateurs.

- **Les manchons de jonction et de dérivation** : Ils permettent de joindre les câbles tout en ayant une résistance mécanique adéquate et en ne présentant pas d'échauffements anormaux dans la conduite du courant. Ils sont illustrés par la **Figure 10**.
- **Les dispositifs d'ancrage** : Il sont similaires aux manchons de jonction et de dérivation du point de vue fonction mais dans leurs réalisations les manchons sont comprimés, sertis ou étirés.
- **Les balises lumineuses** : Elles sont utilisées dans les zones voisinant les aérodromes, pour assurer un balisage nocturne. Elles sont illustrées par la **Figure 9**.
- **Les balises diurnes** : Elles jouent le même rôle que les balises lumineuses et sont généralement métalliques pour les conducteurs et en plastique pour les câbles de garde.
- **Les balises avifaunes** : Elles sont utilisées à des fins de visibilité ou de marquage des lignes dans le but de faciliter leur repérage par les oiseaux et de les protéger. La **Figure 8** donne une illustration des balises avifaunes.
- **Les contrepoids antigiratoires** : Ils sont utilisés dans les zones givrées pour limiter les surcharges causées par la neige ou le givre au niveau des câbles.
- **Les contrepoids de bretelles** : Sous la contrainte du vent, ils agissent en minimisant l'angle de balancement des bretelles.
- **Les bretelles antivibratoires** : Ils jouent le même rôle que les amortisseurs mais au niveau des chaînes de suspension. Voir une illustration de bretelle la **Figure 12**.
- **Les amortisseurs ou « stockbridge »** : Ils sont illustrés par la **Figure 13**. Installés à côtés des points d'accrochage sur les câbles, ils amortissent les vibrations.
- **Les espaceurs** : Ce sont des isolants qui maintiennent l'écartement entre des conducteurs de phases ou entre phase et câble de garde.
- **Les entretoises** : Elles permettent de maintenir l'écartement entre les conducteurs d'un faisceau de conducteurs. Une illustration des entretoises est donnée par la **Figure 11**.

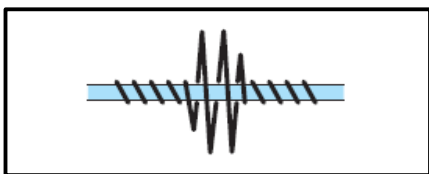


Figure 8: Balise avifaune.

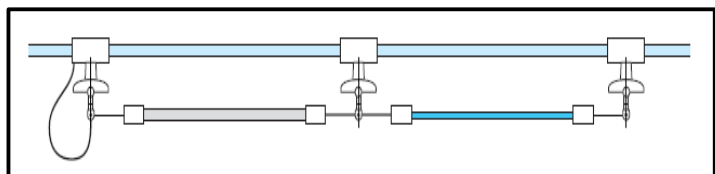


Figure 9 : Balise lumineuse.

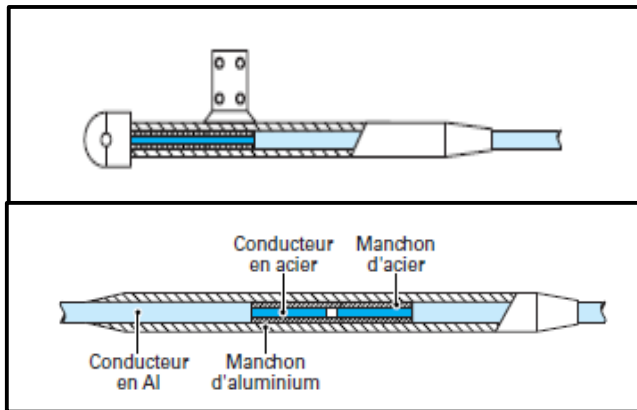


Figure 10 : Manchons d'ancrage et de jonction.

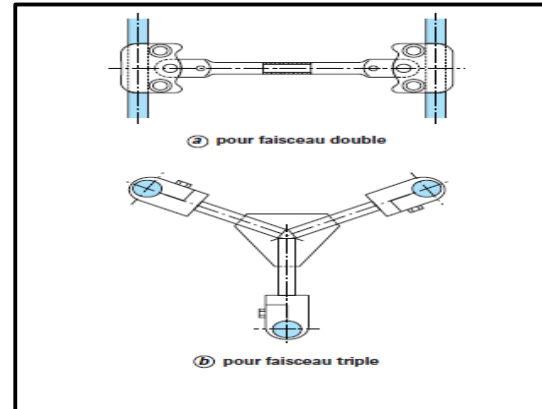


Figure 11: Entretoises.

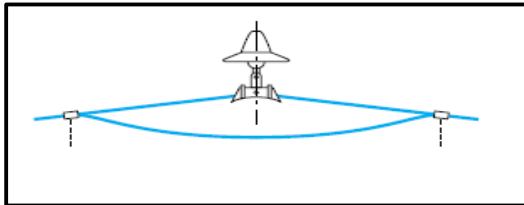


Figure 12: Bretelle simple.

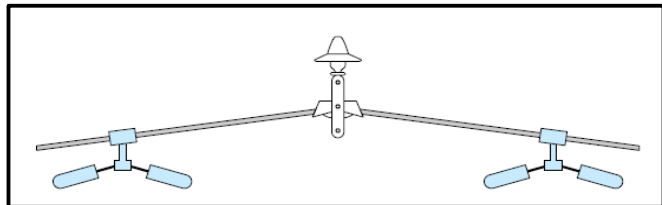


Figure 13: Amortisseurs stockbridge.

IV. ETUDE ELECTRIQUE DE LA LIGNE 225 kV ZINIARE-KAYA

Dans cette partie, nous allons déterminer tous les paramètres électriques nécessaires à la conception de notre ligne. L'étude électrique est très importante car les autres études (mécanique et financière) en dépendent. Elle doit être précise et complète pour minimiser les risques d'apparitions de défauts électriques pendant la phase exploitation de la ligne et éviter le vieillissement prématuré des matériaux, les coûts élevés de maintenance, etc.

IV.1. Méthodologie générale de l'étude électrique

Nous allons décrire ici, le cheminement qui sera suivi pour la réalisation de l'étude électrique de notre projet. Il est possible de procéder de plusieurs manières. Sachant qu'un transformateur de 25 MVA sera installé au poste de Kaya, il est possible d'utiliser cette puissance pour le dimensionnement électrique. Cependant, pour notre projet, connaissant la distance de transport (longueur de la ligne) et le niveau de tension, nous allons déterminer la puissance maximale que peut transiter la ligne en supposant qu'une ligne électrique est construite pour être exploitée au maximum. Ensuite, cette puissance maximale sera considérée pour déterminer un courant supposé nominal et le courant de court-circuit du réseau. Puis, nous allons choisir un type de câble à utiliser dans le but de déterminer sa section normalisée

admettant les différents courants déterminés tout en tenant compte de la chute de tension admise. Enfin, nous allons choisir le type d'isolateur approprié pour le dimensionnement de la chaîne d'isolateur. Notons que ces différents calculs, choix et critères de vérifications de l'étude sont guidés par des normes qui leurs sont relatives et sont fonctions des caractéristiques techniques de chaque élément devant satisfaire des exigences requises.

IV.2. Dimensionnement électrique de la ligne Ziniaré-Kaya 225 kV

Données : Longueur de la ligne : 69,15 km
Niveau de tension : 225 kV.

IV.2.1. Détermination de la puissance maximale

Le niveau de tension, la distance et la puissance maximale de transit sont liés. Dans cette partie, nous allons déterminer la puissance maximale qui peut être transitée en 225 kV entre Ziniaré et Kaya. Pour cela, il suffit d'appliquer la formule suivante :

$$U_L = k \times \sqrt{P_{max} \times L} \quad \Leftrightarrow \quad P_{max} = \frac{U_L^2}{k \times L} \quad (1)$$

- U_L : la tension de la ligne en kV ;
- P_{max} : puissance maximale transitée par trois phases de la ligne en MW ;
- L : la longueur de la ligne en km ;
- k : facteur dépendant du type de ligne,
- $k = 2$ si ligne compensée (par utilisation de condensateurs) et $k = 3$ si non.

Dans le but de déterminer la puissance maximale qui peut être transitée par notre ligne, nous prendrons $k = 2$.

Après application numérique de la formule, nous trouvons : $P_{max} = 183 \text{ MW}$.

Conclusion :

Une puissance maximale de 183 MW peut être transitée par notre ligne. Cette puissance étant la puissance maximale transportable, il n'est plus question dans notre étude d'appliquer un taux d'accroissement de la charge ou de prévoir une quelconque évolution de cette puissance dans les années futures. Cette puissance sera ainsi utilisée pour la détermination des autres paramètres électriques relatifs.

IV.2.2. Détermination du courant supposé nominal

Le courant nominal se détermine par la formule suivante :

$$I_n = \frac{P_{max}}{U \times \sqrt{3} \times \cos\varphi}, \text{ sachant que : } P_{max} = U \times I_n \times \sqrt{3} \times \cos\varphi \quad (2)$$

Supposons : $\cos\varphi = 0,85$.

L'application numérique nous donne : $I_n = 552,44 \text{ A}$.

IV.2.3. Détermination du courant de court-circuit triphasé théorique

Le courant de court-circuit se détermine par la formule suivante :

$$I_{CC,théorique} = \frac{S_{CC}}{U \times \sqrt{3}}, \quad (3)$$

Avec S_{CC} la puissance maximale de court-circuit du réseau.

- **Détermination de la puissance S_{CC}**

Le **Tableau V** nous donne quelques valeurs de S_{CC} en fonction du niveau de tension de la ligne :

Tableau V: Quelques puissances de court-circuit S_{CC} en fonction de la tension [12].

Tension phase / phase U (en kV)	Puissance de court-circuit S_{CC} (en MVA)
150	8 000
70	2500
15	350
6	120

Nous allons utiliser **Microsoft Excel** pour représenter la courbe d'évolution de la tension en fonction de la puissance de court-circuit maximale en utilisant les valeurs du **Tableau V** afin de déterminer la puissance de court-circuit S_{CC} correspondant à une tension de 225 kV entre phases. Cette courbe est présentée par l'**Annexe 8, Figure 8**. Ensuite, nous utilisons toujours Excel pour déduire la courbe de tendance et extraire l'équation polynomiale associée à cette courbe de tendance. Les résultats sont présentés par l'**Annexe 8, Figure 8**. Puis, à l'aide de l'équation de tendance, nous allons faire une étude de l'erreur associée avec comme valeurs de référence, les valeurs du **Tableau V**.

Nous trouvons ainsi une marge d'erreurs comprise dans l'intervalle [-1,7962 ; 2,2291]. Les résultats sont présentés par l'**Annexe 8, Figure 9**.

Pour la détermination de la puissance de court-circuit S_{CC} correspondant à notre tension d'étude qui est 225 kV en phases, nous allons faire une interpolation des valeurs du

Tableau V en utilisant notre équation de tendance dont la marge d'erreurs a été étudiée précédemment. Nous avons :

$$y = 0,2193x^2 + 20,503x - 9,1166$$

Avec :

$$x = 225 \text{ kV}$$

Nous trouvons ainsi notre puissance de court-circuit maximale théorique :

$$S_{CC,théorique} = y = 15706,12 \text{ MVA}$$

- **Détermination du courant de court-circuit théorique**

On applique la formule suivante :

$$I_{CC,théorique} = \frac{S_{CC}}{U \times \sqrt{3}} \quad (4)$$

On trouve comme résultat : $I_{CC,théorique} = 40,3 \text{ kA}$.

IV.2.4. Choix des types de câbles à utiliser comme conducteurs de phase et câbles de garde

o Choix du type de câble pour les conducteurs de phase

Au Burkina Faso, toutes les lignes HTB 225 kV sont conçues avec des câbles de type almélec (AAAC) comme conducteurs de phase à cause des avantages que l'almélec offre, vus dans la partie « **III.2. Technologie des conducteurs** ». Pour notre étude, nous allons donc utiliser des câbles almélec comme conducteurs de phase. La **Figure 2** est une illustration de ce type de câble. Les différents types de câble almélec rencontrés et leurs caractéristiques sont présentés dans le **Tableau VI** :

Tableau VI: Les câbles homogènes en alliage d'aluminium (almélec) les plus utilisés et leurs caractéristiques.

Désignation	Section (mm ²)	Charge de rupture assignée (daN)	Résistance linéique électrique à 20 °C (Ω/km)	Module d'élasticité (MPa)	Coefficient de dilatation linéaire (10 ⁻⁶ K ⁻¹)
Aster 228	227,83	7 405	0,146	57 000	23
Aster 288	288,34	9 370	0,115	57 000	23
Aster 366	366,22	11 535	0,0905	57 000	23
Aster 570	570,22	18 530	0,0583	54 000	23
Aster 1 144	1 143,51	36 020	0,0292	52 500	23

Nous utiliserons donc un câble ASTER dont l'étude de la section sera faite par la suite. Par ailleurs, le câble doit être conforme aux normes présentées dans le **Tableau VII** pour une utilisation au Burkina Faso

Tableau VII: Normes auxquelles les câbles doivent être conformes pour une utilisation au Burkina [13].

Normes	Désignations
ASTM B230	Specification for Aluminum 1350-H19 Wire for Electrical Purposes
ASTM B232M	Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum Conductors, Coated-Steel Reinforced (ACSR)
ASTM B398M	Specification for Aluminum-Alloy 6201-T81 Wire for Electrical Purposes
ASTM B399M	Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum-Alloy 6201-T81 Conductors
ASTM B498M	Specification For Zinc-Coated (Galvanized) Steel Core Wire for Aluminum Conductors, Steel Reinforced (ACSR)
ASTM B711	Standard Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum-Alloy Conductors, Steel Reinforced (AACSR) (6201)
CEI 60888	Fils en acier zingué pour conducteurs câblés
CEI 60889	Fil d'aluminium écroui dur pour conducteurs de ligne aérienne
CEI 61089	Conducteurs pour lignes aériennes à brins circulaires, câblés en couches concentriques
CEI 61394	Overhead lines - Requirements for greases for aluminium, aluminium alloy and steel bare conductors
CEI 62219	Conducteurs pour lignes électriques aériennes – Conducteurs à fils de forme, câblés en couches concentriques

o Choix du type de câble pour les câbles de garde

Les lignes aériennes 225 kV sont généralement munies de deux câbles de garde. Des études [5] ont montré que deux câbles de garde utilisés sur une ligne 225 kV offrent une meilleure protection de ladite ligne et réduisent le nombre annuel de défauts d'écran au niveau des pylônes. Vu le rôle de protection électrique, mécanique et de télécommunication que jouent les câbles de garde, nous allons les utiliser pour notre étude bien que cette utilisation implique des coûts considérables. Pour notre projet, nous allons utiliser deux câbles de garde : un CGFO

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA**

pour la télécommunication (illustré par la **Figure 3**) et un AACSR (**Figure 2**). Cette combinaison est faite pour les lignes électriques 225 kV au Burkina et les câbles utilisés doivent également être conformes aux normes présentées dans le **Tableau VII**.

IV.2.5. Détermination de la section de câble conformément à la volonté du maître d'ouvrage

Le maître de notre ouvrage (ligne électrique 225 kV Ziniaré-Kaya) qu'est la SONABEL, prévoit utiliser un câble ASTER de section 570 mm² [13] pour le projet. Nous allons vérifier si l'utilisation de ce câble est bien adaptée au projet. Ses caractéristiques sont présentées dans le **Tableau VIII** ci-dessous :

Tableau VIII: Caractéristiques de l'ASTER 570.

Description	225 kV
Type : Conducteur homogène en alliage d'aluminium, ASTER 570	
Section	570,22 mm ²
Nombre de brins	61
Diamètre des brins d'aluminium	3,45 mm
Diamètre total	31,05 mm
Charge de rupture assignée	18 530 daN
Module d'élasticité	54 000 MPa
Coefficient de dilatation linéaire β	$23.10^{-6} \text{ K}^{-1}$
Coefficient de température α	$0,004 \text{ K}^{-1}$
Résistance linéique électrique à 20 °C	0,0583 Ω/km

IV.2.5.1. Vérification du courant admissible par le câble

L'objectif ici est de vérifier si le câble que le maître d'ouvrage veut utiliser (l'ASTER 570 mm²) est en mesure d'admettre le courant nominal. La formule suivante permet de déterminer le courant admissible dans un câble de section S (avec S en mm²) :

$$I_{admissible} = K \times S^{0,62} \quad (5)$$

avec K dépendant du type de câble, $K = 17,1$ pour l'almélec

En appliquant la formule nous trouvons : $I_{admissible, \text{ ASTER 570}} = 874,26 \text{ A}$

Conclusion :

Nous avons $I_n < I_{admissible, \text{ ASTER 570}}$; l'ASTER 570 admet donc le courant nominal.

IV.2.5.2. Vérification du courant de court-circuit admissible par le câble

Suivant la même logique, nous allons vérifier si le câble peut supporter le courant de court-circuit I_{cc} déterminé plus haut. Pour cela, nous allons déterminer le courant de court-circuit I_{CC2} que le câble admet et comparer sa valeur à notre I_{CC} du réseau. Nous avons :

$$S_{ICC2} = \frac{I_{CC2} \times \sqrt{t_{CC}}}{a} \Leftrightarrow I_{CC2} = \frac{a \times S_{ICC2}}{\sqrt{t_{CC}}}$$

$t_{CC} = 0,5 \text{ s}$, conformément au choix du maître d'ouvrage ; ce temps d'élimination est également celui défini par la norme.

$a = 61,98$ pour l'almélec et $S_{ICC2} = S = 570 \text{ mm}^2$

Ainsi :

$$I_{ICC2} = \frac{61,98 \times 570}{\sqrt{0,5}} = 49,96 \text{ kA.}$$

Conclusion :

Nous avons : $I_{ICC2} > I_{ICC,théorique}$; le câble ASTER 570 admet donc le courant de court-circuit maximal théorique du réseau.

IV.2.5.3. Vérification de la chute de tension

Nous allons appliquer la formule suivante pour déterminer la chute de tension engendrée par l'ASTER 570 :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{I_n \times L \times \sqrt{3}}{U_n} \times (R_{75^\circ C} \times \cos\varphi + X_{75^\circ C} \times \sin\varphi) \quad (6)$$

- $\frac{\Delta U}{U}$: la chute de tension ;
- U_n : la tension du réseau ;
- I_n : l'intensité du courant nominal ;
- L : la longueur de la ligne ;
- $R_{75^\circ C}$: la résistance du conducteur à $75^\circ C$ (Ω/km) et
- $X_{75^\circ C}$: la réactance du conducteur à $75^\circ C$ (Ω/km).

La formule suivante nous permet de déterminer la valeur de la résistance à $75^\circ C$ en Ohm :

$$R_{75^\circ C} = (1 + \alpha \cdot \Delta\theta) \times R_{20^\circ C} \times d \quad (7)$$

Avec :

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA**

- **d**, la distance en km ;
- **α** le coefficient de température et
- **$\Delta\theta$** la variation de température.

L'application numérique nous donne **$R_{75^{\circ}\text{C}} = 4,92 \Omega$** .

Nous pouvons négliger les effets capacitifs de la ligne [12] car on a : **$R_{75^{\circ}\text{C}} \gg X_{75^{\circ}\text{C}}$** .

Aussi, la valeur **$R_{75^{\circ}\text{C}} = 4,92 \Omega$** tient compte de la longueur de la ligne. La formule (7) peut donc être simplifiée. On obtient alors la forme simplifiée suivante pour la détermination de la chute de tension :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{I_n \times \sqrt{3}}{U_n} \times (R_{75^{\circ}\text{C}} \times \cos\varphi) \quad (8)$$

L'application numérique nous donne :

$$\frac{\Delta U}{U} = 1,8 \, \%$$

Conclusion :

Nous avons : $\frac{\Delta U}{U} = 1,8 \, \% < 8 \, \%$. L'ASTER 570 vérifie donc la chute de tension admissible en HTB car la norme admet une chute de tension maximale de 8 % [9].

IV.2.5.4. Conclusion concernant le câble ASTER 570

Le câble que le maître d'ouvrage envisage utiliser satisfait toutes les exigences requises. Il peut donc être utilisé sans aucun inconvénient. De plus, le **Tableau IX** confirme son utilisation pour des lignes électriques de 225 kV et justifie également de choix du maître d'ouvrage.

Tableau IX: Conducteurs utilisés en HTB suivant les zones de givre [5].

Tension (kV)	Givre léger	Givre moyen	Givre lourd
63 ou 90	Aster 228 Aster 366 Aster 570	Pastel 288 Pastel 299 Pastel 412 Pétunia 612	Pastel 299 Pastel 412 Pétunia 612
225	Aster 570 2 Aster 570	Pétunia 612 2 Pétunia 612	Pétunia 612 2 Pétunia 612 ou 1 Aster 1 600

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA**

400	Aster 570 Aster 570 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.			

IV.2.6. Analyse critique afin de déterminer une section minimale optimale et économique

Dans cette partie, nous allons mener notre propre analyse pour déterminer si un câble de section inférieure à celle que veut utiliser le maître d'ouvrage (qui sera ainsi moins coûteux, plus léger, économique pour le projet car il réduirait les efforts mécaniques appliqués sur les supports et va impliquer des investissements moindres dans le choix du gabarit des pylônes) ne peut être utilisé pour ce projet, tout en satisfaisant les exigences de la ligne.

La **norme impose** pour un poste de 225 kV, un $I_{cc} = 31,5 \text{ kA}$ avec un temps d'élimination de $t = 0,5 \text{ s}$. Nous allons ainsi utiliser ces données pour déterminer la section correspondante en appliquant la formule suivante :

$$S = \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{a}$$

On aura : $S = \frac{31,5 \times 1000 \times \sqrt{0,5}}{61,98} = 359,37 \text{ mm}^2$

Nous trouvons ainsi une **section normalisée de 366 mm²** d'après le **Tableau VI**.

L'ASTER 366 **pourrait** donc être utilisé dans notre projet mais avant toute conclusion, nous allons faire les vérifications qui s'imposent.

IV.2.6.1. Vérification du courant admissible par le câble de 366 mm²

L'objectif ici est de vérifier si, en utilisant l'ASTER 366, le câble sera en mesure d'admettre le courant nominal. Pour cela nous allons appliquer la formule suivante :

$$I_{admissible} = K \times S^{0,62} \quad (9)$$

Nous trouvons :

$$I_{admissible, \text{ ASTER 366}} = 664,28 \text{ A.}$$

Conclusion :

Nous avons $I_n < I_{admissible, \text{ ASTER 366}}$; l'ASTER 366 admet donc le courant nominal.

IV.2.6.2. Vérification de la chute de tension de l'ASTER 366 mm

Nous allons également vérifier la chute de tension que provoque l'utilisation de l'ASTER 366. Pour cela, appliquons la formule (8):

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{I_n \times \sqrt{3}}{U_n} \times (R_{75^\circ C} \times \cos \varphi)$$

On trouve :

$$\frac{\Delta U}{U} = 2,8 \% \text{ et nous avons } \frac{\Delta U}{U} < 8 \%$$

Conclusion :

L'ASTER 366 vérifie la chute de tension, sachant que la limite admise imposée par la norme est 8 %.

IV.2.6.3. Conclusion concernant le câble ASTER 366 mm

L'ASTER 366 satisfait toutes les exigences et peut être logiquement utilisé dans le cadre de ce projet sans aucun inconvénient selon les exigences de la norme pour un poste 225 kV et donc pour notre étude. Pour ce qui est du courant de court-circuit théorique de notre réseau, des dispositions de protection sont prises dans la pratique pour se conformer à la norme, donc limiter la valeur maximale à 31,5 kA.

IV.2.6.4. Analyse approfondie, détermination de la section optimale économique (SOE) [12]

Toujours en le but d'approfondir notre étude concernant la détermination de la section minimale et adéquate, nous allons dans cette partie déterminer la section de câble optimale économiquement (SOE), qui peut être utilisée dans le projet en fonction de certaines hypothèses. La SOE vérifie la fonction suivante :

$$SOE = \sqrt{\frac{C}{B}} \quad (10) \quad \text{Avec :} \quad T_1(S) = A + B.S + \frac{C}{S} \quad (11)$$

- $T_1(S)$ en €
- A : en €, A est un facteur relatif au frais fixes d'installation et des pièces et accessoires, etc.
- $B.S$: en €·mm⁻², représente la partie coût du câble, proportionnelle à la section S

$$B.S = 3 \times C_{\text{câble}} \times \delta_{75^\circ C} \times L \times S \quad (12)$$

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA

- **C/S** : en $\text{€} \cdot \text{mm}^2$, représente les coûts d'actualisation et des pertes sachant qu'une plus petite section entraîne des pertes plus élevées et réciproquement, une plus grosse section entraîne des pertes moins élevées.

C se calcul par la formule suivante :

$$C = 3 \times \rho_{75^\circ\text{C}} \times L \times I_n^2 \times N \times p \times f \quad (13)$$

- **C en** [$\text{€} \cdot \text{mm}^2$]
- $\rho_{75^\circ\text{C}}$: résistivité du matériau à 75°C ;
- $\delta_{75^\circ\text{C}}$: masse volumique dans la formule (12) ;
- **L** : longueur de la ligne
- **I_n** : courant nominal
- **N** : nombre d'heures par an d'utilisation équivalente à la pleine charge
- **p** : prix du kWh de pertes, coût des pertes par kWh

Les formules de correction de la résistivité et de la masse volumique à 75°C sont respectivement données ci-dessous :

$$\rho_{75^\circ\text{C}} = \rho_{20^\circ\text{C}} \times [1 + (\alpha \times \Delta\theta)] \quad (14) \quad \delta_{75^\circ\text{C}} = \frac{\delta_{20^\circ\text{C}}}{[1 + (\beta \times \Delta\theta)]} \quad (15)$$

Les formules utilisées pour le calcul des différents paramètres adimensionnels qui interviennent dans la détermination de la section optimale économique sont résumées dans le **Tableau X** ci-dessous :

Tableau X : Paramètres de calculs pour la détermination de la SOE.

Formules des paramètres adimensionnels intervenant dans les calculs		
$f = \frac{Q}{1 + \frac{i}{100}} \quad (16)$	$r = \frac{(1 + \frac{a}{100})^2 \times (1 + \frac{b}{100})}{(1 + \frac{i}{100})} \quad (18)$	
$Q = \frac{1 - r^T}{1 - r} \quad (17)$		

- **i** : taux d'intérêt ;
- **a** : augmentation annuelle de la puissance ;
- **b** : pourcentage d'accroissement du prix du kWh sur la durée de vie du projet;
- **T** : nombre d'années projetés (fonctionnement à puissance maximale)

Pour appliquer ces formules, nous allons utiliser les hypothèses présentées dans le **Tableau XI**:

Tableau XI: Hypothèses utilisées pour la détermination de la SOE.

Hypothèses	
$i = 8,5 \%$	Coût du kWh = 100 FCFA
$a = 0$ avec $b = 2 \%$	$p = 50 \text{ FCFA} = 7,6 \cdot 10^{-5} \text{ €/Wh}$
$T = 15 \text{ ans}$	$N = 1000 \text{ h/an}$
$N = 1000 \text{ h/an}$	$A = 0$ et $C_{\text{câble}} = 31,61 \text{ €/kg}$

Les résultats des calculs sont présentés dans le **Tableau XII** ci-dessous :

Tableau XII: Récapitulatifs de résultats des calculs des paramètres relatif à la détermination de la SOE.

$r = 0,94$	$\delta_{75^\circ\text{C}} = 2696,59 \cdot 10^{-9} \text{ kg/mm}^3$	$C = 1,95 \cdot 10^9 \text{ €} \cdot \text{mm}^2$
$Q = 10,08$	$\rho_{75^\circ\text{C}} = 4,36 \cdot 10^{-5} \Omega \cdot \text{mm}$	$T_1(S) = 17341,63 \cdot S + \frac{1,95 \cdot 10^9}{S}$
$f = 9,29$	$B \cdot S = 17341,63 \cdot S \text{ [€]}$	

La section optimale est donnée par la formule suivante :

$$SOE = \sqrt{\frac{C}{B}} \quad (11)$$

L'application numérique nous donne : **SOE = 335 mm²**.

Cette SOE conduit également à la **section normalisée de 366 mm²**, ce qui confirme les résultats que nous avons trouvés dans notre analyse précédente.

Conclusion

L'ASTER 366 peut être utilisé dans notre projet et représente la section économique optimale.

IV.2.7.Choix de la section de câble à utiliser

Les réalités présentes dans la pratique sur le terrain sont à considérer. Bien qu'il soit possible d'utiliser l'ASTER 366 au niveau des lignes de 225 kV, nous remarquons d'un point de vue général qu'il n'est pas utilisé. La tendance s'oriente vers l'utilisation de l'ASTER 570 et ce, parce qu'il est **généralement recommandé** par la norme pour la construction de toute nouvelle ligne HTB de 225 kV ; en fonction des cas, il peut même être utilisé en 63 kV ou en 90 kV comme le montre le **Tableau IX**. En effet, cela a été défini par la norme en tenant compte

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA**

des caractéristiques du terrain (accidenté, montagneux, etc.), des conditions climatiques, de légers dépôts de givre sur le câble. Ces conditions varient d'une région à une autre. La norme doit de ce fait être adaptée par chaque pays relativement aux conditions climatiques du pays en question et aux exigences du terrain et de la ligne à construire.

Relativement à notre projet, vu que le maître d'ouvrage dispose déjà d'un stock de câble ASTER 570 qu'il compte utiliser et a déjà réalisé des lignes de même envergure en utilisant l'ASTER 570, il veut que l'ouvrage soumis à notre étude, soit conforme avec les autres lignes électriques 225 kV déjà réalisées dans le but de lui faciliter l'exploitation et la maintenance de la ligne. Pour ces différentes raisons, nous allons utiliser l'ASTER 570 pour le projet et le reste de notre étude.

(Se référer au **Tableau VIII** pour voir les caractéristiques de l'ASTER 570).

IV.2.8.Choix de la section des câbles de garde à utiliser

En fonction du câble de phase choisi, une recommandation est faite sur le type de câble de garde à utiliser. Leurs paramètres géométriques doivent en effet être compatibles avec ceux des conducteurs de phase pour éviter tout risque d'amorçage ou d'interférence entre les deux types de câbles par un rapprochement dangereux causé par le balancement ou l'allongement des câbles sous l'effet des conditions climatiques par exemple.

Le **Tableau XIII** nous donne les différentes combinaisons possibles qui sont recommandées et ne présentent aucun danger :

Tableau XIII: Associations recommandées de conducteurs et de câbles de garde [7].

Givre (clm)	Niveau de tension	Conducteurs	Câbles de garde	
			classiques	à fibres optiques
2	HT	Aster 228	Phlox 94,1	Thym 107
		Aster 366	Phlox 116,2	Thym 157,4
		Aster 570	Phlox 116,2	Thym 107
				Thym 157,4
	225 kV	Aster 366	Phlox 116,2	Thym 157,4
			Phlox 147,1	
		Aster 570	Phlox 147,1	Thym 157,4
	400 kV	Aster 570	Phlox 228	Thym 157,4

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA**

L'ASTER 570 étant notre conducteur de phase, nous allons donc utiliser le **Phlox 147,1** comme câble de garde classique et le **Thym 157,4** comme câble de garde à circuits de télécommunication pour notre projet. Leurs caractéristiques sont présentées dans le **Tableau XIV** ci-dessous :

Tableau XIV: Caractéristiques des câbles de garde choisis Phlox 147,1 et Thym 157,4.

Désignations	Phlox 147,1	Thym 157,4
Résistance linéique en continu à 20 °C (Ω/km)	0,467	0,330
Section de l'almélec (mm^2)	71,57	100,9
Section de l'acier (mm^2)	75,54	56,5
Composition de l'almélec (mm)	$18 \times 2,25$	$19 \times 2,60$
Composition de l'acier (mm)	$19 \times 2,25$	$18 \times 2,0$
Diamètre extérieur (mm)	15,75	19,2
Masse linéique sans graisse (kg/m)	0,790	0,90
Charge de rupture assignée (daN)	13 280	11 500
Module d'élasticité (MPa)	124 000	103 000
Coefficient de dilatation linéaire ($10^{-6} \cdot \text{K}^{-1}$)	14,2	15,8

IV.2.9. Dimensionnement des isolateurs

Dans cette partie, nous allons nous intéresser aux isolateurs, dont l'étude est indispensable pour notre projet.

IV.2.9.1. Choix du type d'isolateur à utiliser

Les différents types d'isolateur et leurs avantages ayant été déjà définis au niveau des généralités, notre choix se porte sur les éléments de chaînes. Pour être plus précis, nous allons utiliser dans notre projet, des isolateurs suspendus à capot et tige dont le matériau de fabrication est le verre trempé. En effet, les isolateurs rigides ne sont pas recommandés pour une tension de 225 kV [6]. Nous utiliserons donc des isolateurs en verre trempé à cause des avantages électriques et mécaniques qu'ils offrent (voir la partie « III.4. Technologie des isolateurs »). D'autre part, pour une utilisation au Burkina Faso, la fabrication de l'isolateur doit être conforme aux normes indiquées dans le **Tableau XV** :

Tableau XV: Normes auxquelles les isolateurs doivent satisfaire pour une utilisation au Burkina Faso [13].

Normes	Désignations
ASTM A153	Standard Specification for Zinc Coating (Hot-Dip) on Iron and Steel Hardware
CEI 60060	Techniques des essais à haute tension
CEI 60071-1	Coordination de l'isolement – Partie 1 : Définitions, principes et règles
CEI 60120	Dimensions des assemblages à rotule et logement de rotule des éléments de chaînes d'isolateurs
CEI 60305	Caractéristiques des éléments d'isolateurs du type capot et tige
CEI 60372	Dispositifs de verrouillage pour les assemblages à rotule et logement de rotule des éléments de chaînes d'isolateurs
CEI 60383-1	Isolateurs pour lignes aériennes de tension nominale supérieure à 1000 V – Partie 1 : Éléments d'isolateurs en matière céramique ou en verre pour systèmes à courant alternatif – Définitions, méthodes d'essai et critères d'acceptation.
CEI 60383-2	Isolateurs pour lignes aériennes de tension nominale supérieure à 1000 V – Partie 2 : Chaînes d'isolateurs et chaînes d'isolateurs équipées pour systèmes à courant alternatif – Définitions, méthodes d'essai et critères d'acceptation.
CEI 60437	Essai de perturbations radioélectriques des isolateurs pour haute tension.
CEI 60506	Essais aux chocs de manœuvres des isolateurs pour haute tension.
CEI 60507	Essais sous pollution artificielle des isolateurs pour haute tension destinés aux réseaux à courant alternatif.
CEI 60575	Essai d'endurance thermomécanique et essai d'endurance mécanique des éléments de chaînes d'isolateurs.
CEI 60587	Matériaux isolants électriques utilisés dans des conditions ambiantes sévères – Méthodes d'essai pour évaluer la résistance au cheminement et à l'érosion.
CEI 60797	Résistance résiduelle des éléments de chaîne d'isolateurs en verre ou en matière céramique pour lignes aériennes après détérioration mécanique du diélectrique.
CEI 61284	Lignes aériennes – Exigences et essais pour le matériel d'équipement.

IV.2.9.2. Détermination de la tension de contournement β

La tension de contournement est une tension créée entre les deux bornes de la chaîne lorsque qu'un courant de fuite passe du conducteur au point d'attachement des chaînes. Elle est fonction du niveau de pollution de la localité. Le **Tableau XVI** permet de la déterminer :

Tableau XVI: Tension de contournement, zone de pollution et degré de salinité.

	Zone de pollution			
Salinité	I	II	III	kg/m ³
Niveau	Faiblement polluée	Moyennement polluée	Fortement polluée	
β	1,48	1,83	2,34	[cm/kVφφ]

Pour notre zone d'étude, nous allons considérer que c'est une zone moyennement polluée ; d'après le **Tableau XVI**, la tension de contournement est :

$$\beta = 1,83 \text{ cm/kV}\phi\phi$$

IV.2.9.3. Détermination de la longueur de la ligne de fuite des isolateurs L_f

La ligne de fuite est le chemin suivi par un courant de fuite lorsque celui-ci passe du conducteur au point d'attachement des chaînes. La longueur de la ligne de fuite se détermine en appliquant la formule suivante :

$$L_f = 1,1 \times U_M \times \beta \quad (19)$$

U_M : Tension la plus élevée pour le matériel, $U_M = 245 \text{ kV}$ pour une tension nominale de 225 kV.

Nous trouvons comme résultat :

$$L_f = 493,2 \text{ cm d'où } L_f = 4932 \text{ mm}$$

IV.2.9.4. Détermination de la tension de tenue de choc de foudre (BIL)

Le BIL est déterminé en fonction de la tension la plus élevée pour le matériel. Nous allons nous référer au **Tableau XVII** pour la détermination du BIL :

Tableau XVII: Tension la plus élevée du matériel UM en fonction du BIL [12].

	Tension la plus élevée pour le matériel U_M	Tension de tenue aux chocs de foudre (en [kVcrête])
Classe A $1 \leq U_M \leq 52$	3,6	40
	7,2	60
	12	75
	17,5	95
	24	125
	36	170
Classe B $52 \leq U_M \leq 300$	52	250
	72,5	325
	123	450
	145	550
	170	650
	245	750

Nous trouvons ainsi une tension de tenue aux chocs de foudre de 750 kV.

IV.2.9.5. Détermination de la tension exercée par les conducteurs

Les isolateurs sont choisis en tenant compte non seulement de la tension de tenue aux chocs de foudre mais aussi de la tension qui leur sera appliquée par traction des conducteurs. Ils doivent donc être en mesure de vaincre également cette tension qui est liée à la charge de rupture assignée du conducteur.

La charge de rupture de l'ASTER 570 est de **18 530 daN** (voir le **Tableau VIII**). La norme exige que l'effort de tête des isolateurs soit supérieur au tiers de la tension de rupture du conducteur. Nous avons ainsi :

$$T_{max} \geq \frac{1}{3} \times T_{rupture} \quad (20)$$

IV.2.9.6. Choix de l'isolateur

Le **Tableau XVIII** ci-dessous nous permet de choisir l'isolateur requis :

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA

Tableau XVIII: Caractéristiques d'assiettes standard.

Type standard	70	100	120	160	210	240
Caractéristiques d'une assiette	F70/127	F100/127	F120/127	F160/146	F210/170	F240/170
Pas (en mm)	127	127	127	146	170	170
Ligne de fuite (en mm)	320	318	315	380	380	380
Masse (en kg)	3,8	3,7	3,8	6	7,1	7,4

Le type standard de caractéristiques F70/127 convient parfaitement pour notre projet car son effort en tête est directement supérieur à la tension maximale requise.

IV.2.9.7. Détermination de la chaîne d'isolateurs

Nous allons utiliser le **Tableau XIX** qui donne une relation entre le BIL et le nombre d'assiettes en fonction du pas de l'isolateur **pour une première approche**.

Tableau XIX: BIL et nombre d'assiettes (standard) en fonction du pas [12].

Type standard	Pas (mm)			
	127	146	170	195
Nombre d'assiettes	BIL (kV)			
2	190	190	205	225
3	260	270	285	315
4	320	340	360	405
5	380	410	440	495
6	435	480	520	580
7	490	550	600	665
8	550	620	675	745
9	615	690	755	830
10	675	760	835	910
11	735	830	915	990
12	795	900	990	1070

Nous trouvons un nombre d'assiettes $N_1 = 12$ assiettes. **Nous allons ainsi déterminer le nombre théorique d'assiette N_2** en appliquant la formule (21) :

$$N_2 = \frac{L_f}{\text{longueur de fuite effective d'une assiette}} \quad (21)$$

Nous trouvons : $N_2 = 15,41$ assiettes.

Nous avons :

$$|N_1 - N_2| < 5$$

Dans ce cas il convient de prendre en compte le nombre maximum d'assiettes théoriques entre N_1 et N_2 soit **$\text{Max}(N_1, N_2) = N_2$** .

Conclusion :

Nous allons ainsi utiliser 16 assiettes de type F70/127.

Les caractéristiques de notre chaîne d'isolateurs sont :

- Isolateurs de type F70/127
- Pas = 127 mm
- Nombre d'assiettes = 16
- Longueur de la chaîne = $127 \times 16 = 2032$ mm
- Longueur de la ligne de fuite = $320 \times 16 = 5120$ mm
- Tenue de la chaîne aux chocs = $16 \times 70 = 1120$ kN
- Masse de la chaîne = $3,8 \times 16 = 60,8$ kg

IV.3. Conclusion de l'étude électrique

Nous sommes à la fin du dimensionnement électrique de la ligne 225 kV Ziniaré-Kaya. Des câbles **ASTER de 570 mm²** seront utilisés comme conducteurs de phase. Il faudra prévoir une longueur de câble ASTER 570 de $(69,15 \times 3 + 1,49 \times 3) \times 1,2 \times 1000 = 254\,000$ m environ. Au-dessus de la ligne, il y aura **deux câbles de garde** composés d'un câble **Phlox 147,1** classique et d'un CGFO qui est le **Thym 157,4**. Pour chaque type de câble de garde, il faudra prévoir une longueur de câble de $69,15 \times 2 \times 1,2 \times 1000 = 165\,960$ m environ. Ainsi, la ligne sera parfaitement protégée par les câbles de garde et des **isolateurs en verre trempé** lui assurant **une tenue aux chocs de foudre de 1120 kN** avec une **ligne de fuite de 5120 mm**.

Par ailleurs, la ligne électrique dimensionnée aura une capacité maximale de transit de **183 MW** tout en admettant une bonne chute de tension.

V. ETUDE MECANIQUE MANUELLE DE LA LIGNE 225 kV ZINIARE-KAYA

Dans cette partie il s'agira de déterminer tous les paramètres mécaniques nécessaires à la conception de notre ligne aérienne. Ces paramètres sont principalement la géométrie de la ligne 225 kV Ziniaré-Kaya, les charges météorologiques, les tensions et efforts exercés sur les câbles (conducteurs de phase et câbles de garde) et ceux exercés sur les pylônes.

V.1. Méthodologie de l'étude mécanique

Sur la base des différentes conditions climatiques rencontrées au Burkina, nous allons émettre des hypothèses en considérant toutes sortes d'éventualités climatiques susceptibles de se produire. En fonction de ces hypothèses nous allons d'abord déterminer les poids équivalents des câbles (conducteurs de phase et câbles de garde) et les angles de balancement des chaînes d'isolateurs. Ensuite, nous allons déterminer la portée critique et retenir une constante « a » dans le cas le plus défavorable et qui sera utilisée pour déterminer les différents paramètres relatifs aux autres cas. Puis, nous allons étudier l'état des câbles dans la condition la plus sévère pour déterminer la tension maximale à laquelle ils seront soumis. Cela nous permettra de déterminer la flèche maximale et les distances minimales de sécurité ou d'isolement horizontales et verticales à respecter d'une part. D'autre part, nous pourrons ainsi déterminer la hauteur des points d'accrochage des câbles et la profondeur d'enfouissement des pylônes. Enfin, nous allons choisir un type de pylône et déterminer le gabarit de pylône à utiliser. L'étude sera ainsi faite conformément aux règles de l'art et aux normes en vigueur.

V.2. Définitions et notations essentielles à connaître pour l'étude mécanique

La portée : C'est la distance séparant deux supports successifs.

La portée moyenne P_{moy} : C'est la moyenne algébrique des différentes portées.

La flèche f : C'est la distance verticale entre de point le plus bas du câble d'une portée et l'horizontale passant par le point d'accrochage du câble en question.

La flèche maximale f_{max} : C'est la distance maximale de flèche admissible à ne pas dépasser.

Le poids spécifique (ou linéique) P d'un câble : C'est le rapport entre le poids de 1 m de ce câble et la section du câble. Il est déterminé à la référence de fabrication, initialement à 20 °C.

Le poids équivalent $P_{\text{éq}}$: C'est la force correspondante au poids d'un mètre de câble sous l'effet climatique à un état donné différent de l'état de référence.

Pression dynamique q : Elle est déduite de la pression dynamique de base q_b par l'application d'un facteur correctif.

La **Figure 14** ci-dessous illustre les paramètres géométriques.

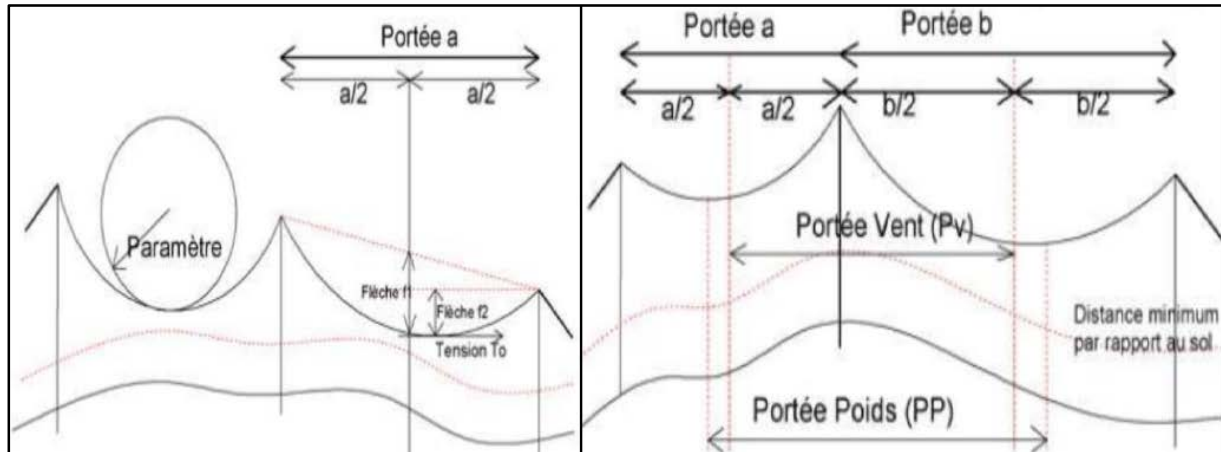


Figure 14: Définition des paramètres géométriques.

V.3. Dimensionnement mécanique de la ligne 225 kV Ziniaré-Kaya

Les données climatiques de la zone d'étude sont présentées le **Tableau XX** ci-dessous :

Tableau XX: Données climatiques [13].

Description	Unités	Valeurs
Température ambiante minimum	°C	12
Température quotidienne moyenne	°C	28
Température ambiante maximum	°C	45
Vitesse de vent minimum	m/s	0,5
Vitesse de vent moyenne	m/s	9,0
Vitesse de vent réduit (60 % VM)	m/s	21,6
Vitesse de vent maximum VM	m/s	36,0

En fonction de ces données climatiques et des exigences de tensions à satisfaire nous allons définir nos différentes hypothèses d'étude qui sont présentées dans le **Tableau XXI** :

Tableau XXI: Hypothèses d'étude.

Hypothèses		Tempé- ratures	°C	Vent m/s	Tension admise (en N)	Pression dynamique du vent (Pa)
A	A	Quotidienne	28	36	$\leq 40 \%$ de la résistance nominale	794,45
	20 °C	Référence R	20			-
B	B	Quotidienne moyenne	28	9	$\leq 1/3$ de la résistance nominale	49,65
	20 °C	R	20			-
C	C	Quotidienne	28	21,6	$\leq 1/3$ de la résistance nominale	286
	20 °C	R				-
D	D1	Ambiante maximale	45	36		794,45
	D2	Ambiante minimale	12	21,6	$\leq 1/3$ de la résistance nominale	286
	D3	Maximale	75	0		0
	D4	Ambiante maximale	45	0	$\leq 1/3$ de la résistance nominale	0

Dans le but de considérer toutes les situations climatiques possibles et d'effectuer une étude précise, nous avons établi 07 principales hypothèses A, B, C, D1, D2, D3 et D4. Les hypothèses A, B, et C seront étudiées par rapport à la température de référence de fabrication du câble (20 °C). L'hypothèse D composée de 04 sous hypothèses représente les valeurs climatiques extrêmes, les hypothèses critiques. En effet, les catastrophes naturelles de décembre 1999 en France ont présenté des conditions climatiques exceptionnelles qui n'avaient pas été envisagées pour la conception des réseaux aériens [6]. Certains ouvrages ont donc cédé, provoquant des interruptions de service de longue durée. En considérant nos différentes hypothèses annoncées, nous prenons toutes les mesures pour assurer la pérennité de notre ouvrage face à des conditions exceptionnelles.

V.3.1. Etude mécanique relative aux conducteurs de phase, l'ASTER 570

Dans cette partie, nous allons nous intéresser aux conducteurs de phases pour la détermination des paramètres mécaniques relatifs entrant dans notre étude de conception.

V.3.1.1. Détermination du poids linéique, de la force du vent, de la pression dynamique, de l'angle d'inclinaison ou de balancement de la chaîne d'isolateurs et du poids équivalent

Les paramètres à déterminer dans cette partie doivent être déterminés pour chaque hypothèse d'étude à l'exception du poids spécifique ou linéique P qui se détermine uniquement à l'état de référence initial du câble (à 20 °C) et reste le même dans les différentes hypothèses. Nous allons effectuer ainsi les opérations pour l'hypothèse D1, choisie aléatoirement pour montrer comment s'effectuent les calculs et résumer tous les résultats des différents calculs pour chaque hypothèse d'étude dans l'**Annexe 2**.

- **Détermination du poids linéique**

Les **spécifications techniques** de l'Aster 570 nous permettent de calculer son poids linéique. Nous avons ainsi :

$$P_{\text{ASTER 570}} = \text{masse} \times g \quad (22) \quad \text{Avec } g = 9,8 \text{ m/s}^2$$
$$P_{\text{ASTER 570}} = (1573 + 48) \times 10^{-3} \times 9,81$$

Nous trouvons :

$$P_{\text{ASTER 570}} = 15,9 \text{ N/m}$$

Tous les résultats sont présentés dans l'**Annexe 2**.

- **Détermination de la pression dynamique pour l'hypothèse D1**

Elle se détermine la formule suivante :

$$q_{D1} = f \times q_{b,D1} \quad (23)$$

Avec :

f : Facteur correctif de l'effort du vent, $f = 1$ pour des portées $> 100 \text{ m}$

$q_{b,D1}$: Pression dynamique de base en l'hypothèse D1 (en N/m²)

$q_b = \frac{1}{2} \times \rho_{\text{air}} \times v^2$, v correspondant à la vitesse du vent et ρ_{air} à la masse volumique de l'air

Nous trouvons :

$$q_{D1} = 794,45 \text{ N/m}^2$$

(Voir l'**Annexe 2**.)

- **Détermination de la force du vent pour l'hypothèse D1**

La force du vent se détermine par application de la formule suivante :

$$F_{D1} = C_x \times q_{D1} \times d \quad (24)$$

d : diamètre du câble ASTER 570,

C_x : Coefficient de traînée, supposons $C_x = 1$ pour l'étude

Nous trouvons ainsi :

$$F_{D1} = 8,88 \text{ N/m}$$

(Voir l'Annexe 2.)

- **Détermination de l'angle de balancement de la chaîne d'isolateur pour l'hypothèse D1**

Sous l'effet des conditions climatiques et du vent de l'hypothèse considérée, les chaînes d'isolateurs vont s'incliner formant un angle avec la verticale du pylône ; cet angle est appelé angle de balancement. Il est déterminé en appliquant la formule suivante :

$$\varphi_{D1} = \tan^{-1}\left(\frac{F_{D1}}{P}\right) \quad (25)$$

Nous trouvons :

$$\varphi_{D1} = 57,2^\circ$$

(Voir l'Annexe 2.)

- **Détermination du poids équivalent pour l'hypothèse considérée**

Il se détermine par application de la formule suivante :

$$P_{\text{équ},D1} = P \cos \varphi_{D1} + F_{D1} \sin \varphi_{D1} \quad (26)$$

Nous trouvons :

$$P_{\text{équ},D1} = 29,35 \text{ N/m}$$

(Voir l'Annexe 2.)

V.3.1.2. Détermination de la portée critique, de la constante « a », de la tension à laquelle le câble est soumis et de la flèche maximale

Dans cette partie nous allons calculer les différents paramètres pour chaque hypothèse émise. La constante « a » est déterminée dans l'hypothèse la plus sévère entre deux températures

considérées et utilisée pour l'étude de l'autre. Seule la tension maximale reste la même et est soit indiquée dans le Dossier d'Appel d'Offre (DAO) ou soit imposée par la norme.

- **Détermination de la tension maximale**

Il suffit d'appliquer la formule suivante indiquée par le RGIE:

$$T_{\max} = \frac{1}{3} \times T_{\text{rupture du câble}} \quad [14]$$

Dans le cas où il y a un DAO et ce dernier exige une tension maximale différente de celle du RGIE, le calcul se fera conformément au DAO.

- **Détermination de la portée critique**

Elle est déterminée en à partir de l'équation d'état (équation de Blondel) en exprimant que les tensions dans les câbles doivent être égales pour les deux hypothèses considérées. On applique ainsi la formule suivante :

$$P_{C,X} = \sqrt{\frac{24 \times \alpha \times (\theta_X - \theta) \times T_{\max}^2}{P_{\text{équ},X}^2 - P^2}} \quad [12] \quad (27)$$

Avec :

α : Coefficient de dilation thermique ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)

θ_X et θ : respectivement la température de l'hypothèse X et celle de référence du câble ($^{\circ}\text{C}$)

$P_{\text{équ},X}$: Poids équivalent du câble à l'hypothèse X en N/m

P : poids spécifique du câble en N/m

$T_{\max}$: la tension maximale en N

$P_{C,X}$: la portée critique à l'état X (en m)

Les hypothèses pour lesquelles la formule de la portée critique annoncée ne peut être appliquée seront appelées les hypothèses « **CANICULES** ».

A chaque hypothèse, est associée une hypothèse CANICULE à 75 °C et de vent nul qui sera utilisée par la suite, dans la détermination de la flèche maximale.

Les résultats de calculs des portées critiques sont présentés dans l'**Annexe 2**.

- **Détermination de la constante « a »**

Dans notre projet, **nous allons opter pour une portée moyenne de 420 m**. A partir des résultats des portées critiques, nous allons déduire l'hypothèse la plus contraignante entre deux

différentes températures et l'utiliser pour le calcul de la constante « a », qui servira à déterminer les paramètres du deuxième cas de température. Cette constante se détermine à partir de l'équation de Blondel en résolvant :

$$\frac{P_{\text{équi}}^2 \times P^2}{24 \times T^2} - \frac{T}{E \times S} - (\alpha \cdot \theta) = a \quad (28)$$

α : coefficient de dilatation thermique (en °C⁻¹) ;

θ : la température critique (en °C) ;

$T = T_{\text{max}}$ en N et E correspond au module de Young en N/mm² ;

S : section du câble en mm² ; P, le poids linéique en N/m et $P_{\text{équi}}$ le poids équivalent en N/m

(Voir l'Annexe 2.)

- **Détermination de la tension dans le câble**

La tension dans le câble doit être également déterminée pour chaque hypothèse pour des raisons d'étude de l'état du câble afin de voir si les exigences vis-à-vis de la marge de tensions admises sont respectées. Pour cela, nous allons utiliser une autre forme de l'équation d'état, donnée ci-dessous :

$$\frac{-T^3}{E \times S} - (a + \alpha \cdot \theta) \times T^2 + \frac{P_{\text{équi}}^2 \times P^2}{24} = 0 \quad (29)$$

La résolution de cette équation donne toujours 03 solutions, une solution réelle et deux solutions complexes. Ce sont les solutions réelles qui représenteront les valeurs de tensions dans les câbles dans les différentes hypothèses. Les solutions complexes ne sont pas considérées.

(Voir l'Annexe 2 pour les résultats.)

- **Détermination de la flèche maximale**

Il suffit d'appliquer la formule suivante :

$$f_{\text{max}} = \frac{P \times P_{\text{moy}}^2}{8 \times T_{\text{CANICULE, 75 °C, vent nul}}} \quad (30)$$

(Voir l'Annexe 2 pour les résultats des calculs de flèches maximales).

V.3.2. Etude mécanique du câble de garde classique, le Phlox 147,1

La méthodologie est identique à celle du conducteur de phase vue précédemment. Les résultats sont présentés dans l'Annexe 2.

V.3.3. Etude mécanique du câble de garde à fibre optique, le Thym 157,4

La méthodologie reste la même.

Les résultats sont présentés dans l'**Annexe 2**.

Conclusion de la partie V.3.1.2.

Les câbles ne sont pas exposés à un danger de rupture. Les limites de tensions dans les câbles (conducteurs de phase et câbles de garde) sont conformes aux valeurs imposées par le RGIE et celles indiquées dans le DAO. Dans les conditions les plus critiques ils seront soumis au pire des cas à une tension inférieure à environ 45 % de leur tension de rupture avec une marge de plus ou moins 3 % due aux arrondis des nombres lors des calculs manuels. Les valeurs de tensions d'environ 33,33 % sont conformes au RGIE et celles autour de 40 % sont conformes au DAO.

D'autre part, nous remarquons que les chaînes d'isolateurs ont également été bien dimensionnées car leur effort de tête leur permet de supporter les tensions appliquées sur les câbles. En effet, même dans les conditions les plus sévères, les tensions appliquées aux câbles et transmises aux chaînes d'isolateurs sont de l'ordre du tiers de l'effort de tête des chaînes d'isolateurs, il y a donc pas de danger pour les isolateurs.

V.3.4. Détermination des distances de sécurité

Afin d'assurer une protection électrique des personnes et de l'ouvrage par isolement ou par éloignement, la ligne doit être isolée du sol. La notion de distance de sécurité est ainsi définie en fonction de l'environnement, de la nature des terrains et du niveau de tension de la ligne électrique. Les différentes distances seront déterminées par la suite, dans notre étude.

V.3.4.1. Détermination des distances minimales relatives aux câbles et aux structures

Il existe une distance minimale à respecter entre conducteurs de phase d'un même terna, entre conducteurs de phase de ternes différents, entre câbles de garde et entre conducteurs et câbles de garde, pour éviter toute interférence et prévenir la naissance de tout arc électrique provoqué par un défaut d'isolement.

- **Hauteur des points d'accrochages des chaînes d'isolateurs sur les structures (m)**

On applique la formule suivante :

$$H_{min} = f_{max} + \text{garde au sol} + 1 \quad (31)$$

Avec : **garde au sol = 7,5 m**

Voir le **Tableau XXII** pour les résultats.

- **Profondeur d'enfouissement des structures (m)**

$$P_{rof} = \frac{H_{min}}{10} + 1 \quad (32)$$

Voir le **Tableau XXII** pour les résultats.

- **Distance verticale phase-phase (m)**

Elle est obtenue par application de la formule suivante :

$$E_V = \frac{U_N}{150} + CFI \times \sqrt{f_{max} + SL} \quad (33)$$

f_{max} = flèche du conducteur ou du câble de garde à température maximale (en m)

SL = Longueur de la chaîne d'isolateur, $CFI = 1$ et U_N = tension en kV

Voir le **Tableau XXII** pour les résultats.

- **Distance verticale phase-câble de garde (m)**

Elle est déterminée en fonction du câble qui donne la plus grande valeur résultante de la formule ci-dessous :

$$d_{min} \geq 0,678 \times \sqrt{f_{max} \times L} + C \quad (34)$$

f_{max} = flèche du conducteur ou du câble de garde à température maximale (en m)

L = Longueur de la chaîne d'isolateur

$C = 0,6$ pour la distance entre phase – câble de garde en 225 kV.

U_N = tension en kV

Voir le **Tableau XXII** pour les résultats.

- **Distance horizontale phase-phase d'un terne et câbles de garde-câble de garde (m)**

Elle est déterminée par application de la formule suivante :

$$E_H = \frac{0,8 \times E_V}{\cos(\frac{\beta}{2})} \quad (35)$$

β : Déflexion en degré

Nous allons considérer la déflexion maximale au niveau des pylônes qui est de 80 °.

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA**

La distance horizontale entre câble de garde sera la distance horizontale la plus grande entre la distance horizontale séparant deux câbles Phlox 147,1 et la distance horizontale séparant deux câbles Thym 157,4.

Voir le **Tableau XXII** pour les résultats.

- **Distance horizontale phase-phase de ternes différents (m)**

Cette distance doit être 1,2 fois supérieure à la distance horizontale entre phase d'un même terne.

Voir le **Tableau XXII** pour les résultats.

Tableau XXII: Valeurs des flèches maximales et minimales pour nos différents câbles et des distances à respecter entre câbles.

	ASTER 570	Phlox 147,1	Thym 157,4
Flèche maximale (m)	10,05	5,63	8,47
Flèche minimale (m)	8,39	4,66	4,5
Garde au sol (m)	7,5		
Hauteur des points d'accrochage des chaînes isolateurs (m) pour le conducteur de phase le plus bas	19		
Profondeur d'enfouissement des structures (m)	2,8		
Distance verticale phase-phase d'un terne (m)	4,98		
Distance horizontale phase-phase d'un terne (m)	5,2		
Distance horizontale entre câbles de garde (m)	3,04		
Distance horizontale phase-phase de ternes différents (m)	6,24		
Distance verticale entre phase et câble de garde (m)	3,5		

V.3.4.2. Détermination des distances de sécurité par rapport aux obstacles

Il s'agira de définir les distances à observer et à respecter par rapport au sol et aux obstacles du terrain. Ces différentes exigences sont présentées dans le **Tableau XXIII**:

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA**

Tableau XXIII: Distances de sécurité [14, 15, SONABEL].

Description	Distances (m)
Distances par rapport au sol	
Sol en général	7,5
Sols cultivés	7,5
Croisement de route normale	8,5
Croisement de route principale (route nationale)	8,5
Croisement de voie ferrée	10,4
Voie navigable	10,7
Croisement de ligne de transport (225kV-90kV)	3,5
Croisement de ligne de transport (225kV-33kV)	3,4
Croisement de ligne de transport ou de télécommunication (225kV-90kV)	3,1
Distances horizontales	
Autoroutes principales	Hauteur des pylônes
Routes principales	
Voies ferrées	
Bâtiments	
Canaux	
Lignes de 161 kV ou moins	
Pipelines	
Plans d'eau	65
Croisement de lignes de communication	20
Chemins agricoles, chemins de terre, routes charretières	20
Distances minimales horizontales par rapport aux maisons	
Distance du conducteur	14
Pylônes	Hauteur des pylônes
Distance du conducteur	14

V.3.5. Etude mécanique relative aux pylônes

Dans cette partie nous allons nous intéresser aux charges appliquées sur les pylônes afin de proposer un gabarit adéquat de pylône pour notre étude.

Le DAO stipule que seuls des pylônes de même famille doivent être utilisés pour l'étude. Cela signifie également que nous devons utiliser les mêmes types de pylônes pour toute la ligne. L'utilisation des pylônes haubanés étant interdite [13], nous choisissons d'utiliser des pylônes autoporteurs treillis en acier galvanisé pour notre étude.

La **Figure 15** est une illustration du pylône en treillis.

Par ailleurs, les pylônes sont dimensionnés en fonction des charges qui leurs seront appliquées. Ces charges sont entre autre les efforts longitudinaux, les efforts de torsion, les efforts verticaux (dus au poids des conducteurs et des chaines d'isolateurs), les efforts dus à la structure même des pylônes et les efforts transversaux [6, 16]. Dans notre étude, nous allons déterminer ces différentes charges pour les pylônes d'alignement, d'ancrage et d'angle.

Les calculs effectués plus haut, nous ont permis d'établir les schémas unifilaires de nos pylônes. Ainsi, le schéma unifilaire du pylône utilisé sur la partie biterne de notre ligne est présenté par la **Figure 16 a)** et celui du pylône utilisé pour la partie monoterne est donné par la **Figure 16 b)**. Cependant, il est indispensable de répartir les structures sur le tracé et de répertorier les différents types de structures qui en découlent en fonction des portées adjacentes auxquelles chaque structure sera confrontée.



Figure 15: Illustration d'un pylône en treillis.

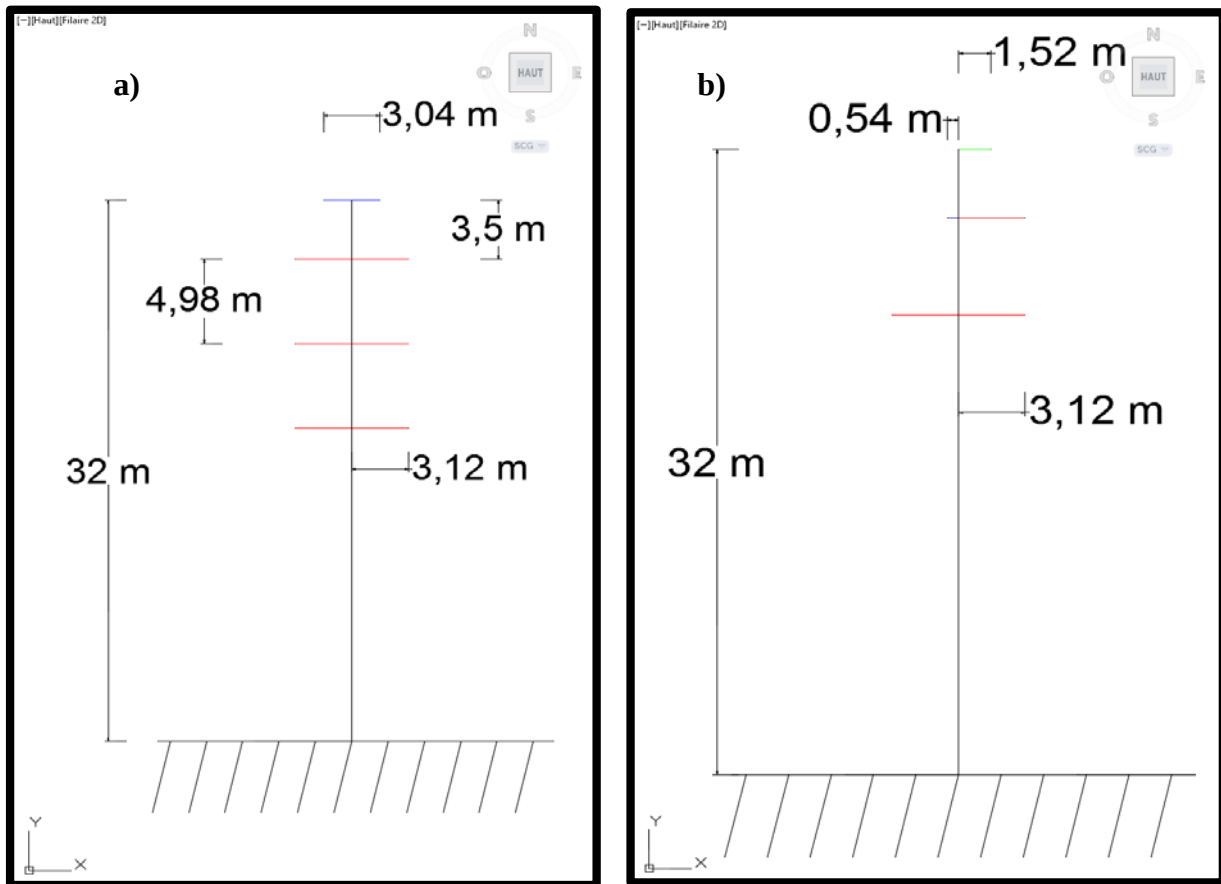


Figure 16: Schémas unifilaires du pylône double terne (a) et du pylône simple terne (b).

V.3.5.1. Répartition des pylônes

Les levés topographiques font part de 17 points d'arrêts sur la ligne. La partie de la ligne se trouvant entre deux arrêts constitue un canton. Les données topographiques nous donnent également la longueur de chaque canton et les angles. La portée moyenne étant de 420 m, nous allons répartir les pylônes d'alignement et d'anti-cascade au niveau de chaque canton. Ainsi, plusieurs types de supports d'arrêt et d'alignement vont être distingués. La répartition et les différents types de supports qui en découlent sont présentés dans l'**Annexe 3**.

Conclusion :

La répartition des structures nous donne 17 types de supports d'arrêt et 16 types de supports d'alignement ; ZK01 à ZK17 pour les pylônes d'arrêt et P.A.L.1 à P.A.L.16 pour les pylônes d'alignement. Par ailleurs, nous pouvons classer les pylônes ainsi repartis en fonction de la partie double terne, de la partie simple terne et des déflexions obtenus des levés topographiques. Ainsi, au niveau la ligne simple terne, nous avons des pylônes d'alignement de type A (angle compris entre 0° et 2°), des pylônes d'ancrage et d'arrêt de type B dont l'angle

est compris entre 0 ° et 30 ° et enfin des pylônes d'arrêt et d'ancrage de type C ayant un angle compris entre 30 ° et 70 °. En ce qui concerne la ligne double terre, nous avons des pylônes d'alignement de type J de 0 ° à 2, des pylônes d'arrêt et d'ancrage de type M de 0 ° à 30 ° et des pylônes d'ancrage et d'arrêt de type R dont l'angle est compris entre 30 ° et 80 °.

V.3.5.2. Détermination des charges appliquées aux pylônes par le conducteur de phase ASTER 570

Ces charges sont verticales V_B , Horizontales transversales H , et longitudinales L . Elles doivent être déterminées pour les pylônes d'arrêt et d'alignement.

- **Détermination des charges verticales V_B**

Ces charges sont appliquées au niveau des **pylônes d'arrêt et ceux d'alignement**. Elles sont déterminées par application de la formule ci-dessous :

$$V_B = m \times \omega \times \frac{a_1 + a_2}{2} + T \left(\frac{Z}{a_1} + \frac{Z}{a_2} \right) + P_i \quad (36)$$

m : coefficient de surcharge, $m=1$ pour les pays subsahariens ;

ω : correspondant dans notre étude à P , le poids linéique

T : tension horizontale appliquée aux câble ;

a_1 et a_2 : les portées adjacentes (de gauche et de droite) du pylône dont on veut calculer la charge verticale ;

Z : élévation. Z est positif si le pylône en question est à un niveau d'élévation supérieur de ceux des portées adjacentes, négatif dans le cas contraire. Z est nul si le terrain est plat.

P_i : poids de la chaîne d'isolateurs.

Les charges **verticales seront ainsi calculées pour les 17 supports d'arrêt et les 16 types de supports d'alignement conformément à notre répartition**. Les résultats sont présentés dans l'**Annexe 4**.

- **Détermination des charges horizontales transversale H**

Elles sont relatives à l'effet du vent sur la ligne et sont déterminées pour **les pylônes d'alignement et les pylônes d'alignement et d'angle** par application des formules suivantes :

$$H = F \times \frac{a_1 + a_2}{2} \quad \text{pour les pylônes d'alignement} \quad (37)$$

$$H_\alpha = F \times \frac{a_1 + a_2}{2} + (2T \times \sin \alpha) \quad \text{pour les pylônes d'alignement et d'angle} \quad (38)$$

F : force du vent en N/m

Les calculs seront ainsi effectués pour nos 17 types de pylônes d'alignement et d'alignement et d'angle en fonction de chaque hypothèse d'étude. Les résultats sont présentés dans l'Annexe 4.

- **Détermination des charges longitudinales L**

Elles sont principalement causées par les variations de température et/ou les surcharges. Elles sont uniquement déterminées au niveau des **pylônes d'arrêt et d'angle** par application de la formule suivante :

$$L = (T_2 + T_2') \times \sin \frac{\alpha}{2} \quad (39)$$

Ces charges seront ainsi déterminées pour les 17 types de pylônes d'arrêt que nous avons et pour l'angle maximal des types B, C et R. Les résultats sont présentés dans l'Annexe 4.

V.3.5.3. Détermination des charges appliquées aux pylônes par le câble de garde classique, le Phlox 147,1

La procédure est la même que celle suivie pour le conducteur de phase ASTER traité précédemment.

Les résultats sont présentés dans l'Annexe 5.

V.3.5.4. Détermination des charges appliquées aux pylônes par le câble de garde à fibre optique, le Thym 157,4

La méthodologie est la même que celle suivie pour les autres câble.

Les résultats des calculs sont présentés dans l'Annexe 6.

V.4. Résumé des résultats de l'étude mécanique de la ligne 225 kV Ziniaré-Kaya et conclusion

- **Résumé des résultats**

Le **Tableau XXIV** présente un résumé des résultats relatifs à la répartition des structures et nécessaires pour l'exécution du projet:

Tableau XXIV: Récapitulatif des résultats manuels sur les types de pylônes à utiliser.

Cantons	Pylônes représentant les bornes de canton	Distance ou longueur du canton (en m)	Nombre de pylônes d'angle et d'alignement	Nombre de pylônes, d'ancrage	Nombre Total de pylônes
Canton 1	ZK01-ZK02	1190,9	2	2	4
Canton 2	ZK02-ZK03	3353,52	6	2	8
Canton 3	ZK03-ZK04	4100,42	8	2	10
Canton 4	ZK04-ZK05	3226,89	6	2	8
Canton 5	ZK05-ZK06	3127,91	6	2	8
Canton 6	ZK06-ZK07	6825,94	13	4	17
Canton 7	ZK07-ZK08	4469,82	9	2	11
Canton 8	ZK08-ZK09	8775,78	16	5	21
Canton 9	ZK09-ZK10	13095,85	24	7	31
Canton 10	ZK10-ZK11	1271,22	2	1	3
Canton 11	ZK11-ZK12	3789,6	7	2	9
Canton 12	ZK12-ZK13	1546,39	3	1	4
Canton 13	ZK13-ZK14	2704,31	5	2	7
Canton 14	ZK14-ZK15	5874,87	11	3	14
Canton 15	ZK15-ZK16	5235,35	11	2	13
Canton 16	ZK16-ZK17	399,54	0	1	1
Total			129	40	169

Nous sommes à la fin de la partie portant sur l'étude mécanique manuelle de notre ouvrage, la ligne Ziniaré-Kaya 225 kV. Au total, **169 pylônes minimum** sont requis dont 129 en alignement et 40 en ancrage. Nous avons ainsi 127 pylônes de type A, 02 pylônes de type J, 32 de type B, 05 pylônes de type C, 01 type M et 02 pylônes type R. Nos **pylônes ont une hauteur au sol de 32 m.**

Les efforts de tensions appliqués sur les pylônes sont définis dans l'**Annexe 4**, l'**Annexe 5** et l'**Annexe 6**. Les gabarits des différents pylônes doivent leur permettre de supporter ces efforts dans les conditions climatiques les plus sévères sans aucun inconvénient. Par ailleurs, ces efforts ont été déterminés pour un câble de chaque type ; ce qui signifie que les efforts déterminés pour les conducteurs de phase (ASTER 570) doivent être multipliés par 06

et 03 respectivement pour les pylônes de la ligne double terre et ceux de ligne simple terre respectivement.

En outre, une **distance minimale de base de 7,5 m** est retenue pour assurer la protection par éloignement et variera en fonction du terrain ou des obstacles rencontrés. Les autres distances à respecter sont présentés dans le **Tableau XXII** et le **Tableau XXIII**.

VI. ETUDE DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA 225 kV AVEC LE LOGICIEL PLS CADD

VI.1. Revue sur les logiciels existants pour le dimensionnement de lignes électriques HT

La plupart des logiciels dans le domaine sont des logiciels d'analyse des réseaux électriques (comme NEPLAN par exemple) ou d'installations électriques (à l'exemple de CANECO HT). Il existe cependant très peu de logiciels fiables permettant de réaliser les études de conception de lignes électriques sur le marché international. Nous avons donc répertorié dans l'**Annexe 7** quelques logiciels ayant fait leurs preuves dans la conception des lignes électriques aériennes.

VI.2. Justification de l'utilisation de PLS CADD dans notre étude

Nous avons utilisé PLS CADD car c'est le logiciel qu'utilise la SONABEL pour l'étude des lignes HTB. Il est d'importance capitale car il intervient même dans la sélection des entreprises soumissionnaires à un appel d'offre de projet SONABEL, portant sur la construction de lignes HTB. En effet, lorsque que la SONABEL lance un appel d'offre relatif à la construction de lignes HTB, elle exige que les propositions techniques des entreprises soient validées par PLS CADD. La non-validation des études d'une entreprise par le logiciel est un critère de disqualification.

C'est pour cette raison que la Direction des Grands Projet de SONABEL a mis la « Clé PLS CADD » à notre disposition dans le but de mener à bien notre étude de conception de la ligne 225 kV entre Ziniaré et Kaya.

VI.2.1. Présentation du logiciel

PLS CADD « Power Lines Systems-Computer Aided Design and Draft » est un logiciel avancé développé pour la conception des lignes aériennes. Il permet à l'utilisateur d'étudier la conception sur un modèle 3D du terrain d'étude, d'étudier le système dans un plan ou en vue de profil, d'apprécier les efforts de traction sur les câbles et les structures, de réaliser différentes combinaisons des hypothèses d'entrées pour l'étude du système, etc. C'est un programme

autonome unique qui s'est imposé partout dans le monde de par sa présence dans plus de 1600 organisations et environ 125 pays.

VI.2.2. Etude de l'amélioration des résultats manuels avec PLS CADD

Après avoir effectué le dimensionnement électrique et mécanique manuellement, nous allons introduire les résultats issus de nos calculs manuels dans le logiciel afin d'avoir une appréciation du logiciel puis nous allons également étudier la conception de l'ouvrage sur le logiciel pour optimiser nos résultats. Nous rappelons que toute étude technique d'entreprise liée à un projet de construction de ligne HTB au Burkina doit être validée par le logiciel conformément aux exigences du maître d'ouvrage.

VI.2.2.1. Simulation de nos résultats manuels et appréciation du logiciel

- **Simulation**

La simulation a été effectuée en tenant compte des conditions climatiques extrêmes comme dans le dimensionnement manuel. Le logiciel présente ainsi l'état de l'ouvrage dans ces conditions sur la **Figure 17** suivante :

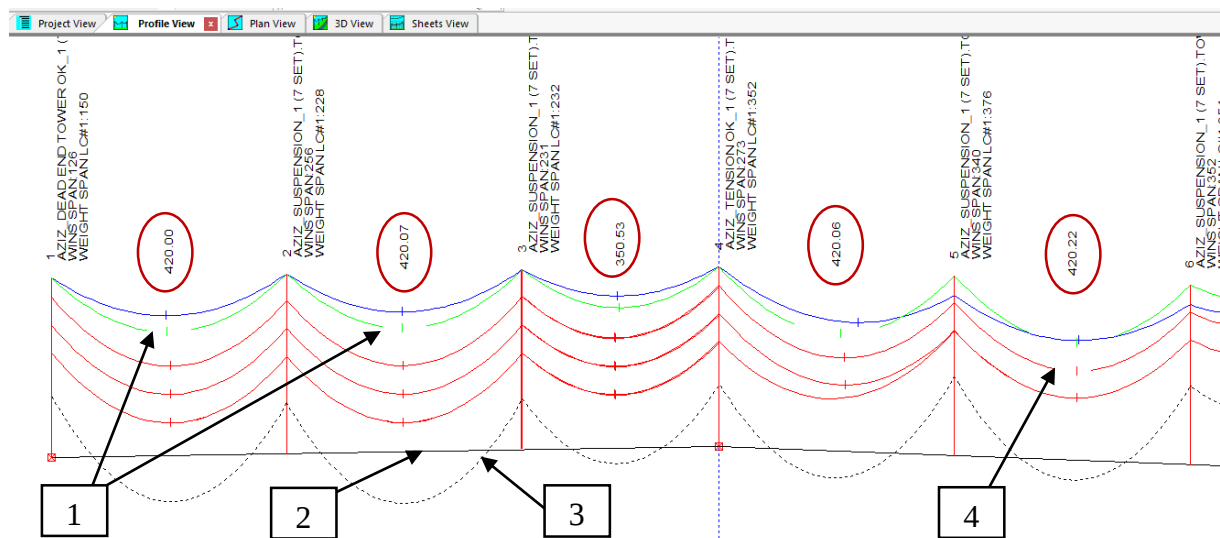


Figure 17: Résultats de la simulation conformément à la répartition et état de l'ouvrage.

- **Analyse et Interprétation des résultats**

La **Figure 16** représente une vue en profil de l'unifilaire du canton 1 double terne et les deux premières portées du canton 2 simple terne sur PLS CADD. Les deux lignes de couleurs bleue (Phlox 147,1) et verte (Thym 157,4) sont les câbles de garde. Les autres lignes de couleur rouge sont les conducteurs de phase. L'analyse est faite au niveau de chaque portée de la ligne

mais nous avons seulement présentée la partie indiquée sur la **Figure 17** comme exemple que nous allons analyser, le but étant de ne pas surcharger le document. L'analyse nous révèle :

- 1 : le CGFO (Thym) a cédé, sa tension de résistance à la rupture maximale est excédée ;
- 2 : représente le niveau du sol et 3 la garde au sol à respecter pour la sécurité ; il y a violation de la garde au sol ;
- 4 : l'Aster cède à certains endroits, la tension de résistance à la rupture est excédée.

- **Conclusion**

La pérennité de tous les câbles est menacée, à l'exception de celle du câble de garde classique (le Phlox). La portée moyenne de 420 m envisagée n'est pas acceptable à cause des violations de la garde au sol. Il est cependant possible d'envisager l'utilisation de pylônes plus hauts (ayant une hauteur supérieure à 32 m) ou de réduire la portée moyenne pour résoudre ces problèmes. Néanmoins, dans le but d'améliorer nos résultats manuels, nous décidons de faire une étude logicielle complète qui nous permettra de déterminer la portée moyenne maximale qui peut être adoptée et d'optimiser tous nos résultats.

VI.2.2.2. Etude de la ligne Ziniaré-Kaya 225 kV avec PLS CADD et amélioration des résultats

Dans cette partie, nous étudierons la conception de la ligne sur le logiciel dans le but d'optimiser nos résultats issus des calculs manuels. Les données d'entrées sont les différents résultats manuels et les levés topographiques. Les conditions climatiques et les hypothèses d'étude restent inchangées. Cependant, dans le cadre de ce projet, une hauteur maximale de 42 m a été admise pour les pylônes.

Pour cette étude d'amélioration sur le logiciel, nous allons ainsi utiliser des pylônes de 42 m pour déterminer si les insuffisances seront résolues. Dans le cas contraire, nous allons revenir à notre hauteur de départ de 32 m pour les pylônes et réduire notre portée moyenne de 420 m à une valeur adéquate.

Les résultats de l'étude logicielle sont entre autre :

- les tensions appliquées aux câbles ;
- les points d'implantation des pylônes et les angles ;
- les coordonnées X, Y et Z des points d'implantations des pylônes, des points de fixations sur les structures et ceux d'attachements des câbles aux chaînes ;

- les longueurs des portées, longueurs de câble formées par les arcs des flèches des différentes portées ;
- la portée minimale et maximale de chaque canton ;
- les coordonnées du point le plus bas de la flèche de chaque portée ; le nombre de structure et la longueur de câble à prévoir, etc.

Les résultats de l'étude logicielle sont de l'ordre d'une centaine de pages, raison pour laquelle nous avons juste présentés quelques-uns dans l'**Annexe 8**

Conclusion de l'étude de la ligne avec le logiciel

Les résultats ont pu être optimisés comme le montre l'**Annexe 8, Figure 2**. La lettre « G » en couleur verte indiquée par le logiciel sur l'**Annexe 8, Figure 2** représente l'initiale du mot anglais « Good », ce qui veut dire que les exigences au niveau de la garde au sol sont respectées de même que celles de l'état des câbles et des pylônes ; notre étude a donc été validé par PLS CADD.

Par ailleurs, de l'approfondissement de notre étude qui a été faite pour des températures variant de 10 ° à 120 ° avec des pas de 10 °, nous déduisons que les critères de conception sont respectés et que l'ouvrage est fiable comme le montre l'**Annexe 8, Figure 5**. Cependant **il est impossible d'opter pour une portée de 420 m tout en assurant la pérennité des câbles**. L'utilisation des pylônes de 42 m résout le problème de violation de la garde au sol mais les câbles céderaient tout de même, comme le montre l'**Annexe 8, Figure 6**. **La portée moyenne admissible maximale est de 377 m**, identique à celle obtenue en utilisant des pylônes de 32 m. **Nous allons donc retenir une hauteur de 32 m pour nos pylônes et réduire la portée moyenne de 350 m.**

Ainsi, nous retenons les résultats améliorés et validés par PLS CADD pour notre projet. La portée moyenne ayant été réduite, cela va impliquer l'utilisation de plus de pylônes. **203 pylônes** seront ainsi utilisés au total, dont **04 de type J, 02 de type R, 159 de type A, 23 de type B et 15 de type C**. Pour ce qui concerne les câbles, une prévision de **210,9 km de câble ASTER 570, 69,11 km de câble Phlox 147,1 et de 69,11 km de câble Thym 157,4** doit être faite pour l'exécution du projet.

VII. LES POSTES

VIII.1. Généralités

Un poste est un point du réseau qui est mis en œuvre soit pour effectuer une compensation par injection de puissance réactive, soit pour une régulation du niveau de tension,

soit pour l'élévation ou l'abaissement de la tension, soit pour l'interconnexion entre des lignes ou soit pour assurer l'isolement d'un réseau. Ils doivent être mis en œuvre dans le respect des normes en vigueur tout en assurant la protection de l'ouvrage, des personnes, des biens.

Au Burkina, les types de postes HTB rencontrés sont des postes élévateurs (tel que le poste 6,6/132 kV de Bagré) et des postes d'interconnexions (le poste 225/34,5/33 kV de Zagtouli par exemple).

Nous allons par la suite nous intéresser aux postes concernés par notre projet afin de déterminer les composants majeurs et les dispositions à prendre en compte dans leur réalisation.

VIII.2. Etude du poste 90 kV de Ziniaré

VIII.2.1. Travaux aux poste de Ziniaré et protection du poste

La construction du poste de Ziniaré entre dans le cadre du Projet d'Extension et de Renforcement des Réseaux Electriques (PERREL), voir l'étude sur le dimensionnement électrique et mécanique de la ligne Kossodo-Ziniaré 90 kV [4] pour plus de détails. Cependant, notre projet d'étude de la conception de la ligne Zinaré-Kaya 225 kV est relatif au Projet d'Appui au Secteur de l'Electricité (PASEL). Pour notre projet, c'est une extension du poste de Ziniaré qui doit être faite. Ainsi, une extension de la travée ligne est requise. La travée ligne comportera :

- 01 sectionneur de barre ;
- 01 disjoncteur ;
- 01 sectionneur de terre ;
- des transformateurs de courant (TC) et de tension (TT).

Concernant l'envergure de la protection, elle est d'autant plus importante que le rôle occupé par le réseau dans le système électrique du Burkina est important. Il faudra :

- un système de protection principale ;
- des systèmes de ré-enclenchement automatique ;
- un système de protection secours, au cas où la protection principale est défaillante ;
- une protection complémentaire pour les défauts résistants ;
- relier toutes les carcasses métalliques à la terre ;
- s'assurer que la tension de pas est inférieure à 2 V, etc.

VIII.2.2. Schéma unifilaire du poste 90 kV de Ziniaré

Le schéma unifilaire du poste de Ziniaré est présenté sur la **Figure 18** ci-dessous :

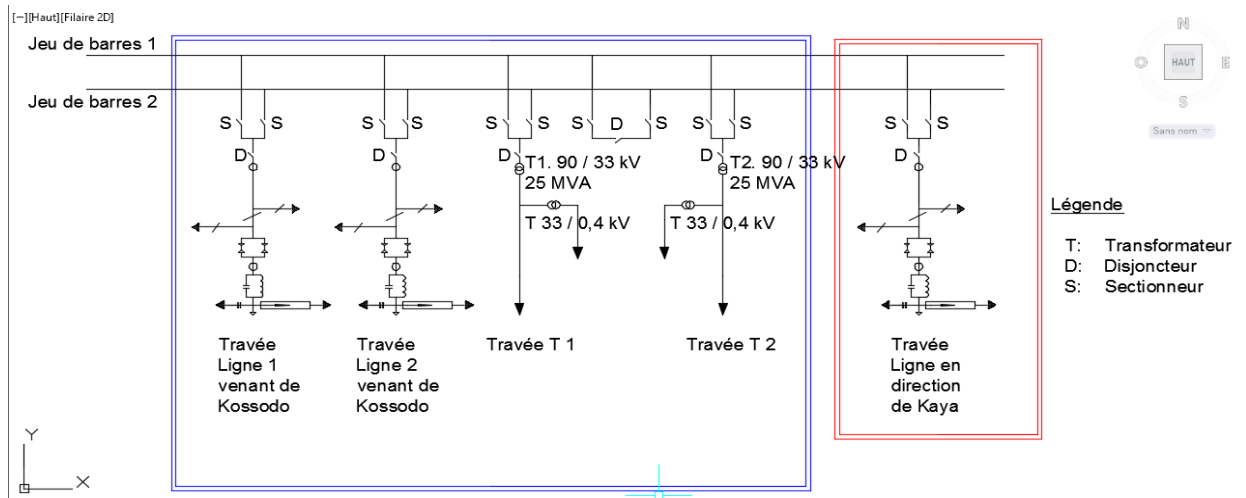


Figure 18: Schéma unifilaire du poste 90 kV de Ziniaré.

VIII.3. Etude du poste 90 kV de Kaya

VIII.3.1. Travaux aux poste de Kaya et protection du poste

La construction du poste de Kaya est relative au PASEL. A Kaya, un transformateur de 25 MVA sera installé. Ainsi, nous aurons une travée transformateur qui sera construite. La tranchée transformateur va comporter toutes les protections du transformateur. Elle comprendra :

- 01 sectionneur de barre ;
- 01 disjoncteur ;
- 01 transformateur de 25 MVA ;
- des TC et des TT.

En plus des éléments de protection énumérer plus haut au niveau de la protection du poste de Ziniaré, le poste de Kaya devra également être muni de système de protection à maximum de courant, une protection différentielle du transformateur et de la masse cuve. Dans l'ensemble, le système de protection doit être efficace contre les court-circuits, les défauts à la terre et les surcharges au niveau du poste de Kaya.

VIII.3.2. Schéma unifilaire du poste 90 kV de Kaya

Le schéma unifilaire du poste de Kaya est présenté sur la **Figure 19** :

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE 225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA

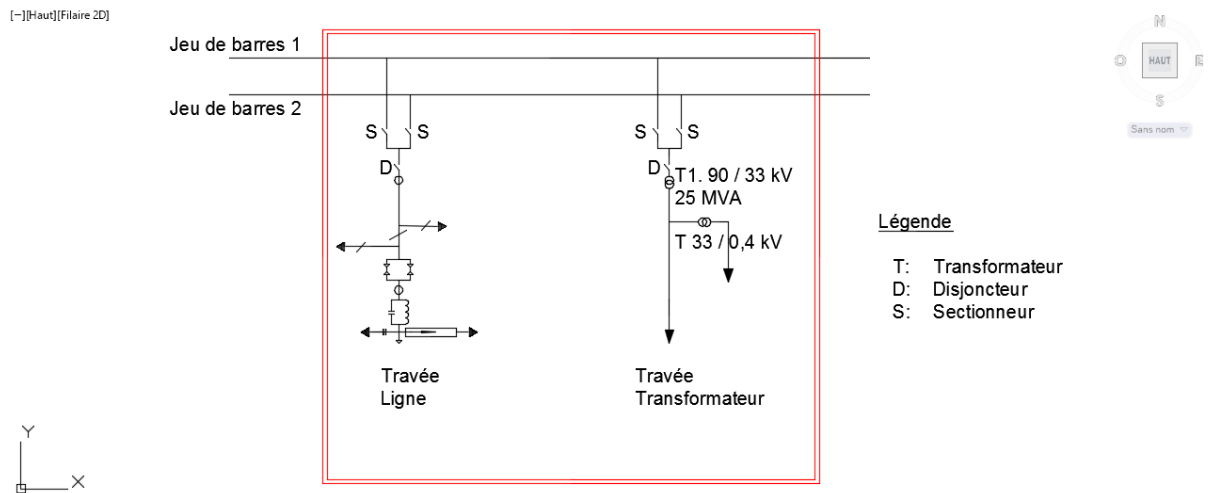


Figure 19: Schéma unifilaire du poste 90 kV de Kaya.

VIII. EXPLOITATION DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA EN 90 kV ET MODELISATION DU RESEAU AVEC LE LOGICIEL NEPLAN

Notre étude a consisté au dimensionnement de la ligne en 225 kV. Cependant, le maître d'ouvrage prévoit exploiter la ligne en 90 kV relativement à leur programme d'activités sur le chantier, ce qui justifie l'étude portant sur les postes de Ziniaré et Kaya. Dans cette partie, nous allons modéliser la ligne Ziniaré-Kaya depuis les différents postes afin d'évaluer les pertes et de vérifier si la chute de tension sera acceptable au poste de Kaya en 90 kV.

- **Modélisation du réseau avec NEPLAN**

La méthodologie de modélisation de notre réseau sur Neplan consiste à définir le jeu de barre 90 kV de Ziniaré comme étant un "Slack bus" qui servira à alimenter le transformateur du poste de Ziniaré considéré comme étant une charge. Le jeu de barre 90 kV de Kaya doit être également modéliser pour permettre l'écoulement de puissance vers la charge. Les deux jeux de barres vont être reliés par la ligne Ziniaré-Kaya qui sera modélisée par la distance séparant Ziniaré et Kaya (longueur de la ligne), la section des conducteurs de phase, le type de matériau du câble, la réactance et la résistance du câble. Voir la **Figure 20** pour la modélisation du réseau Ziniaré-Kaya.

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE 225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA

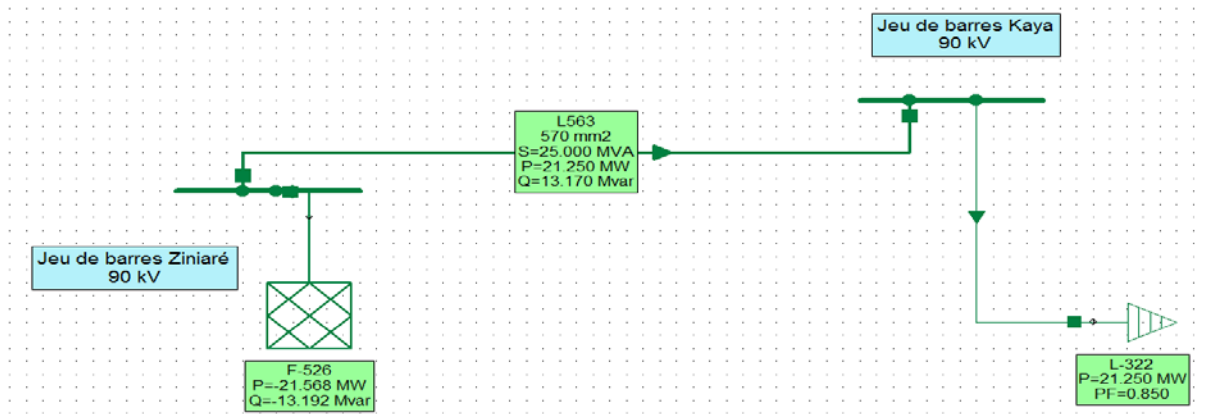


Figure 20: Modélisation du réseau avec le logiciel Neplan.

- **Stimulation et détermination des pertes et le la chute de tension**

Après simulation du modèle de notre réseau, Neplan nous donne les résultats présentés sur la **Figure 21**:

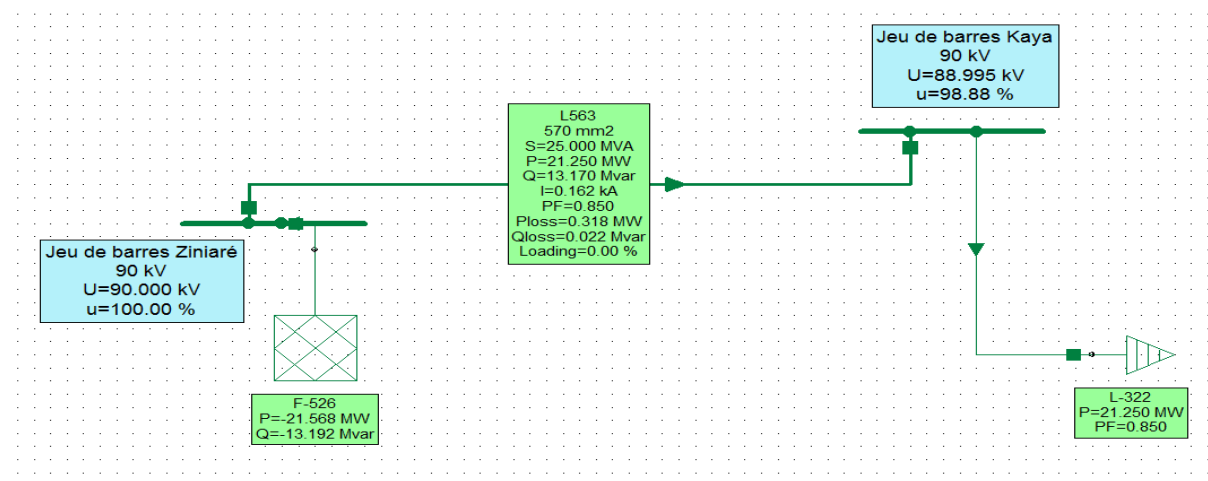


Figure 21: Résultats présentés sur le modèle après simulation.

- **Analyse de la chute de tension et des pertes**

Le réglage fait au niveau de la tension est de $\pm 5\%$. Cela signifie que pour un niveau de tension de 90 kV, la tension au jeu barres arrivé de la ligne doit être comprise entre **85,5 kV** et **94,5 kV** pour être acceptable. Au jeu de barres de Kaya, la tension doit donc être comprise entre ces valeurs. Les résultats de la **Figure 21** nous révèlent une tension de **88,995 kV** au jeu de barres de Kaya.

D'autre part, les pertes sont proportionnelles au carré de l'intensité transmise dans une ligne électrique. Cela revient à dire que les pertes sont d'autant plus importantes que la puissance

transitée est importante. La **Figure 21** indique également une perte active de 318 kW et une perte réactive de 22 kVAr sur notre ligne.

- **Conclusion**

La tension au poste de Kaya est acceptable car nous avons $85,5 \text{ kV} \leq U_{\text{Kaya}} \leq 94,5 \text{ kV}$ conformément au réglage de tension. La ligne enregistrera des pertes en puissance active de **318 kW soit 1,27 % de la puissance transitée en exploitation 90 kV.**

Tous les résultats de la simulation sont présentés sur l'**Annexe 9**.

IX. ETUDE FINANCIERE DU PROJET

Ce volet de notre étude est réservé à l'étude financière de notre projet. Après avoir fait les études électrique et mécanique, il est important d'avoir une idée sur le montant à investir dans le cadre de la mise en œuvre du projet car l'aspect financier influence les prises de décision. **L'étude financière sera constituée de deux parties.** La première est celle relative au projet, à l'étude que nous avons menée. La deuxième partie représentera une analyse critique que nous allons faire, relative à l'influence du choix de la section des conducteurs de phase sur le critère économique.

IX.1. Estimation financière du projet

Après avoir fait un inventaire du matériel requis pour notre projet, nous avons établi le devis de notre projet. Le coût s'élève à **9 584 795 075 F CFA**.

Le devis détaillé de l'étude est présenté au niveau de l'**Annexe 10** mais nous allons cependant présenter un résumé des grands points du devis dans le **Tableau XXV** ci-dessous:

Tableau XXV: Résumé de l'étude financière.

N°	Désignations	Coûts en F CFA
1	Pylônes et embases	1 170 036 991
2	Conducteurs et câbles de garde	3 451 626 746
3	Isolateurs et accessoires de ligne	271 751 783
4	Mis à la terre	2 650 838 413
5	Les postes	547 591 388,1
6	Autres accessoires	30 862 370,74
Total TTC (F CFA)		9 584 795 075

IX.2. Analyse critique entre critère économique et section de conducteurs de phase

Après avoir démontré qu'un câble de 366 mm^2 peut être utilisé dans le cadre de ce projet, nous allons montrer l'enjeu économique que cela implique, en faisant une comparaison avec le câble de 570 mm^2 utilisé. Cette analyse est possible car il existe une relation entre la section et le coût du câble, appelée la fonction coût, que nous avons introduit dans la partie portant sur la détermination de la section économique optimale (SOE), voir « IV.2.6.5. Analyse approfondie, détermination de la section optimale économique (SOE) [12] ».

La **Figure 22** [12] ci-dessous est la courbe de la fonction coût du conducteur en fonction de la section :

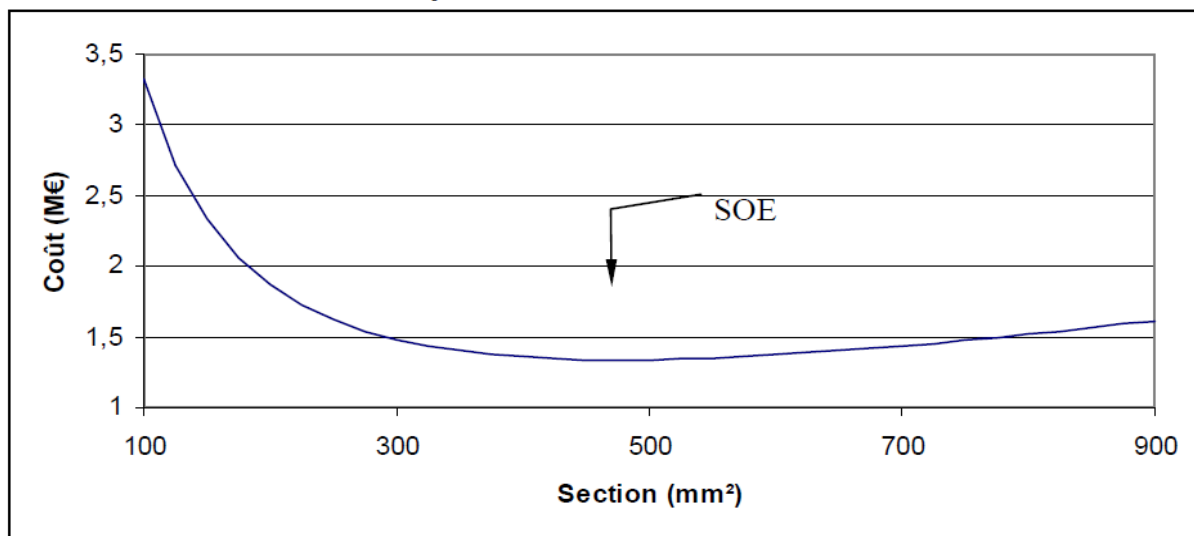


Figure 22: Relation de comparaison entre coût et section du câble.

- Analyse de la courbe

La courbe nous montre que pour des sections de câble comprises entre 100 mm^2 et 500 mm^2 environ, le coût et la section évoluent en sens inverse ; plus la section est petite, plus le câble est coûteux. Ainsi, d'après la courbe, un câble de 100 mm^2 est plus onéreux que celui de 500 mm^2 par exemple. Cependant, à partir de 500 mm^2 , la section et le coût du câble commencent à évoluer dans le même sens ; plus la section est grande, plus le câble devient cher.

D'après la courbe, l'utilisation du câble de 366 mm^2 comme conducteurs de phase est estimée à environ **901 381 250 F CFA** et celle du câble de 570 mm^2 est de **884 992 500 F CFA**. Cela pourrait nous pousser à dire qu'il serait préférable d'utiliser le câble de 570 mm^2 mais nous allons démontrer que ce n'est pas le cas.

- **Analyse de l'investissement à court et à long terme qu'implique les câbles de 366 mm² et 570 mm²**

Dans cette partie, nous allons évaluer les investissements qu'impliquerait l'utilisation du câble de 366 mm² et ceux du câble de 570 mm². L'investissement à court-terme (C.T) et à long terme (L.T) se déterminent par application des formules suivantes :

$$C.T = B \times S \text{ [€]} \quad (40)$$

$$L.T = \frac{C}{S} \text{ [€]} \quad (41)$$

Voir le **Tableau XII** pour les valeurs de **B** et **C** déjà calculés, **S** est la section du câble en mm².

Les résultats des calculs d'investissement pour les deux câbles sont présentés ci-dessous dans le **Tableau XXVI** :

Tableau XXVI: Investissement à court et à long terme pour les câbles de 336 mm² et 570 mm².

Section (en mm ²)	Court terme C.T (F CFA)	Long terme L.T (F CFA)	Total (F CFA)	Marge (F CFA)
366	4 160 799 830	3 492 684 425	7 653 484 255	1 069 120 959
570	6 479 934 162	2 242 671 052	8 722 605 214	

- **Conclusion**

L'utilisation du câble de 366 mm² implique des coûts élevés à long terme mais revient plus économique pour le projet. Il serait possible d'économiser **1 069 120 959 F CFA** environ, uniquement sur le coût des conducteurs de phase dans le projet, dans le cas où le choix de section se porterait sur le câble de 366 mm² en lieu et place de celui de 570 mm², d'après notre analyse.

X. NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL DU PROJET

De nos jours, le côté environnemental est presque incontournable dans tous les projets de développement ; il est question de satisfaire les besoins actuels sans compromettre la capacité des générations futures à satisfaire les leurs Il est donc primordial pour nous, d'étudier l'impact environnemental et social de notre projet afin de proposer des initiatives pour minimiser l'impact négatif. Au Burkina, la classification des projets suivant leurs impacts sur l'environnement fait ressortir 03 catégories de projet que sont les catégories A, B et C. Notre projet est un projet de catégorie B. Selon la réglementation nationale, c'est une notice d'impact environnemental et social qui doit être faite afin d'avoir l'autorisation nationale d'exécuter le

projet. Notons que les bailleurs de fonds sont également regardants sur le côté environnemental et social de tout projet qu'ils financent ou participent au financement.

X.1. Rappel des phases et composantes du projet

Ce projet s'inscrit dans le cadre de la stratégie d'intégration régionale de la SONABEL, dans le but d'accroître le taux d'accès national à l'électricité et de mettre à la disposition de la population Burkinabé, une énergie de qualité, disponible et moins chère. Le projet touche directement les populations des régions du plateau central et du centre nord. La phase exécution et mise en œuvre des travaux et celle de l'exploitation de la ligne sont les principales composantes du projet. La phase exécution comprend la construction du poste de Kaya, l'extension du poste de Ziniaré et la construction de la ligne Ziniaré-Kaya 225 kV. La phase exploitation s'articule autour des opérations de maintenance et d'interventions sur la ligne en exploitation.

X.2. Cadre législatif et réglementaire

Pour ce qui est du cadre législatif et réglementaire au Burkina, il existe la loi N°003/2011/AN du 05 avril 2011 relative au code forestier, la loi portant sur la Réorganisation Agraire et Foncière (RAF), la loi N° 034-2012/AN du 02 avril 2012, la loi N° 006-2013/AN du 02 Avril 2013 relative au code de l'environnement et la loi N° 2015-1187/PRESTRANS/PM/MERH/MATD/MAE/MARHASA/MRH/MICA/MHU/MIDT/MCT du 22 Octobre 2015 relative à la notice d'impact environnemental et social, notamment les conditions de validation et les procédures à suivre.

Aussi, le côté environnemental est défini par le Plan d'Action National de Lutte Contre la Désertification (PAN/LCD) et la politique sectorielle de l'énergie, le cadre de gestion des ressources forestières et fauniques, le Plan pour l'Environnement et le Développement Durable et le Plan d'Action National pour l'Environnement.

X.3. Enumération des différents impacts du projet

Les différents points d'impacts sont :

- **les impacts socio-économiques**

Ce sont entre autre la création d'emplois, l'amélioration du niveau de vie des populations, le développement des activités informelles, etc.

- **les impacts sur la faune, la flore, l'air, les eaux et le sol**

Ils sont relatifs à l'exécution des travaux de construction, d'implantation, les engins de manutentions ou de transports, l'émission des gaz à effets de serre (fumées et gaz d'échappements), des élagages d'arbres, des pertes d'habitats fauniques, des pertes du couvert végétal ou de certaines espèces végétales. Les travaux de construction entraîneront des mouvements des animaux, la destruction de leurs biotopes, la pollution des eaux qui s'écoulent en surface ou de la nappe phréatique par infiltration des produits de vidanges, etc.

X.4. Mesures d'atténuation des impacts négatifs

Il s'agit de mettre en place des activités pour atténuer les impacts négatifs inévitables par compensation et optimisation du tracé de la ligne et par la mise en place d'un plan de gestion des risques qui sera évalué par des indicateurs précis. Le plan de gestion environnementale est présenté au niveau de l'**Annexe 11**.

X.5. Conclusion de la notice d'impact environnemental et social

A la fin de l'étude, il ressort que l'exécution des travaux de notre projet impliquera des impacts tant positifs que négatifs, comme tout projet de développement. Nous avons ainsi proposé des mesures d'atténuations des impacts négatifs et proposé un plan de gestion environnementale. Pour mener que les objectifs du projet soient atteints, il faudra dans l'étude de faisabilité, échanger et communiquer avec les différentes parties prenantes, les impliquer afin de déterminer les enjeux majeurs liés à l'exécution du projet et de trouver des compromis qui vont arranger chacune des parties prenantes.

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS

Nous sommes à la fin de notre étude sur la conception électrique et mécanique de la ligne 225 kV à construire entre Ziniaré et Kaya. Pour mener à bien cette étude, les dimensions électrique, mécanique, financière, environnementale et sociale ont été étudiées. A l'issue de ces études des analyses et de critiques ont été faites et pourront servir au maître d'ouvrage dans sa prise de décision.

D'une part, nous avons d'abord procédé à l'étude complète de la ligne de façon manuelle. Les résultats obtenus ont ainsi été utilisés comme données d'entrée du logiciel PLS CADD qui nous a permis d'approfondir notre étude et d'améliorer les résultats annuels avec une modélisation de l'état de notre ouvrage en « temps réel ». Notre étude a été validée par la suite par PLS CADD, comme l'exige le maître d'ouvrage. Cette exigence a été bénéfique pour nous car cela nous a permis de découvrir le logiciel et de le maîtriser. L'objectif d'étude de la conception de la ligne a ainsi été atteint. Nous recommandons au maître d'ouvrage de relever également les élévations des points lors qu'une enquête, au lieu de se limiter seulement aux coordonnées « Esting » et « Northing » qui, pendant une étude de conception, définissent le terrain comme étant plat ; ce qui n'est pas le cas. Les élévations sont indispensables pour avoir le profil réel du terrain.

D'autre part, nous retenons que les études manuelles restent efficaces mais requièrent plus de temps qu'avec l'utilisation d'un logiciel. Des données précises nécessaires doivent être mises à disposition. Pour ce qui est du matériel à utiliser comme les câbles, les pylônes, isolateurs, etc, ils doivent subir des tests et des essais avancés, conformément aux normes relatives avant d'être réceptionnés pour utilisation, dans le but de prévenir tout inconvénient. L'étude de conception électrique et mécanique d'une ligne doit aussi être faite en collaboration avec d'autres compétences comme les ingénieurs géni-civilistes, les géologues, les sociologues, les environnementalistes, etc. Par exemple, la nature du sol (terrain) doit être prise en compte par les géologues afin de définir les dispositions à prendre pour l'implantation des pylônes, etc. Ainsi, la mise en œuvre du projet permettra de participer sans doute à l'augmentation du taux accès national à l'électricité, à la création d'emplois et à l'amélioration des conditions de vie des populations des régions du plateau central et du centre nord.

BIBLIOGRAPHIE

[1] SONABEL, « Rapport annuel d'activités 2019 ».

Document disponible au service PERREL, Direction des Grands Projets, sis au 39, avenue MANNE-KAKA-zone du bois, Ouagadougou / Burkina Faso.

[2] « Les 17 ODD à l'horizon 2030 ».

Disponible sur <http://acces.ens-lyon.fr/acces/thematiques/eedd/objectifs-de-developpement-durable-odd/les-17-objectifs-de-developpement-durable-odd>

[Consulté le 30/10/2020].

[3] SONABEL, « Présentation de la société » en ligne.

Disponible sur <https://sonabel.bf/a-propos/>

[Consulté le 25/10/2020].

[4] TUO Karinon. 2020. « Etude électrique et mécanique d'une ligne électrique aérienne interurbaine HTB 90 kV Kossodo-Ziniare », Mémoire de Master, département GEE, Institut 2IE.

[5] André CHANAL et Jean-Pierre LEVÊQUE. « Conducteurs et câbles de garde ». In Technique de l'ingénieur, traité génie électrique. Paris. D4 422 1-D4 4422 10.

[6] « Lignes aériennes-Dimensionnement ». In Technique de l'ingénieur, traité génie électrique. Paris. D4421.

[7] BOUZEMBRAK Younes et HADDOU Amar. « Exploitation du signal du courant de fuite pour le diagnostic de l'état du réseau électrique avec LabVIEW », Mémoire de Master, département d'électrotechnique, Université de TIZI-OUZOU.

[8] DUCOURET Xavier. « Lignes aériennes-Isolateurs ». In Technique de l'ingénieur, traité génie électrique. Paris. D4423.

[9] TEFEGUIM Vanilli Sandra. 2014. « Etude de la construction d'une ligne électrique haute tension 90 kV Pa-Wona », Mémoire de Master, département GEE, Institut 2IE.

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA**

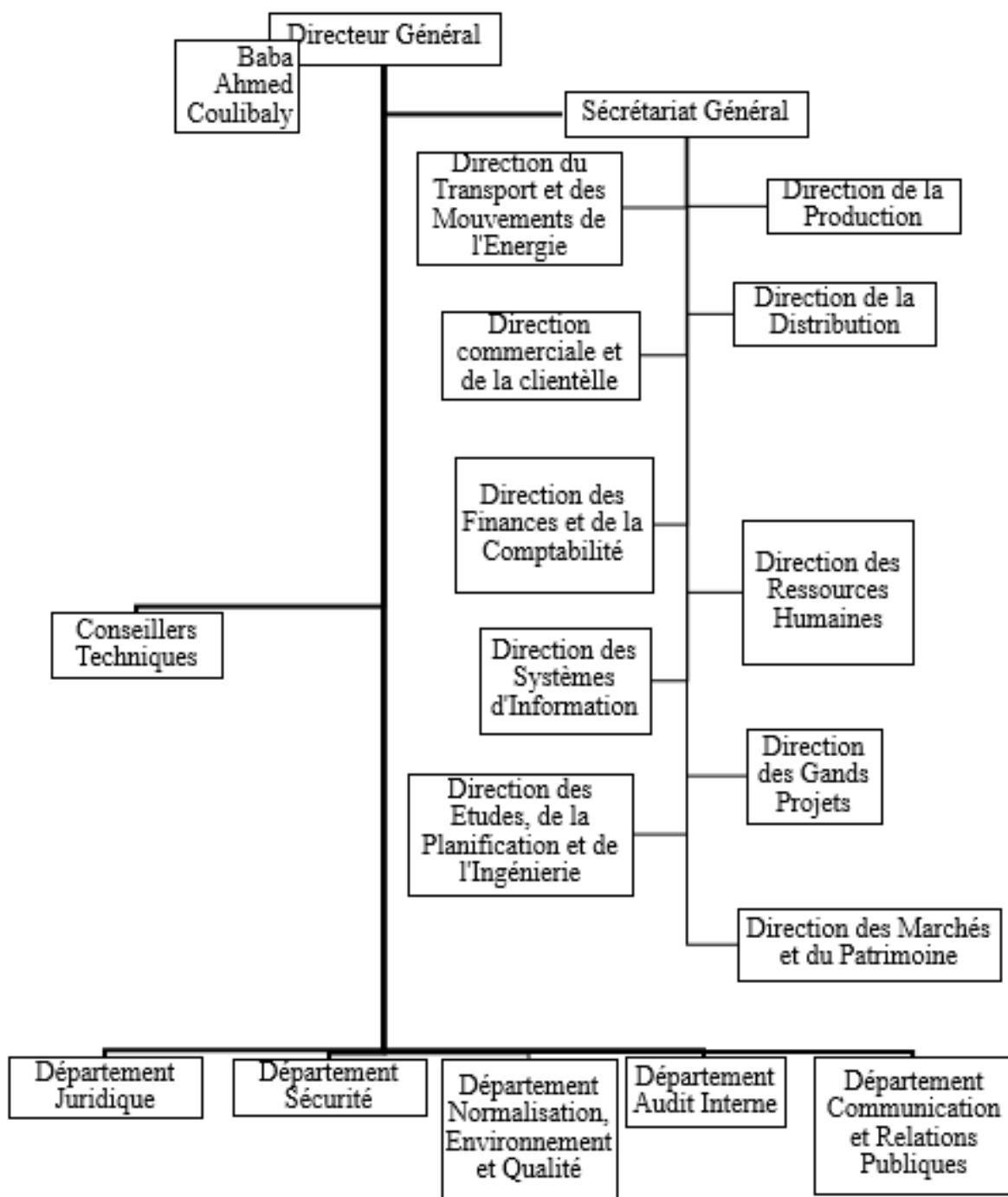
- [10] NAUD Dominique. « Lignes aériennes-Fondations et supports ». In Technique de l'ingénieur, traité génie électrique. Paris. D4 425.
- [12] LILIEEN Jean-Louis. « Transport et Distribution de l'Energie Electrique ». 2000 1999.
- [13] SONABEL, « DAO_R3L-Ligne_225_kV-Ziniaré-Kaya ». sept. 28, 2018.
Document disponible au service PERREL, Direction des Grands Projets, sis au 39, avenue MANNE-KAKA-zone du bois, Ouagadougou / Burkina Faso.
- [14] « Arrêté technique du 17 Mai 2001 », en ligne.
Disponible sur <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/LEGITEXT000005631045/2021-01-06/>
[Consulté le 10/12/2020].
- [15] « Règlement général sur les installations électriques - Livre 3 - 01.06.2020 », p. 262.
- [16] OUATTARA Zanga Al Malick. 2019. « Etude d'exécution et mise en œuvre de l'entrée en coupure de la ligne 90 kV DIVO-GAGNOA », Mémoire de Master, département GEE, Institut 2IE.

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE
225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE-KAYA**

LISTE DES ANNEXES

Annexe 1: Organigramme de la SONABEL.....	IV
Annexe 2: Résultats des calculs de poids spécifique, de pressions dynamiques, de forces du vent, de poids équivalents et de flèches maximales pour chaque hypothèse.....	IV
Annexe 3: Répartition des pylônes sur le trajet Ziniaré-Kaya et types de pylônes obtenus....	IV
Annexe 4: Les différents efforts au niveau des pylônes relatifs au vent et à l'ASTER 570	IV
Annexe 5: Les différents efforts au niveau des pylônes relatifs au vent et au Phlox 147,1	IV
Annexe 6: Les différents efforts au niveau des pylônes relatifs au vent et au Thym 157,4	IV
Annexe 7: Revue sur quelques logiciels pour les études de conceptions de lignes électriques aériennes	IV
Annexe 8: Aperçu de quelques résultats de l'étude avec PLS CADD.....	IV
Annexe 9: Résumé des différents résultats issus de la simulation avec Neplan.	IV
Annexe 10: Estimation financière	IV
Annexe 11: Plan de gestion d'impact environnemental et social	IV

Annexe 1: Organigramme de la SONABEL



Annexe 2: Résultats des calculs de poids spécifique, de pressions dynamiques, de forces du vent, de poids équivalents et de flèches maximales pour chaque hypothèse

Annexe 2, Tableau 1: Résultats des calculs de poids spécifique, de pressions dynamiques, de forces du vent, de poids équivalents et de flèches maximales pour chaque hypothèse pour l'Aster 570.

Hypothèses		P N/m	q N/m ²	F N/m	φ degré (°)	P _{équ} N/m	P _c (m)	P _{moy} = 420 m	a	T (N)	$\frac{T}{T_{rupture}}$ (en %)	f _{max} (en m)
		ASTER 570										
A	A	15,9	794,45	24,67	57,2	29,35	197,88	$P_{moy} > P_c$	-1,86.10 ⁻³	73501,39	40	8,77
	20 °C								-	59336,5	32,31	
B	B		49s,65	16,44	45,96	22,87	247,47	$P_{moy} > P_c$	-1,61.10 ⁻³	61262,08	33,36	9,38
	20 °C								-	54589,51	29,72	
C	C		286	8,88	29,18	21,63	277,41	$P_{moy} > P_c$	-1,72.10 ⁻³	61293,1	33,37	9,11
	20 °C								-	56622,11	30,83	
D	D1		794,45	24,67	57,2	29,35	358,97	$P_{moy} > P_c$	-1,33.10 ⁻³	61167,41	33,3	10,05

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE - KAYA

	D2		286	8,88	29,18	18,21			-	56196,9	30,6	
	D3		0	0	0	15,9			-	34872,6	18,99	
	D4		0	0	0	15,9			-	41805,45	22,76	
	CANICULE											
	CANICULE											

Annexe 2, Tableau 2: Résultats des calculs de poids spécifique, de pressions dynamiques, de forces du vent, de poids équivalents et de flèches maximales pour chaque hypothèse pour le Phlox 147,1.

Hypothèses		P N/m	q N/m ²	F N/m	φ degré (°)	P _{équ} N/m	P _c (m)	P _{moy} = 420 m	a	T (N)	$\frac{T}{T_{rupture}}$ (en %)	f _{max} (en m)
		Phlox 147,1										
A	A	7,75	794,45	12,51	58,22	14,72	221,63	$P_{moy} > P_c$	-2,75.10 ⁻³	53148,7	40,02	4,66
	20 °C								-	48479,9	36,51	
B	B		49,65	0,78	5,75	7,79	2931,7	$P_{moy} < P_c$	-	42604,56	32,08	5,14
	20 °C								-2,49.10 ⁻³	44396,6	33,43	
C	C		286	4,5	30,14	8,96	514,04	$P_{moy} < P_c$	-	43746,51	32,94	5,12

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE - KAYA

	20 °C								-2,49.10⁻³	44396,6	33,43	
D	D1		794,45	12,51	58,22	14,72	401,96	$P_{moy} > Pc$	-2,25.10⁻³	44221,78	33,3	5,63
	D2		286	4,5	30,14	8,96			-	43601,56	32,83	
	D3 CANICULE		0	0	0	7,75			-	30354,32	22,86	
	D4 CANICULE		0	0	0	7,75			-	35689,05	26,87	

Annexe 2, Tableau 3: Résultats des calculs de poids spécifique, de pressions dynamiques, de forces du vent, de poids équivalents et de flèches maximales pour chaque hypothèse pour le Thym 157,4.

Hypothèses		P N/m	q N/m ²	F N/m	φ degré (°)	P_{équ} N/m	Pc (m)	P_{moy} = 420 m	a	T (N)	T T_{rupture} (en %)	f_{max} (en m)
		Thym 157,4										
A	A	8,83	794,45	15,25	59,93	17,66	165,66	$P_{moy} > Pc$	-2,2.10 ⁻³	46054,66	40,05	6,91
	20 °C									37242,29	32,38	
B	B		49,65	0,95	6,14	8,88	2243,66	$P_{moy} < Pc$	-	36895,21	32,21	6,72

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE - KAYA

	20 °C								$-2,29.10^{-3}$	38327,45	33,33	
C	C		286	5,49	31,87	10,4	384,25	$P_{moy} > Pc$	$-2,27.10^{-3}$	38406,03	33,4	6,76
	20 °C								-	38084,24	33,12	
D	D1		794,45	15,25	59,93	17,66	300,44	$P_{moy} > Pc$	$-1,52.10^{-3}$	38364,76	33,36	8,47
	D2		286	5,49	31,87	10,4			-	33232,32	28,9	
	D3 CANICULE		0	0	0	8,83			-	22997,6	20	
	F4 CANICULE		0	0	0	8,83			-	26422,93	22,98	

Annexe 3: Répartition des pylônes sur le trajet Ziniaré-Kaya et types de pylônes obtenus

Annexe 3, Tableau 1: Répartition des pylônes sur le trajet Ziniaré-Kaya.

POINTS ARRET	POINTS ALIGNEMENT	UTM 30 P		DISTANCE (m)	CUMUL (m)	ANGLE (°)
		X	Y			
ZK01		682852	1389661			
	420*2+354,6			1190,60	1190,60	
ZK02		683567	1388709			46,45
	420*7+413,52			3353,52	4544,12	
ZK03		686898	1388321			61,75
	420*9+320			4100,42	8644,55	
ZK04		689244	1391684			-5,37
	420*7+286,89			3226,89	11871,44	
ZK05		691330	1394146			15,15
	420*7+187,91			3127,91	14999,35	
ZK06		692658	1396978			-5,5
	420*16+105,94			6825,94	21825,28	
ZK07		696135	1402852			6,17
	420*10+269,82			4469,82	26295,10	
ZK08		697985	1406921			7,51
	420*20+375,78			8775,78	35070,88	
ZK09		700542	1415316			-7,78
	420*30+495,85			13095,85	48166,73	
ZK10		706018	1427212			12
	420*2+431,22			1271,22	49437,95	
ZK11		706298	1428452			2,47
	420*8+429,6			3789,60	53227,55	
ZK12		706973	1432181			-46,88
	420*3+286,39			1546,39	54773,94	
ZK13		708272	1433020			30,45

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

420*6+184,31				2704,31	57478,25	
ZK14		709487	1435436			-10,9
420*13+414,74				5874,87	63353,12	
ZK15		713071	1440091			35,15
420*12+219,35				5259,35	68612,47	
ZK16		713294,49	1445345,6			-46,73
399,5*1				399,54	69012,01	
ZK17		713596,79	1445606,8			

Annexe 3, Tableau 2: Les différents types de supports issus de la répartition.

	Type	a1 (m)	Pylônes Désignation	a2 (m)		Type	a1 (m)	Pylônes	a2 (m)
Arrêt Et ancrage	1	0	ZK01	420	10	495,85	ZK10	420	
	2	350,6	ZK02	420	11	431,22	ZK11	420	
	3	413,52	ZK03	420	12	429,6	ZK12	420	
	4	320,42	ZK04	420	13	286,39	ZK13	420	
	5	286,89	ZK05	420	14	184,31	ZK14	420	
	6	187,9	ZK06	420	15	414,74	ZK15	420	
	7	105,94	ZK07	420	16	219,35	ZK16	399,5	
	8	269,82	ZK08	420	17	399,5	ZK17	0	
	9	375,78	ZK09	420					

Alignement	1	420	P.AL	420	9	420	P.AL	375,78
	2	420	P.AL	350,6	10	420	P.AL	495,2
	3	420	P.AL	413,52	11	420	P.AL	431,22
	4	420	P.AL	320,42	12	420	P.AL	429,6
	5	420	P.AL	286,89	13	420	P.AL	286,39
	6	420	P.AL	187,9	14	420	P.AL	184,31
	7	420	P.AL	105,94	15	420	P.AL	414,74
	8	420	P.AL	269,82	16	420	P.AL	219,35

Annexe 4: Les différents efforts au niveau des pylônes relatifs au vent et à l'ASTER 570

Annexe 4, Tableau 1: Charges verticales appliquées aux pylônes d'arrêt par le câble ASTER 570.

Pylônes d'arrêt	m	w daN/m	a ₁ m	a ₂ m	Pi kg	V _B daN
ZK01	1	1,59	0	420	60,8	395,7
ZK02	1	1,59	350,6	420	60,8	673,43
ZK03	1	1,59	413,52	420	60,8	723,45
ZK04	1	1,59	320,42	420	60,8	649,43
ZK05	1	1,59	286,89	420	60,8	622,78
ZK06	1	1,59	187,9	420	60,8	544,08
ZK07	1	1,59	105,94	420	60,8	478,92
ZK08	1	1,59	269,82	420	60,8	609,21
ZK09	1	1,59	375,78	420	60,8	693,45
ZK10	1	1,59	495,85	420	60,8	788,90
ZK11	1	1,59	431,22	420	60,8	737,52
ZK12	1	1,59	429,6	420	60,8	736,23
ZK13	1	1,59	286,39	420	60,8	622,38
ZK14	1	1,59	184,31	420	60,8	541,23
ZK15	1	1,59	414,74	420	60,8	724,42
ZK16	1	1,59	219,35	399,5	60,8	552,79

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

ZK17	1	1,59	399,5	0	60,8	378,4
------	---	------	-------	---	------	-------

Annexe 4, Tableau 2: Charges verticales appliquées aux pylônes d'alignement par le câble ASTER 570.

Pylônes d'alignement	m	w daN/m	a1 m	a2 m	Pi kg	V _B daN
P.A.L.1	1	1,59	420	420	60,8	728,60
P.A.L.2	1	1,59	420	350,6	60,8	673,43
P.A.L.3	1	1,59	420	413,52	60,8	723,45
P.A.L.4	1	1,59	420	320,42	60,8	649,43
P.A.L.5	1	1,59	420	286,89	60,8	622,78
P.A.L.6	1	1,59	420	187,9	60,8	544,08
P.A.L.7	1	1,59	420	105,94	60,8	478,92
P.A.L.8	1	1,59	420	269,82	60,8	609,21
P.A.L.9	1	1,59	420	375,78	60,8	693,45
P.A.L.10	1	1,59	420	495,2	60,8	788,38
P.A.L.11	1	1,59	420	431,22	60,8	737,52
P.A.L.12	1	1,59	420	429,6	60,8	736,23
P.A.L.13	1	1,59	420	286,39	60,8	622,38
P.A.L.14	1	1,59	420	184,31	60,8	541,23
P.A.L.15	1	1,59	420	414,74	60,8	724,42
16	1	1,59	420	219,35	60,8	569,08

Annexe 4, Tableau 3: Charges horizontales transversale H déterminées pour les pylônes d'alignement et les pylônes d'alignement et d'angle.

Pylônes d'alignement et d'angle	Hypothèses	F en N/m	a1 en m	a2 en m	H en N	H α en N (0 ° à 2 °)
P.A.L.1	A	24,67	420	420	10361,40	12926,95
	B	16,44	420	420	6904,80	9043,14
	C	8,88	420	420	3729,60	5869,02
	D1	24,67	420	420	10361,40	12496,44
	D2	8,88	420	420	3729,60	5691,14
	D3	0	420	420	0	1217,22
	D4	0	420	420	0	1459,21
P.A.L.2	A	24,67	420	350,6	9505,35	12070,90
	B	16,44	420	350,6	6334,33	8472,67
	C	8,88	420	350,6	3421,46	5560,89
	D1	24,67	420	350,6	9505,35	11640,39
	D2	8,88	420	350,6	3421,46	5383,01
	D3	0	420	350,6	0	1217,22
	D4	0	420	350,6	0	1459,21
P.A.L.3	A	24,67	420	413,52	10281,47	12847,02
	B	16,44	420	413,52	6851,53	8989,88
	C	8,88	420	413,52	3700,83	5840,25
	D1	24,67	420	413,52	10281,47	12416,51
	D2	8,88	420	413,52	3700,83	5662,37
	D3	0	420	413,52	0	1217,22
	D4	0	420	413,52	0	1459,21
P.A.L.4	A	24,67	420	320,42	9133,08	11698,63
	B	16,44	420	320,42	6086,25	8224,59
	C	8,88	420	320,42	3287,46	5426,89
	D1	24,67	420	320,42	9133,08	11268,12
	D2	8,88	420	320,42	3287,46	5249,01
	D3	0	420	320,42	0	1217,22
	D4	0	420	320,42	0	1459,21

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

P.A.L.5	A	24,67	420	286,89	8719,49	11285,04
	B	16,44	420	286,89	5810,64	7948,98
	C	8,88	420	286,89	3138,59	5278,02
	D1	24,67	420	286,89	8719,49	10854,53
	D2	8,88	420	286,89	3138,59	5100,13
	D3	0	420	286,89	0	1217,22
	D4	0	420	286,89	0	1459,21
P.A.L.6	A	24,67	420	187,9	7498,45	10064,00
	B	16,44	420	187,9	4996,94	7135,28
	C	8,88	420	187,9	2699,08	4838,50
	D1	24,67	420	187,9	7498,45	9633,48
	D2	8,88	420	187,9	2699,08	4660,62
	D3	0	420	187,9	0	1217,22
	D4	0	420	187,9	0	1459,21
P.A.L.7	A	24,67	420	105,94	6487,47	9053,02
	B	16,44	420	105,94	4323,23	6461,57
	C	8,88	420	105,94	2335,17	4474,60
	D1	24,67	420	105,94	6487,47	8622,51
	D2	8,88	420	105,94	2335,17	4296,72
	D3	0	420	105,94	0	1217,22
	D4	0	420	105,94	0	1459,21
P.A.L.8	A	24,67	420	269,82	8508,93	11074,48
	B	16,44	420	269,82	5670,32	7808,66
	C	8,88	420	269,82	3062,80	5202,22
	D1	24,67	420	269,82	8508,93	10643,97
	D2	8,88	420	269,82	3062,80	5024,34
	D3	0	420	269,82	0	1217,22
	D4	0	420	269,82	0	1459,21
P.A.L.9	A	24,67	420	375,78	9815,95	12381,50
	B	16,44	420	375,78	6541,31	8679,65
	C	8,88	420	375,78	3533,26	5672,69
	D1	24,67	420	375,78	9815,95	11950,98
	D2	8,88	420	375,78	3533,26	5494,81

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	D3	0	420	375,78	0	1217,22
	D4	0	420	375,78	0	1459,21
P.A.L.10	A	24,67	420	495,2	11288,99	13854,54
	B	16,44	420	495,2	7522,94	9661,29
	C	8,88	420	495,2	4063,49	6202,91
	D1	24,67	420	495,2	11288,99	13424,03
	D2	8,88	420	495,2	4063,49	6025,03
	D3	0	420	495,2	0	1217,22
	D4	0	420	495,2	0	1459,21
P.A.L.11	A	24,67	420	431,22	10499,80	13065,35
	B	16,44	420	431,22	6997,03	9135,37
	C	8,88	420	431,22	3779,42	5918,84
	D1	24,67	420	431,22	10499,80	12634,84
	D2	8,88	420	431,22	3779,42	5740,96
	D3	0	420	431,22	0	1217,22
	D4	0	420	431,22	0	1459,21
P.A.L.12	A	24,67	420	429,6	10479,82	13045,37
	B	16,44	420	429,6	6983,71	9122,05
	C	8,88	420	429,6	3772,22	5911,65
	D1	24,67	420	429,6	10479,82	12614,85
	D2	8,88	420	429,6	3772,22	5733,77
	D3	0	420	429,6	0	1217,22
	D4	0	420	429,6	0	1459,21
P.A.L.13	A	24,67	420	286,39	8713,32	11278,87
	B	16,44	420	286,39	5806,53	7944,87
	C	8,88	420	286,39	3136,37	5275,80
	D1	24,67	420	286,39	8713,32	10848,36
	D2	8,88	420	286,39	3136,37	5097,91
	D3	0	420	286,39	0	1217,22
	D4	0	420	286,39	0	1459,21
P.A.L.14	A	24,67	420	184,31	7454,16	10019,72
	B	16,44	420	184,31	4967,43	7105,77
	C	8,88	420	184,31	2683,14	4822,56

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	D1	24,67	420	184,31	7454,16	9589,20
	D2	8,88	420	184,31	2683,14	4644,68
	D3	0	420	184,31	0	1217,22
	D4	0	420	184,31	0	1459,21
P.A.L.15	A	24,67	420	414,74	10296,52	12862,07
	B	16,44	420	414,74	6861,56	8999,90
	C	8,88	420	414,74	3706,25	5845,67
	D1	24,67	420	414,74	10296,52	12431,55
	D2	8,88	420	414,74	3706,25	5667,79
	D3	0	420	414,74	0	1217,22
	D4	0	420	414,74	0	1459,21
P.A.L.16	A	24,67	420	219,35	7886,38	10451,93
	B	16,44	420	219,35	5255,46	7393,80
	C	8,88	420	219,35	2838,71	4978,14
	D1	24,67	420	219,35	7886,38	10021,42
	D2	8,88	420	219,35	2838,71	4800,26
	D3	0	420	219,35	0	1217,22
	D4	0	420	219,35	0	1459,21

Annexe 4, Tableau 4: Charges longitudinales L appliquées par l'ASTER sur les pylônes d'arrêt et d'angle.

Pylônes d'arrêt et d'angle	Hypothèses	Tension à l'hypothèse considérée (N)	Tension L pour un pylône d'angle 30 ° (N)	Tension L pour un pylône d'angle 70 ° (N)	Tension L pour un pylône d'angle 80 ° (N)
ZK01	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

ZK02	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK03	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK04	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK05	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK06	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK07	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK08	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK09	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK10	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK11	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK12	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK13	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK14	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK15	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK16	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05
ZK17	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05

Annexe 5: Les différents efforts au niveau des pylônes relatifs au vent et au Phlox 147,1

Annexe 5, Tableau 1: Charges verticales appliquées aux pylônes d'arrêt par le Phlox 147,1.

Pylônes d'arrêt	m	w daN/m	a1 m	a2 m	Pi kg	V _B daN
ZK01	1	0,775	0	420	60,8	223,55
ZK02	1	0,775	350,6	420	60,8	359,41
ZK03	1	0,775	413,52	420	60,8	383,79
ZK04	1	0,775	320,42	420	60,8	347,71
ZK05	1	0,775	286,89	420	60,8	334,72
ZK06	1	0,775	187,9	420	60,8	296,36
ZK07	1	0,775	105,94	420	60,8	264,60
ZK08	1	0,775	269,82	420	60,8	328,11
ZK09	1	0,775	375,78	420	60,8	369,16
ZK10	1	0,775	495,85	420	60,8	415,69
ZK11	1	0,775	431,22	420	60,8	390,65
ZK12	1	0,775	429,6	420	60,8	390,02
ZK13	1	0,775	286,39	420	60,8	334,53
ZK14	1	0,775	184,31	420	60,8	294,97
ZK15	1	0,775	414,74	420	60,8	384,26
ZK16	1	0,775	219,35	399,5	60,8	300,60
ZK17	1	0,775	399,5	0	60,8	215,61

Annexe 5, Tableau 2: Charges verticales appliquées aux pylônes d'alignement par le Phlox 147,1.

Pylônes d'alignement	m	w daN/m	a1 m	a2 m	Pi kg	V _B daN
P.A.L.1	1	0,775	420	420	60,8	386,30
P.A.L.2	1	0,775	420	350,6	60,8	359,41

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

P.A.L.3	1	0,775	420	413,52	60,8	383,79
P.A.L.4	1	0,775	420	320,42	60,8	347,71
P.A.L.5	1	0,775	420	286,89	60,8	334,72
P.A.L.6	1	0,775	420	187,9	60,8	296,36
P.A.L.7	1	0,775	420	105,94	60,8	264,60
P.A.L.8	1	0,775	420	269,82	60,8	328,11
P.A.L.9	1	0,775	420	375,78	60,8	369,16
P.A.L.10	1	0,775	420	495,2	60,8	415,44
P.A.L.11	1	0,775	420	431,22	60,8	390,65
P.A.L.12	1	0,775	420	429,6	60,8	390,02
P.A.L.13	1	0,775	420	286,39	60,8	334,53
P.A.L.14	1	0,775	420	184,31	60,8	294,97
P.A.L.15	1	0,775	420	414,74	60,8	384,26
P.A.L.16	1	0,775	420	219,35	60,8	308,55

Annexe 5, Tableau 3: Charges horizontales transversales H appliquées par le Phlox 147,1 sur les pylônes d'alignement et les pylônes d'alignement et d'angle.

Pylônes d'alignement et d'angle	Hypothèses	F (N/m)	a1 (m)	a2 (m)	H (N)	H α en N (0 ° à 2 °)
P.A.L.1	A	12,51	420	420	5254,20	7109,35
	B	0,78	420	420	327,60	1814,70
	C	4,5	420	420	1890,00	3416,96
	D1	12,51	420	420	5254,20	6797,75
	D2	4,5	420	420	1890,00	3411,90
	D3	0	420	420	0,00	1059,51
	D4	0	420	420	0,00	1245,72
P.A.L.2	A	12,51	420	350,6	4820,10	6675,25
	B	0,78	420	350,6	300,53	1787,64
	C	4,5	420	350,6	1733,85	3260,81
	D1	12,51	420	350,6	4820,10	6363,66
	D2	4,5	420	350,6	1733,85	3255,75

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	D3	0	420	350,6	0,00	1059,51
	D4	0	420	350,6	0,00	1245,72
P.A.L.3	A	12,51	420	413,52	5213,67	7068,81
	B	0,78	420	413,52	325,07	1812,18
	C	4,5	420	413,52	1875,42	3402,38
	D1	12,51	420	413,52	5213,67	6757,22
	D2	4,5	420	413,52	1875,42	3397,32
	D3	0	420	413,52	0,00	1059,51
	D4	0	420	413,52	0,00	1245,72
P.A.L.4	A	12,51	420	320,42	4631,33	6486,47
	B	0,78	420	320,42	288,76	1775,87
	C	4,5	420	320,42	1665,95	3192,91
	D1	12,51	420	320,42	4631,33	6174,88
	D2	4,5	420	320,42	1665,95	3187,85
	D3	0	420	320,42	0,00	1059,51
	D4	0	420	320,42	0,00	1245,72
P.A.L.5	A	12,51	420	286,89	4421,60	6276,74
	B	0,78	420	286,89	275,69	1762,79
	C	4,5	420	286,89	1590,50	3117,47
	D1	12,51	420	286,89	4421,60	5965,15
	D2	4,5	420	286,89	1590,50	3112,41
	D3	0	420	286,89	0,00	1059,51
	D4	0	420	286,89	0,00	1245,72
P.A.L.6	A	12,51	420	187,9	3802,41	5657,56
	B	0,78	420	187,9	237,08	1724,19
	C	4,5	420	187,9	1367,78	2894,74
	D1	12,51	420	187,9	3802,41	5345,97
	D2	4,5	420	187,9	1367,78	2889,68
	D3	0	420	187,9	0,00	1059,51
	D4	0	420	187,9	0,00	1245,72
P.A.L.7	A	12,51	420	105,94	3289,75	5144,90
	B	0,78	420	105,94	205,12	1692,22
	C	4,5	420	105,94	1183,37	2710,33

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	D1	12,51	420	105,94	3289,75	4833,31
	D2	4,5	420	105,94	1183,37	2705,27
	D3	0	420	105,94	0,00	1059,51
	D4	0	420	105,94	0,00	1245,72
P.A.L.8	A	12,51	420	269,82	4314,82	6169,97
	B	0,78	420	269,82	269,03	1756,13
	C	4,5	420	269,82	1552,10	3079,06
	D1	12,51	420	269,82	4314,82	5858,38
	D2	4,5	420	269,82	1552,10	3074,00
	D3	0	420	269,82	0,00	1059,51
	D4	0	420	269,82	0,00	1245,72
P.A.L.9	A	12,51	420	375,78	4977,60	6832,75
	B	0,78	420	375,78	310,35	1797,46
	C	4,5	420	375,78	1790,51	3317,47
	D1	12,51	420	375,78	4977,60	6521,16
	D2	4,5	420	375,78	1790,51	3312,41
	D3	0	420	375,78	0,00	1059,51
	D4	0	420	375,78	0,00	1245,72
P.A.L.10	A	12,51	420	495,2	5724,58	7579,72
	B	0,78	420	495,2	356,93	1844,03
	C	4,5	420	495,2	2059,20	3586,16
	D1	12,51	420	495,2	5724,58	7268,13
	D2	4,5	420	495,2	2059,20	3581,10
	D3	0	420	495,2	0,00	1059,51
	D4	0	420	495,2	0,00	1245,72
P.A.L.11	A	12,51	420	431,22	5324,38	7179,53
	B	0,78	420	431,22	331,98	1819,08
	C	4,5	420	431,22	1915,25	3442,21
	D1	12,51	420	431,22	5324,38	6867,93
	D2	4,5	420	431,22	1915,25	3437,15
	D3	0	420	431,22	0,00	1059,51
	D4	0	420	431,22	0,00	1245,72
P.A.L.12	A	12,51	420	429,6	5314,25	7169,39

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	B	0,78	420	429,6	331,34	1818,45
	C	4,5	420	429,6	1911,60	3438,56
	D1	12,51	420	429,6	5314,25	6857,80
	D2	4,5	420	429,6	1911,60	3433,50
	D3	0	420	429,6	0,00	1059,51
	D4	0	420	429,6	0,00	1245,72
P.A.L.13	A	12,51	420	286,39	4418,47	6273,61
	B	0,78	420	286,39	275,49	1762,60
	C	4,5	420	286,39	1589,38	3116,34
	D1	12,51	420	286,39	4418,47	5962,02
	D2	4,5	420	286,39	1589,38	3111,28
	D3	0	420	286,39	0,00	1059,51
P.A.L.14	A	12,51	420	184,31	3779,96	5635,10
	B	0,78	420	184,31	235,68	1722,79
	C	4,5	420	184,31	1359,70	2886,66
	D1	12,51	420	184,31	3779,96	5323,51
	D2	4,5	420	184,31	1359,70	2881,60
	D3	0	420	184,31	0,00	1059,51
P.A.L.15	A	12,51	420	414,74	5221,30	7076,44
	B	0,78	420	414,74	325,55	1812,65
	C	4,5	420	414,74	1878,17	3405,13
	D1	12,51	420	414,74	5221,30	6764,85
	D2	4,5	420	414,74	1878,17	3400,07
	D3	0	420	414,74	0,00	1059,51
P.A.L.16	A	12,51	420	219,35	3999,13	5854,28
	B	0,78	420	219,35	249,35	1736,45
	C	4,5	420	219,35	1438,54	2965,50
	D1	12,51	420	219,35	3999,13	5542,69
	D2	4,5	420	219,35	1438,54	2960,44
	D3	0	420	219,35	0,00	1059,51

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	D4	0	420	219,35	0,00	1245,72
--	----	---	-----	--------	------	---------

Annexe 5, Tableau 4: Charges longitudinales appliquées par le Phlox 147,1 sur les pylônes d'arrêt et d'angle.

Pylônes d'arrêt et d'angle	Hypothèses	Tension à l'hypothèse considérée (N)	Tension L pour un pylône d'angle 30 ° (N)	Tension L pour un pylône d'angle 70 ° (N)	Tension L pour un pylône d'angle 80 ° (N)
ZK01	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK02	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK03	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK04	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK05	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK06	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK07	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK08	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

ZK09	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK10	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK11	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK12	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK13	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK14	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK15	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK16	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96
ZK17	A	53148,7	27511,79	60969,68	68326,65
	B	42604,56	22053,74	48873,94	54771,37
	C	43746,51	22644,86	50183,93	56239,43
	D1	44221,78	22890,88	50729,14	56850,42
	D2	43601,56	22569,83	50017,65	56053,09
	D3	30354,32	15712,55	34821,05	39022,76
	D4	35689,05	18474,01	40940,80	45880,96

Annexe 6: Les différents efforts au niveau des pylônes relatifs au vent et au Thym 157,4

Annexe 6, Tableau 1: Charges verticales appliquées aux pylônes d'arrêt par le câble Thym 157,1.

Pylônes d'arrêt	m	w daN/m	a1 m	a2 m	Pi kg	V _B daN
ZK01	1	0,883	0	420	60,8	246,23
ZK02	1	0,883	350,6	420	60,8	401,02
ZK03	1	0,883	413,52	420	60,8	428,80
ZK04	1	0,883	320,42	420	60,8	387,70
ZK05	1	0,883	286,89	420	60,8	372,89
ZK06	1	0,883	187,9	420	60,8	329,19
ZK07	1	0,883	105,94	420	60,8	293,00
ZK08	1	0,883	269,82	420	60,8	365,36
ZK09	1	0,883	375,78	420	60,8	412,14
ZK10	1	0,883	495,85	420	60,8	465,15
ZK11	1	0,883	431,22	420	60,8	436,61
ZK12	1	0,883	429,6	420	60,8	435,90
ZK13	1	0,883	286,39	420	60,8	372,67
ZK14	1	0,883	184,31	420	60,8	327,60
ZK15	1	0,883	414,74	420	60,8	429,34
ZK16	1	0,883	219,35	399,5	60,8	334,02
ZK17	1	0,883	399,5	0	60,8	237,18

Annexe 6, Tableau 2: Charges verticales appliquées aux pylônes d'alignement par le câble Thym 157,1.

Pylônes d'alignement	m	w daN/m	a1 m	a2 m	Pi kg	V _B daN
P.A.L.1	1	0,883	420	420	60,8	431,66
P.A.L.2	1	0,883	420	350,6	60,8	401,02

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

P.A.L.3	1	0,883	420	413,52	60,8	428,80
P.A.L.4	1	0,883	420	320,42	60,8	387,70
P.A.L.5	1	0,883	420	286,89	60,8	372,89
P.A.L.6	1	0,883	420	187,9	60,8	329,19
P.A.L.7	1	0,883	420	105,94	60,8	293,00
P.A.L.8	1	0,883	420	269,82	60,8	365,36
P.A.L.9	1	0,883	420	375,78	60,8	412,14
P.A.L.10	1	0,883	420	495,2	60,8	464,86
P.A.L.11	1	0,883	420	431,22	60,8	436,61
P.A.L.12	1	0,883	420	429,6	60,8	435,90
P.A.L.13	1	0,883	420	286,39	60,8	372,67
P.A.L.14	1	0,883	420	184,31	60,8	327,60
P.A.L.15	1	0,883	420	414,74	60,8	429,34
P.A.L.16	1	0,883	420	219,35	60,8	343,07

Annexe 6, Tableau 3: Charges horizontales transversales H appliquées par le Thym 157,4 sur les pylônes d'alignement et les pylônes d'alignement et d'angle.

Pylônes d'alignement et d'angle	Hypothèses	F (N/m)	a1 (m)	a2 (m)	H (N)	H α en N (0 ° à 2 °)
1	A	15.25	420	420	6405.00	8012.53
	B	0.95	420	420	399.00	1686.82
	C	5.49	420	420	2305.80	3646.36
	D1	15.25	420	420	6405.00	7744.11
	D2	5.49	420	420	2305.80	3465.77
	D3	0	420	420	0.00	802.73
	D4	0	420	420	0.00	922.29
2	A	15.25	420	350.6	5875.83	7483.35
	B	0.95	420	350.6	366.04	1653.86
	C	5.49	420	350.6	2115.30	3455.85
	D1	15.25	420	350.6	5875.83	7214.94

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	D2	5.49	420	350.6	2115.30	3275.26
	D3	0	420	350.6	0.00	802.73
	D4	0	420	350.6	0.00	922.29
3	A	15.25	420	413.52	6355.59	7963.12
	B	0.95	420	413.52	395.92	1683.74
	C	5.49	420	413.52	2288.01	3628.57
	D1	15.25	420	413.52	6355.59	7694.70
	D2	5.49	420	413.52	2288.01	3447.98
	D3	0	420	413.52	0.00	802.73
	D4	0	420	413.52	0.00	922.29
4	A	15.25	420	320.42	5645.70	7253.23
	B	0.95	420	320.42	351.70	1639.52
	C	5.49	420	320.42	2032.45	3373.01
	D1	15.25	420	320.42	5645.70	6984.82
	D2	5.49	420	320.42	2032.45	3192.42
	D3	0	420	320.42	0.00	802.73
	D4	0	420	320.42	0.00	922.29
5	A	15.25	420	286.89	5390.04	6997.57
	B	0.95	420	286.89	335.77	1623.59
	C	5.49	420	286.89	1940.41	3280.97
	D1	15.25	420	286.89	5390.04	6729.15
	D2	5.49	420	286.89	1940.41	3100.38
	D3	0	420	286.89	0.00	802.73
	D4	0	420	286.89	0.00	922.29
6	A	15.25	420	187.9	4635.24	6242.77
	B	0.95	420	187.9	288.75	1576.57
	C	5.49	420	187.9	1668.69	3009.24
	D1	15.25	420	187.9	4635.24	5974.35
	D2	5.49	420	187.9	1668.69	2828.65
	D3	0	420	187.9	0.00	802.73
	D4	0	420	187.9	0.00	922.29
7	A	15.25	420	105.94	4010.29	5617.82
	B	0.95	420	105.94	249.82	1537.64

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	C	5.49	420	105.94	1443.71	2784.26
	D1	15.25	420	105.94	4010.29	5349.41
	D2	5.49	420	105.94	1443.71	2603.67
	D3	0	420	105.94	0.00	802.73
	D4	0	420	105.94	0.00	922.29
8	A	15.25	420	269.82	5259.88	6867.41
	B	0.95	420	269.82	327.66	1615.48
	C	5.49	420	269.82	1893.56	3234.11
	D1	15.25	420	269.82	5259.88	6598.99
	D2	5.49	420	269.82	1893.56	3053.52
	D3	0	420	269.82	0.00	802.73
	D4	0	420	269.82	0.00	922.29
9	A	15.25	420	375.78	6067.82	7675.35
	B	0.95	420	375.78	378.00	1665.82
	C	5.49	420	375.78	2184.42	3524.97
	D1	15.25	420	375.78	6067.82	7406.94
	D2	5.49	420	375.78	2184.42	3344.38
	D3	0	420	375.78	0.00	802.73
	D4	0	420	375.78	0.00	922.29
10	A	15.25	420	495.2	6978.40	8585.93
	B	0.95	420	495.2	434.72	1722.54
	C	5.49	420	495.2	2512.22	3852.78
	D1	15.25	420	495.2	6978.40	8317.51
	D2	5.49	420	495.2	2512.22	3672.19
	D3	0	420	495.2	0.00	802.73
	D4	0	420	495.2	0.00	922.29
11	A	15.25	420	431.22	6490.55	8098.08
	B	0.95	420	431.22	404.33	1692.15
	C	5.49	420	431.22	2336.60	3677.15
	D1	15.25	420	431.22	6490.55	7829.67
	D2	5.49	420	431.22	2336.60	3496.57
	D3	0	420	431.22	0.00	802.73
	D4	0	420	431.22	0.00	922.29

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

12	A	15.25	420	429.6	6478.20	8085.73
	B	0.95	420	429.6	403.56	1691.38
	C	5.49	420	429.6	2332.15	3672.71
	D1	15.25	420	429.6	6478.20	7817.31
	D2	5.49	420	429.6	2332.15	3492.12
	D3	0	420	429.6	0.00	802.73
	D4	0	420	429.6	0.00	922.29
13	A	15.25	420	286.39	5386.22	6993.75
	B	0.95	420	286.39	335.54	1623.36
	C	5.49	420	286.39	1939.04	3279.60
	D1	15.25	420	286.39	5386.22	6725.34
	D2	5.49	420	286.39	1939.04	3099.01
	D3	0	420	286.39	0.00	802.73
	D4	0	420	286.39	0.00	922.29
14	A	15.25	420	184.31	4607.86	6215.39
	B	0.95	420	184.31	287.05	1574.87
	C	5.49	420	184.31	1658.83	2999.39
	D1	15.25	420	184.31	4607.86	5946.98
	D2	5.49	420	184.31	1658.83	2818.80
	D3	0	420	184.31	0.00	802.73
	D4	0	420	184.31	0.00	922.29
15	A	15.25	420	414.74	6364.89	7972.42
	B	0.95	420	414.74	396.50	1684.32
	C	5.49	420	414.74	2291.36	3631.92
	D1	15.25	420	414.74	6364.89	7704.01
	D2	5.49	420	414.74	2291.36	3451.33
	D3	0	420	414.74	0.00	802.73
	D4	0	420	414.74	0.00	922.29
16	A	15.25	420	219.35	4875.04	6482.57
	B	0.95	420	219.35	303.69	1591.51
	C	5.49	420	219.35	1755.02	3095.57
	D1	15.25	420	219.35	4875.04	6214.16
	D2	5.49	420	219.35	1755.02	2914.98

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	D3	0	420	219.35	0.00	802.73
	D4	0	420	219.35	0.00	922.29

Annexe 6, Tableau 4: Charges longitudinales appliquées par le Thym 157,4 sur les pylônes d'arrêt et d'angle.

Pylônes d'arrêt et d'angle	Hypothèses	Tension à l'hypothèse considérée (N)	Tension L pour un pylône d'angle 30 ° (N)	Tension L pour un pylône d'angle 70 ° (N)	Tension L pour un pylône d'angle 80 ° (N)
ZK01	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK02	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK03	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

ZK04	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK05	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK06	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK07	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK08	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK09	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK10	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK11	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK12	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK13	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK14	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK15	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK16	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66
ZK17	A	46054.66	23839.65	52831.74	59206.73
	B	36895.21	19098.37	42324.45	47431.57
	C	38406.03	19880.42	44057.59	49373.84
	D1	38364.76	19859.06	44010.24	49320.78
	D2	33232.32	17202.31	38122.55	42722.65
	D3	22997.6	11904.43	26381.76	29565.14
	D4	26422.93	13677.52	30311.14	33968.66

Annexe 7: Revue sur quelques logiciels pour les études de conceptions de lignes électriques aériennes

Logiciels	Utilité	Atouts	Faiblesses	Coûts approximatifs en Francs CFA
JOVE	Il est spécialisé dans le calcul mécanique des lignes électriques aériennes, de transport et/ou de distribution.	Disponible en 13 langues dont le français, l'anglais, le chinois, etc.	Problèmes d'incompatibilité pendant l'installation, nécessite un ordinateur performant	Environ 900 000
ELECTRA	C'est un logiciel de conception de lignes aériennes	Compatible avec AutoCad et Civil 3D 2021	Incompatible avec Microsoft 64 bits	8 800 000
Power lines Pro (PLP) Designer and Analytics	Logiciel d'étude intelligente de nouvelle conception basée sur des cas similaires existants	Permet la gestion du budget et des risques	Utilise google map pour la référence des coordonnées, ce qui implique une marge d'erreur provenant de la position donnée par google map	1 100 000
Power Lines System (PLS) PLS	Il permet l'étude complète d'une ligne électrique et des différents composants	Permet d'assurer l'intégrité de la ligne, priorise la gestion	Coût élevé, système de quotation pas avantageuse	3 500 000 pour uniquement les fonctionnalités de bases.

**DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE
LA LIGNE ZINIARE - KAYA**

CADD, PLS POLE, PLS TOWER, SAPS, SAGSEC, CAISSON	principaux (conducteurs de phase et câbles de garde, pylônes, Isolateurs, fondations)	environnemental e et la celle du risque et étudie la fiabilité du système	pour les pays de faibles devises monétaire	Quotation spéciale pour le reste, en fonction des fonctionnalités avancées.
CATAN	Utilisé pour la conception de lignes aériennes	Feuille de calcul relativement simple à utiliser	Limité aux lignes aériennes	1 637 500
CAMELIA	Permet le calcul mécanique des lignes aériennes	Plus prisé par le milieu francophone (logiciel français)	Peu réputé dans le système anglophone, coût élevé	7 000 000

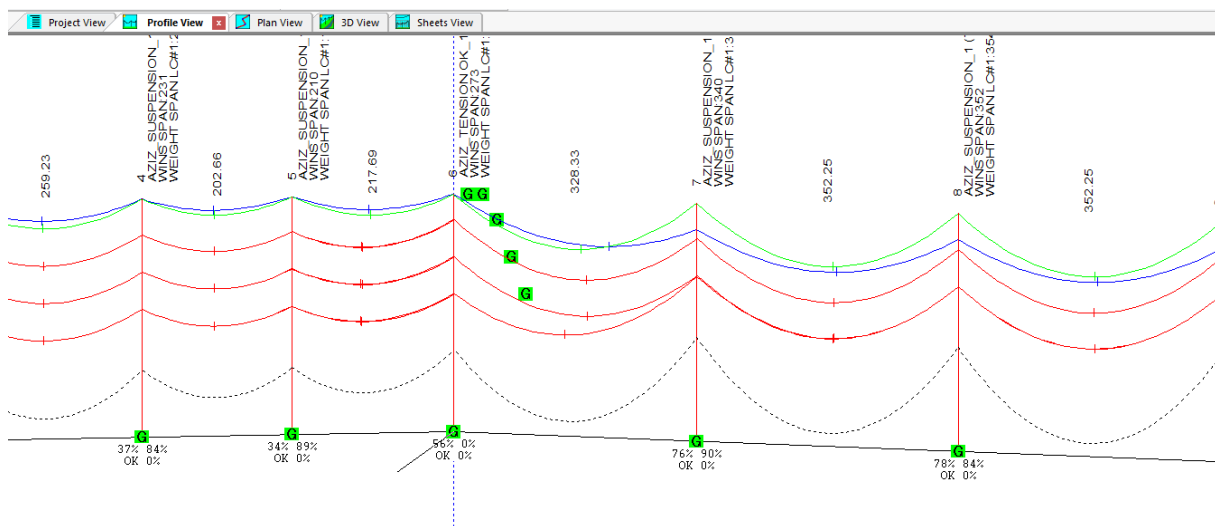
DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE - KAYA

Annexe 8: Aperçu de quelques résultats de l'étude avec PLS CADD

Project View	Profile View	Plan View	3D View	Sheets View	Section Check Report	Structure Usage Report	Structure Usage Graph
172 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	58518.30	0.00	0	77.9	84.4	OK	OK
173 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	58873.40	0.00	0	77.9	84.4	OK	OK
174 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	59219.63	0.00	0	75.3	86.1	OK	OK
175 AZIZ_TENSION_OK_1 (7 SET).TOW	59551.07	0.00	0	84.9	0.0	OK	OK
176 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	59888.42	0.00	0	73.3	86.1	OK	OK
177 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	60210.97	0.00	0	73.0	84.4	OK	OK
178 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	60545.06	0.00	0	77.0	84.4	OK	OK
179 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	60903.54	0.00	0	79.7	84.4	OK	OK
180 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	61262.02	0.00	0	79.5	86.0	OK	OK
181 AZIZ_TENSION_OK_1 (7 SET).TOW	61619.10	0.00	0	89.3	0.0	OK	OK
182 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	61975.99	0.00	0	78.7	86.0	OK	OK
183 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	62327.27	0.00	0	79.0	84.4	OK	OK
184 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	62686.98	0.00	0	79.9	84.4	OK	OK
185 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	63046.42	0.00	0	74.0	86.4	OK	OK
186 AZIZ_TENSION_OK_1 (7 SET).TOW	63353.12	-35.16	0	88.8	0.0	OK	OK
187 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	63708.68	0.00	0	78.3	86.0	OK	OK
188 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	64057.72	0.00	0	78.4	84.4	OK	OK
189 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	64414.35	0.00	0	79.3	84.4	OK	OK
190 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	64770.97	0.00	0	76.4	86.1	OK	OK
191 AZIZ_TENSION_OK_1 (7 SET).TOW	65102.31	0.00	0	86.5	0.0	OK	OK
192 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	65456.41	0.00	0	78.7	86.0	OK	OK
193 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	65810.51	0.00	0	78.7	84.4	OK	OK
194 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	66164.60	0.00	0	78.5	84.4	OK	OK
195 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	66516.95	0.00	0	78.5	86.0	OK	OK
196 AZIZ_TENSION_OK_1 (7 SET).TOW	66871.05	0.00	0	89.0	0.0	OK	OK
197 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	67227.68	0.00	0	79.0	86.0	OK	OK
198 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	67581.77	0.00	0	78.7	84.4	OK	OK
199 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	67935.87	0.00	0	78.1	84.4	OK	OK
200 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	68284.91	0.00	0	75.2	86.3	OK	OK
201 AZIZ_TENSION_OK_1 (7 SET).TOW	68612.47	46.74	0	63.8	0.0	OK	OK
202 AZIZ_SUSPENSION_1 (7 SET).TOW	68805.43	0.00	0	44.4	94.7	OK	OK
203 AZIZ_DEAD END TOWER_OK_1 (7 SET).TOW	69011.98	0.00	0	65.1	0.0	OK	OK

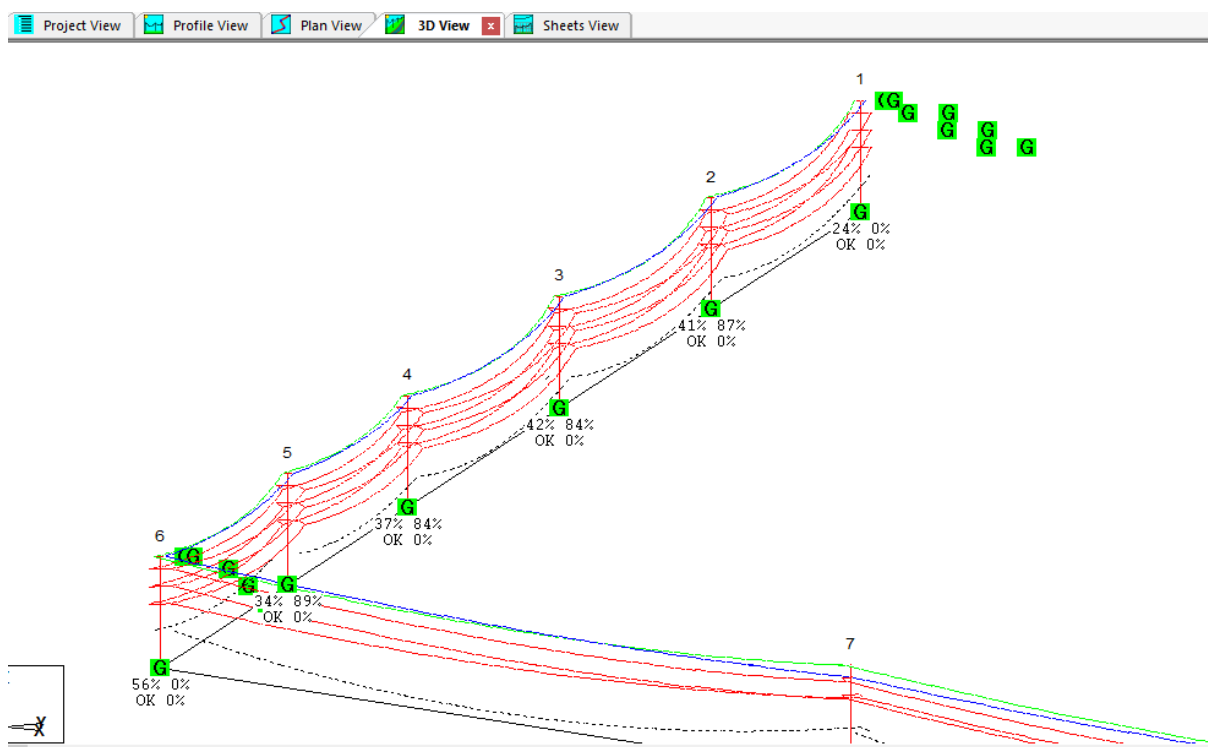
0 structure violations, 0 structure warnings OK

Annexe 8, Figure 1: Aperçu du rapport de vérification des pylônes.

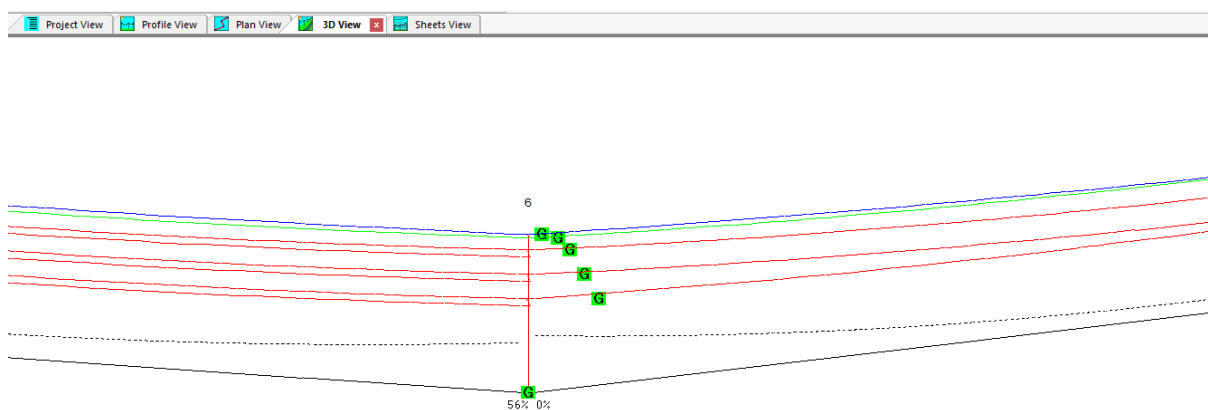


Annexe 8, Figure 2: Etat de l'ouvrage, des câbles et des charges sur les pylônes et du balancement des chaînes d'isolateurs.

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE - KAYA

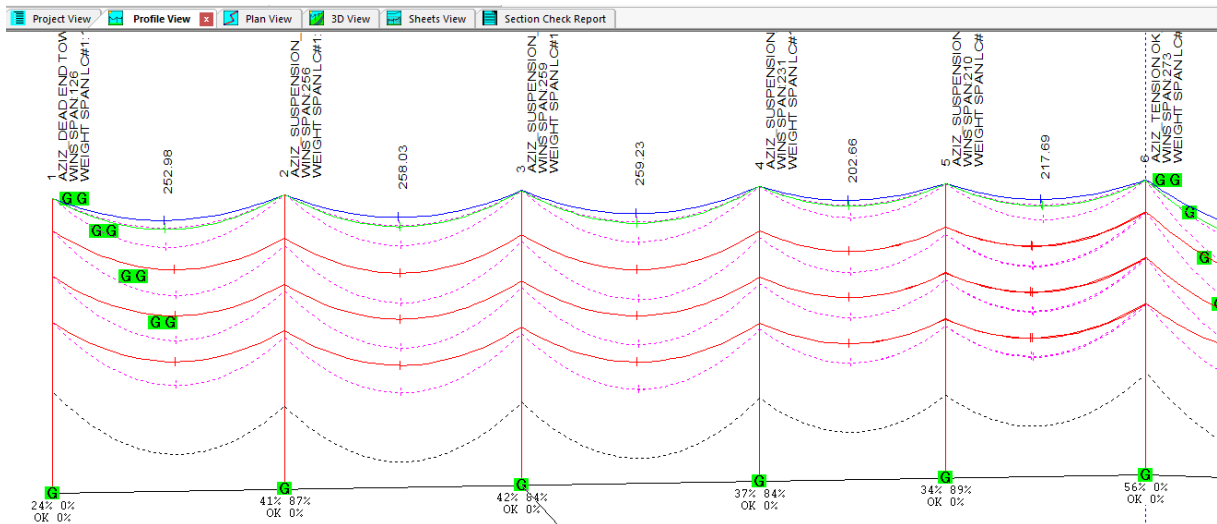


Annexe 8, Figure 3: Vue 3D d'une partie de la ligne.

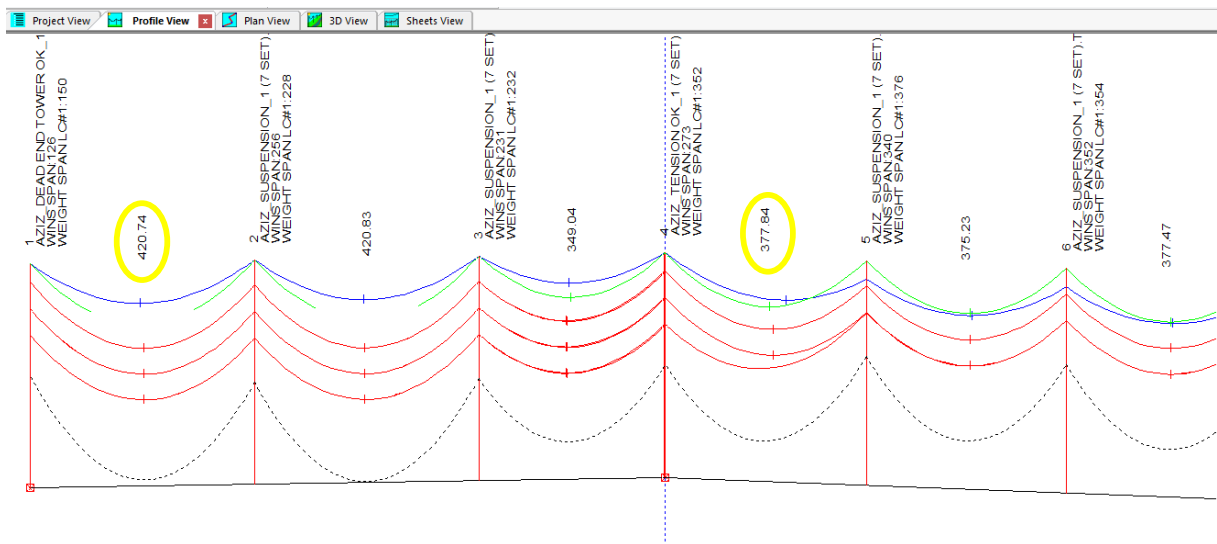


Annexe 8, Figure 4: Vue du passage double terne à simple terne de la ligne Ziniaré-Kaya.

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE - KAYA



Annexe 8, Figure 5: Etat des câbles à 28°C (en traits continus) et à 120°C (en pointillés), pas de violations, ouvrage fiable.

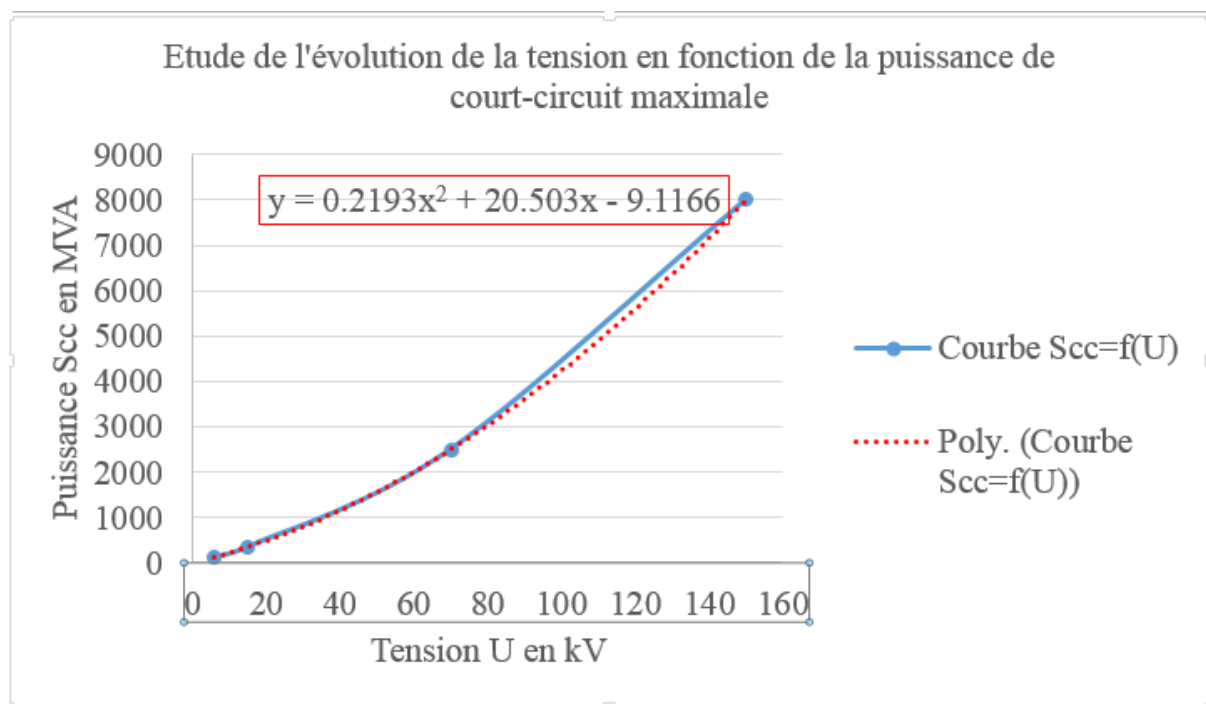


Annexe 8, Figure 6: Etude de la portée moyenne maximale possible.

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE - KAYA

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	N°	Type de	Du pylône	Au pylône	Portée	Portée	Portée	Total de la
2	Section	Câble	N°	N°	minimale (m)	maximale (m)	moyenne (m)	longueur de
3								câble (m)
4	1	ASTER 570	1	6	202.7	259.2	241.7	1190.2
5	2	ASTER 570	11	16	266.4	363.3	326.6	1601.2
6	3	ASTER 570	16	20	350.7	365.2	357.6	1431.6
7	4	ASTER 570	20	24	346.6	357	351.9	1408.6
8	5	ASTER 570	24	28	229.3	364.9	328.6	1264.6
9	6	ASTER 570	28	32	354.5	367.6	361.1	1445.9
10	7	ASTER 570	32	37	350.2	366.2	356.7	1785.9
11	8	ASTER 570	37	41	338	356.7	345.8	1383.4
152	149	PHLOX 147.1	150	156	272.9	347.3	336.8	2004.7
153	150	PHLOX 147.1	156	161	291.5	320.2	310.1	1548.2
154	151	PHLOX 147.1	161	165	331.4	352.1	342.5	1371
155	152	PHLOX 147.1	165	169	319.6	346.2	334.2	1336.8
156	153	PHLOX 147.1	169	175	331.4	355.1	345.7	2075.8
157	154	PHLOX 147.1	175	181	322.6	358.5	345.5	2070.9
158	155	PHLOX 147.1	181	186	306.5	359.7	348.5	1736.3
159	156	PHLOX 147.1	186	191	331.3	356.6	350.2	1751.5
160	157	PHLOX 147.1	191	196	352.3	354.1	353.7	1771.3
161	158	PHLOX 147.1	196	201	327.8	356.6	348.8	1744.1
162	159	PHLOX 147.1	201	203	193.2	206.5	200.2	399.9

Annexe 8, Figure 7: Quelques résultats des portées minimales et maximales et des longueurs de câbles relatives.



Annexe 8, Figure 8: Courbe de l'évolution de Scc en fonction de U (courbe en couleur bleue et en continu) et courbe de tendance (en pointillés et en rouge).

U (kV)	Scc (MVA) Référence	Scc (MVA) calculée	Erreur (valeur)
150	8000	8000.5834	-0.5834
70	2500	2500.6634	-0.6634
15	350	347.7709	2.2291
6	120	121.7962	-1.7962

Annexe 8, Figure 9: Etude de la marge d'erreurs sur les valeurs de références.

Annexe 9: Résumé des différents résultats issus de la simulation avec Neplan.

1																
2	Iteratio															
3	Iterations	3														
4	Mismatch	0														
5																
6	From	To	P Loss	Q Loss	P Imp	Q Imp	P Gen	Q Gen	P Load	Q Load	Gen. Co	Qc Shun	Ql Shun	Q Comp	Iron Lo	
7	Area/Zo	Area/Zo	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	Curr. Un	MVar	MVar	MVar	MW	
8	Network		0.318	0.022	21.568	13.192	21.568	13.192	21.25	13.17	0	0	0	0	0	
9	Area 1		0.318	0.022	0	0	21.568	13.192	21.25	13.17	0	0	0	0	0	
10	Zone 1		0.318	0.022	0	0	21.568	13.192	21.25	13.17	0	0	0	0	0	
11																
12	Un		P Loss	Q Loss	P Loss	Q Loss										
13	kV		MW	MVar	MW	MVar										
14	90		0.318	0.022	0	0										
15																
16	ID	Node	U	u	Angle U	P Load	Q Load	P Gen	Q Gen	Q Shunt	dPL/dP	dPL/dQ	Descrip	Zone	Area	Partial
17		Name	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar						Networ
18	406	Jeu de b	88.995	98.88	0.3	21.25	13.17	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Area 1
19	263	Jeu de b	90	100	0	0	0	21.568	13.192	0	0	0	0		Zone 1	Area 1
20																
21	ID	Node	Element	Type	P	Q	I	Angle I	Loading	Scaling	Scaling	P Loss	Q Loss	P Fe	P Comp	Q Comp
22		Name	Name		MW	MVar	kA	°	%			MW	MVar	MW	MW	MVar
23	563	Jeu de b	L563	Line	21.568	13.192	0.162	-31.5	0			0.3181	0.0218		0	0
24	563	Jeu de b	L563	Line	-21.25	-13.17	0.162	148.5	0			0.3181	0.0218		0	0
25	322	Jeu de b	L-322	Load	21.25	13.17	0.162	-31.5	0	1	1					
26	526	Jeu de b	F-526	Network	-21.568	-13.192	0.162	148.5	0							

Annexe 10: Estimation financière

N°	LIBELLE	Unité	Quantité	Prix Unitaire FCFA	Total
IX.1	PYÎNES ET EMBASES				
IX.1.1	Pylône d'alignement 0-2° type J Ligne Double terne et Embase	ENS	4	6 810 878,68	27 243 514,72
IX.1.2	Pylône d'arrêt et d'ancrage 0-30° type M Ligne Double terne	ENS	0	7 050 878,68	0
IX.1.3	Pylône d'arrêt et d'ancrage 30-80° type R Ligne Double terne	ENS	2	7 255 876,51	14 511 753,02
IX.1.4	Pylône d'alignement 0-2° type A Ligne Simple terne	ENS	159	5 675 732,23	902 441 425,1
IX.1.5	Pylône d'arrêt et d'ancrage 0-30° type B Ligne Simple terne	ENS	23	5 875 732,23	135 141 841,4
IX.1.6	Pylône d'arrêt et d'ancrage 30-70° type C Ligne Simple terne	ENS	15	6 046 563,76	90 698 456,36
Total des pylônes et Embases					1 170 036 991
IX.2	CONDUCTEURS ET CÂBLES DE GARDE				
IX.2.1	Conducteurs de phase ASTER 570	km	210,9	14 051 714,25	2 963 506 535
IX.2.2	Câble de garde classique PHLOX 147,1	km	69,11	3 457 370,7	238 938 889,1
IX.2.3	Câble de garde à fibre optique THYM 157,4	km	69,11	3 605 575	249 181 321,2
Total des Conducteurs et Câbles de garde					3 451 626 746
IX.3	ISOLATEURS ET ACCESSOIRES DE LIGNES				
IX.3.1	Bloc d'ancrage simple entièrement équipé des conducteurs de phase	ENS	9	322 230,10	2 900 070,863
IX.3.2	Bloc d'ancrage simple entièrement équipé du câble de garde classique	ENS	53	115 722,93	6 133 315,31

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE - KAYA

IX.3.3	Bloc d'ancrage simple entièrement équipé du câble de garde à fibre optique	ENS	53	115 722,93	6 133 315,31
IX.3.4	Bloc d'ancrage double entièrement équipé des conducteurs de phase	ENS	144	292 370,58	42 101 363,53
IX.3.5	Bloc d'ancrage double entièrement équipé du câble de garde classique	ENS	76	81 092,58	6 163 036,37
IX.3.6	Bloc d'ancrage double entièrement équipé du câble de garde à fibre optique	ENS	76	81 092,58	6 163 036,37
IX.3.7	Boîte de jonction des câbles de garde	ENS	277	144 221,00	39 949 217
IX.3.8	Chaîne de suspension simple entièrement équipée pour les conducteurs de phases	ENS	501	148 968,76	74 633 346,42
IX.3.9	Chaîne de suspension simple entièrement équipée pour le câble de garde classique	ENS	326	114 799,92	37 424 772,62
IX.3.1	Chaîne de suspension simple entièrement équipée pour le câble de garde à fibre optique	ENS	326	114 799,92	37 424 772,62
IX.3.14	Manchon de raccordement des conducteurs de phase	U	422	30 155,30	12 725 536,6
Total des Isolateurs et Accessoires de lignes				271 751 783	
X.4	MISE À LA TERRE				
X.4.1	Bloc simple et accessoires	ENS	326	8 572,50	2 794 633,69
X.4.2	Bloc double et accessoires	ENS	24	11 999,19	287 980,49
X.4.3	Bloc unique et accessoires	ENS	2	10 160,00	20 320
X.4.4	Câblette de terre	km	1216	2 177 414,04	2 647 735 478
Total de mise à la terre				2 650 838 413	
X.5	LES POSTES				
X.5.1	POSTE DE ZINIARE				
X.5.1.1	Jeu de barres 90 kV	ENS	1	12 752 216,96	12 752 216,96

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE - KAYA

X.5.1.2	Travée ligne	ENS	1	75 633 847,87	75 633 847,87
	Sous total 1 Poste de Ziniaré	88 386 064,83			
X.5.2	POSTE DE KAYA				
X.5.2.1	Jeu de barres 90 kV	ENS	2	25 504 433,92	51 008 867,84
X.5.2.2	Transformateur de puissance 25 MVA, 90/33 kV, accessoires y compris	ENS	1	265 724 423,46	265 724 423,5
X.5.2.3	Travée transformateur de 90/33 kV	ENS	1	66 838 184,06	66 838 184,06
X.5.2.4	Travée ligne	ENS	1	75 633 847,87	75 633 847,87
	Sous total 2 Poste de Kaya	459 205 323,2			
X.6	AUTRES ACCESSOIRES				
X.6.1	Amortisseurs de vibration des conducteurs de phase	U	624	9 230,14	5 759 609,856
X.6.2	Amortisseurs de vibration des câbles de garde	U	406	34 613,04	14 052 894,24
X.6.3	Balise diurne	U	5	6 345,72	31 728,62
X.6.4	Plaque de repérage par hélicoptère	U	69	84 819,25	5 852 528,565
X.6.5	Plaque de numérotation et de danger	U	203	25 446,35	5 165 609,456
Total Autres Accessoires		30 862 370,74			
	TOTAL HT		8 122 707 691		
	TVA (18%)		1 462 087 384		
	TOTAL TTC (F CFA)		9 584 795 075		

Annexe 11: Plan de gestion d'impact environnemental et social

Milieux récepteur	Impacts	Actions environnementales	Objectif de l'action	Taches de l'action environnementale	Acteurs de l'action	Auteurs de suivi	Calendrier	Indicateur de suivi
Humain	Accidents De circulation	- Signalisation des travaux - Réduction des vitesses à la traversée des localités	Limiter les risques d'accidents de circulation	- Poser des panneaux de signalisation - Contrôler la vitesse des engins de chantier - Faire des ralentisseurs	Entreprise	SONABEL	Pendant les travaux	-Nombre d'accidents enregistrés pendant la période du chantier - Nombre de constats d'accident par la gendarmerie ou la police

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE - KAYA

	Accidents de travail sur le chantier	- Former les travailleurs sur la sécurité au travail - Respecter les normes de travail et le bien être des travailleurs	Limiter les risques d'accident de travail	Mettre en œuvre son plan de formation sur la sécurité au travail - Equiper les travailleurs d'EPI Respecter les horaires de travail	Entreprise	SONABEL	Pendant les travaux	- Nombre d'accidents de travail enregistrés pendant la période du chantier - Rapport de formation sur le port des EPI - Disponibilité et utilisation des EPI
	Contamination aux IST et SIDA	Sensibilisation des populations et des travailleurs	Limiter les risques de propagation des maladies	Education et Sensibilisation environnementales des riverains et de l'entreprise	Entreprise	SONABEL	Avant et Pendant les travaux	- Nombre de séance de sensibilisation - Mise en œuvre du programme de prévention - Rapport d'exécution

DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE 225 KV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE - KAYA

Air	Dégradation temporaire de la qualité de l'air	Maintenir les véhicules de chantier en bon état - Utiliser les abats de poussière	Minimiser la poussière et les fumées pendant les travaux	- Faire l'entretien régulier des véhicules - Utiliser les abats de poussière	Entreprise	SONABEL	Pendant les travaux	- Constat d'engin mal entretenu - Constat de fumées et de poussière - Nombre de cas de maladies pulmonaires signalés
Flore, végétation faune	Destruction et perte de la flore, de la végétation et d'habitats fauniques	- Eviter le dessouchage - Interdire tout abattage d'arbres en dehors des emprises - Délimiter précisément la largeur de l'emprise et marquer les arbres à abattre - Établir un Plan de compensation et de végétalisation pour la perte de la végétation	Eviter l'abattage des arbres hors des emprises - Atténuer les effets de la déforestation on	- Respecter la largeur des emprises - Défricher au ras du sol sans déraciner - Mettre en œuvre le plan de reboisement compensatoire	Entreprise SONABE	Bailleurs de fond	Pendant et après les travaux	- Arbres abattus en dehors de l'emprise - Taux de réussite du plan de compensation