



**CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT D'UN
RESEAU HTA/BTA LIE AU PROJET DORSALE NORD
DU WAPP : CAS DES LOCALITES DE GOUNDRY ET
NANGTENGA AU BURKINA FASO**

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

Présenté et soutenu publiquement le 23 Janvier 2025 par

Abdoul Razack KOTE (20190339)

**Encadrant 2iE : ING Ahmed ZONGO , enseignant en Génie Electrique, Froid et
Climatisation**

Maître de stage : ING Apollinaire KAGAMBEGA,

Structure d'accueil du stage : TECMON ENERGY SA

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr Sayon SIDIBE

Membres et correcteurs : Dr Daniel YAMEGUEU
Dr K. Hector S. TETE

Promotion [2024/2025]

DEDICACES

Je dédie ce travail à toutes celles et ceux qui m'ont soutenu et encouragé tout au long de mon parcours académique. Tout d'abord, à ma grand-mère paternelle SERE Têton dont le soutien inconditionnel, les sacrifices et la foi en moi ont été ma source de force constante.

À ma famille élargie, merci pour vos encouragements, vos prières et votre patience. Votre confiance en mon potentiel a été un pilier de motivation, en particulier durant les moments difficiles. Je tiens également à exprimer ma gratitude envers mes professeurs et mes encadrants pour leurs précieux conseils, leurs partages de connaissances et les opportunités qu'ils m'ont offertes. Votre expertise et votre dévouement ont profondément influencé l'orientation de ce travail.

Enfin, à toutes les personnes qui, de près ou de loin, m'ont apporté leur aide, je vous adresse ma profonde reconnaissance.

CITATIONS

« Ce n'est pas la destination, mais le voyage qui compte. »

— Ralph Waldo Emerson

Au cours de la rédaction de ce mémoire, j'ai réalisé que l'accomplissement ne réside pas uniquement dans le résultat final, mais dans les efforts et les expériences qui jalonnent le chemin parcouru. Ce voyage a enrichi ma perspective sur mon domaine d'études et sur la vie elle-même.

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer toute ma gratitude à l'Institut International 2iE pour m'avoir offert une formation d'excellence, ainsi que l'opportunité de mener à bien ce mémoire dans le cadre de mon parcours académique. Un grand merci à Prof El Hadji Bamba DIAW, Directeur Général de l'institut 2iE ; Prof Yrébégnan Moussa SORO, Chef du Département Génie Electrique Energétique et Industriel (GEEI). Mon passage au sein de cette institution a été une étape cruciale dans mon développement personnel et professionnel, et je suis profondément reconnaissant pour l'accompagnement, les ressources et les opportunités qui m'ont été offertes.

Je remercie chaleureusement mon directeur de mémoire, M. Ahmed ZONGO, pour son soutien indéfectible, ses conseils avisés et son encadrement tout au long de ce travail. Son regard critique et ses suggestions constructives ont largement contribué à l'aboutissement et à la qualité de ce mémoire.

Mes sincères remerciements vont aussi à Dr François SODJI, PDG du Groupe TECMON ; M. Apollinaire KAGAMBEGA, mon encadrant en Entreprise ; M. Yvan KLOUTSE, Directeur en charge du Département Réseau de Transport et Distribution ; ainsi que tout le personnel de TECMON Energy pour leur accueil et parfaite collaboration.

RESUME

Les localités rurales de Goundry et Nangtenga, situées dans la commune de Loumbila au Burkina Faso, font face à un accès limité à l'électricité. Cette situation entrave leur développement socio-économique. Dans un tel contexte, ce mémoire de fin d'étude s'inscrit dans le cadre du projet Dorsale Nord de la West African Power Pool (WAPP). Il vise à concevoir et dimensionner un réseau Haute Tension catégorie A (HTA) de 33 kV et Basse Tension catégorie A (BTA). Ces réseaux doivent être capable de fournir une alimentation électrique fiable et durable à ces communautés. L'étude méthodologique s'est articulée autour de trois axes principaux à savoir (i) le dimensionnement technique, (ii) l'évaluation financière et (iii) l'évaluation environnementale. Le réseau HTA totalise 4,8 km de ligne avec des conducteurs en Almelec de section $54,6 \text{ mm}^2$. Le réseau BTA est composé de 5,03 km de câble torsadé $3 \times 70 \text{ mm}^2 + 54,6 \text{ mm}^2 + 16 \text{ mm}^2$ et 3,02 km de câble $3 \times 35 \text{ mm}^2 + 54,6 \text{ mm}^2 + 16 \text{ mm}^2$. Les chutes de tension restent inférieures aux seuils admissibles (5% en HTA et 7% en BTA). Les supports sélectionnés pour le réseau HTA, validés par le logiciel CAMELIA Calcul sont compris entre les Poteaux Béton Précontraint (PBP) 12-400 et PBP 12-1250. Le choix des supports en BTA est compris entre les PBP 9-200 et PBP 9-800. Le coût d'investissement initial du projet est évalué à 129 661 055 FCFA. Le coût de construction global du projet est évalué à 10 814 100 FCFA/km. Les impacts positifs du projet contribuent directement à l'atteinte des Objectifs de Développement Durable des Nations Unis #7 (ODD #7) en donnant accès à environ 1102 habitants dans ces localités. Les bénéfices incluent également l'amélioration des conditions de vie des populations grâce à l'électrification des foyers, des écoles, et des centres de santé.

Mots Clés :

-
- 1 -** Électrification rurale
 - 2 –** Dorsale Nord du WAPP
 - 3 -** Réseaux HTA/BTA
 - 4 -** Dimensionnement électrique et mécanique
 - 5 –** Développement durable

ABSTRACT

The rural localities of Goundry and Nangtenga, located in the commune of Loubila in Burkina Faso, face limited access to electricity. This situation hampers their socio-economic development. Within this context, this end-of-study dissertation is part of the Dorsale Nord project of the West African Power Pool (WAPP). Its aim is to design and size a 33 kV Medium Voltage (MV) network and a Low Voltage (LV) network. These networks are intended to provide reliable and sustainable electricity supply to these communities. The methodological approach focused on three main axes: i) technical sizing, ii) financial evaluation, and iii) environmental assessment. The MV network comprises 4.8 km of lines using Almelec conductors with a cross-section of 54.6 mm². The LV network consists of 5.03 km of twisted cables (3×70mm² + 54.6mm² + 16mm²) and 3.02 km of cables (3×35mm² + 54.6mm² + 16mm²). Voltage drops remain below the permissible thresholds (5% for MV and 7% for LV). The selected supports for the MV network, validated using the CAMELIA Calcul software, range from Pre-stressed Concrete Poles (PBP) 12-400 to PBP 12-1250. The choice of supports for the LV network ranges from PBP 9-200 to PBP 9-800. The initial investment cost of the project is estimated at 129,661,055 FCFA, with a total construction cost of 10,814,100 FCFA/km. The positive impacts of the project directly contribute to achieving the United Nations Sustainable Development Goal #7 (SDG #7) by providing access to electricity for approximately 1,102 inhabitants in these localities. Additional benefits include improving living conditions through the electrification of households, schools, and health centers.

Key words:

-
- 1 - Rural Electrification**
 - 2 – North Backbone of WAPP**
 - 3 - MV/LV Networks**
 - 4 - Electrical and Mechanical Sizing**
 - 5 – Sustainable development**

LISTE DES ABREVIATIONS

2iE	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et l'Environnement
ABER	Agence Burkinabé d'Electrification Rurale
AD	Arrêt Double
BAD	Banque Africaine de Développement
BF	Burkina Faso
BTA	Basse Tension, catégorie A
CAPEX	Capital Expenditure
CEDEAO	Communauté Economique des États de l'Afrique de l'Ouest
DA	Double Ancrage
DAO	Dossier d'Appel d'Offre
GEEI	Génie Electrique Energétique et Industriel
GPS	Global Positioning System
HSE	Hygiène Santé Environnement
HTA	Haute Tension, catégorie A
IACM	Interrupteur Aérien à Commande Manuelle
IEC	International Electrotechnical Commission
LCOE	Levelized Cost of Energy
ODD	Objectif de Développement Durable
ONG	Organisme Non Gouvernemental
OPEX	Operating Expenditure
PBP	Poteau Béton Précontraint
PGES	Plan de Gestion Environnemental et Social
RMS	Root Mean Square
SF	Simple Fixation
SONABEL	Société nationale d'électricité du Burkina Faso
THT	Très Haute Tension
TRI	Temps de Retour sur Investissement
TTC	Toutes Taxes Comprise
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
WAPP	West African Power Pool

Table des matières

RESUME	i
ABSTRACT	ii
LISTE DES ABREVIATIONS	iii
LISTE DES TABLEAUX.....	3
LISTE DES FIGURES	4
INTRODUCTION	5
I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DE LA ZONE D'ETUDE.....	6
I.1 PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL : TECMON ENERGY	6
I.2 PRESENTATION DU PROJET.....	6
I.2.1 Contexte	6
I.2.2 Justification	7
I.2.3 Etat des lieux de la zone du projet	7
I.2.4 Données de base	8
II GENERALITES SUR LES STRUCTURES DES RESEAUX ELECTRIQUES	10
II.1 Définition d'une ligne aérienne	10
II.2 Classification des réseaux selon leur niveau de tension	10
II.3 Classification des réseaux électriques selon leur utilisation	10
II.4 Composantes clés du réseau HTA/BTA.....	11
II.4.1 Les supports	11
II.4.2 Les conducteurs nus aériens	12
II.4.3 Les isolateurs	12
II.4.4 Les armements	13
II.4.5 Les accessoires de raccordement	13
II.4.6 Les Interrupteurs Aérien à Commande Manuelle (IACM)	13
II.4.7 Les parafoudres	14
II.4.8 Les relais de détection des défauts aériens.....	14
II.4.9 Les transformateurs de puissance HTA/BT	14
III CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT D'UN RESEAU HTA/BTA.....	16
III.1 Dimensionnement électrique	16
III.2 Dimensionnement mécanique	17
III.3 Présentation des logiciels utilisés	17
III.3.1 GOOGLE EARTH pro.....	17
III.3.2 GPS TRACKMAKER.....	17
III.3.3 CAMELIA Calcul.....	18
IV ETUDE ET DIMENSIONNEMENT DE LA LIGNE HTA 33 KV	19
IV.1 Présentation du trace de la ligne	19
IV.2 Dimensionnement électrique de la ligne HTA	20

IV.2.1	Puissance transitée par la ligne	20
IV.2.2	Calcul de la section du conducteur aérien.....	22
IV.3	Etude et dimensionnement mécanique du réseau électrique	33
IV.3.1	Méthode 1 : Utilisation de l'équation de changement d'état	33
IV.3.2	Méthode2 : utilisation du logiciel CAMELIA Calcul	44
IV.4	Etude et dimensionnement du réseau bta des localités	47
IV.4.1	Présentation du Réseau BT	47
IV.4.2	Calculs des chutes de tension	48
V	PLAN DE GESTION ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL	51
V.1	Introduction	51
V.2	État des Lieux Environnemental et Social	51
V.2.1	Aspect environnemental	51
V.2.2	Aspect social	51
V.3	Identification des Impacts Environnementaux et Sociaux.....	52
V.4	Mesures de réponses et de gestion des impacts	55
VI	ESTIMATION FINANCIERE DU PROJET.....	56
VI.1	Introduction	56
VI.2	Coûts du projet	57
VI.3	Coût du cycle de vie.....	57
VII	RESULTATS ET ANALYSES	59
VII.1	Rappel des objectifs et livrables initiaux	59
VII.2	Résultats techniques issus du calcul manuel	59
VII.2.1	Dimensionnement électrique	59
VII.2.2	Dimensionnement Mécanique	60
VII.3	Résultats Techniques issus du calcul avec le logiciel CAMELIA Calcul	62
VII.4	Comparaison des résultats techniques et conclusion.....	62
VII.5	Résultats Économiques.....	63
VII.6	Évaluation Environnementale et sociale.....	63
	CONCLUSION GENERALE	65
	LISTE DES ANNEXES	68
	ANNEXES.....	69

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Niveau d'isolement du projet.....	8
Tableau 2: Classification des réseaux électriques en niveau de tension selon la norme NF C 11 201.....	10
Tableau 3: Répartition des catégories de branchement électrique	20
Tableau 4: Estimation des besoins de la localité de Goundry	21
Tableau 5: Estimation des besoins de Nangtenga	22
Tableau 6 : Projection de la puissance des localités à l'année 15	23
Tableau 7 : Intensité admissible des conducteurs aériens nus [13].....	26
Tableau 8: Les facteurs constituant les différents types de conducteurs	26
Tableau 9 : La valeur de courant de court-circuit max pour 1s et 3s	27
Tableau 10 : Les valeurs calculées de résistance et réactance de la ligne HTA.....	29
Tableau 11: Chute de tension du réseau HTA.....	31
Tableau 12: Hypothèses climatiques utilisées au BF.....	34
Tableau 13 : Profondeur d'implantation des supports.....	43
Tableau 14 : Choix des valeurs de k en basse tension [16]	49
Tableau 15 : Chute de tension du réseau BTA à GOUNDRY	49
Tableau 16: Chute de tension du réseau BTA à NANGTENGA	50
Tableau 17 : Identification des impacts potentiels du projet	53
Tableau 18 : Les mesures de gestion des impacts du projet.....	55
Tableau 19 : Limites des cantons avec le calcul manuel.....	60
Tableau 20 : Choix des supports et armements avec la méthode de calcul manuel	61
Tableau 21: Choix des supports et armements avec le logiciel CAMELIA Calcul	62

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Situation géographique du projet.....	7
Figure 2: Support en béton avec armement et isolateurs.....	11
Figure 3: Isolateur en composite et en verre	13
Figure 4:Image d'un IACM	13
Figure 5: Image d'un parafoudre	14
Figure 6: Image d'un transfo au dépôt de l'Agence Burkinabé d'Electrification Rurale (ABER)	15
Figure 7 : Situation géographique de la nouvelle ligne 33 kV.....	19
Figure 8: Vue aérienne du Tracé du réseau de desserte électrique.....	19
Figure 9: Schéma unifilaire du réseau HTA des localités	30
Tableau 10 : Hypothèses de retournement et inclinaison.....	34
Figure 11; Représentation d'une portée	35
Figure 12: représentation d'un canton	35
Figure 13: Représentation du paramètre P	37
Figure 14: Illustration de la déflexion	38
Figure 15: Illustration de l'angle d'orientation.....	38
Figure 16: Efforts exercés sur un support d'alignement en technique suspendu	39
Figure 17: Efforts exercés sur un support d'arrêt.....	40
Figure 18: Efforts exercés sur un support d'angle	41
Figure 19 : Interface de saisie des hypothèses climatiques	44
Figure 20 : : Interface de saisie des supports.....	45
Figure 21 :Interface de saisie des données du canton N 1.....	45
Figure 22: Tracé du réseau BT de GOUNDRY	47
Figure 23 : Tracé du réseau BT de NANGTENGA	48

INTRODUCTION

En Afrique Subsaharienne en 2024, 600 millions de personnes n'ont pas accès à une électricité fiable et abordable. Près d'un milliard manquent également de solutions de cuisson propre [1]. Sans actions concrètes, ces chiffres risquent de rester inchangés d'ici la fin de la décennie. Face à ce défi, plusieurs institutions telles la Banque Africaine de Développement (BAD) et la Banque mondiale ont lancé des initiatives comme le M300. Cette initiative vise à fournir un accès à l'électricité et à des solutions de cuisson propre à 300 millions d'Africains d'ici fin 2030 [2].

En Afrique de l'Ouest en particulier, où de nombreuses communautés restent marginalisées en matière d'électrification, l'accès à une électricité fiable et abordable est un enjeu majeur. Le projet Dorsale Nord du WAPP, en plus de favoriser l'intégration énergétique régionale dans le secteur énergétique, ambitionne d'améliorer l'accès à l'électricité pour les zones rurales.

Au Burkina Faso, où le taux d'électrification est de 27% dont seulement 7,02% en milieu rural [3], les localités de Goundry et Nangtenga, situées dans la commune de Loumbila, illustrent parfaitement ces défis. Elles souffrent d'un déficit énergétique qui limite leur développement socio-économique. C'est dans l'optique de contribuer à l'électrification des localités rurales que ce mémoire s'attache à proposer des solutions à cette problématique cruciale. La problématique adressée est la suivante : Comment concevoir un réseau HTA/BTA adapté aux contraintes locales, capable de répondre efficacement aux besoins énergétiques actuels et futurs, tout en restant économiquement viable et écologiquement soutenable ?

Les objectifs de ce projet ont été formulés de manière à (i) dimensionner le réseau HTA/BTA pour assurer une distribution fiable et durable d'électricité (ii) proposer des solutions techniques conformes aux normes internationales et (iii) évaluer les impacts économiques, sociaux et environnementaux du projet.

Dans la suite, le présent mémoire sera structuré en plusieurs sections qui couvrent (i) la présentation de la structure d'accueil et de la zone d'étude qui donne une introduction au projet et à son contexte (ii) les généralités sur les réseaux électriques qui abordent les concepts techniques nécessaires à la compréhension de la conception des réseaux électriques (iii) la conception et dimensionnement du réseau HTA et BTA qui donne l'approche méthodologique et résultats techniques (iv) l'évaluation environnementale et financière qui analyse les impacts potentiels et la viabilité économique et (v) les résultats et analyses qui donne une synthèse et discussion des principaux résultats.

I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DE LA ZONE D'ETUDE

I.1 PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL : TECMON ENERGY

Le Groupe TECMON, fondé en 2020 par François SODJI et ses associés sous l'égide de SODJI Holding, est un acteur majeur dans la fourniture de solutions d'infrastructure à l'échelle mondiale. Basé à Berlin, en Allemagne, le groupe collabore avec un large éventail de partenaires publics et privés pour répondre aux besoins en matière de services publics, de construction, de transport, d'énergie, et de télécommunications.

TECMON ENERGY avec un capital de 3 milliards FCFA se distingue par son approche innovante dans le développement de projets d'infrastructures intégrées, offrant des solutions adaptées aux défis contemporains de l'urbanisation et du développement économique durable. L'entreprise s'appuie sur un réseau international d'experts pour déployer des infrastructures résilientes et durables, en adéquation avec les standards les plus élevés du secteur.

Le groupe est particulièrement actif dans le domaine des énergies renouvelables et de la modernisation des réseaux électriques, contribuant ainsi à l'amélioration de la qualité de vie dans plusieurs régions du monde tout en soutenant la transition énergétique.

I.2 PRESENTATION DU PROJET

I.2.1 Contexte

La Dorsale Nord du WAPP, financée à hauteur de 692 millions USD par des bailleurs internationaux [4], marque un jalon crucial dans la construction d'un marché régional de l'électricité. Ce projet, intégré dans le plan directeur de la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) pour le développement de la production et du transport d'énergie électrique, consiste en la construction d'une ligne haute tension d'environ 913 km (330 kV et 225 kV) reliant Birim Kebbi au Nigéria à Ouagadougou au Burkina Faso, en passant par Zabori et Niamey, avec une bretelle reliant Malanville depuis Zabori.

En parallèle de cette infrastructure majeure, le projet inclut un important volet d'électrification rurale, visant à améliorer l'accès à l'électricité pour les communautés situées le long de la ligne. Ce volet est crucial pour favoriser le développement économique local, améliorer les conditions de vie et réduire les inégalités en matière d'accès à l'énergie.

Ainsi, le Projet Dorsale Nord ne se limite pas à la simple construction d'une ligne de transport, mais s'inscrit dans une vision globale de développement durable et d'intégration régionale.

I.2.2 Justification

L'électrification des zones rurales constitue un enjeu fondamental pour le développement socio-économique durable des pays en voie de développement. C'est dans ce contexte que le Projet Dorsale Nord du WAPP vise également à améliorer l'accès à l'électricité pour plusieurs localités situées le long de ligne Très Haute Tension (THT).

La présente étude porte sur la conception et le dimensionnement d'un réseau HTA/BTA pour l'électrification de 02 localités dans la commune de Loumbila. L'objectif de cette étude est d'assurer une distribution d'électricité fiable, efficace, et économiquement viable dans ces zones rurales.

I.2.3 Etat des lieux de la zone du projet

Le travail s'est concentré sur 02 localités à savoir : Goundry et Nangtenga qui sont situés dans la commune rurale de Loumbila, province de l'Oubritenga dans la région du plateau central au Burkina Faso. L'appel d'offre concernant ce projet a fourni un certain nombre de points de références pour la pose des transfos et les prises du réseau électrique. La figure (1) suivante présente la situation géographique de la zone d'action.

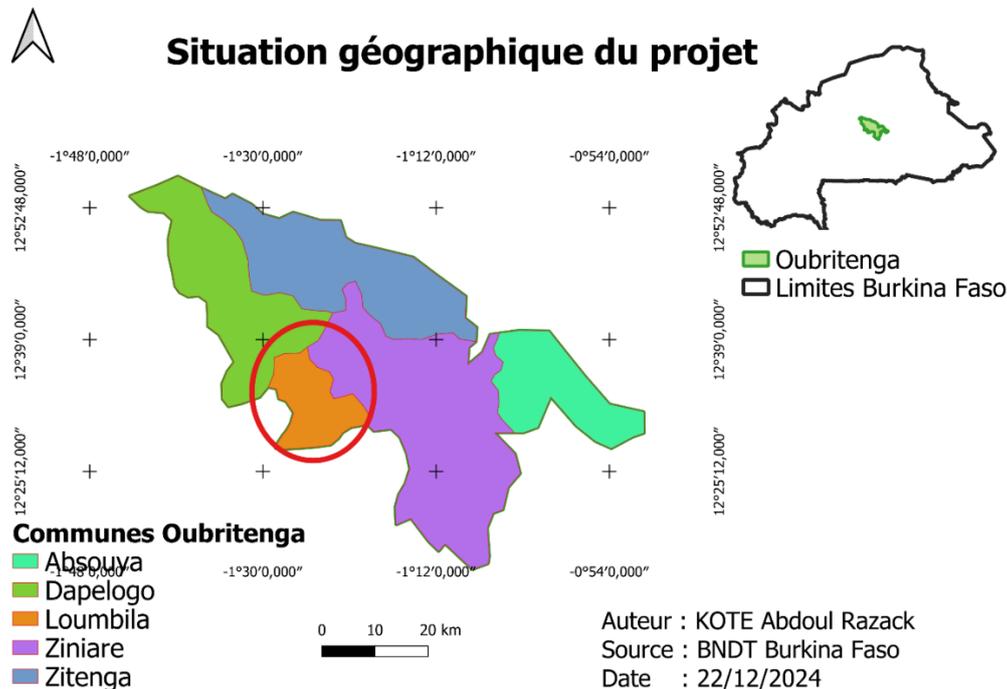


Figure 1 : Situation géographique du projet

- **Goundry**

La localité de Goundry est située dans la commune de Loumbila. Elle comporte 140 concessions avec un total de 752 habitants [5].

- **Nangtenga**

De même que la précédente localité, Nangtenga est situé dans la commune de Loumbila avec 64 concessions pour un total de 350 habitants.

I.2.4 Données de base

Les ouvrages et objets liés au présent projet seront implantés dans la province de l'Oubritenga au Burkina Faso. Ils seront conformes aux exigences imposées par les conditions climatiques suivantes :

Température

Les températures dans la zone du projet présentent des variations notables tout au long de l'année. Les maximas se rencontrent principalement en mars et avril, tandis que les minima sont observés en décembre et janvier.

Les valeurs de conception des ouvrages seront établies comme suit :

- Température ambiante mensuelle maximale : 45 °C
- Température ambiante mensuelle minimale : 12 °C
- Température ambiante moyenne annuelle : 28 °C

Vent

Les vents dominants au Burkina Faso soufflent principalement du Nord-Nord-Est et du Sud-Sud-Ouest. Pour les analyses, une vitesse moyenne des vents de 9 m/s est retenue, avec une vitesse maximale de 30 m/s.

Altitude

L'altitude des localités concernées par le projet varie de 298 m à 312 m.

Niveaux d'isolement

Les niveaux d'isolement externe respecteront la recommandation CEI 60071-1, comme le montre le tableau (1) ci-dessous.

Tableau 1: Niveau d'isolement du projet

Dénomination	Unité	Valeur
Tension nominale de service du réseau concerné	kV RMS	33
Tension la plus élevée du réseau - tension assignée	kV RMS	36
Tension nominale de tenue aux chocs de foudre	kV crête	170
Tension nominale de courte durée à fréquence industrielle	kV RMS	70

Après avoir introduit la structure d'accueil et présenté le contexte du projet, nous allons examiner les notions générales relatives aux structures des réseaux électriques pour mieux comprendre leur conception et fonctionnement.

II GENERALITES SUR LES STRUCTURES DES RESEAUX ELECTRIQUES

Cette partie présente une vue d'ensemble ainsi que les notions fondamentales pour mieux comprendre les réseaux électriques, leurs composantes et leur structure.

II.1 DEFINITION D'UNE LIGNE AERIENNE

Une ligne aérienne est une infrastructure électrique composée de conducteurs suspendus sur des supports ayant une hauteur suffisante pour éviter tout contact avec les personnes. Ces conducteurs sont installés sur des supports assez hauts et solides pour supporter de façon permanente leur poids, celui des isolateurs, ainsi que d'autres charges, comme les intempéries. Les supports sont fixés au sol grâce à des fondations enterrées. Les conducteurs sont séparés des poteaux par des isolateurs en verre, porcelaine ou matériaux synthétiques.

II.2 CLASSIFICATION DES RESEAUX SELON LEUR NIVEAU DE TENSION

Les réseaux électriques peuvent être classifiés selon leur niveau de tension comme le montre le tableau (2) suivant extrait de la norme NF C 11 201 [6]

Tableau 2: Classification des réseaux électriques en niveau de tension selon la norme NF C 11 201

Appellation actuelle	BTA	BTA	BTB	HTA	HTB
Appellation ancienne	TBT	BT	BT	MT	HT et THT
Alternatif (V)	$U \leq 50$	$50 < U \leq 500$	$500 < U \leq 1.000$	$1.000 < U \leq 50.000$	$U > 50.000$
Continu (V)	$U \leq 120$	$120 < U \leq 750$	$750 < U \leq 1.500$	$1.500 < U \leq 75.000$	$U > 75.000$

II.3 CLASSIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES SELON LEUR UTILISATION

En fonction de leur utilisation, on distingue plusieurs catégories de réseaux électrique.

- **Réseau d'interconnexion**

Le réseau d'interconnexion est un réseau à très haute tension qui permet d'échanger l'énergie entre pays sur de très grandes distances

- **Réseau de transport**

Le réseau de transport est responsable de la transmission de l'électricité à haute ou très haute tension sur de longues distances, reliant les grandes centrales de production aux postes sources.

- **Réseau de répartition**

Ce type de réseau permet un maillage à l'échelle d'un pays pour transporter l'énergie électrique

- **Réseau de distribution**

Le réseau de distribution est une infrastructure chargée d'amener l'électricité à une tension réduite jusqu'aux consommateurs finaux.

- **Réseau d'utilisation**

Le réseau d'utilisation est le réseau interne de consommation, généralement sous une tension de 230/400 V et qui alimente directement les appareils électriques

II.4 COMPOSANTES CLES DU RESEAU HTA/BTA

Le réseau est un ensemble d'équipements qui fonctionnent en harmonie pour assurer le bon acheminement de l'énergie électrique. Dans la suite nous en présentons les constituants essentiels. La figure (2) présente un support monté d'un armement ainsi que des isolateurs

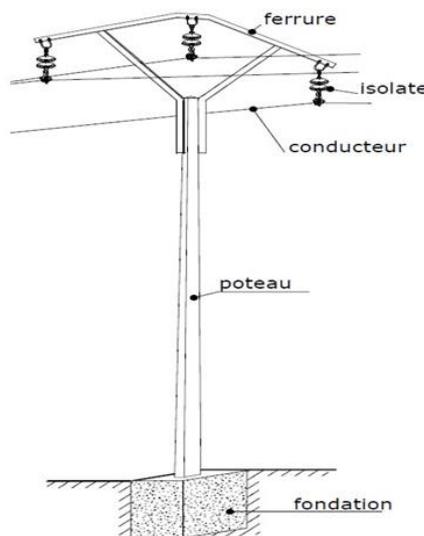


Figure 2: Support en béton avec armement et isolateurs

II.4.1 Les supports

Les supports, tels que les pylônes et poteaux, sont des ouvrages essentiels conçus pour le transport et la distribution de l'énergie électrique. Leur sélection dépend du niveau de tension, de la technologie de la ligne, de la charge qu'ils doivent supporter en haut du support, des contraintes mécaniques causées par les conducteurs et des exigences d'isolation électrique. Les supports subissent deux types de forces : **les forces verticales et les forces transversales** (horizontales et perpendiculaires à la ligne). Il y en a de différentes natures, en bois, en béton et en métal.

On distingue quatre (04) fonctions pour les poteaux de lignes aériennes :

- **Les supports d'alignement**

Les supports d'alignement sont conçus pour résister aux forces exercées par le vent sur les câbles, ainsi qu'à la traction qui peut survenir lorsque l'angle est faible, tout en respectant un coefficient de sécurité standard. Le rôle des poteaux d'alignement est de maintenir les câbles à une bonne hauteur. Ils sont dimensionnés pour résister aux vents perpendiculaires à la ligne. Ces poteaux sont soumis à de faibles efforts de traction de part et d'autre de la ligne.

- **Les supports d'angle**

Les supports d'angles comme leur nom l'indique sont des supports placés au niveau des angles. Ces supports sont dimensionnés pour supporter les efforts dus aux changements de direction de la ligne.

- **Les supports d'arrêt double**

Ils doivent être positionnés à la limite des cantons. Ils doivent supporter la combinaison des tensions exercées par les conducteurs et la pression du vent. En outre, ils doivent garantir l'arrêt total d'un ou l'autre des cantons dans ces conditions défavorables.

- **Les supports d'arrêt simple**

Ils doivent être installés à l'extrémité de la ligne. Ils doivent résister à la combinaison des forces de tension des conducteurs et à la pression du vent dans les conditions climatiques les plus sévères.

II.4.2 Les conducteurs nus aériens

Les conducteurs nus aériens sont des câbles suspendus qui sont chargés de transiter l'énergie électrique. Ils sont fabriqués à base d'alliages d'aluminium et de fer [7].

II.4.3 Les isolateurs

Les isolateurs jouent un rôle essentiel en connectant les conducteurs sous tension aux supports tout en garantissant une isolation électrique entre eux. Bien qu'ils représentent une faible part du coût total des lignes, leur fonction est cruciale pour le bon fonctionnement du réseau. Ils sont fabriqués à partir de matériaux isolants comme la céramique, le verre recuit, le verre trempé, ainsi que des matériaux synthétiques, tels que les composites¹.

« La construction des nouvelles lignes se fait avec des isolateurs en composites avec une ligne de fuite de 20mm/kV. Elle se calcule avec une tension assignée de 24, 36 et 52 kV » [9].

¹ Wendmi Apollinaire KAGAMBEGA, 'ETUDE D'ELECTRIFICATION DE LA LOCALITE RURALE DE KAYA NAVIO', 2018.

La figure (3) présente des images d'un isolateur en matériaux composites et un isolateur en verre.



Figure 3: Isolateur en composite et en verre

II.4.4 Les armements

Les armements des lignes aériennes suspendues sont des dispositifs fixés sur les supports électriques sur lesquels se fixent les câbles à travers les isolateurs. Plusieurs types d'armement sont rencontrés en fonction de la typologie des lignes : Nappe voute, nappe horizontal simple ou double, alterné et en drapeau [10]

II.4.5 Les accessoires de raccordement

Les accessoires utilisés comprennent notamment des pinces d'alignement et de suspension, des manchons d'ancrage et de jonction, des pinces à serrage mécanique, des étriers, des œillets à rotule et des ball-socket.

II.4.6 Les Interrupteurs Aérien à Commande Manuelle (IACM)

Les IACM sont des dispositifs utilisés dans les réseaux électriques aériens pour permettre l'ouverture et la fermeture manuelle des lignes. Ils sont installés et servent à isoler ou rétablir certaines sections du réseau pour des interventions de maintenance ou en cas de défaut. La figure (4) présente l'image d'un IACM.



Figure 4: Image d'un IACM

II.4.7 Les parafoudres

Les parafoudres sont des dispositifs de protection utilisés dans les réseaux électriques pour protéger les équipements contre les surtensions causées par la foudre ou d'autres phénomènes électriques (comme les surtensions transitoires). Placés en amont des installations électriques, ils détournent les surtensions vers la terre avant qu'elles n'atteignent les équipements sensibles, prévenant ainsi les dommages et les interruptions de service.

La figure (5) ci-dessous présente l'image d'un modèle de parafoudre :



Figure 5: Image d'un parafoudre

II.4.8 Les relais de détection des défauts aériens

Ce sont des dispositifs de protection utilisés dans les réseaux électriques aériens pour détecter des anomalies, telles que des courts-circuits ou des défauts d'isolement.

Ils jouent un rôle clé dans la surveillance et la protection des lignes de distribution aériennes en identifiant rapidement les défauts qui peuvent survenir à cause d'intempéries, de chutes d'objets ou de contacts avec la végétation.

II.4.9 Les transformateurs de puissance HTA/BT

Les transformateurs sont des équipements essentiels dans les réseaux de distribution électrique. Leur rôle principal est de transformer la tension électrique des lignes haute tension en basse tension (environ 230/400 V) afin de permettre une distribution sécurisée et adaptée à la consommation des utilisateurs finaux, tels que les habitations, les entreprises ou les industries

La figure (6) ci-dessous présente l'image d'un transformateur de puissance :



Figure 6: Image d'un transfo au dépôt de l'Agence Burkinabé d'Electrification Rurale (ABER)

Fort de ces notions fondamentales, la section suivante détaillera les méthodologies appliquées à la conception et au dimensionnement des réseaux électriques

III CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT D'UN RESEAU HTA/BTA

La conception d'un réseau HTA/BTA pour l'électrification des localités rurales doit prendre en compte plusieurs aspects techniques et économiques afin de garantir un service fiable et durable. Le processus de dimensionnement inclut les étapes suivantes [11], [12], [13]:

- **Analyse des besoins en énergie** : Il s'agit de déterminer la consommation d'énergie actuelle et future des localités, en tenant compte des infrastructures existantes et du potentiel de développement.
- **Modélisation du réseau** : Une simulation du réseau permet de tester différentes configurations pour optimiser la fiabilité et l'efficacité de la distribution. Cette étape inclut l'évaluation des pertes techniques et des contraintes de charge.
- **Choix des composants** : Le dimensionnement des lignes, des transformateurs et des dispositifs de protection est essentiel pour assurer une performance optimale du réseau. Les normes internationales telles que les recommandations de International Electrotechnical Commission (IEC) sont utilisées pour garantir la sécurité et la fiabilité du système.

Le dimensionnement vise également à minimiser les coûts d'investissement tout en assurant une fiabilité maximale du réseau, particulièrement dans les zones à faible densité de population. La conception des lignes s'articule généralement autour de deux étapes fondamentales : le dimensionnement électrique, qui constitue la première phase, suivi du dimensionnement mécanique, indispensable pour finaliser l'étude [14].

III.1 DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE

Le dimensionnement électrique est le processus de calcul et de sélection des composants nécessaires pour concevoir le système électrique capable de fonctionner de manière sûre, efficace et fiable. Les étapes sont :

- ✚ Recueil des données
- ✚ Schéma unifilaire
- ✚ Etude technique et validation
- ✚ Choix du matériel
- ✚ Protection du réseau
- ✚ Système de contrôle-commande

III.2 DIMENSIONNEMENT MECANIQUE

Le dimensionnement mécanique est le processus de conception et de calcul visant à déterminer les dimensions, les matériaux, et les configurations des composants mécaniques afin qu'ils puissent supporter les charges et conditions d'utilisation prévues, tout en assurant sécurité, durabilité et performance. Les étapes sont :

- ✚ Choix du tracé du réseau
- ✚ Elaboration du profil en long de la ligne
- ✚ Pose des hypothèses de calculs
- ✚ Choix des portées
- ✚ Détermination de la hauteur des supports
- ✚ Positionnement des supports
- ✚ Calcul des écartements des conducteurs et les efforts sur les armements
- ✚ Calcul des efforts exercés sur les supports
- ✚ Calcul des efforts exercés sur les armements
- ✚ Elaboration du carnet de piquetage

III.3 PRESENTATION DES LOGICIELS UTILISES

Dans la suite de cette section seront présentés les différents outils et logiciels utilisés dans le cadre de cette étude

III.3.1 GOOGLE EARTH pro

Google Earth Pro, version avancée du logiciel de cartographie de Google, offre des fonctionnalités professionnelles pour la planification et l'ingénierie. Dans le cadre de ce mémoire, il a été utilisé afin de cartographier la zone d'étude et de dessiner le réseau électrique à concevoir. Ses atouts majeurs comprennent la visualisation en haute résolution, la création et l'édition de tracés, la mesure de distances et de surfaces, ainsi que l'exportation de cartes. Ces fonctionnalités ont grandement facilité l'analyse spatiale, la compréhension du terrain et la validation des tracés, faisant de Google Earth Pro un outil clé pour une planification réaliste et efficace.

III.3.2 GPS TRACKMAKER

Il s'agit d'un logiciel spécialisé dans la gestion, l'importation, et l'analyse des données du Global Positioning System (GPS).

Il est couramment utilisé pour le traitement des relevés topographiques et cartographiques,

notamment dans les domaines de l'ingénierie, de la géodésie, et de l'aménagement du territoire. Dans le cadre de ce mémoire, il a joué un rôle clé pour l'importation des levés de terrain et des analyses et traitement des données du Dossier d'Appel d'Offre (DAO).

III.3.3 CAMELIA Calcul

CAMELIA est un logiciel dédié à l'analyse et au dimensionnement mécanique des lignes électriques aériennes, particulièrement dans le domaine des lignes haute tension et basse tension. Il est conçu pour effectuer des calculs précis en tenant compte des contraintes mécaniques, des charges climatiques et des spécifications techniques des équipements [15]. Dans le cadre de ce mémoire, il a été utilisé pour le dimensionnement mécanique des lignes. Une fois les approches de dimensionnement définies, passons à l'étude détaillée et au dimensionnement de la ligne HTA 33 kV pour les localités concernées.

IV ETUDE ET DIMENSIONNEMENT DE LA LIGNE HTA 33 KV

IV.1 PRESENTATION DU TRACE DE LA LIGNE

La figure (7) et la figure (8) ci-dessous présentent le couloir de la nouvelle ligne HTA qui sera construite

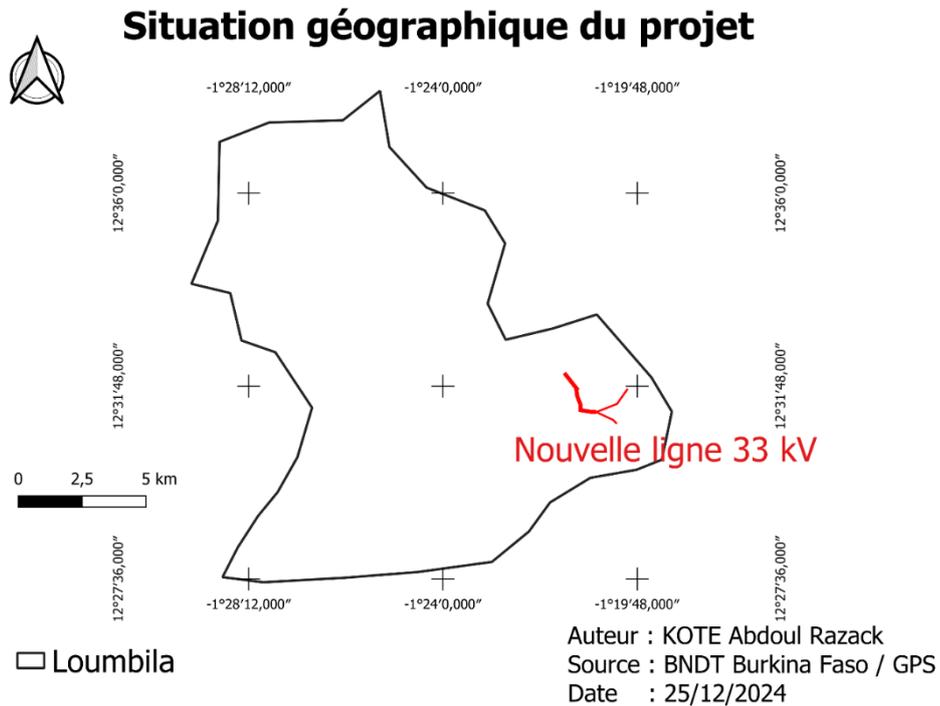


Figure 7 : Situation géographique de la nouvelle ligne 33 kV



Figure 8: Vue aérienne du Tracé du réseau de desserte électrique

IV.2 DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE DE LA LIGNE HTA

Le dimensionnement électrique d'une ligne HTA a pour objectifs de faire ressortir les grandeurs caractéristiques électriques servant à garantir une desserte en énergie de façon à minimiser au maximum les pertes en ligne.

IV.2.1 Puissance transitée par la ligne

L'estimation de la puissance à transiter dans ce projet est réalisée en se basant sur les données recueillies lors d'un sondage sur le terrain dans les deux localités à électrifier. Contrairement à l'estimation par la méthode des surfaces, une répartition basée sur la collecte des données terrain a été élaborée pour déterminer le besoin énergétique de chaque concession.

Ainsi, pour les localités de Goundry et Nangtenga, les proportions de branchements ont été déterminées à partir des résultats du sondage, comme le montre le tableau (3) ci-dessous :

Tableau 3: Répartition des catégories de branchement électrique

Classes	Désignation	Pourcentage par rapport au nombre de concessions
A	Branchement monophasé de 3 A	65%
B	Branchement monophasé de 5 A	20%
C	Branchement monophasé de 15 A	9%
D	Branchement triphasé de 15 A	5%
E	Branchement triphasé 30 A	1%

- **Classe A** : pour les ménages avec un besoin limité, généralement des petites concessions nécessitant un branchement monophasé de 3A,
- **Classe B** : pour des concessions de taille moyenne avec un branchement monophasé de 5A,
- **Classe C** : pour les concessions nécessitant un branchement monophasé de 15A,
- **Classe D** : pour les équipements et installations nécessitant un branchement triphasé de 15 A, notamment pour les usages artisanaux ou agricoles tels que les moulins,
- **Classe E** : pour les concessions ayant des besoins énergétiques élevés, nécessitant un branchement triphasé de 30 A, généralement pour des activités industrielles légères, des ateliers ou des équipements nécessitant une puissance importante.

Les données ont ainsi permis de donner une estimation des besoins spécifiques de chaque

localité et une estimation de la charge électrique à transiter sur la ligne HTA.

Les formules de calculs utilisées pour la détermination de puissance sont

$$S_{monophasé} = U \times I \quad (1)$$

$$S_{triphassé} = \sqrt{3} \times U \times I \quad (2)$$

$$P = S \times \cos \phi \quad (3)$$

Avec :

- $S_{monophasé}$: Puissance apparente en monophasé en kVA
- $S_{triphassé}$: Puissance apparente en triphasé en kVA
- P : Puissance active en kW
- U : Tension électrique en V
- I : Intensité du courant en A
- $\cos \phi$: Facteur de puissance

Le tableau (4) et tableau (5) suivants détaillent la répartition des types de branchements et les charges associées pour chaque localité (sous l'hypothèse que le facteur de puissance est considéré comme constant) :

Tableau 4: Estimation des besoins de la localité de Goundry

Demande potentielle					
		Puissance par type de consommateurs			
Type de branchement prévu	Nombre	Tension (V)	Puissance apparente (VA)	Coeff de pondération	Puissance par type de consommateurs (kVA)
Branchement (3A)	91	230	62 790	0,34	21,35
Branchement (5A)	28	230	32 200	0,4	12,88
Branchement (15A)	13	230	44 850	0,56	25,12
Branchement (30A tri)	2	400	41 569,22	1	41,57
Branchement (15A tri)	7	400	72 746,13	0.75	54,56
S (kVA)					155,47
Cos phi					0,9
P (kW)					139,93

Tableau 5: Estimation des besoins de Nangtenga

Demande potentielle					
Puissance par type de consommateurs					
Type de branchement prévu	Nombre	Tension (V)	Puissance apparente (VA)	Coeff de pondération	Puissance par type de consommateurs (kVA)
Branchement (3A)	42	230	28 980	0,36	10,43
Branchement (5A)	13	230	14 950	0,56	8,37
Branchement (15A)	6	230	20 700	0,75	15,53
Branchement (30A tri)	1	400	20 784,61	1	20,78
Branchement (15A tri)	4	400	41 569,22	1	41,57
S (kVA)					96,68
Cos phi					0.9
P (kW)					87,02

Les valeurs retenues pour les coefficients de pondération sont données dans un tableau en (Annexe 1)

IV.2.2 Calcul de la section du conducteur aérien

De nombreux critères interviennent dans le choix des conducteurs d'une ligne électrique aérienne. Ces critères sont également fonctions du type de ligne. Pour une ligne de distribution HTA comme celle du projet, les paramètres les plus importants à considérer sont le courant admissible, les contraintes imposées sur les chutes de tension, ainsi que par la tenue au courant de court-circuit.

IV.2.2.1 La puissance P_n

Le dimensionnement de la ligne est établi pour une durée de vie projetée de **15 ans**, principalement afin de répondre aux prévisions de croissance démographique et de développement socio-économique des localités desservies. Cette projection permet d'anticiper l'augmentation de la demande énergétique sans risquer une saturation prématurée de la capacité de la ligne, assurant ainsi une desserte fiable et suffisante pour les besoins futurs. De plus, un horizon de 15 ans garantit une stabilité opérationnelle de la ligne, tout en permettant une optimisation des investissements initiaux en évitant des travaux de renforcement coûteux et prématurés.

La puissance électrique P_{15} projetée à l'année 15 se calcule avec la formule suivante [16]

$$P_{15} = P_1 \times (1 + g)^{15} \quad (4)$$

Avec :

- P_{15} : Puissance à l'année 15 en kW
- P_1 : Puissance à l'année 1 en kW
- g : Taux de croissance de la demande en énergie, avec $g = E \times i$

En pratique, la croissance de la demande énergétique « g » n'est pas toujours strictement proportionnelle à celle de la population « i », car l'accès à l'électricité peut entraîner une augmentation de la consommation par habitant avec le temps (équipements électriques supplémentaires, changements de style de vie). Pour ajuster cette relation, on utilise un facteur d'élasticité « E » qui ajuste la relation entre la croissance démographique et la croissance de la demande énergétique.

Une hypothèse consistant à considérer les taux de croissance comme constant a été retenue pour simplifier les projections futures. Le taux de croissance maximal parmi les deux localités qui est de **3%** a été choisi à l'issue d'un calcul sur la base de l'évolution de la population depuis 2013 jusqu'en 2020, afin d'assurer une capacité adéquate de la ligne pour répondre à la demande la plus élevée anticipée. Par ailleurs, le coefficient d'élasticité E , généralement compris entre 1 et 1,5, a été fixé à **1,2** pour représenter une légère augmentation de la demande par habitant au fil du temps.

Ainsi d'après la formule (4), la demande prévue à l'année 15, est calculée comme suit :

$$P_{15} = P_i \times [1 + (1.2 \times 3\%)]^{15}$$

Le tableau (6) présente les résultats pour la puissance à l'an 15.

Tableau 6 : Projection de la puissance des localités à l'année 15

Localités	P_{15} (kW)
Goundry	237.85
Nangtenga	147.91

IV.2.2.2 La section minimale admissible

La section minimale S est calculée théoriquement à l'aide de la formule suivante :

$$S = \frac{S_0 \times r_0}{r} \quad (5)$$

Avec :

- S_0 : section de référence prise égale à 100 mm² ;
- r_0 : résistivité linéique à 20 °C en $\Omega/\text{km}/100 \text{ mm}^2$;
- r : résistance linéique du conducteur en Ω/km .

Une limite de chute de tension de 5% pour le réseau HTA de 33 kV est justifiée dans ce contexte rural en raison de la distance entre les sources d'alimentation et les localités à desservir qui sont souvent longues, ce qui accroît naturellement la chute de tension. Cette tolérance permet d'éviter un surdimensionnement coûteux des conducteurs tout en assurant une desserte fiable,

La démarche du dimensionnement stipule de déterminer la valeur de « r » tel que

$$\frac{\Delta U}{U} = (r + x \tan \phi) \times \frac{P \times L}{U^2} = 5\%$$

Cela permet d'aboutir à la formule suivante

$$r = 5\% \times \frac{U^2}{P \times L} - x \tan \phi \quad (6)$$

Avec :

- L : Distance de la ligne en km
- U : Tension de la ligne en kV
- P : Puissance transitée dans la ligne en MW
- x : réactance linéique du conducteur en Ω/km compris entre [0.3 et 0.35]

Les localités de Goundry et Nangtenga sont alimentées par une prise commune du réseau HTA. Cette ligne devra transiter simultanément la puissance des deux localités.

D'après la formule (6) et en considérant les données pour ce projet, la valeur de r est la suivante : La valeur de réactance a été considérée égale à 0.35 Ω/km et la longueur de la ligne est de 3,94 km

$$r = 35,65 \Omega/\text{km}$$

D'où d'après la formule (5) on obtient les valeurs de sections suivantes:

$$S = 1,1 \text{ mm}^2$$

La faible section théorique de 1,1 mm² peut s'expliquer par plusieurs facteurs techniques et contextuels liés aux paramètres du projet. Tout d'abord, le choix du **niveau de tension** de la ligne a été déterminé à l'aide de la formule $U = k \times \sqrt{P \times L}$, où P est la puissance en MW, L la distance en km, et k est un coefficient dépendant des caractéristiques de régulation du réseau. L'exercice a été réalisé avec l'élaboration d'un abaque et a montré que la tension adaptée pour

la ligne était de **15 kV** (L'abaque est présenté en [Annexe 14](#)). Cependant, compte tenu de l'existence à proximité d'une ligne de **33 kV**, nous avons dû nous aligner sur ce niveau de tension plus élevé, pratiquement le double de celui prévu initialement.

En outre, d'autres paramètres techniques justifient cette section théorique réduite :

- **La courte distance** de la ligne HTA (3.94 km), inférieure à **5 km**, qui limite les pertes électriques et la chute de tension.
- **La faible puissance** à transmettre (0.384 MW), inférieure à **0,5 MW**, qui engendre des courants relativement faibles, contribuant à la réduction de la section nécessaire.

Ainsi, la combinaison de ces éléments – niveau de tension élevé, distance courte, et puissance modeste – explique pourquoi la section théorique obtenue est aussi faible.

D'après les valeurs théoriques de section obtenues, la section normalisée de câble en almelec immédiatement la plus proche est de 34.4 mm². Dans le cadre de la construction des réseaux électriques au Burkina Faso, la SONABEL préconise des sections standardisées sur son réseau pour les lignes HTA, à savoir : 54.6 mm² , 75.5 mm² et 148 mm². Ainsi la section retenue pour la suite de l'étude est la section dont la valeur est immédiatement la plus proche soit **54.6 mm²**.

IV.2.2.3 Vérification du courant max admissible dans le conducteur choisi

La vérification de l'intensité admissible consiste à comparer l'intensité de courant calculée pour la charge avec la capacité de transport de courant de la section de câble sélectionnée. Le tableau (7) présente un abaque donnant les valeurs pour l'intensité admissible.

$$I_N = \frac{P_{15}}{\sqrt{3} \times U \times \cos \phi} \quad (7)$$

Tableau 7 : Intensité admissible des conducteurs aériens nus [13]

Conducteur	1	2	3	4	5
Almelec 34.4	110	130	150	165	180
Almelec 54.6	145	175	195	220	240
Almelec 117	235	280	320	355	390
Almelec 148	270	320	370	410	455
Almelec 228	350	420	485	540	595
Al/Ac 116	225	265	305	340	375
Al/Ac 147	260	310	355	395	435
Al/Ac 228	340	405	465	520	570
Cu 29,3	135	160	180	200	220
Cu 48,3	185	215	245	275	300
Cu 116,2	315	375	430	480	525

$\Delta\theta$	Jour	Nuit
15	1	2
20	2	3
25	3	4
30	4	5
35	5	

En considérant une différence de température en moyenne de 20° entre jour et nuit, la valeur retenue dans le tableau 7 pour l'intensité admissible dans le conducteur de 54.6 mm² est au maximum de 175 A qui reste largement supérieur au courant nominal évalué à 7,5 A

IV.2.2.4 Vérification de la tenue au courant de court-circuit

Cette vérification repose sur deux étapes principales. La première consiste à déterminer, à partir des propriétés techniques du conducteur (section, matériau, etc.), le courant maximal qu'il peut tolérer lors d'un court-circuit. La seconde étape implique le calcul du courant de court-circuit attendu dans le réseau et sa comparaison avec la capacité admissible du conducteur. Cette démarche garantit que les conducteurs sélectionnés répondent aux exigences de sécurité et de fiabilité.

1. Courant de court-circuit maximal

$$I_{max} = \frac{S \times a}{\sqrt{t_{cc}}} \quad (8)$$

Avec :

- S : section du conducteur en (mm²)
- a : facteur relatif au matériau
- tcc : temps de tenue au court-circuit en (s)

Le tableau (8) suivant fourni les valeurs du facteur a en fonction de la nature du conducteur

Tableau 8: Les facteurs constituant les différents types de conducteurs

Type de matériau	a
Cuivre	105,3
Aluminium	55,07
AMS	61,98
Almélec	76,4

La nature du conducteur choisi dans cette étude est l'almelec et dont le paramètre a est égale à 76.4. Il sera émis l'hypothèse de calculer le courant de court-circuit pour 1s et pour 3s et les résultats seront présentés dans le tableau (9) :

$$I_{max} = \frac{54.6 \times 76.4}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Tableau 9 : La valeur de courant de court-circuit max pour 1s et 3s

t_{cc}	I_{max}
1s	4.18 kA
3s	2.4 kA

2. Courant de court-circuit du réseau

Ce calcul repose sur la **méthode des impédances**, une approche conforme aux prescriptions de la norme **IEC 60909** relative au calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés. Cette norme fournit un cadre méthodologique, permettant une estimation précise des grandeurs électriques en cas de défaut [17].

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \quad (9)$$

où :

- I_{cc} : courant de court-circuit (A).
- U : tension nominale au point de défaut (V).
- Z_{cc} : impédance équivalente totale du réseau jusqu'au point de défaut (Ω).

Le paramètre clé de ce calcul est l'impédance équivalente Z_{cc} , qui regroupe les contributions du réseau amont et de la nouvelle ligne. Ces deux contributions doivent être calculées séparément.

a. Impédance du réseau amont

L'impédance du réseau amont, représentant les caractéristiques de la source d'alimentation, est obtenue à partir de la relation

$$Z_{amont} = \frac{U_{amont}^2}{S_{cc,amont}} \quad (10)$$

où :

- U_{amont} : tension nominale du réseau amont (V).

- $S_{cc,amont}$: puissance de court-circuit disponible au niveau amont (VA).

Cette formule, explicitement décrite dans l'IEC 60909, est utilisée pour évaluer l'impédance équivalente de la source en fonction des caractéristiques du réseau.

Le gestionnaire du réseau électrique national (SONABEL) fournit la valeur de la puissance de court-circuit du réseau amont en **33 kV** qui est de **500 MVA**

D'où :

$$Z_{amont} = \frac{(33000)^2}{500 \times 10^6}$$
$$Z_a = 2.18 \Omega$$

La valeur de l'impédance amont est utilisée pour déterminer la résistance amont ainsi que la réactance amont. Pour décomposer Z_a en R_a et X_a , une hypothèse est souvent faite concernant le rapport entre ces deux grandeurs. Selon les recommandations techniques et les normes, ce rapport est typiquement défini comme :

$$\frac{R_a}{X_a} = 0.2$$

On en déduit alors

$$R_a = 0.2 \times X_a \quad (11)$$

De plus

$$Z_a = \sqrt{R_a^2 + X_a^2} \quad (12)$$

Par substitution (10) dans (11), l'équation à résoudre est la suivante :

$$Z_a = \sqrt{R_a^2 + X_a^2} = \sqrt{(0.2X_a)^2 + X_a^2}$$

En simplifiant, on obtient :

$$X_a = \frac{Z_a}{\sqrt{1 + (0.2)^2}} \quad (13)$$

Les valeurs obtenues sont les suivantes :

$$X_a = 2.14 \Omega \text{ et } R_a = 0.43 \Omega$$

b. Impédance de la nouvelle ligne

L'impédance de la nouvelle ligne, qui inclut celle du câble **Almelec**, est calculée comme suit :

$$Z_{ligne} = R + jX \quad (14)$$

Avec :

$$R = r \times L \quad \text{et} \quad X = x \times L$$

- R : résistance de la ligne (Ω)
- r :résistance linéique (Ω/km)
- X : réactance de la ligne (Ω)
- x :réactance linéique (Ω/km)

La réactance de la ligne a été fixé au préalable à $x=0.35 \Omega/\text{km}$

Le calcul de la résistance linéique du câble suit la formule suivante :

$$r = 100 \times \frac{\rho}{S} \quad (15)$$

D'après la partie portant sur le calcul de section des conducteurs, la valeur de la résistivité linéique de l'almelec est de $0.330 \Omega/\text{km}/100\text{mm}^2$ à 20°C . Cette valeur considéré pour une valeur de température de 60°C se détermine comme suit :

$$\rho_{60^\circ\text{C}} = k \times \rho_{20^\circ\text{C}} \quad (16)$$

$$\text{avec } k = [1 + \alpha(\theta - \theta_0)]$$

Les valeurs suivantes ont été obtenu

$$k = [1 + 0.004(60 - 20)] = 1.16$$

$$\rho_{60^\circ\text{C}} = 1.16 \times 0.330 = 0.3828 \Omega/\text{km}/100\text{mm}^2$$

D'où d'apres la formule (5) :

$$r = 100 \times \frac{0.3828}{54.6}$$

$$r = 0.7 \Omega/\text{km}$$

Etant donné la pluralité des tronçons de ligne HTA dans l'étude, il a été considéré le tronçon le plus long soit **3.94 km** pour effectuer les calculs de vérification de tenue au courant de court-circuit. Les résultats sont présentés dans le tableau (10) :

Tableau 10 : Les valeurs calculées de résistance et réactance de la ligne HTA

Résistance de ligne (Rl)	Réactance de ligne (Xl)
2.76 Ω	1.38 Ω

c. Impédance équivalente totale

L'impédance totale Z_{cc} est obtenue en combinant les deux contributions mentionnées :

$$Z_{cc} = \sqrt{(R_a + R_l)^2 + (X_a + X_l)^2} \quad (17)$$

$$Z_{cc} = 4.75 \Omega$$

D'après la formule (8) :

$$I_{cc} = \frac{33000}{\sqrt{3} \times 4.75}$$

$$I_{cc} = 4 \text{ kA}$$

IV.2.2.5 Vérification des chutes de tension dans le réseau

La chute de tension est calculée pour chaque tronçon du réseau en fonction des paramètres électriques et géométriques du tronçon, et les valeurs sont cumulées le long de la ligne pour évaluer la chute totale au point le plus éloigné.

En HTA, la chute de tension cumulée ne doit pas dépasser 5 % de la tension nominale, selon la NF C 11-201.

La figure (10) suivante donne un aperçu de la configuration de la ligne et servira de schéma de base pour le calcul des chutes de tension.

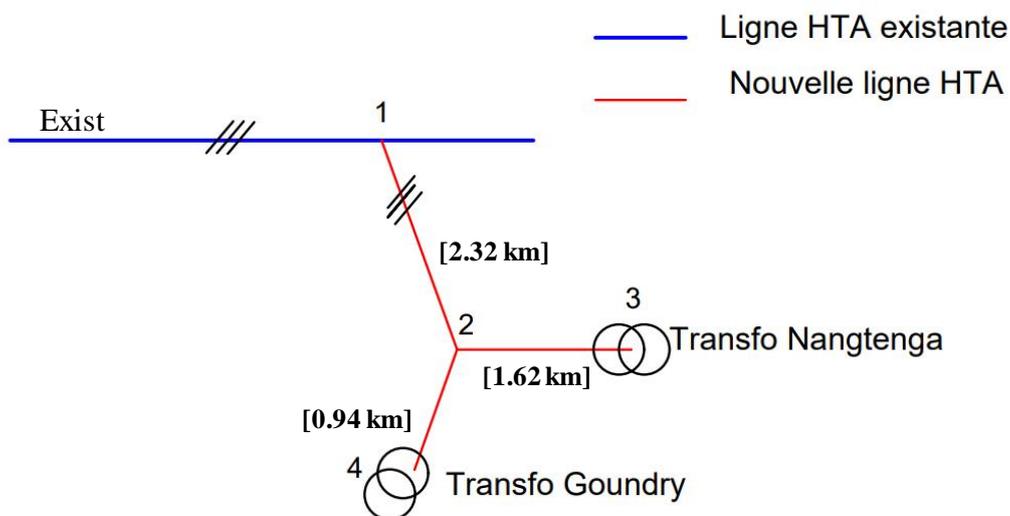


Figure 9: Schéma unifilaire du réseau HTA des localités

Exist : La ligne existante.

La chute de tension sur un tronçon est donnée par :

$$\Delta U = \sqrt{3} \times (RI \cos \phi + XI \sin \phi) \quad (18)$$

$$\text{De plus } P = \sqrt{3}UI \cos \phi$$

$$\frac{\Delta U}{U} \% = P \times D \times \frac{R_0 + X_0 \tan \phi}{U^2} \times 100 \quad (19)$$

Avec :

- P : puissance transitée dans le tronçon (MW)
- D : Longueur du tronçon (km)
- R_0 : résistance linéique du tronçon (Ω/km)
- X_0 : réactance linéique du tronçon (Ω/km)
- U : Tension du tronçon (kV)

Les résultats sont renseignés dans le tableau (11) ci-dessous :

Tableau 11: Chute de tension du réseau HTA

Tronçons	S (mm ²)	P (MW)	D (km)	U (kV)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	tan ϕ	ΔU (%)	ΔU cumul (%)
1 -- 2	54,6	0,39	2,32	33	0,7	0,35	0,48	0.07	0.07
2 -- 3	54,6	0,15	1,62	33	0,7	0,35	0,48	0.02	0.09
2 -- 4	54,6	0,24	0,94	33	0,7	0,35	0,48	0.02	0.09

IV.2.2.6 Choix des isolateurs

Dans le cas d'un réseau 33 kV avec un niveau de pollution élevé, il est essentiel d'adopter des isolateurs conformes à la CEI 60815. Cette norme recommande une ligne de fuite minimale adaptée à la pollution pour éviter les phénomènes de contournement (flashovers).

Le DAO fourni a donné des recommandations sur le niveau de pollution et une ligne de fuite minimale de 25 mm/kV

Calcul de la ligne de fuite minimale

$$L_{fuite} = U \times P_{pollution} \quad (20)$$

Avec :

- L_{fuite} : la ligne de fuite (mm)
- U : la tension assignée du réseau
- $P_{pollution}$: la ligne de fuite par kV (25 mm/kV)

$$L_{fuite} = 33 \times 25$$

$$L_{fuite} = 825 \text{ mm}$$

La ligne de fuite minimale pour chaque isolateur du réseau doit être au minimum de **825 mm**

Le choix d'isolateur en matériau composite présente les avantages d'être plus légers que les isolateurs en verre et en porcelaine. De plus il a une meilleure résistance à la pollution grâce à ses surfaces hydrophobes

Calcul des contraintes mécaniques

❖ Poids des conducteurs

$$m = \text{portée} \times \text{poids linéique} \quad (21)$$

$$F_{\text{conducteurs}} = m \times g \quad (22)$$

Avec :

- g : l'accélération gravitationnelle (9.81 m/s^2).
- m : masse du conducteur (kg)

❖ Efforts dus au vent

$$F_v = \frac{1}{2} \times \rho \times v^2 \quad (23)$$

Avec :

- F_v : force du vent
- ρ : densité de l'air (1.225 kg/m^3)
- v : vitesse du vent (30 m/s conformément aux spécifications du DAO)

Efforts totaux sur les isolateurs

$$F_{\text{total}} = F_v + F_{\text{conducteurs}} \quad (24)$$

IV.2.2.7 Choix des parafoudres

Cette démarche repose sur des critères techniques basés sur les caractéristiques du réseau, les conditions environnementales et les recommandations des normes internationales, notamment **CEI 60099-4** et **CEI 60815**.

Tension maximale permanente (U_m)

$$U_m = 1.1 \times U_n \quad (25)$$

$$U_m = 1.1 \times 33 \text{ kV} = 36 \text{ kV}$$

Cette valeur correspond à la tension maximale que le parafoudre peut supporter en

fonctionnement continu sans se dégrader.

MCOV (*Maximum Continuous Operating Voltage*)

Il s'agit de la tension maximale en fonctionnement continu que le parafoudre peut supporter sans se dégrader ou conduire de courant de fuite excessif. Autrement dit cela définit la limite en dessous de laquelle le parafoudre reste "passif" (ne conduit pas). En cas de surtension transitoire (par exemple la foudre), le parafoudre devient conducteur, dévie l'énergie vers la terre, puis revient à son état non conducteur une fois la surtension dissipée. Le MCOV doit être au moins égal ou légèrement supérieur à la tension maximale permanente (phase-neutre).

Pour le réseau de 33 kV avec une tension maximale permanente de 36 kV :

$$MCOV_{min} = \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (26)$$

$$MCOV_{min} = \frac{36}{\sqrt{3}} = 20.78 \text{ kV}$$

En tenant compte d'un coefficient de sécurité de 1.3, la valeur retenue est de :

$$MCOV = 27 \text{ kV}$$

IV.2.2.8 Choix de l'IACM

Le choix de l'IACM repose principalement sur son pouvoir de coupure. Dans le cadre de ce projet, il est mis à disposition ceux avec un pouvoir de coupure de 50A et de 100A.

Le choix se porte sur un IACM de 50 A.

IV.3 ÉTUDE ET DIMENSIONNEMENT MECANIQUE DU RESEAU ELECTRIQUE

L'utilisation de l'équation de changement d'état [18] permet de modéliser les efforts mécaniques et les déformations subies par les conducteurs en fonction des conditions climatiques.

Dans cette section, il sera détaillé l'application de cette équation dans le dimensionnement des lignes électriques et l'exploitation des fonctionnalités du logiciel CAMELIA Calcul pour optimiser les calculs et simulations.

IV.3.1 Méthode 1 : Utilisation de l'équation de changement d'état

IV.3.1.1 Introduction

Le calcul mécanique consiste à déterminer la tension des conducteurs en fonction des différentes hypothèses imposées par les conditions climatiques locales. Cela permet ensuite de définir la tension de pose, qui influence plusieurs paramètres essentiels : la hauteur des conducteurs par rapport au sol, la tension sous différentes hypothèses, la hauteur des supports, les efforts appliqués aux supports d'arrêt, d'angle et d'alignement, les efforts sur les armements,

ainsi que les distances entre conducteurs [18]. L'équation de changement d'état est alors une méthode fondamentale. Elle permet de décrire la relation entre les différentes contraintes subies par les conducteurs, telles que les variations de température, les forces mécaniques et les conditions climatiques. En tenant compte des déformations élastiques et plastiques, cette équation permet une modélisation précise du comportement des câbles

IV.3.1.2 Hypothèses climatiques

Le tableau (10) et tableau (12) ci-dessous présentent les hypothèses climatiques considérées au Burkina Faso dans les calculs mécaniques ainsi que les hypothèses de retournement et inclinaison.

Tableau 12: Hypothèses climatiques utilisées au BF

Hypothèses	Température	Pression du vent sur les conducteurs	Pression du vent sur les supports	Autres charges
A1	25 °C	200 Pa	505 Pa	0 Pa
B1	15 °C	30 Pa	90 Pa	0 Pa
A2	25°C	585 Pa	1450 Pa	0 Pa

Tableau 10 : Hypothèses de retournement et inclinaison

Hypothèse	Température [°C]	Effort du vent [Pa]
Retournement	15	30
Inclinaison	25	200

IV.3.1.3 Données géométriques de la ligne

La portée et la portée équivalente

La portée notée « a » se définit comme étant la distance horizontale entre deux supports consécutifs. Elle varie en fonctions de différents paramètres comme la zone d'implantation (agglomération ou non), la nature des supports (béton, métallique, bois). Il s'agit d'une donnée d'entrée dans le dimensionnement mécanique. La figure (11) montre une illustration de portée. La portée équivalente « a_e » est souvent calculée comme une moyenne pondérée en tenant compte des différentes portées présentes dans canton, selon leur longueur et leurs caractéristiques, comme l'indique la formule suivante :

$$a_e = \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum a_i}} \quad (27)$$

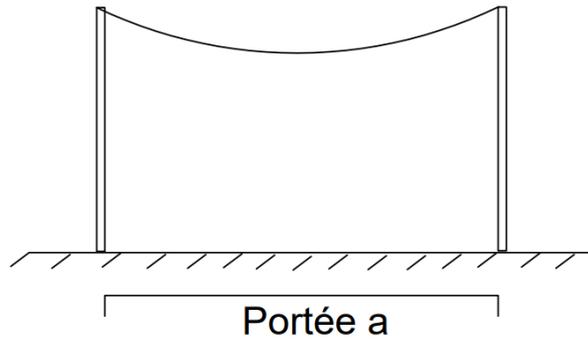


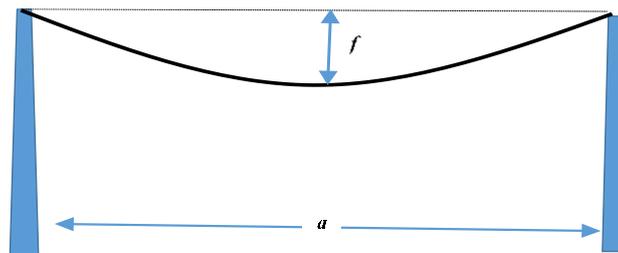
Figure 11; Représentation d'une portée

La flèche

La flèche « f » désigne la distance verticale maximale entre le point le plus bas du conducteur suspendu et la corde imaginaire reliant les points d'attache du conducteur sur deux supports consécutifs. Elle se détermine par la formule suivante et est illustrée sur la figure juste après :

$$f = \frac{a^2}{8P} \quad (28)$$

- f : la flèche en (m)
- P : le paramètre en (m)



Le canton

Le canton correspond à une portion de ligne située entre deux poteaux d'arrêt. Les arrêts étant les points fixes où les conducteurs sont solidement attachés aux isolateurs. La figure (12) suivante donne une illustration.

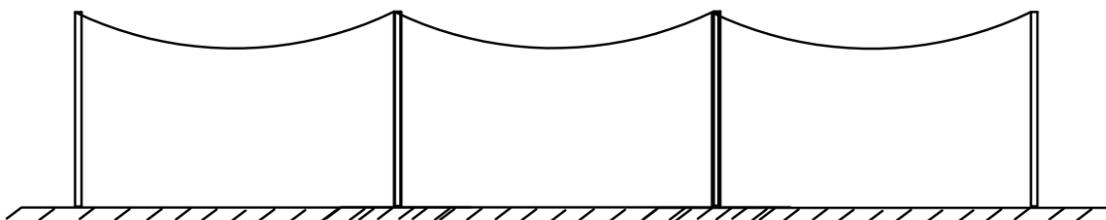
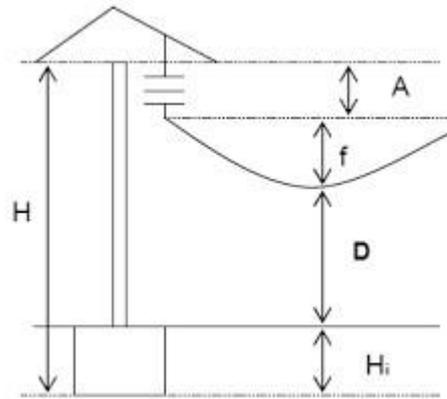


Figure 12: représentation d'un canton

La garde hors sol

La garde hors sol désigne la hauteur minimale entre le sol et le point le plus bas du conducteur de la ligne. Cette distance est cruciale pour garantir la sécurité des personnes et des biens au sol, en évitant tout contact avec les conducteurs sous tension.



- H : hauteur totale du support en (m)
- A : hauteur entre le sommet du support et la ball socket en (m)
- D : garde hors sol en (m)
- Hi : profondeur d'implantation du support en (m)
- f : flèche entre deux supports-en (m)

La garde hors sol est calculée avec la formule suivante :

$$D = H - (H_i + f + A) \quad (29)$$

IV.3.1.4 Données mécaniques de la ligne

Tension unitaire de ligne

La tension unitaire de ligne, également appelée "tension mécanique unitaire", est une grandeur utilisée pour évaluer la force appliquée sur le conducteur par unité de longueur. Elle est exprimée en newtons par mètre (N/m).

Poids linéique du conducteur

Cette grandeur représente le poids du conducteur par unité de longueur. Ce paramètre est essentiel dans les calculs mécaniques pour évaluer les forces gravitationnelles agissant sur le conducteur. Il est exprimé en newtons par mètre (N/m).

Paramètre P

Le paramètre P représente le rayon d'un cercle imaginaire associé au conducteur dans l'étude

mécanique des lignes HTA. Ce cercle est utilisé pour modéliser certaines caractéristiques physiques du conducteur, telles que les forces de traction, la flèche ou encore les effets de torsion [8]. La figure (13) montre une matérialisation de ce paramètre décrit.

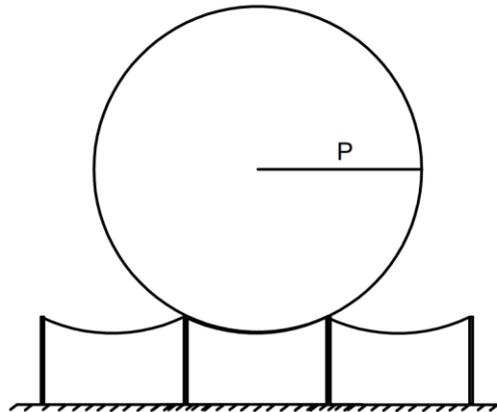


Figure 13: Représentation du paramètre P

Écartement minimale entre conducteurs

Etant donné que le choix s'est porté sur une construction de ligne aérienne en technique suspendu, la formule suivante est utilisée pour la détermination des écartements entre conducteurs :

$$e_{min} = K_c \left(K_z \sqrt{f + L} + \frac{U}{150} \right) \quad (30)$$

Avec :

- e_{min} : écartement minimale en conducteur en [m]
- f : flèche à 40°C sans vent en [m]
- L : longueur libre de la chaîne en [m]
 - ✚ $L = 0$ m pour deux ancrages successifs
 - ✚ $L = 0.5$ m pour deux alignements successifs
- U : tension de service de la ligne en [kV]
- K_c : coefficient prenant en compte la disposition des conducteurs
 - ✚ $K_c = 1$ pour les armements alternés, triangle ou en drapeau
 - ✚ $K_c = 0,8$ pour les armements en nappe horizontale (NA) ou nappe voûte (NV)
- K_z : coefficient tenant compte de la zone (vent normal ou fort)
 - ✚ $K_z = 0.9$ dans les zones à vent normal
 - ✚ $K_z = 1$ dans les zones à vent fort

En posant $f = \frac{a^2}{8P}$ et en l'intégrant dans la formule précédente, on obtient :

$$a_{max} = \sqrt{8P \times \left[\left(\frac{e}{K_c} - \frac{U}{150} \right)^2 - L \right]} \quad (31)$$

La formule (19) présente l'avantage de donner la portée maximale admise pour un type d'armement choisi ainsi qu'en tenant compte des dispositions climatiques (vent fort ou normal)

Angle de piquetage

L'angle de piquetage ou déflexion « α » est l'angle formé entre les segments de la ligne situés de part et d'autre d'un point de changement de direction. On le mesure dans le plan horizontal. Cet angle représente la déviation de la trajectoire d'une ligne lorsque celle-ci change de direction à un point de support. La figure (14) montre une représentation de la déflexion.

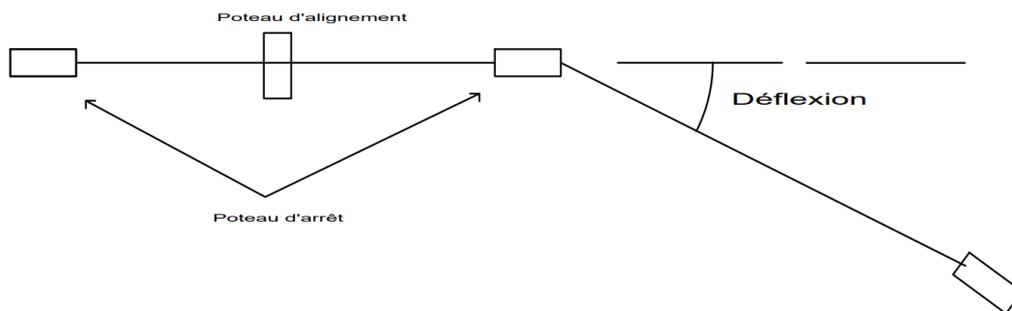


Figure 14: Illustration de la déflexion

Angle d'orientation

L'angle d'orientation Ω est l'angle entre la projection de l'axe de grande inertie du support sur un plan horizontal et une direction de référence qui est la bissectrice de la déflexion. La figure (15) suivante donne une illustration.

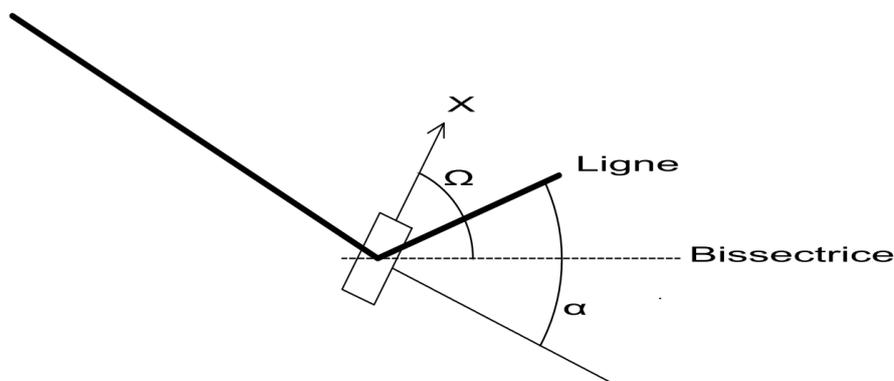


Figure 15: Illustration de l'angle d'orientation

IV.3.1.5 Calcul des efforts mécaniques exercés sur les supports

Il existe deux types d'efforts qui s'exercent sur un support de ligne électrique. Il s'agit de l'effort

du vent sur sa propre structure qui est constitué des armements et de l'effort du vent sur les conducteurs qui lui sont rattaché

IV.3.1.5.1 Efforts du vent sur un support d'alignement en technique suspendu

La figure (16) suivante montre les forces agissant sur le support

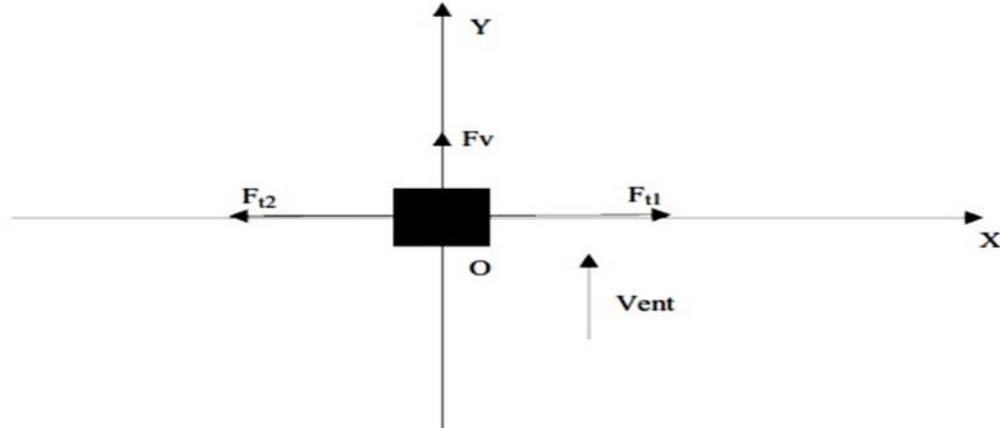


Figure 16: Efforts exercés sur un support d'alignement en technique suspendu

Le support d'alignement ou Simple Fixation (SF) est soumis aux forces F_{t1} et F_{t2} qui représente les forces exercées par les deux demis portés de part et d'autre du support, ainsi que de la force F_v qui représente la force du vent sur l'armement porté par le support.

Dans ce présent cas, les forces F_{t1} et F_{t2} s'annulent et il ne reste plus que la force F_v qui se calcule comme suit :

$$F_v = \frac{p_v \times \frac{a_1 + a_2}{2} \times n \times d_p \times h_p}{h_s} \quad (32)$$

- F_v : Effort du vent sur les conducteurs (daN)
- p_v : pression du vent sur les conducteurs (daN/m²)
- n : nombre de conducteurs de phase
- d_p : diamètre des conducteurs de phase (m)
- h_p : hauteur d'application des efforts en tête des conducteurs de phase (m)
- h_s : hauteur hors-sol du support (m)

$$F = \frac{1}{k} (F_v + F_{armement}) \quad (33)$$

- $F_{armement}$: Effort sur les ferrures et les isolateurs

- k : coefficient de déclassement prend en considération le décalage du point d'application des efforts exercés par les conducteurs par rapport à la référence normalisée, située à 0,25 mètre en dessous du sommet du support.
 - ✚ $k = 0.9$ pour les armements type Nappe Voûte
 - ✚ $k = 1$ pour les nappes d'angle ou d'arrêt fixées à 0.25m sous le sommet

IV.3.1.5.2 Efforts exercés sur un support d'arrêt simple

Soit la figure (17) suivante illustrant les forces subies par un support d'arrêt ou Arrêt Simple (AS) dans le réseau électrique :

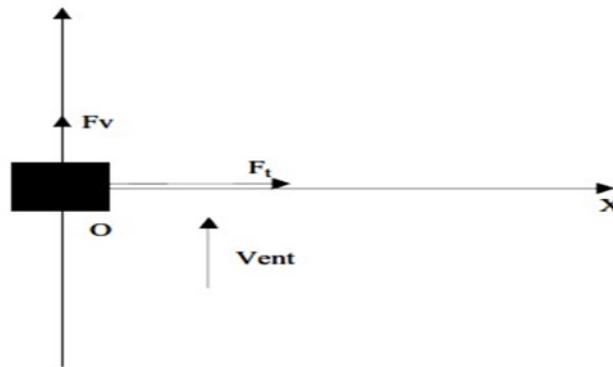


Figure 17: Efforts exercés sur un support d'arrêt

D'après la figure ci-dessous, il y'a la force de traction F_t dans le sens longitudinal des conducteurs ancrés. De plus il y'a la force F_v du vent dans le sens transversal sur les conducteurs ainsi que l'armement en place.

➤ Effort de traction

Le calcul de cet effort se fait selon la formule ci-après

$$F_t = \frac{t \times n \times S_p \times h_p}{h_s} \quad (34)$$

Avec :

- n : nombre de conducteurs
- t : tension unitaire du conducteur en (daN/mm²)
- S_p : section des conducteurs en (mm²)
- h_p : hauteur d'application des efforts en tête en (m)
- h_s : hauteur hors-sol du support en (m)

➤ Effort du vent

L'effort du vent se calcule de la manière suivante :

$$F_v = n \times V \times \frac{a}{2} + F_{armement} \quad (35)$$

Avec :

- n : nombre de conducteurs
- V : Effort linéique du vent sur les conducteurs en (daN/m)
- a : portée en (m)

Il est important de remarquer que dans le cas d'un support en arrêt double, les calculs s'effectuent selon le meme cadre qu'un support d'alignement.

IV.3.1.5.3 Efforts exercés sur un support d'angle important

Dans ce cas, la force exercée sur le support est la résultante de plusieurs forces de traction des conducteurs ainsi que la force du vent. La figure (19) suivante illustre cet ensemble :

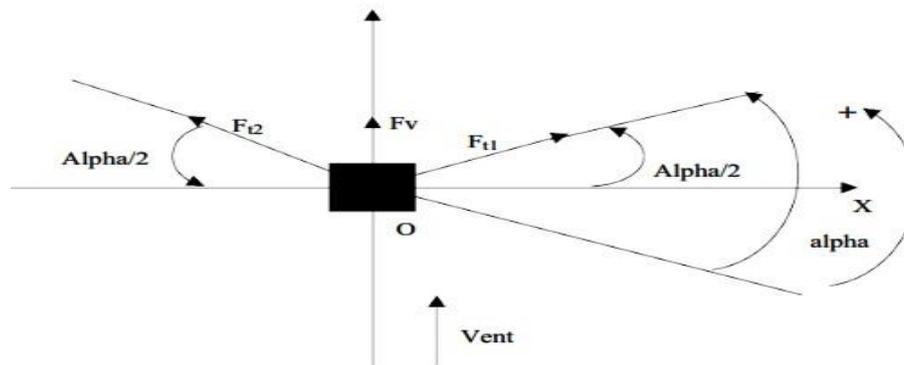


Figure 18: Efforts exercés sur un support d'angle

➤ Effort de traction des conducteurs

$$F_t = \frac{2 \times t \times \sin(\alpha/2) \times (n \times S_p \times h_p)}{h_s} \quad (36)$$

Avec :

- t : tension unitaire du conducteur en (daN/mm²)
- n : nombre de conducteurs
- S_p : section des conducteurs en (mm²)
- h_p : hauteur d'application des efforts en tête en (m)
- h_s : hauteur hors-sol du support en (m)

➤ Effort du vent

$$F_v = p_v \times \frac{a_1 + a_2}{2} \times \cos^2(\alpha/2) \times (n \times d_p \times h_p) \times \frac{10^{-3}}{h_s} \quad (37)$$

Avec :

- d_p : diamètre des conducteurs de phase (mm)
- p_v : pression du vent sur les conducteurs (daN/m²).
- h_p : hauteur d'application des efforts en tête en (m)
- h_s : hauteur hors-sol du support en (m)
- n : nombre de conducteurs

IV.3.1.6 Calcul des efforts exercés sur les armements des supports d'alignement

Les supports d'alignement sont principalement soumis à des efforts symétriques provenant des conducteurs attachés de part et d'autre du support. Ces efforts de même intensité s'annulent mutuellement, car ils agissent dans des directions contraires sur le même plan. Cependant, l'effort dû au vent constitue une contrainte significative qui ne peut être négligée.

➤ Efforts verticaux sur les armements

$$F_v = p \times \frac{a_1 + a_2}{2} \times S \quad (38)$$

Avec :

- F_v : effort vertical
- p : poids linéique du câble par unité de section
- a_1 et a_2 : portées de part et d'autre de l'armement en (m)
- S : section d câble

➤ Efforts horizontaux sur les armements

Sans angle

$$F_h = v \times \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (39)$$

- F_h : effort horizontal
- v : effort linéique sur chaque câble en (daN/m²)
- a_1 et a_2 : portées de part et d'autre de l'armement en (m)

Avec angle

$$F_h = 2 \times T \times \sin(\alpha/2) + v \times \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (40)$$

- F_h : effort horizontal
- T : traction unitaire du câble en (daN/m²)
- v : effort linéique sur chaque câble en (daN/m)

- $v = C \times P \times \emptyset$
 - C : coefficient de trainée du câble pris égal à 1.45
 - P : pression du vent sur le conducteur dans une des hypothèses considérées (daN/m²)
 - \emptyset : diamètre nominal du câble en (m), pris égal à 3.15 mm pour un câble en almélec de 54.6 mm²
- a_1 et a_2 : portées de part et d'autre de l'armement*

La résultante des forces se calcul comme suit :

$$NV = \sqrt{F_v^2 + F_h^2} \quad (41)$$

IV.3.1.7 Calcul des efforts sur les armements d'encrage ou d'angle

Les efforts s'exerçant sur les armements en Nappe d'arrêt se calcules comme suit :

$$NAX = \frac{F_t + (0.5 \times F_v) + (0.3 \times F_h)}{3} \quad (42)$$

Avec :

- F_t : effort de traction des conducteurs
- F_h : effort horizontal
- F_v : effort vertical

IV.3.1.8 Dimensions des fondations et la profondeur d'implantation des supports

➤ Profondeurs d'implantation

Le tableau (13) suivant présente le mode de calcul de la profondeur d'implantation

Tableau 13 : Profondeur d'implantation des supports

Effort du support [kN]	Profondeur d'implantation [m]	
	Ks = 1.2	Ks = 1.75
$F \leq 6.5$	$p = \frac{H}{10} + 0.5$	$p = \frac{H}{10} + 0.7$
$F > 6.5$	$p = \frac{H}{10} + 1.3$	$p = \frac{H}{10} + 1.5$

Le facteur Ks désigne le coefficient de stabilité de la fondation. Il est pris égal à 1.2 pour les supports d'alignement et 1.75 pour tous les autres types de supports.

➤ Fondation des supports

$$V_f = L_f \times l_f \times p \quad (43)$$

Avec :

$$L_f = p + (l_s \times K_s)$$

$$l_f = p + K_s$$

- V_f : volume de la fondation en $[m^3]$
- L_f : Longueur de la fouille en [m]
- l_f : largeur de la fouille en [m]
- p : profondeur de fouille en [m]
- l_s : diamètre du support en [m]

IV.3.2 Méthode 2 : utilisation du logiciel CAMELIA Calcul

Cette méthode permet une modélisation précise des contraintes mécaniques.

IV.3.2.1 Saisie des hypothèses climatiques

La figure (19) ci-dessous montre la fenêtre de saisie des données climatiques sur CAMELIA Calcul. Il s'agit de la première des étapes

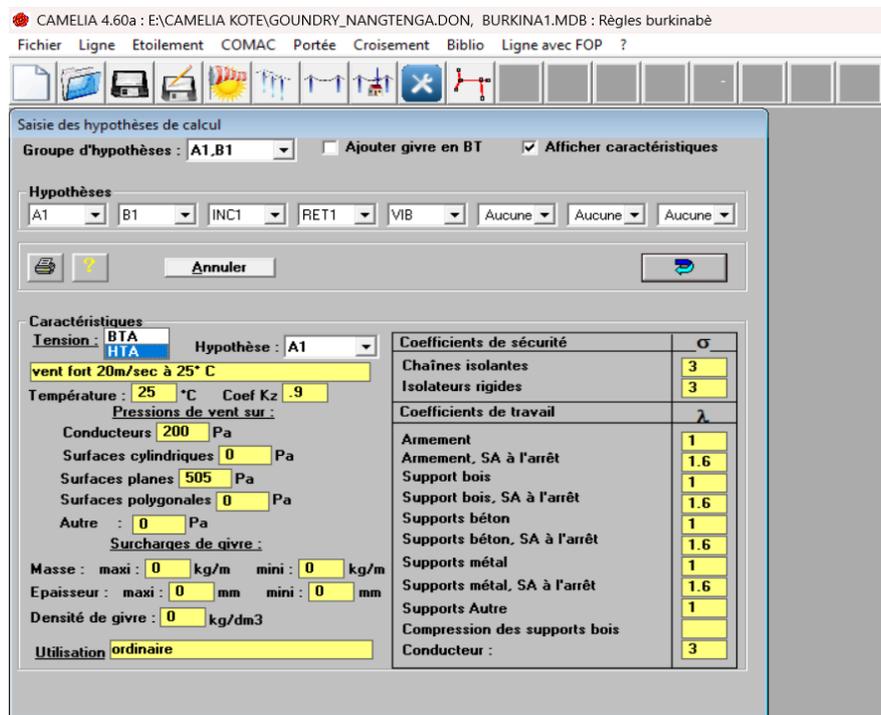


Figure 19 : Interface de saisie des hypothèses climatiques

IV.3.2.2 Saisie des supports

Cette interface a permis de saisir les données sur les supports constituant la ligne avec les différentes caractéristiques des supports, les portées entre supports et les angles de piquetage. Le premier support est nommé EXI car il s'agit du support de la ligne existante. Cette notation

permet de le marquer dans le logiciel pour qu'il ne soit pas pris en compte lors de la simulation. La figure (20) présente cette interface.

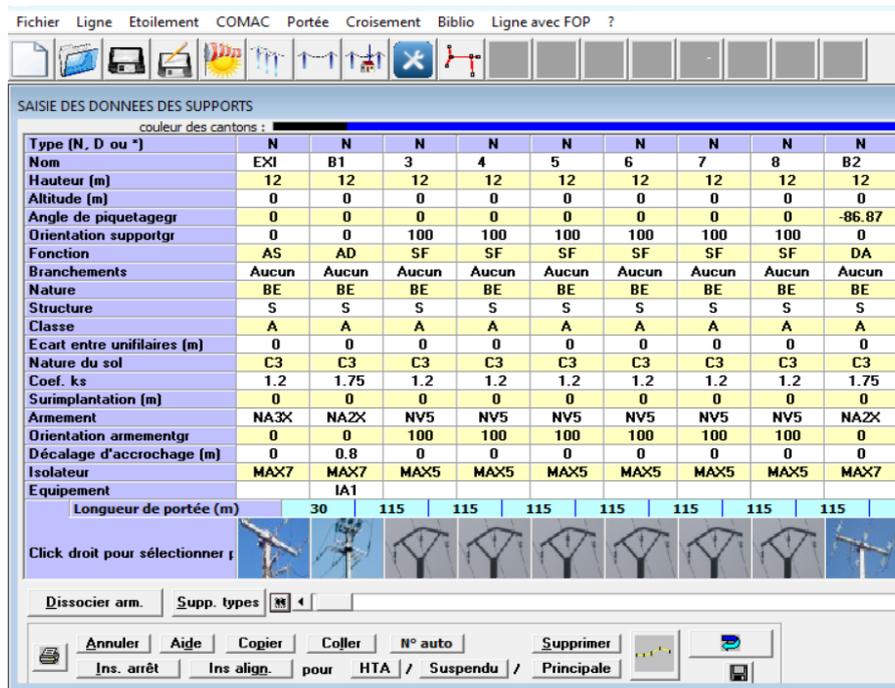


Figure 20 : : Interface de saisie des supports

IV.3.2.3 Saisie des cantons

La figure (21) suivante présente l'interface de saisie des données du canton N°1 dans le logiciel :

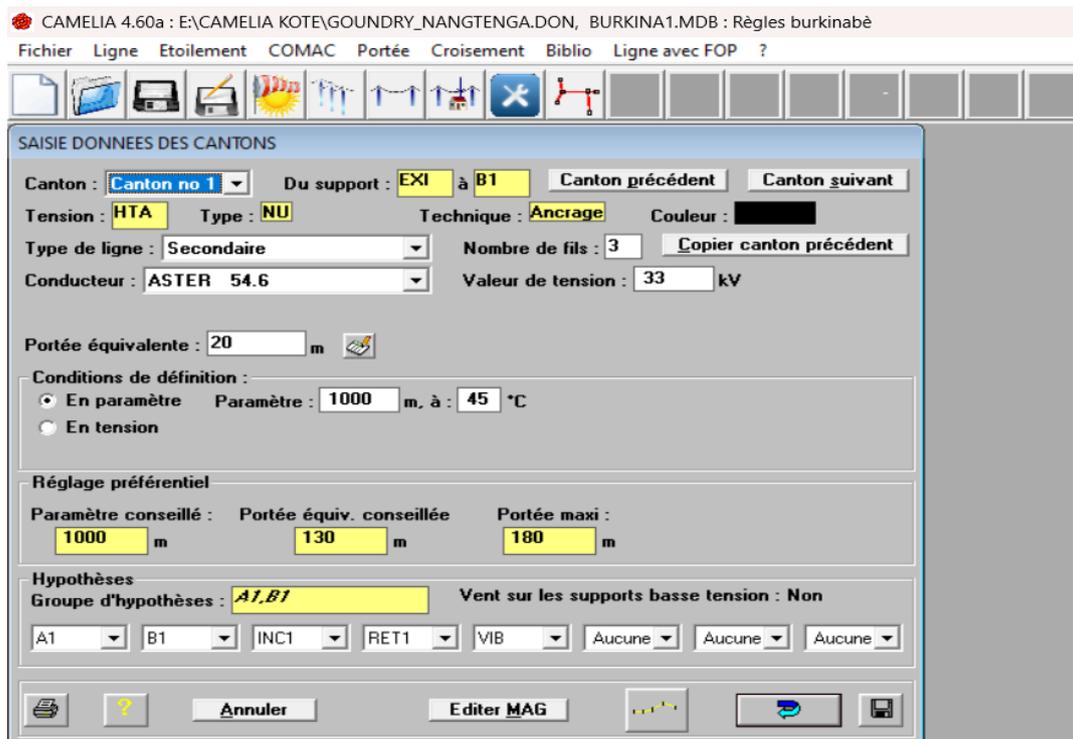


Figure 21 :Interface de saisie des données du canton N 1

Les interfaces de présentation des résultats de simulation sont données en (Annexe 11) , (Annexe 12) et (Annexe 13) de ce document.

IV.4 ÉTUDE ET DIMENSIONNEMENT DU RESEAU BTA DES LOCALITES

IV.4.1 Présentation du Réseau BT

La figure (22) et figure (23) suivantes montrent le tracé du réseau BT pour les deux différentes localités.

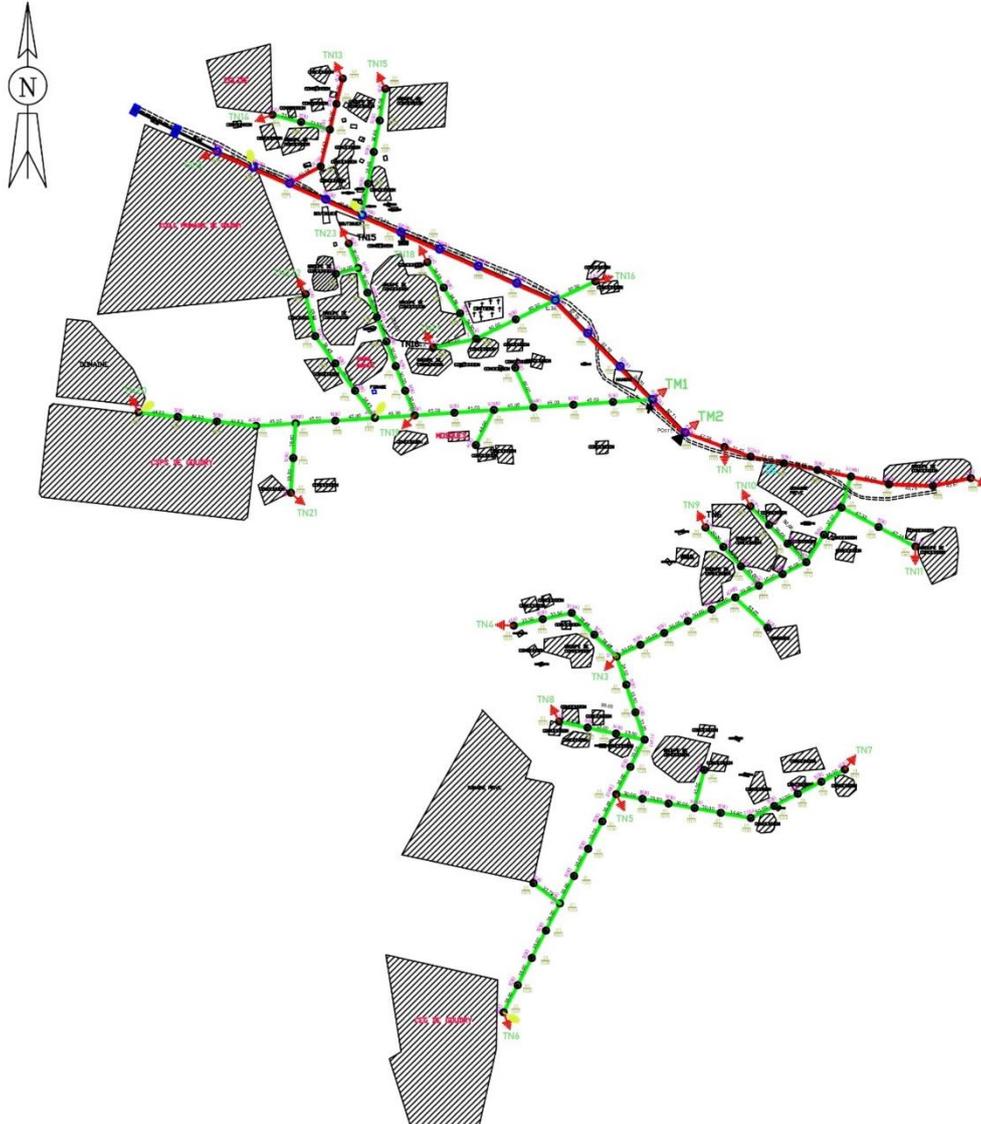


Figure 22: Tracé du réseau BT de GOUNDRY

NB : Pour une meilleure lisibilité, une version papier de ce plan à l'échelle 1/2000è est jointe au document.

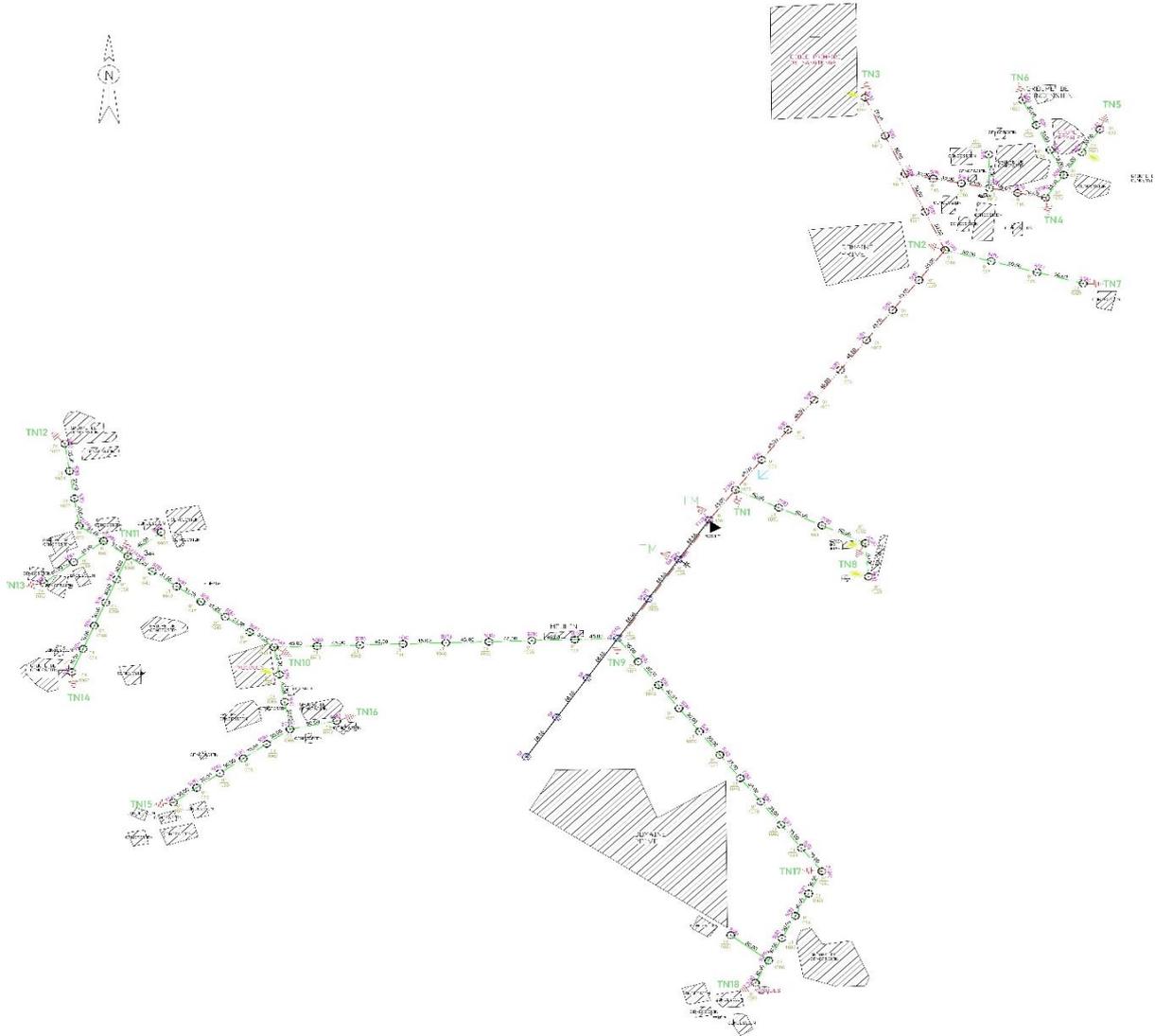


Figure 23 : Tracé du réseau BT de NANGTENGA

NB : Pour une meilleure lisibilité, une version papier de ce plan à l'échelle 1/2000è est jointe au document.

IV.4.2 Calculs des chutes de tension

Rappelons l'expression de la chute de tension ci-dessous :

$$\frac{\Delta U}{U} \% = P \times D \times \frac{R_0 + X_0 \cdot \tan \phi}{U^2} \times 100 \quad (44)$$

En posant les 03 relations suivantes :

$$R = R_0 \times D$$

$$X = X_0 \times D$$

$$k = \frac{R_0 + X_0 \cdot \tan \phi}{U^2} \times 100$$

On obtient :

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = k \times P \times D \quad (45)$$

Avec :

- P : Puissance transitée en kW
- D : Distance du tronçon en km

Les valeurs du coefficients k sont données par le Tableau (14) suivant :

Tableau 14 : Choix des valeurs de k en basse tension [16]

Nature	Section en mm ²	Intensité admissible « A »	k en (kW.km) ⁻¹ réseau 230/400 V	k en (kW.km) ⁻¹ réseau 130/230 V
Câbles faisceau de distribution aérienne (autoporté)	3x25 + NP	112 A à 30 °C	0,99	2,97
	3 x 35 + NP	138 A à 30 °C	0,72	2,16
	3 x 50 + NP	168 A à 30 °C	0,54	1,62
	3 x 70 + NP	213 A à 30 °C	0,42	1,26
	3 x 150 + NP	344 A à 30 °C	0,23	0,69
Câbles souterrains norme UTE.NFC 33-210 (âme aluminium, isolant PR) PR) HN33.S.33	3 x 35 + N35	120 A à 20 °C	0,72	2,16
	3 x 50 + N50	140 A à 20 °C	0,54	1,62
	3 x 95 + N50	210 A à 20 °C	0,28	0,84
	3 x 150 + N70	280 A à 20 °C	0,20	0,60
	3 x 240 + N95	370 A à 20 °C	0,13	0,39
Aérien nu en cuivre	4 x 7	70 A	1,89	5,67
	4 x 10	80 A	1,35	4,05
	4 x 16	100 A	0,89	2,67
	4 x 25	130 A	0,62	1,86
	4 x 35	180 A	0,48	1,44
	4 x 38	200 A	0,45	1,35

Les valeurs de chutes de tension sont données dans le tableau (15) et tableau (16) suivants :

Tableau 15 : Chute de tension du réseau BTA à GOUNDRY

Tronçon	P (kW)	D (m)	Section (mm ²)	k (kW/km)-1	Delta U (%)	Delta U cumulée (%)
TA	20	194,95	3×70mm ² + 54,6mm ² + 16 mm ²	0,42	1,64	5,32
AB	11	137,51	3×70mm ² + 54,6mm ² + 16 mm ²	0,42	0,64	
AC	9	351,02	3×35mm ² + 54,6mm ² + 16 mm ²	0,72	2,27	
CD	4	138,36	3×35mm ² + 54,6mm ² + 16 mm ²	0,72	0,40	
CE	5	170	3×35mm ² + 54,6mm ² + 16 mm ²	0,72	0,61	
EF	4	274,6	3×35mm ² + 54,6mm ² + 16 mm ²	0,72	0,79	
EG	6	280	3×35mm ² + 54,6mm ² + 16 mm ²	0,72	1,21	

TH	23	210,81	$3 \times 70 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,42	2,04	3,86
HI	10	203,61	$3 \times 35 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,72	1,47	
HJ	13	231,08	$3 \times 70 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,42	1,26	
JL	7	90,04	$3 \times 70 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,42	0,26	
JK	6	146,64	$3 \times 35 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,72	0,63	
LM	5	143,58	$3 \times 70 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,42	0,30	
LN	2	89,8	$3 \times 70 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,42	0,08	
TO	15	270	$3 \times 35 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,72	2,92	5,18
OP	5	210	$3 \times 35 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,72	0,76	
OQ	10	313,89	$3 \times 35 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,72	2,26	

Tableau 16: Chute de tension du réseau BTA à NANGTENGA

Tronçon	P (kW)	D (m)	Section (mm ²)	k (kW/km)-1	Delta U (%)	Delta U cumulée (%)
TA	25	45	$3 \times 70 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,42	0,47	6,15
AB	4	190	$3 \times 35 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,72	0,55	
AC	21	360	$3 \times 70 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,42	3,18	
CD	2	150	$3 \times 35 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,72	0,22	
CE	19	100	$3 \times 70 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,42	0,80	
EF	12	150	$3 \times 70 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,42	0,76	
EG	7	100	$3 \times 70 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,42	0,29	
FH	10	132	$3 \times 35 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,72	0,95	
TI	16	170,66	$3 \times 70 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,42	1,15	5,24
IJ	5	500	$3 \times 35 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,72	1,80	
IK	11	360	$3 \times 35 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,72	2,85	
KL	5	249	$3 \times 35 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,72	0,90	
KM	6	187,5	$3 \times 35 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,72	0,81	
MN	4	150	$3 \times 35 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,72	0,43	
MO	2	161,5	$3 \times 35 \text{mm}^2 + 54,6 \text{mm}^2 + 16 \text{mm}^2$	0,72	0,23	

À ce stade, les aspects techniques étant consolidés, la suite se concentre sur les impacts environnementaux et sociaux ainsi que sur la viabilité économique du projet.

V PLAN DE GESTION ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL

V.1 INTRODUCTION

D'après le *Décret N°2015-1187/PRES-TRANS/PM/MERH/MATD/MME/MS/MARHASA/MRA/MICA/MHUMIDT/MCT portant conditions et procédures de réalisation et de validation de l'évaluation environnementale stratégique, de l'étude et de la notice d'impact environnemental et social*, le présent projet de distribution d'électricité en milieu rural est classé dans le secteur d'activité **9-ENERGIE** dans la catégorie **Production et Distribution d'énergie : tension ≤ 225 kV**. Il s'agit donc d'un projet classé en catégorie B, ce qui implique qu'il requiert l'élaboration d'une Notice d'Impact Environnemental et Social (NIES). Un extrait dudit décret en présenté en [Annexe 15](#). Cette NIES a déjà été réalisée dans le cadre du lancement du DAO et a été rendu disponible. Ainsi, dans le cadre de notre étude, nous avons directement proposé un Plan de Gestion Environnementale et Sociale (PGES), prenant en compte les mesures d'atténuation et de suivi environnemental et social adaptées aux spécificités du projet

Le PGES constitue une composante essentielle du projet, visant à identifier, évaluer et gérer les impacts potentiels sur l'environnement et les communautés locales. Ce plan assure que le projet se déroule de manière durable, en minimisant les effets négatifs et en maximisant les bénéfices sociaux et environnementaux.

V.2 ÉTAT DES LIEUX ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL

V.2.1 Aspect environnemental

Le Plateau Central est caractérisé par un climat tropical semi-aride, avec une saison sèche prédominante et des précipitations annuelles moyennes d'environ 503 mm. La végétation est principalement composée de savanes boisées et arbustives, tandis que les sols sont constitués de latérite. La région est sujette à des phénomènes climatiques, tels que des sécheresses prolongées et des inondations soudaines, exacerbant la dégradation des sols et la désertification. Ces conditions environnementales défavorables augmentent la vulnérabilité des écosystèmes et des populations locales [19].

V.2.2 Aspect social

La région du Plateau Central est majoritairement rurale et dépendante de l'agriculture et de l'élevage. Le taux de pauvreté y est significatif, touchant plus du tiers de la population, avec une incidence plus élevée en milieu rural. L'accès limité aux services de santé et aux

infrastructures éducatives, combiné à un taux d'alphabétisation relativement faible, entrave les opportunités économiques et la qualité de vie des habitants. Les défis socio-économiques sont exacerbés par une vulnérabilité accrue aux aléas climatiques, compromettant la sécurité alimentaire et les moyens de subsistance des communautés locales [20].

V.3 IDENTIFICATION DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX

L'objectif visé dans cette section est d'identifier les impacts positifs et négatifs potentiels du projet. Le tableau (17) présente les activités source d'impact et les risques liés.

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

Tableau 17 : Identification des impacts potentiels du projet

Activités source d'impact	Description	Risques	Nature	Étendue
Sur le plan environnemental				
Déboisement et défrichage	Abattage d'arbres et défrichage de la végétation pour le couloir destiné à la ligne.	<ul style="list-style-type: none"> • Destruction d'habitats naturels, entraînant la perte de biodiversité. • Perturbant des déplacements et des interactions des espèces. 	Négatif	Forte
creusement des fondations	Travaux de terrassement pour l'installation des supports	<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation de l'érosion des sols 	Négatif	Forte
Utilisation de véhicules et d'équipements lourds	Déplacement de machines lourdes sur le site pour le transport et l'installation des	<ul style="list-style-type: none"> • Compaction des sols, réduisant leur perméabilité et affectant la croissance végétale • Émissions de polluants atmosphériques et sonores, perturbant la faune locale et la qualité de l'air. 	Négatif	Forte
Gestion des déchets de construction	Génération de déchets solides et liquides lors des travaux.	<ul style="list-style-type: none"> • Contamination des sols et des eaux locales • Risque pour la santé humaine et animale en raison de la présence de substances toxiques. 	Négatif	Forte
Installation des lignes électriques aériennes	Pose de câbles électriques sur les supports	Perturbation visuelle du paysage, pouvant affecter les écosystèmes locaux.	Négatif	Moyenne
Travaux en zones humides	Construction à proximité de ressources en eau	<ul style="list-style-type: none"> • Perturbation des écosystèmes aquatiques. • Risque de pollution de l'eau par les sédiments ou les contaminants 	Négatif	Moyenne
Sur le plan social				
Amélioration de la qualité de vie		<ul style="list-style-type: none"> • Accès à l'électricité permettant l'éclairage, l'éducation, l'accès à l'information et le développement des activités économiques. • Réduction de la dépendance aux énergies traditionnelles (bois, charbon) et des effets nocifs associés (fumées nocives, déforestation). 	Positif	Forte
Déplacements involontaires		<ul style="list-style-type: none"> • Nécessité de réquisitionner des terres ou de relocaliser des ménages situés dans le couloir de passage du réseau. 	Négatif	Moyenne
Santé et sécurité		<ul style="list-style-type: none"> • Risques d'accidents liés aux travaux (électrocution, chutes, manipulation d'équipements lourds) • Pollution sonore pouvant affecter les habitants 	Négatif	Forte

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

Changement d'affectation des terres	Conversion de terres agricoles ou naturelles en zones d'infrastructures électriques.	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de terres cultivables, impactant la production agricole locale • Modification des usages traditionnels des terres, pouvant entraîner des conflits sociaux. 	Négatif	Moyenne
Perturbation des activités locales	Interférence avec les activités quotidiennes des communautés locales en raison des travaux de construction	<ul style="list-style-type: none"> • Dérangement des pratiques agricoles et pastorales. • Accès restreint aux zones des travaux 	Négatif	Moyenne
Emploi et économie locale	Opportunités d'emploi temporaire pour les résidents locaux pendant la phase de construction.	<ul style="list-style-type: none"> • Création d'emplois temporaires, stimulant l'économie locale. 	Positif	Forte

V.4 MESURES DE REPONSES ET DE GESTION DES IMPACTS

Les mesures d'atténuation et de bonification proposées visent à minimiser les impacts négatifs et à maximiser les retombées positives du projet, tout en assurant une gestion environnementale et sociale responsable. Le tableau (18) ci-dessous présente les activités source d'impact, leur nature, ainsi que les actions spécifiques à mettre en œuvre pour répondre efficacement aux enjeux identifiés.

Tableau 18 : Les mesures de gestion des impacts du projet

Activités source d'impact	Mesure d'atténuation/Bonification
Sur le plan environnemental	
Déboisement et défrichage	<ul style="list-style-type: none"> • Reboisement et compensation écologique pour les arbres abattus
creusement des fondations	<ul style="list-style-type: none"> • Restauration des zones érodées après les travaux
Utilisation de véhicules et d'équipements lourds	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation de véhicules aux normes d'émission, • Limitation des vitesses et plan de réduction du bruit.
Gestion des déchets de construction	<ul style="list-style-type: none"> • Collecte et tri des déchets, • Recyclage
Installation des lignes électriques aériennes	<ul style="list-style-type: none"> • Planification pour limiter l'impact visuel
Travaux en zones humides	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi des écosystèmes aquatiques pour en maximiser la protection • Sensibilisation des travailleurs.
Sur le plan social	
Amélioration de la qualité de vie	<ul style="list-style-type: none"> • Sensibilisation des populations locales sur les usages de l'électricité pour améliorer l'éducation et la productivité économique.
Déplacements involontaires	<ul style="list-style-type: none"> • Mise en place d'un comité de gestion des plaintes • Accompagnement des ménages relocalisés.
Santé et sécurité	<ul style="list-style-type: none"> • Formation des travailleurs, équipements de protection individuelle, réduction du bruit et gestion des risques d'accident. • Présence d'un responsable Hygiène Santé Environnement (HSE)
Changement d'affectation des terres	<ul style="list-style-type: none"> • Concertation avec les parties prenantes locales pour éviter les tensions.
Perturbation des activités locales	<ul style="list-style-type: none"> • Coordination avec les communautés pour minimiser l'impact sur les pratiques agricoles et accès aux zones.
Emploi et économie locale	<ul style="list-style-type: none"> • Formation professionnelle pour les emplois créés et encouragement à des activités économiques durables.

Pour s'assurer de l'efficacité des mesures d'atténuation et de bonification mises en œuvre Les indicateurs de suivi proposés sont dans le tableau (15) suivant :

Tableau15 : Les indicateurs et mesures de suivi des impacts

Indicateurs de suivi	Méthodes de mesure	Fréquence
Nombre d'arbres replantés	Inspection visuelle et rapport d'activité de reboisement	Mensuelle
Réduction du taux d'érosion dans les zones affectées.	Analyse des sols et mesures topographiques.	Trimestrielle
Niveau de pollution atmosphérique et sonore (dB, particules).	Mesures avec des capteurs environnementaux.	Hebdomadaire
Quantité de déchets collectés, triés et recyclés	Suivi des bordereaux de collecte et rapports	Hebdomadaire
Satisfaction des communautés locales concernant l'intégration paysagère.	Enquêtes auprès des résidents et photographies des sites.	Semestrielle
Qualité de l'eau et biodiversité après travaux	Analyses chimiques et suivi faunistique.	Trimestrielle
Taux d'accès à l'électricité dans les zones concernées	Nombre de compteurs installés et connectés	Annuellement
Pourcentage de ménages indemnisés ou relocalisés	Rapport des autorités locales et enquêtes auprès des résidents	Mensuelle
Nombre d'accidents enregistrés sur le chantier avec ou sans arrêt de travail	Rapports de santé et sécurité du chantier.	Hebdomadaire
Superficie des terres agricoles préservées ou compensées.	Inspection physique et relevés	Trimestrielle
Nombre de plaintes des habitants liées aux travaux.	Base de données de suivi des plaintes	Mensuelle
Nombre de postes locaux et nombre d'heure de travail réalisé par les employés locaux	Rapports RH et sondages	Trimestrielle

L'analyse révèle que les impacts du projet sont globalement positifs, avec des contributions significatives à l'amélioration des conditions de vie et au développement socio-économique local. Les enjeux environnementaux étant adressés, la prochaine étape est d'évaluer la faisabilité financière, élément déterminant pour assurer la réalisation du projet.

VI ESTIMATION FINANCIERE DU PROJET

VI.1 INTRODUCTION

L'évaluation financière vise à analyser les coûts associés à la mise en œuvre, à l'exploitation et à la maintenance des infrastructures, tout en évaluant les revenus prévisionnels. Cette section présente une analyse des aspects financiers, en s'appuyant sur des indicateurs clés de rentabilité.

VI.2 COUTS DU PROJET

Le coût global du projet comprend l'investissement initial ou Capital Expenditure (CAPEX) et le coût d'exploitation et maintenance ou Operating Expenditure (OPEX)

Dans le cas du présent projet, les estimations des coûts présentés dans le tableau ci-dessous :

CAPEX (FCFA)	OPEX (FCFA)
129 661 055	6 483 053

Les détails des calculs du CAPEX sont présentés dans un tableau en (Annexe 9) de ce document. Il faut toutefois noter que la valeur pour l'OPEX est issue d'une estimation à 5% du coût initial du projet [21].

VI.3 COUT DU CYCLE DE VIE

Le coût du cycle de vie (LCC - Life Cycle Cost) est une approche d'analyse économique qui permet d'évaluer le coût total du projet en intégrant l'ensemble des dépenses liées à son cycle de vie. Pour ce projet d'électrification HTA/BTA, le LCC prend en compte :

- Le CAPEX
- L'OPEX
- Les coûts de fin de vie : démantèlement et recyclage des équipements en fin de service.

L'objectif du LCC est de fournir une vision économique globale afin d'optimiser la prise de décision et de garantir la rentabilité du projet sur le long terme

$$LCC = CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+r)^t} + \frac{C_{fin}}{(1+r)^n} \quad (46)$$

$$\text{avec } \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+r)^t} = OPEX \times \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r}$$

Et :

- C_{fin} : coût de fin de vie (en FCFA)
- r : taux d'actualisation : 10% [22]
- n : durée de vie du projet pris égale à 20 ans qui est la durée standard d'exploitation des réseaux HTA/BT

Pour simplifier les calculs, nous avons supposé que les coûts de fin de vie étaient nuls, ce qui permet d'obtenir une estimation plus directe du coût global du projet

$$LCC = 129\,661\,055 + 6\,483\,052,63 \times \frac{1 - (1 + 0.10)^{-20}}{0.1}$$

$$\mathbf{LCC = 185\,498\,237,63\ FCFA}$$

L'analyse du LCC montre que le coût total du projet sur 20 ans s'élève à environ **185,5 millions FCFA**. On constate que les coûts d'exploitation et de maintenance représentent environ **30% du coût total**, ce qui confirme l'importance d'une bonne gestion des infrastructures électriques pour minimiser les dépenses récurrentes.

L'analyse financière étant réalisée, nous synthétiserons les résultats techniques, économiques, et environnementaux obtenus dans cette dernière partie.

VII RESULTATS ET ANALYSES

Cette section vise à analyser les résultats obtenus en lien avec les objectifs initiaux définis, tout en évaluant les performances techniques, économiques, et environnementales du projet.

VII.1 RAPPEL DES OBJECTIFS ET LIVRABLES INITIAUX

Les objectifs initiaux définis incluent :

- ✚ La conception des réseaux électriques HTA et BTA pour alimenter les deux localités en énergie électrique fiable
- ✚ Le dimensionnement optimal des différentes composantes
- ✚ L'évaluation financière du projet
- ✚ L'Analyse environnementale pour identifier et atténuer les impacts négatifs du projet

Les Livrables attendus incluent

- ✚ Les plans de conception
- ✚ Les études techniques
- ✚ Le carnet de piquetage
- ✚ Le rapport final avec recommandations.

VII.2 RESULTATS TECHNIQUES ISSUS DU CALCUL MANUEL

VII.2.1 Dimensionnement électrique

- ✚ Les calculs montrent que les pertes en tension sont inférieures à 5 % pour le réseau HTA 33 kV et à 8 % pour le réseau BTA interne des localités de Goundry et Nangtenga.
- ✚ Pour le réseau HTA, la section retenue pour le conducteur est de 54,6 mm² en almélec. Pour le réseau BTA, les câbles torsadés 3×70 mm²+ 1×54.6 mm²+ 1×16 mm² et 3×35 mm²+ 1×54.6 mm²+ 1×16 mm² sont retenus. Ces sections de câble garantissent une capacité suffisante pour répondre à la demande énergétique projetée sur 15 ans.
- ✚ Les valeurs de courant de court-circuit calculées avec la méthode des impédances montrent un maximum de 3,2 kA sur 1 seconde. En comparaison, les câbles en almélec de 54,6 mm² peuvent supporter un courant maximal de 4,18 kA sur la même durée. Cette analyse confirme une marge de sécurité de 22 %

VII.2.2 Dimensionnement Mécanique

VII.2.2.1 Limites des cantons

Le tableau (20) ci-dessous présente un récapitulatif de la configuration des cantons obtenu par le calcul manuel :

Tableau 19 : Limites des cantons avec le calcul manuel

Canton	Limites du Cantons	Longueur du Cantons	Conducteurs (mm ²)
Canton 1	EXI-B1	30 m	Almelec 54,6
Canton 2	B1-B4	1 090,31 m	Almelec 54,6
Canton 3	B4-B8	1 228,32 m	Almelec 54,6
Canton 4	B8-B11	941,42 m	Almelec 54,6
Canton 5	B8-B13	1 616,53 m	Almelec 54,6

VII.2.2.2 Flèches, implantation, garde hors et écartement entre conducteurs de phase

Les résultats issus du calcul manuel des flèches entre deux supports, les gardes hors sol, les dimensions de fouilles et les écartements entre les conducteurs de phase sont présentés dans le Tableau (Annexe 2) de ce document.

VII.2.2.3 Efforts mécaniques exercés sur les supports

Les résultats issus du calcul manuel des efforts qui s'exercent sur les différents supports sont présentés dans le Tableau (Annexe 3) de ce document

VII.2.2.4 Efforts mécaniques exercés sur les armements des supports

Les résultats issus du calcul manuel des efforts qui s'exercent sur les différents armements des supports sont présentés dans le Tableau (Annexe 4) de ce document

VII.2.2.5 Résumé des choix issus du calcul manuel

Le tableau (21) suivant présente une synthèse des choix techniques issus de la méthode de calcul manuel. Il s'agit du choix des types de poteaux en fonctions de leur effort en tête et du choix des armements d'alignement et arrêts. Par ailleurs les fiches techniques des supports et armements sont données en (Annexe 7) et (Annexe 8) de ce document.

Tableau 20 : Choix des supports et armements avec la méthode de calcul manuel

Synthèse des choix des supports et armements						
Canton	Support d'alignement	Support d'ancrage	Support d'arrêt	Armement d'alignement	Armement d'encrage	Armement d'arrêt
Canton 1			PBP 12 C 800			NA2X-2500
Canton 2	PBP 12 C 400	PBP 12 C 400	PBP 12 C 800	NV5-60*60	NA2X-2500	NA2X-2500
Canton 3	PBP 12 C 400	PBP 12 C 400	PBP 12 C 800	NV5-60*60	NA2X-2500	NA2X-2500
Canton 4	PBP 12 C 400	PBP 12 C 400	PBP 12 C 1250	NV5-60*60	NA2X-2500	NA2X-2500
Canton 5	PBP 12 C 400	PBP 12 C 800	PBP 12 C 800	NV5-60*60	NA2X-2500	NA2X-2500

Dans la suite, il est présenté les analyses liées aux résultats obtenues :

- ✚ Le tracé du couloir de la ligne HTA 33 kV présente plusieurs sommets, résultant des contraintes liées à l'évitement des obstacles, nécessitant des déviations et générant ainsi des points d'angles le long du parcours.
- ✚ La longueur moyenne des cantons du réseau HTA 33 kV, est comprise entre 1000 m et 1600 m. Ces valeurs respectent les dispositions de la norme NF C 11-201 qui préconise des portées de moins de 2000 m et 12 à 15 portées maximales pour les lignes HTA secondaires.
- ✚ La plus petite valeur de la portée est de 33,94 m et la plus grande valeur de portée est de 116,05 m pour le réseau HTA.
- ✚ Les résultats montrent que les flèches varient entre une valeur minimale de 0,14 m et une valeur maximale de 1,65 m. La flèche de la portée molle de raccordement à la ligne HTA existante est de 0,14 m.
- ✚ Les écartements minimaux entre les trois conducteurs de phases du réseau HTA aérien sont compris entre 0,48 m et 0.9 m dans les conditions de vents forts. Ces résultats ont contribué à guider le choix des armements NV5 qui respectent ces conditions.
- ✚ Les valeurs pour les gardes hors sol des câbles HTA sont comprises entre 6,62 m et 8,52 m. Ces valeurs sont satisfaisantes car la norme NF C 11-201 impose un minimum de 6 m
- ✚ Les valeurs de déflexions (angle de piquetage) varient entre 89.71 grades et 3.63 grades. Ces valeurs ont permis de choisir les supports en Double Ancrage (DA).
- ✚ L'effort calculé sur le support équipé de l'IACM s'élève à 410,14 daN. Les efforts maximaux observés sur les supports AS atteignent également 747,25 daN, tandis que ceux des supports SF s'élèvent à 181,36 daN. Ces valeurs ont orienté le choix vers des supports PBP 12C-800 pour les arrêts et PBP 12C-400 pour les SF.

VII.3 RESULTATS TECHNIQUES ISSUS DU CALCUL AVEC LE LOGICIEL CAMELIA CALCUL

Le tableau (22) suivant présente une synthèse des choix techniques issus de la méthode de calcul avec le logiciel.

Tableau 21: Choix des supports et armements avec le logiciel CAMELIA Calcul

Synthèse des choix des supports et armements						
Canton	Support d'alignement	Support d'ancrage	Support d'arrêt	Armement d'alignement	Armement d'encrage	Armement d'arrêt
Canton 1		12A-800				NA2X-3150
Canton 2	PBP 12A-300	12A-800	PBP 12A-800	NV5-60*60	NA2X-1600	NA2X-3150
Canton 3	PBP 12A-300	12A-800	PBP 12A-1250	NV5-60*60	NA2X-1600	NA2X-3150
Canton 4	PBP 12A-300	12A-800	PBP 12A-1250	NV5-60*60	NA2X-1600	NA2X-3150

- Les résultats avec le logiciel Camélia calcul ont donné (i) Supports d'alignement : Efforts en tête de 300 daN (ii) Supports d'ancrage : Efforts en tête de 800 daN. et (iii) Supports d'arrêt : Efforts en tête de 1250 daN.
- Le logiciel a permis de calculer des portées optimales pour minimiser le nombre de supports.

VII.4 COMPARAISON DES RESULTATS TECHNIQUES ET CONCLUSION

- Les deux méthodes ont conduit à des choix globalement cohérents pour les choix des types de supports et les types d'armement
- Le logiciel Camélia a donné des poteaux d'alignement avec des efforts minimaux de 300 daN tandis que le calcul manuel a abouti au choix de supports avec des efforts de 400 daN. Etant donné la disponibilité des types de supports, il a été retenu les supports de 400 daN pour les supports SF.
- Le logiciel à proposer des supports de 800 daN pour les supports d'ancrage, tandis que le calcul manuel présente aussi des supports de 800 daN. Il a donc été retenu des supports de 800 daN pour les armements en double ancrage sur la ligne.
- Le logiciel Camélia a donné des supports de 1250 daN pour les supports d'arrêts. Cependant les calculs manuels ont proposé par endroit des supports de 800 daN pour ces supports d'arrêts. Il a donc été retenu des supports de 1250 pour les supports d'arrêts.
- Il a été constaté une adéquation globale de 81.5% entre les supports choisis à l'aide du calcul manuel et les supports choisis au terme de la simulation avec le logiciel Camélia Calcul.

- ✚ Les armements choisis pour les supports d'alignements avec la méthode manuel sont des NV5-60*60, tandis que le logiciel Camélia Calcul a proposé des NV5-60*60 pour ces mêmes supports.
- ✚ Les armements choisis pour les supports d'arrêts avec la méthode manuelle sont des NA2X-2500, tandis que le logiciel Camélia Calcul a proposé des NA2X-3150 à la place.
- ✚ Pour l'élaboration du carnet de piquetage de la ligne, les résultats issus du logiciel ont été retenus, conformément aux exigences du DAO qui préconise l'utilisation d'un outil de calcul mécanique fiable et reconnu.
- ✚ Pour le réseau BTA, le travail s'est basé sur le plan de masse, à partir duquel a été élaboré la conception intégrale de tout le réseau. L'objectif principal étant d'optimiser les tracés afin de minimiser les pertes de câbles.
- ✚ Contrairement au réseau HTA, où les choix des supports ont été déterminés par des calculs mécaniques précis, ceux du réseau BTA ont été sélectionnés selon les standards d'usage courants. Bien que ces choix ne reposent pas sur des calculs mécaniques, ils respectent les normes habituelles, ce qui assure un réseau globalement sûr et adapté aux exigences locales. Les supports sont des PBP 9-200, PBP 9-500, PBP 9-650 et PBP 9-1000.
- ✚ Les valeurs les plus grandes des portées entre les supports des réseaux BTA s'élèvent à 50 m à Nangtenga et à Goundry.

VII.5 RESULTATS ÉCONOMIQUES

- ✚ Le coût total du projet est estimé à 129 661 055 FCFA TTC, incluant les matériaux, la main-d'œuvre, et les frais d'étude intégrant la mise en œuvre du PGES.
- ✚ Le coût du réseau électrique en fonction de la longueur totale des lignes construites a été évalué. La valeur pour le réseau HTA 33 kV s'élève à 8 319 672,13 FCFA/km et pour le projet de façon globale à 10 814 099,67 FCFA/km

VII.6 ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE

- ✚ L'accès à l'électricité bénéficiera à environ 1102 habitants dans les deux localités, améliorant l'éclairage domestique, l'éducation, et l'accès à l'information.
- ✚ L'accès à l'électricité améliorera l'accès à des solutions de cuisson propre comme la cuisson électrique, réduisant les impacts sur la santé des femmes exposés aux fumées dégagés par les sources traditionnelles de cuisson comme le bois et charbon.
- ✚ Le projet permettra la réduction de la dépendance aux énergies traditionnelles, contribuant à la lutte contre la déforestation.

- ✚ La construction de la ligne électrique créera des emplois temporaires et, une fois opérationnelle, stimulera l'entrepreneuriat local en permettant le développement dans les secteurs du commerce et de l'artisanat.
- ✚ Le projet entraîne cependant quelques impacts négatifs tels que le déboisement et dégradation des sols, avec des risques accrus d'érosion et de perte de biodiversité. De plus la pollution sonore et atmosphérique due aux engins lourds, perturbera temporairement les populations locales et leurs activités.
- ✚ Des mesures de mitigations tels que le reboisement compensatoire, la gestion durable des sols, un suivi environnemental rigoureux, la sensibilisation des communautés les impacts. et mise en place de mesures de sécurité pour les travailleurs et les résidents. vont contribuer à limiter les impacts négatifs et bonifier les impacts positifs

CONCLUSION GENERALE

A travers ce mémoire d'ingénierie, nous avons conçu et dimensionné un réseau HTA/BTA adapté pour l'électrification des localités rurales de Goundry et Nangtenga, dans le cadre du projet Dorsale Nord du WAPP. Les objectifs initiaux, notamment fournir une solution technique fiable, évaluer les coûts et impacts environnementaux potentiels, ont été atteints grâce à une méthodologie rigoureuse articulée autour de dimensions techniques, financières et environnementales.

Le réseau HTA 33 kV, totalisant 4,8 km de ligne en conducteurs Almelec de section 54,6 mm² et le réseau BTA, constitué de 8,05 km de câbles torsadés, répondent aux exigences de fiabilité et de durabilité. Les chutes de tension calculées restent conformes aux normes admises, avec 5 % pour le HTA et 8 % pour le BTA. Les supports sélectionnés sont des PBP en tenant compte des efforts en tête exercés, validés par des outils comme CAMELIA Calcul, garantissent une robustesse mécanique adaptée aux contraintes locales. L'évaluation financière a révélé un coût d'investissement initial de 129 661 055 FCFA soit un coût de construction de 10 814 100 FCFA/km. Le LCC du projet sur une période de 20 ans est évalué à 185 498 237,63 FCFA.

Sur le plan social, nous avons mis en évidence qu'environ 1 102 habitants bénéficieront d'un accès à l'électricité, favorisant l'amélioration des conditions de vie et le développement économique local. Cela contribue directement à l'atteinte de l'ODD #7 et également les objectifs du M300. Cependant, des défis subsistent, notamment la gestion des impacts environnementaux identifiés, que nous avons abordés par des mesures de mitigation et de bonification adaptées.

Nous terminons cette section en formulant quelques recommandations notamment (i) l'hybridation du réseau avec une source d'énergie renouvelable décentralisée comme une mini centrale solaire (ii) l'élaboration de scénarios financiers sur des horizons de 20 à 30 ans, prenant en compte des indicateurs économiques précis, les études détaillées et fluctuations des coûts d'exploitation et (iii) l'identification de mécanismes de financement alternatifs, tels que les partenariats public-privé (PPP)

BIBLIOGRAPHIE ET WEBOGRAPHIE

- [1] « Executive Summary – World Energy Outlook 2024 – Analysis », IEA. Consulté le: 28 janvier 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024/executive-summary>
- [2] « Mission 300 : raccorder 300 millions d'Africains à l'électricité d'ici 2030 », Témoignages.RE - <https://www.temoignages.re>. Consulté le: 28 janvier 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.temoignages.re/developpement/energies/mission-300-raccorder-300-millions-d-africains-a-l-electricite-d-ici-2030>
- [3] « TABLEAU-DE-BORD-2023-du-MEMC.pdf ». Consulté le: 13 janvier 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.aber.bf/wp-content/uploads/2024/10/TABLEAU-DE-BORD-2023-du-MEMC.pdf>
- [4] « Lancement des travaux du Projet Dorsale Nord d'interconnexion électrique 330 kV Nigéria, Niger, Bénin/Togo et Burkina Faso », ECOWAPP. Consulté le: 26 septembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.ecowapp.org/fr/news/lancement-des-travaux-du-projet-dorsale-nord-d%E2%80%99interconnexion-%C3%A9lectrique-330-kv-nig%C3%A9ria-niger>
- [5] Ministère de l'Economie des Finances et du Plan, « Cinquième Recensement Général de la Population et de l'Habitation du Burkina Faso ».
- [6] « Norme française NF C 11-201 réseaux de distribution publique d'énergie électrique ».
- [7] « Câble Almelec de 54,6 mm² NF C 34-125 - arnoldcable.fr ». Consulté le: 27 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: https://fr.arnoldcable.com/almelec-of-cable-54-6mm2-nf-c-34-125/?utm_source=chatgpt.com
- [8] W. A. KAGAMBEGA, « ETUDE D'ELECTRIFICATION DE LA LOCALITE RURALE DE KAYA NAVIO ». 2018.
- [9] « Doctrine de construction des réseaux de distribution HTA, BT, de branchement et d'éclairage public ». 2024.
- [10] « Réti solutions ENERGIE, version 2021 ». version 2021.
- [11] M. A. Dahouénon et Z. Contreras, « Modèle d'électrification rurale pour localités de moins de 500 habitants au Sénégal ».
- [12] « Guide_de_conception_reseaux_Schneider_top.pdf ». Consulté le: 23 septembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: https://ww2.ac-poitiers.fr/electrotechnique/sites/electrotechnique/IMG/pdf/Guide_de_conception_reseaux_Schneider_top.pdf

- [13] O. Nguendotoïngar, « ETUDE D'ELECTRIFICATION RURALE DE DEUX LOCALITES DU PROJET SOIXANTE-DIX-NEUF LOCALITES : ZIGLA ET TOULA ».
- [14] H. D. ALI, « Conception et dimensionnement du réseau HTA/BT pour l'alimentation en électricité de la localité de KALZI (Burkina Faso) ». 1 février 2022.
- [15] « Calcul Mécanique de Lignes Aériennes VERSION 4.3 MANUEL UTILISATEUR ».
- [16] G.BORDONNE-J.LIEB, « Electrification rurale, Tome 1 ». janvier 1997.
- [17] J. R. YE, « Construction d'une ligne de distribution électrique HTA de 15 KV et restructuration d'un réseau électrique BTA au secteur 30 de Bobo Dioulasso ». 5 juillet 2019.
- [18] G.BORDONNE-J.LIEB, « Electrification rurale, Tome 2 ». janvier 1997.
- [19] « Climat Plateau-Central: Température Plateau-Central, diagramme climatique pour Plateau-Central ». Consulté le: 27 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://fr.climate-data.org/afrique/burkina-faso/plateau-central-273/>
- [20] « Annuaire_statistique_national_2022.pdf ». Consulté le: 27 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: https://www.insd.bf/sites/default/files/2023-12/Annuaire_statistique_national_2022.pdf
- [21] « CAPEXOPEX PPT_final.pdf ». Consulté le: 31 janvier 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.seforall.org/system/files/2024-08/CAPEXOPEX%20PPT_final.pdf?utm_source=chatgpt.com
- [22] D. Thirault, « Architectures des Réseaux de Distribution pour l'Electrification rurale des Pays en Développement », phdthesis, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2004. Consulté le: 31 janvier 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://theses.hal.science/tel-00397174>

LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 : Coefficient de pondération.....	69
Annexe 2 : Paramètres géométriques de la ligne HTA pour GOUNDRY et NANGTENGA .	70
Annexe 3 : Calcul manuel des efforts mécaniques exercés sur les supports	73
Annexe 4 : Calcul manuel des efforts exercés sur les armements des supports	77
Annexe 5 : Carnet de piquetage ligne HTA	80
Annexe 6 : Carnet de piquetage de GOUNDRY	81
Annexe 7 : Carnet de piquetage de NANGTENGA.....	87
Annexe 8: Fiche technique des PBP.....	92
Annexe 9 : Fiche technique de l'armement NV5.....	92
Annexe 10: CAPEX du Projet d'électrification de Goundry et Nangtenga	93
Annexe 11 :Résultat de simulation des armements avec le logiciel Camélia Calcul	94
Annexe 12 ; Calcul des retournements des chaines avec Camélia Calcul	94
Annexe 13 : Calcul des inclinaisons des chaines avec Camélia Calcul	95
Annexe 14 : Abaque de choix du niveau de tension	95
Annexe 15 : Extrait du décret portant sur la catégorisation des projets au Burkina Faso	96

ANNEXES

Annexe 1 : Coefficient de pondération²

COEFFICIENT DE PONDERATION

Nombre d'utilisateurs domestiques situés en aval de la section considérée	Coefficient	Valeurs utilisées avant révision C14.100
2 à 4	1	1
5 à 9	0,75	0,78
10 à 14	0,56	0,48
15 à 19	0,48	0,53
20 à 24	0,43	0,49
25 à 29	0,40	0,46
30 à 34	0,38	0,44
35 à 39	0,37	0,42
40 à 49	0,36	0,41
50 et au-dessus	0,34	0,40

² Union Technique de l'Électricité (UTE). Norme C14-100 : Règles d'électrification des réseaux de distribution publique basse tension. Édition [2008]. UTE, France

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

Annexe 2 : Paramètres géométriques de la ligne HTA pour GOUNDRY et NANGTENGA

Numéro	Nom	Fonction	Portée (m)	Fleche (m)	Implantation (m)	Lf (m)	If (m)	Garde hors sol (m)	Ecartement Vent normal (m)	Ecartement Vent fort (m)
0	EXI	N/A			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
			30,00	0,11						
1	B1 - Prise	AS			2,70	3,23	2,05			
			114,91	1,65				6,65	0,64	0,69
2		SF			1,60	2,13	2,05			
			114,91	1,65				7,75	0,83	0,90
3		SF			1,60	2,13	2,05			
			114,91	1,65				7,75	0,83	0,90
4		SF			1,60	2,13	2,05			
			114,91	1,65				7,75	0,83	0,90
5		SF			1,60	2,13	2,05			
			114,91	1,65				7,75	0,83	0,90
6		SF			1,60	2,13	2,05			
			114,91	1,65				7,75	0,83	0,90
7		SF			1,60	2,13	2,05			
			114,91	1,65				7,75	0,64	0,69
8	B2	DA			2,70	3,23	2,05			
			33,94	0,14				8,16	0,45	0,48
9	B3	DA			2,70	3,23	2,05			
			83,99	0,88				7,42	0,51	0,55
10		SF			1,60	2,13	2,05			
			83,99	0,88				8,52	0,65	0,71
11		SF			1,60	2,13	2,05			
			83,99	0,88				8,52	0,51	0,55
12	B4	DA			2,70	3,23	2,05			
			91,92	1,06				7,24	0,55	0,59
13		SF			1,60	2,13	2,05			
			91,92	1,06				8,34	0,70	0,76
14		SF			1,60	2,13	2,05			
			91,92	1,06				8,34	0,70	0,76
15		SF			1,60	2,13	2,05			
			91,92	1,06				8,34	0,55	0,59
16	B5	DA			2,70	3,23	2,05			
			116,05	1,68				6,62	0,64	0,69
17		SF			1,60	2,13	2,05			
			116,05	1,68				7,72	0,64	0,69
18	B6	DA			2,70	3,23	2,05			
			105,20	1,38				6,92	0,60	0,65
19		SF			1,60	2,13	2,05			
			105,20	1,38				8,02	0,77	0,84
20		SF			1,60	2,13	2,05			
			105,20	1,38				8,02	0,77	0,84

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

21		SF		1,60	2,13	2,05			
			105,20	1,38			8,02	0,60	0,65
22	B7	DA		2,70	3,23	2,05			
			103,87	1,35			6,95	0,59	0,64
23		SF		1,60	2,13	2,05			
			103,87	1,35			8,05	0,59	0,64
24	B8 - Dériv	*		2,70	3,23	2,05			
			103,98	1,35			6,95	0,59	0,64
25		SF		1,60	2,13	2,05			
			103,98	1,35			8,05	0,77	0,83
26		SF		1,60	2,13	2,05			
			103,98	1,35			8,05	0,59	0,64
27	B9	DA		2,70	3,23	2,05			
			104,73	1,37			6,93	0,60	0,64
28		SF		1,60	2,13	2,05			
			104,73	1,37			8,03	0,77	0,84
29		SF		1,60	2,13	2,05			
			104,73	1,37			8,03	0,77	0,84
30		SF		1,60	2,13	2,05			
			104,73	1,37			8,03	0,60	0,64
31	B10	DA		2,70	3,23	2,05			
			105,28	1,39			6,91	0,60	0,65
32		SF		1,60	2,13	2,05			
			105,28	1,39			8,01	0,60	0,65
33	B11 - H61	AS		2,70	3,23	2,05			
24	B8 - Dériv	*		2,70	3,23	2,05			
			109,64	1,50			6,80	0,62	0,67
34		SF		1,60	2,13	2,05			
			109,64	1,50			7,90	0,80	0,87
35		SF		1,60	2,13	2,05			
			109,64	1,50			7,90	0,80	0,87
36		SF		1,60	2,13	2,05			
			109,64	1,50			7,90	0,80	0,87
37		SF		1,60	2,13	2,05			
			109,64	1,50			7,90	0,80	0,87
38		SF		1,60	2,13	2,05			
			109,64	1,50			7,90	0,80	0,87
39		SF		1,60	2,13	2,05			
			109,64	1,50			7,90	0,80	0,87
40		SF		1,60	2,13	2,05			
			109,64	1,50			7,90	0,62	0,67
41	B12	DA		2,70	3,23	2,05			
			105,63	1,39			6,91	0,60	0,65
42		SF		1,60	2,13	2,05			
			105,63	1,39			8,01	0,78	0,84
43		SF		1,60	2,13	2,05			
			105,63	1,39			8,01	0,78	0,84

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

44		SF		1,60	2,13	2,05			
			105,63	1,39			8,01	0,78	0,84
45		SF		1,60	2,13	2,05			
			105,63	1,39			8,01	0,78	0,84
46		SF		1,60	2,13	2,05			
			105,63	1,39			8,01	0,78	0,84
47		SF		1,60	2,13	2,05			
			105,63	1,39			8,01	0,60	0,65
48	B13 - H61	AS		2,70	3,23	2,05			

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

Annexe 3 : Calcul manuel des efforts mécaniques exercés sur les supports

Numéro	Nom	Fonction	Portée (m)	Fleche (m)	Hauteur hors sol (m)	Effort de traction (daN)	Déflexion (gr)	Fv conducteur (daN)	Ftotal support (daN)	Ftotal ancrage (daN)	Choix supports
0	EXI	N/A			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
			30,00	0,11							
1	B1 - Prise	AS			9,30	141,53		114,80	256,33	410,14	PBP 12C 800
			114,91	1,65							
2		SF			10,40			138,22	181,36		PBP 12C 400
			114,91	1,65							
3		SF			10,40			138,22	181,36		PBP 12C 400
			114,91	1,65							
4		SF			10,40			138,22	181,36		PBP 12C 400
			114,91	1,65							
5		SF			10,40			138,22	181,36		PBP 12C 400
			114,91	1,65							
6		SF			10,40			138,22	181,36		PBP 12C 400
			114,91	1,65							
7		SF			10,40			138,22	181,36		PBP 12C 400
			114,91	1,65							
8	B2	DA			9,30	-178,49	-86,87	68,33	246,82	394,92	PBP 12C 800
			33,94	0,14							
9	B3	DA			9,30	115,90	53,71	74,81	190,70	305,13	PBP 12C 400
			83,99	0,88							
10		SF			10,40			101,03	140,03		PBP 12C 400
			83,99	0,88							
11		SF			10,40			101,03	140,03		PBP 12C 400
			83,99	0,88							
12	B4	DA			9,30	30,07	13,55	132,55	162,62	260,18	PBP 12C 400

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

			91,92	1,06							
13		SF			10,40			110,57	150,63		PBP 12C 400
			91,92	1,06							
14		SF			10,40			110,57	150,63		PBP 12C 400
			91,92	1,06							
15		SF			10,40			110,57	150,63		PBP 12C 400
			91,92	1,06							
16	B5	DA			9,30	-48,05	-21,72	153,93	201,98	323,17	PBP 12C 400
			116,05	1,68							
17		SF			10,40			139,59	182,88		PBP 12C 400
			116,05	1,68							
18	B6	DA			9,30	183,34	89,71	97,87	281,22	449,95	PBP 12C 800
			105,20	1,38							
19		SF			10,40			126,54	168,38		PBP 12C 400
			105,20	1,38							
20		SF			10,40			126,54	168,38		PBP 12C 400
			105,20	1,38							
21		SF			10,40			126,54	168,38		PBP 12C 400
			105,20	1,38							
22	B7	DA			9,30	14,24	6,41	158,93	173,17	277,08	PBP 12C 400
			103,87	1,35							
23		SF			10,40			124,94	166,60		PBP 12C 400
			103,87	1,35							
24	B8 - Dériv	*			9,30		N/A				PBP 12C 1250
			103,98	1,35							
25		SF			10,40			125,08	166,75		PBP 12C 400
			103,98	1,35							
26		SF			10,40			125,08	166,75		PBP 12C 400
			103,98	1,35							
27	B9	DA			9,30	8,07	3,63	158,93	167,00	267,20	PBP 12C 400

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

			104,73	1,37							
28		SF			10,40			125,98	167,75		PBP 12C 400
			104,73	1,37							
29		SF			10,40			125,98	167,75		PBP 12C 400
			104,73	1,37							
30		SF			10,40			125,98	167,75		PBP 12C 400
			104,73	1,37							
31	B10	DA			9,30	-54,02	-24,45	154,22	208,24	333,19	PBP 12C 400
			105,28	1,39							
32		SF			10,40			126,64	168,49		PBP 12C 400
			105,28	1,39							
33	B11 - H61	AS			9,30	141,53	N/A	107,28	248,81	746,43	PBP 12C 800
24	B8 - Dériv	*			9,30						PBP 12C 1250
			109,64	1,50							
34		SF			10,40			131,88	174,32		PBP 12C 400
			109,64	1,50							
35		SF			10,40			131,88	174,32		PBP 12C 400
			109,64	1,50							
36		SF			10,40			131,88	174,32		PBP 12C 400
			109,64	1,50							
37		SF			10,40			131,88	174,32		PBP 12C 400
			109,64	1,50							
38		SF			10,40			131,88	174,32		PBP 12C 400
			109,64	1,50							
39		SF			10,40			131,88	174,32		PBP 12C 400
			109,64	1,50							
40		SF			10,40			131,88	174,32		PBP 12C 400
			109,64	1,50							
41	B12	DA			9,30	81,79	37,32	150,36	232,15	371,44	PBP 12C 800

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

			105,63	1,39							
42		SF			10,40			127,06	168,96		PBP 12C 400
			105,63	1,39							
43		SF			10,40			127,06	168,96		PBP 12C 400
			105,63	1,39							
44		SF			10,40			127,06	168,96		PBP 12C 400
			105,63	1,39							
45		SF			10,40			127,06	168,96		PBP 12C 400
			105,63	1,39							
46		SF			10,40			127,06	168,96		PBP 12C 400
			105,63	1,39							
47		SF			10,40			127,06	168,96		PBP 12C 400
			105,63	1,39							
48	B13 - H61	AS			9,30	141,53	N/A	107,55	249,08	747,25	PBP 12C 800

Annexe 4 : Calcul manuel des efforts exercés sur les armements des supports

Numéro	Nom	Fonction	Efforts verticaux	Efforts horizontaux
0	EXI	N/A		
1	B1 - Prise	AS	10,795795	10,592921
2		SF	17,12159	16,799842
3		SF	17,12159	16,799842
4		SF	17,12159	16,799842
5		SF	17,12159	16,799842
6		SF	17,12159	16,799842
7		SF	17,12159	16,799842
8	B2	DA	11,089325	10,88097554
9	B3	DA	8,785785	8,620709321
10		SF	12,51451	12,279338
11		SF	12,51451	12,279338
12	B4	DA	13,105295	12,85902783
13		SF	13,69608	13,438704
14		SF	13,69608	13,438704
15		SF	13,69608	13,438704
16	B5	DA	15,493765	15,20261791
17		SF	17,29145	16,96651
18	B6	DA	16,483125	16,17341664
19		SF	15,6748	15,38024
20		SF	15,6748	15,38024
21		SF	15,6748	15,38024

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

22	B7	DA	15,575715	15,28302024
23		SF	15,47663	15,185794
24	B8 - Dériv	*	15,484825	15,193835
25		SF	15,49302	15,201876
26		SF	15,49302	15,201876
27	B9	DA	15,548895	15,25670283
28		SF	15,60477	15,311526
29		SF	15,60477	15,311526
30		SF	15,60477	15,311526
31	B10	DA	15,645745	15,35174327
32		SF	15,68672	15,391936
33	B11 - H61	AS	7,84336	7,695968
24	B8 - Dériv	*	8,16818	8,014684
34		SF	16,33636	16,029368
35		SF	16,33636	16,029368
36		SF	16,33636	16,029368
37		SF	16,33636	16,029368
38		SF	16,33636	16,029368
39		SF	16,33636	16,029368
40		SF	16,33636	16,029368
41	B12	DA	16,037615	15,73625557
42		SF	15,73887	15,443106
43		SF	15,73887	15,443106

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

44		SF	15,73887	15,443106
45		SF	15,73887	15,443106
46		SF	15,73887	15,443106
47		SF	15,73887	15,443106
48	B13 - H61	AS	7,869435	7,721553

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

Annexe 5 : Carnet de piquetage ligne HTA

NUMEROS	Numérotation	Fouilles [D x P]	X	Y	Distance (m)	CUMUL (m)	12 PBC 1600	12 PBC 1250	12 PBC 1000	12PBC 800	12 PBC 400	BIS	NV5	NA3X 3150S	NA3X 6300D	IACM	ansformate
Ligne MT de GOUDRY-NANGTENGA																	
EXIST			663 106,58	1 382 720,64													
1	GDRY/001	53 x 190	663 129,03	1 382 793,03	115,32	115,32		1								1	
2	GDRY/002	53 x 170	663 132,81	1 382 903,90	115,32	230,64					1		1				
3	GDRY/003	53 x 170	663 136,56	1 383 014,74	115,34	345,98					1		1				
4	GDRY/004	53 x 170	663 140,38	1 383 125,58	115,27	461,25					1		1				
5	GDRY/005	53 x 170	663 144,14	1 383 236,41	115,37	576,62					1		1				
6	GDRY/006	53 x 170	663 147,98	1 383 347,25	115,31	691,93					1		1				
7	GDRY/007	53 x 190	663 151,75	1 383 458,10	115,42	807,35		1								1	
8	GDRY/008	53 x 190	663 155,53	1 383 568,98	33,99	841,34				1						1	
9	GDRY/009	53 x 190	663 153,25	1 383 662,47	123,57	964,91				1						1	
10	GDRY/010	53 x 190	663 151,00	1 383 756,02	128,28	1 093,19				1						1	
11	GDRY/011	53 x 190	663 166,94	1 383 817,86	122,56	1 215,75				1						1	
12	GDRY/012	53 x 170	663 185,02	1 383 887,99	122,62	1 338,37					1		1				
13	GDRY/013	53 x 170	663 191,37	1 383 991,00	122,61	1 460,98					1		1				
14	GDRY/014	53 x 190	663 197,69	1 384 094,02	116,09	1 577,07				1						1	
15	GDRY/015	53 x 170	663 204,03	1 384 197,07	115,90	1 692,97					1		1				
16	GDRY/016	53 x 190	663 210,35	1 384 300,03	105,17	1 798,14		1								1	
17	GDRY/017	53 x 170	663 216,68	1 384 403,02	120,37	1 918,51					1		1				
18	GDRY/018	53 x 170	663 223,01	1 384 506,02	97,72	2 016,23					1		1				
19	GDRY/019	53 x 170	663 218,81	1 384 610,94	97,65	2 113,88					1		1				
20	GDRY/020	53 x 170	663 214,63	1 384 715,81	103,79	2 217,67					1		1				
21	GDRY/021	53 x 170	663 210,46	1 384 820,72	103,76	2 321,43					1		1				
22	GDRY/022	53 x 190	663 206,26	1 384 925,60	124,53	2 445,96				1						1	
23	GY-NAN/001	53 x 170	663 202,05	1 385 030,45	107,60	2 553,56					1		1				
24	GY-NAN/002	53 x 170	663 085,80	1 385 057,37	107,57	2 661,13					1		1				
25	GY-NAN/003	53 x 170	662 969,61	1 385 084,31	107,52	2 768,65					1		1				
26	GY-NAN/004	53 x 170	662 863,95	1 385 145,39	107,51	2 876,16					1		1				
27	GY-NAN/005	53 x 170	662 758,34	1 385 206,51	107,58	2 983,74					1		1				
28	GY-NAN/006	53 x 170	662 652,65	1 385 267,60	107,55	3 091,29					1		1				
29	GY-NAN/007	53 x 190	662 546,97	1 385 328,70	107,34	3 198,63	-	-		1							-
TOTAL						3 199	-	3		7	19	-	19		8	1	-

Annexe 6 : Carnet de piquetage de GOUNDRY

Nouvelle numérotation	X	Y	Câble 70mm ²	Câble 35mm ²	PBA 9-200 Dan	PBA 9-500 Dan	PBA 9-650 Dan	PBA 9-800 Dan	PBA 12-400 Dan	PBA 12-800 Dan	PBA 12-1250 Dan	AI	Anc simple	Anc double	Connecteurs	Coffret EP	MAL'T	Lampes
01/1001	680 667,04	1 384 219,03									1		1					
01/1002	680 711,65	1 384 202,54	47,56		1							1			1		1	
01/1003	680 741,14	1 384 191,64	31,45				1							1				
01/1004	680 779,04	1 384 183,99	38,66		1							1				1		
01/1005	680 816,93	1 384 176,35	38,66		1							1						
01/1006	680 854,83	1 384 168,71	38,66				1					1						
01/1007	680 898,05	1 384 160,00	44,09			1								1				
01/1008	680 947,80	1 384 158,21	49,78			1								1				
01/1009	680 990,52	1 384 167,07	43,63			1							1		1		1	
01/1006	680 854,83	1 384 168,71											1		5			
01/10010	680 844,35	1 384 133,36		36,87			1							1				
01/10011	680 824,35	1 384 102,15		37,07	1							1						
01/10012	680 804,34	1 384 070,93		37,08				1						1				
01/10013	680 777,53	1 384 057,47		30,00	1							1						
01/10014	680 750,71	1 384 044,02		30,00		1						1						
01/10015	680 723,90	1 384 030,56		30,00		1						1						
01/10016	680 697,09	1 384 017,10		30,00	1							1						
01/10017	680 670,28	1 384 003,64		30,00	1							1						
01/10018	680 643,47	1 383 990,18		30,00	1							1						
01/10019	680 616,66	1 383 976,72		30,00	1							1						
01/10020	680 589,84	1 383 963,27		30,00				1						1	1		1	
01/10021	680 564,28	1 383 988,16		35,68	1							1						

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

01/10022	680 538,73	1 384 013,06		35,68			1						1			
01/10023	680 506,00	1 384 005,86		33,50	1						1					
01/10024	680 473,28	1 383 998,66		33,50		1						1		1		1
01/1020	680 589,84	1 383 963,27										1		5		
01/1025	680 600,51	1 383 930,98		34,00	1						1					
01/1026	680 610,87	1 383 899,65		33,00	1						1					
01/1027	680 621,22	1 383 868,32		33,00			1						1			
01/1028	680 605,27	1 383 837,16		35,00	1						1					
01/1029	680 589,33	1 383 806,00		35,00			1				1			1		1
01/1030	680 573,38	1 383 774,85		35,00	1						1					
01/1031	680 557,43	1 383 743,69		35,00	1						1					
01/1032	680 541,48	1 383 712,54		35,00	1						1					
01/1033	680 525,53	1 383 681,38		35,00	1						1					
01/1034	680 509,59	1 383 650,23		35,00	1						1					
01/1035	680 493,64	1 383 619,07		35,00	1						1					
01/1036	680 477,69	1 383 587,92		35,00	1						1					
01/1037	680 461,74	1 383 556,76		35,00			1					1		3		1 1
01/1033	680 525,53	1 383 681,38										1		5		
01/1038	680 495,53	1 383 704,36		37,79			1					1				
01/1029	680 589,33	1 383 806,00										1		5		
01/1039	680 618,86	1 383 800,71		30,00	1						1					
01/1040	680 648,38	1 383 795,42		30,00	1						1					
01/1041	680 677,91	1 383 790,13		30,00			1				1					
01/1042	680 707,44	1 383 784,83		30,00	1						1					
01/1043	680 741,50	1 383 778,73		34,60			1						1			
01/1044	680 768,12	1 383 792,58		30,00	1						1					
01/1045	680 794,73	1 383 806,44		30,01	1						1					

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

01/1046	680 821,34	1 383 820,28		29,99	1						1					
01/1047	680 847,95	1 383 834,15		30,01		1						1		1		1
01/1041	680 677,91	1 383 790,13										1		5		
01/1048	680 688,87	1 383 833,77		45,00	1							1				
01/1027	680 621,22	1 383 868,32										1		5		
01/1049	680 588,95	1 383 875,22		33,00	1						1					
01/1050	680 556,68	1 383 882,13		33,00	1						1					
01/1051	680 524,41	1 383 889,03		33,00		1						1		1		1
01/1015	680 723,90	1 384 030,56										1		5		
01/1052	680 760,47	1 383 996,45		50,00	1							1				
01/1014	680 750,71	1 384 044,02										1		5		
01/1053	680 730,54	1 384 066,22		30,00	1						1					
01/1054	680 710,36	1 384 088,42		30,00	1						1					
01/1055	680 690,19	1 384 110,62		30,00		1						1		1		1
01/1012	680 804,34	1 384 070,93										1		5		
01/1056	680 783,22	1 384 092,24		30,00	1						1					
01/1057	680 762,10	1 384 113,54		30,00	1						1					
01/1058	680 740,98	1 384 134,85		30,00		1						1		1		1
01/1010	680 844,35	1 384 133,36										1		5		
P01/1059	680 886,16	1 384 111,14		47,35	1						1					
P01/1060	680 927,96	1 384 088,91		47,35		1						1		1		1
01/1001	680 667,04	1 384 219,03										1		5		
01/1061	680 630,41	1 384 256,94	52,71							1			1			

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

01/1062	680 593,72	1 384 294,76	52,70						1			1					
01/1063	680 557,04	1 384 332,57	52,68						1			1					
01/1064	680 520,34	1 384 370,39	52,70							1				1			
01/1065	680 476,66	1 384 389,81	47,80						1			1					
01/1066	680 432,89	1 384 409,17	47,86						1			1					
01/1067	680 389,20	1 384 428,58	47,81						1			1					
01/1068	680 345,55	1 384 447,89	47,73						1			1					
01/1069	680 301,78	1 384 467,29	47,88						1			1			2		1
01/1070	680 260,56	1 384 485,50	45,07						1			1					
01/1071	680 219,41	1 384 503,77	45,02						1			1					
01/1072	680 178,41	1 384 522,00	44,87						1			1			2		1
01/1073	680 137,38	1 384 540,20	44,89							1			1		1		1
01/1071	680 219,41	1 384 503,77											1		5		
01/1074	680 254,68	1 384 523,10	40,22				1							1			
01/1075	680 265,16	1 384 565,24	43,42		1							1					
01/1076	680 272,40	1 384 594,35	30,00		1							1					
01/1077	680 279,64	1 384 623,46	30,00			1							1		1		1
01/1075	680 265,16	1 384 565,24											1		5		
01/1078	680 232,58	1 384 573,66		33,65	1							1					
01/1079	680 200,00	1 384 582,09		33,65		1							1		1		1
01/1069	680 301,78	1 384 467,29											1		5		
01/1080	680 308,30	1 384 503,38		36,68	1							1					
01/1081	680 314,83	1 384 539,45		36,66	1							1					
01/1082	680 321,35	1 384 575,53		36,66	1							1					
01/1083	680 327,87	1 384 611,61		36,67		1							1		1		1
01/1064	680 520,34	1 384 370,39											1		5		

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

01/1084	680 565,55	1 384 391,75		50,00		1						1		1		1	
01/1064	680 520,34	1 384 370,39										1		5			
01/1085	680 475,52	1 384 348,24		50,00	1						1						
01/1086	680 430,69	1 384 326,09		50,00				1					1				
01/1087	680 381,75	1 384 315,87		50,00		1						1		1		1	
01/1086	680 430,69	1 384 326,09										1		5			
01/1088	680 412,26	1 384 355,25		34,50	1						1						
01/1089	680 393,80	1 384 384,47		34,56	1						1						
01/1090	680 375,34	1 384 413,68		34,55		1						1		1		1	
01/1061	680 630,41	1 384 256,94										1		5			
01/1091	680 585,51	1 384 253,90		45,00	1						1						
01/1092	680 540,62	1 384 250,87		45,00	1						1						
01/1093	680 495,72	1 384 247,83		45,00	1						1						
01/1094	680 450,82	1 384 244,80		45,00	1						1						
01/1095	680 405,92	1 384 241,77		45,00	1						1						
01/1096	680 361,03	1 384 238,73		45,00		1					1			1		1	
01/1097	680 316,13	1 384 235,70		45,00		1					1			2			1
01/1098	680 271,23	1 384 232,67		45,00	1						1						
01/1099	680 226,33	1 384 229,63		45,00	1						1						
01/1100	680 181,44	1 384 226,60		45,00		1								1			
01/1101	680 137,11	1 384 231,78		44,63	1						1						
01/1102	680 092,78	1 384 236,96		44,63	1						1						
01/1103	680 048,45	1 384 242,14		44,63			1					1		3		1	1
01/1099	680 226,33	1 384 229,63										1		5			
01/1104	680 223,63	1 384 189,92		39,80	1						1						
01/1105	680 220,93	1 384 150,22		39,80		1						1		1		1	

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

01/1097	680 316,13	1 384 235,70											1		5			
01/1106	680 293,62	1 384 266,87		38,45	1								1					
01/1107	680 271,11	1 384 298,05		38,45	1								1					
01/1108	680 248,60	1 384 329,22		38,45			1							1				
01/1109	680 237,70	1 384 377,09		49,10		1							1		1		1	
01/1096	680 361,03	1 384 238,73											1		5			
01/1110	680 350,36	1 384 266,78		30,00	1								1					
01/1111	680 339,70	1 384 294,82		30,00	1								1					
01/1112	680 329,04	1 384 322,86		30,00	1								1					
01/1113	680 318,38	1 384 350,90		30,00	1								1					
01/1114	680 307,71	1 384 378,94		30,00	1								1					
01/1115	680 297,05	1 384 406,98		30,00	1								1					
01/1116	680 286,39	1 384 435,02		30,00		1							1		1		1	
01/1115	680 297,05	1 384 406,98											1		5			
01/1117	680 271,89	1 384 400,44		26,00	1								1					
01/1094	680 450,82	1 384 244,80											1		5			
01/1118	680 430,35	1 384 204,73		45,00		1							1					
01/1093	680 495,72	1 384 247,83											1		5			
01/1119	680 474,87	1 384 293,28		50,00	1								1					
			1105,8	3397,0	65	25	10	5	10	3	1	7	50	15	153	1	23	5
			3	1								8						

Annexe 7 : Carnet de piquetage de NANGTENGA

Nouvelle numérotation	X	Y	Cable de 70mm ²	Cable de 35mm ²	PBA 9-200 Dan	PBA 9-500 Dan	PBA 9-650 Dan	PBA 9-800 Dan	PBA 12-400 Dan	PBA 12-800 Dan	PBA 12-1250 Dan	AI	Anc simple	Anc double	Connecteurs	Coffret EP	MALT	Lampes
01/1001	681 089,14	1 385 625,54									1		1					
01/1002	681 116,57	1 385 661,21	45,00					1					2		1		1	
01/1003	681 144,01	1 385 696,87	45,00		1							1			2	1		
01/1004	681 171,45	1 385 732,54	45,00		1							1						
01/1005	681 198,89	1 385 768,21	45,00		1							1						
01/1006	681 226,32	1 385 803,88	45,00		1							1						
01/1007	681 253,76	1 385 839,54	45,00		1							1						
01/1008	681 281,20	1 385 875,21	45,00		1							1						
01/1009	681 308,64	1 385 910,88	45,00		1							1						
01/1010	681 336,07	1 385 946,55	45,00					1						1	1		1	
01/1011	681 315,11	1 385 991,94	50,00		1							1						
01/1012	681 294,14	1 386 037,33	50,00					1				1						
01/1013	681 273,17	1 386 082,72	50,00		1							1						
01/1014	681 252,21	1 386 128,11	50,00					1					1		3		1	1
01/1012	681 294,14	1 386 037,33											1		5			
01/1015	681 323,60	1 386 031,65	30,00		1							1						
01/1016	681 353,06	1 386 025,97	30,00		1							1						
01/1017	681 382,51	1 386 020,29	30,00		1							1						
01/1018	681 411,97	1 386 014,61	30,00		1							1						
01/1019	681 441,43	1 386 008,93	30,00					1						1	6		1	
01/1020	681 460,32	1 386 035,99		33,00				1				1						

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

01/1021	681 479,21	1 386 063,05		33,00	1						1			2			1
01/1022	681 498,10	1 386 090,10		33,00								1		1			1
01/1020	681 460,32	1 386 035,99											1		5		
01/1023	681 445,93	1 386 065,69		33,00	1						1						
01/1024	681 431,55	1 386 095,39		33,00	1						1						
01/1025	681 417,16	1 386 125,09		33,00								1		1			1
01/1017	681 382,51	1 386 020,29											1		5		
01/1026	681 381,72	1 386 060,28		40,00	1								1				
01/1010	681 336,07	1 385 946,55											1		5		
01/1027	681 384,29	1 385 933,29		50,00	1						1						
01/1028	681 432,50	1 385 920,04		50,00	1						1						
01/1029	681 480,71	1 385 906,78		50,00								1		1			1
01/1002	681 116,57	1 385 661,21											1		5		
01/1030	681 161,86	1 385 640,00		50,00	1						1						
01/1031	681 207,14	1 385 618,80		50,00	1						1						
01/1032	681 252,42	1 385 597,60		50,00					1				1	3			1
01/1033	681 255,83	1 385 557,74		40,00	1								1		2		1
01/1001	681 089,14	1 385 625,54											1		5		
01/1034	681 057,21	1 385 578,46	56,88						1					1			
01/1035	681 025,34	1 385 531,45	56,80						1		1						
01/1036	680 993,33	1 385 484,31	56,98						1			1	0	1			1
01/1037	680 948,37	1 385 482,99		44,97	1						1						
01/1038	680 903,39	1 385 481,69		45,00	1						1						
01/1039	680 858,41	1 385 480,38		45,00	1						1						
01/1040	680 813,43	1 385 479,08		45,00	1						1						

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

01/1041	680 768,45	1 385 477,77	45,00	1							1						
01/1042	680 723,47	1 385 476,47	45,00	1							1						
01/1043	680 678,48	1 385 475,16	45,00	1							1						
01/1044	680 633,50	1 385 473,86	45,00				1						1	1		1	
01/1045	680 607,99	1 385 491,92	31,25	1							1						
01/1046	680 582,49	1 385 509,97	31,25	1							1						
01/1047	680 556,98	1 385 528,03	31,25	1							1						
01/1048	680 531,48	1 385 546,08	31,25	1							1						
01/1049	680 505,97	1 385 564,14	31,25	1							1						
01/1050	680 480,46	1 385 582,20	31,25				1						1	1		1	
01/1051	680 454,95	1 385 600,25	31,26	1							1						
01/1052	680 429,45	1 385 618,31	31,24				1						1				
01/1053	680 424,45	1 385 650,93	33,00	1							1						
01/1054	680 419,46	1 385 683,55	33,00	1							1						
01/1055	680 414,46	1 385 716,16	33,00				1					1		1		1	
01/1051	680 454,95	1 385 600,25										1		5			
01/1056	680 423,80	1 385 575,17	39,99	1							1						
01/1057	680 392,64	1 385 550,09	40,00				1					1					1
01/1050	680 480,46	1 385 582,20										1		5			
01/1058	680 468,73	1 385 554,58	30,00	1							1						
01/1059	680 457,00	1 385 526,97	30,00	1							1						
01/1060	680 445,26	1 385 499,36	30,00	1							1						
01/1061	680 433,53	1 385 471,75	30,00	1							1						
01/1062	680 421,80	1 385 444,14	30,00				1					1		1		1	
01/1050	680 480,46	1 385 582,20										1		5			
01/1063	680 515,15	1 385 610,87	45,00	1								1					

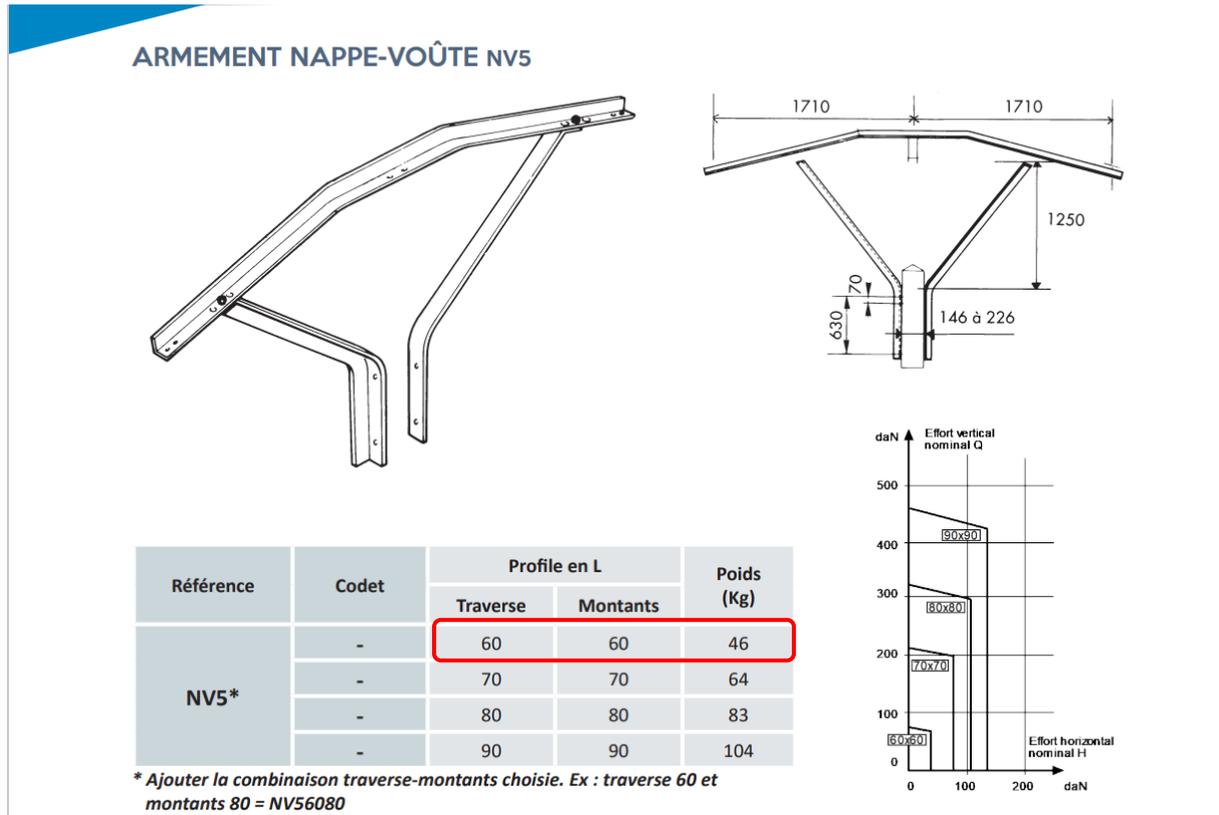
Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

01/1044	680 633,50	1 385 473,86										1		5			
01/1064	680 639,04	1 385 441,33	33,00	1							1			2			1
01/1065	680 644,59	1 385 408,80	33,00	1							1						
01/1066	680 650,13	1 385 376,27	33,00					1					1				
01/1067	680 625,71	1 385 358,83	30,00	1							1						
01/1068	680 601,30	1 385 341,40	30,00	1							1						
01/1069	680 576,88	1 385 323,97	30,00	1							1						
01/1070	680 552,47	1 385 306,54	30,00	1							1						
01/1071	680 528,05	1 385 289,10	30,00					1				1		1			1
01/1066	680 650,13	1 385 376,27										1		5			
01/1072	680 699,15	1 385 386,12	50,00	1								1		1			1
01/1036	680 993,36	1 385 484,30										1		5			
01/1073	681 014,73	1 385 456,58	35,00	1							1						
01/1074	681 036,10	1 385 428,86	35,00	1							1						
01/1075	681 057,47	1 385 401,14	35,00	1							1						
01/1076	681 078,84	1 385 373,42	35,00	1							1						
01/1077	681 100,21	1 385 345,71	35,00	1							1						
01/1078	681 121,58	1 385 317,99	35,00	1							1						
01/1079	681 142,95	1 385 290,27	35,00	1							1						
01/1080	681 164,33	1 385 262,55	35,00	1							1						
01/1081	681 185,70	1 385 234,84	35,00	1							1						
01/1082	681 207,07	1 385 207,12	35,00					1					1	1			1
01/1083	681 193,15	1 385 180,54	30,00	1							1						
01/1084	681 179,22	1 385 153,97	30,00	1							1						
01/1085	681 165,30	1 385 127,39	30,00	1							1						
01/1086	681 151,38	1 385 100,82	30,00	1							1						
01/1087	681 137,46	1 385 074,24	30,00					1				1		1			1

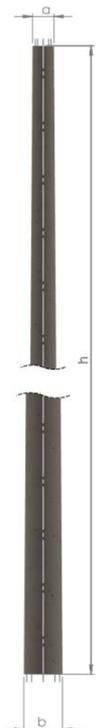
Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

01/1086	681 151,38	1 385 100,82											1		5			
01/1088	681 111,56	1 385 131,05		50,00	1								1					
			925,66	2410,97	64	-	10	10	1	2	1	62	31	9	99	1	18	5

Annexe 9 : Fiche technique de l'armement NV5



Annexe 8 : Fiche technique des PBP



Données Techniques	12 C 400	12 C 800	12 C 1250	12 C 1600
Effort nominal				
Effort de flexion en tête (daN)	400	800	1250	1600
Dimensions				
Hauteur (m) ±1%	12	12	12	15
Diamètres de sommet externe/interne (mm) ±5%, max 15mm		220-80	220-80	220-80
Diamètre de base externe/interne (mm) ±5%, max 15mm		380-240	380-240	380-240
Longueur d'ancrage (cm)		170	170	170
Fruit		1/75	1/75	1/75
Volume (m³)		0,61	0,61	0,61
Poids total (kg)		1609	1734	1819
Nombre de trous de fixation	2 x 21	2 x 21	2 x 21	2 x 21
Ferraillage				
Classe d'acier	Acier de précontrainte Fe 500			
Résistance élastique en traction de l'acier (MPa)	1943,46			
Nombre d'armateurs principales		26 x HA 6	28 x HA 6	28 x HA 6
Nombre Armatures passifs			7 x HA 14	14 HA
Diamètre armatures transversales	RL 6	RL 6	RL 6	RL 6
Nombre d'anneaux transversaux	24	24	24	24
Force de mise en tension de précontrainte (MPa)	1570	1570	1570	1570
Poids d'acier (kg)		92	217	302
BETON				
Classe	C-40			
Dosage (Kg/m³)	400			
Méthode de cure	Vapeur			
RESISTANCE A LA FLEXION				
Charge admissible avant apparition des fissures (daN)		856	1306	1656
Charges de ruptures (daN)		1798	2743	3478
Facteur de fragilité		<= 0,75	<= 0,75	<= 0,75
Coefficient de sécurité		>= 2,1	>= 2,1	>= 2,1
Facteur de résistance		1	1	1
Norme de calcul	Norme NFC 67 - 250			

Conception de réseaux HTA/BTA pour le projet Dorsale Nord : Goundry et Nangtenga

Annexe 10: CAPEX du Projet d'électrification de Goundry et Nangtenga

DEVIS POUR FOURNITURE ET POSE DE LA LOCALITE DE Goundry et Nangtenga							
Numéro d'ordre	Désignation	Unité	Quantité	Prix Unitaire Fourniture	Prix total Fourniture	Prix Unitaire Pose	Prix total Pose
1	Etude (piquetage + réalisation des plans + étude S	Ens	1			100 000	100 000
2	Etude environnementale et élaboration du PGES	Ens	1			100 000	100 000
I. RESEAU HTA							
3	Raccordement sur le Support existant compo	Ens	1	150 000	150 000	45 000	45 000
4	Support béton d'ancrage 12-800 équipé de :	Ens	1	850 000	850 000	75 000	75 000
5	Support béton d'ancrage 12-800 équipé de:	Ens	7	850 000	5 950 000	75 000	525 000
6	Support béton d'ancrage 12-1250	Ens	3	1 000 000	3 000 000	95 000	285 000
7	Support d'alignement 12-400 équipé de NV5	Ens	19	600 000	11 400 000	50 000	950 000
8	Conducteur Almélec 54,6 mm ²	m	3 200	1 200	3 840 000	250	800 000
9	Câble U1000 4 x70 mm ² pour liaison transfo-DHP	m	5	22 500	112 500	1 000	5 000
10	Mise à la terre des masses	Ens	13	150 000	1 950 000	45 000	585 000
11	Transformateur 100 kVA- 33/0,41 kV + potence	u	1	4 300 000	4 300 000	75 000	75 000
12	Transformateur 160 kVA- 33/0,41 kV + potence	u	1	7 000 000	7 000 000	75 000	75 000
13	IACM 36 kV- 50A + accessoire de fixation	u	1	1 250 000	1 250 000	25 000	25 000
14	Jeu de 3 parafoudres 36 kV	Ens	1	165 000	165 000	10 000	10 000
15	Disjoncteur Haut de poteau (DHP) type 6	Ens	1	600 000	600 000	10 000	10 000
16	Plateforme de manœuvre	u	1	10 000	10 000	10 000	10 000
TOTAL I					40 577 500		3 675 000
II. RESEAU BTA							
16	Etudes d'exécution et ouverture de couloir BT	u	1	-	-	250 000	250 000
17	Poteau béton armé 9/200	u	129	95 000	12 255 000	25 000	3 225 000
18	Support Béton Armé 9/500	u	25	125 000	3 125 000	25 000	625 000
19	Support Béton Armé 9/650	u	20	125 000	2 500 000	30 000	600 000
20	Support Béton Armé 9/800	u	10	145 000	1 450 000	30 000	300 000
21	Support Béton Armé 9/1000	u	-	210 000	-	35 000	-
22	Support Béton Armé 12/400	u	11	200 000	2 200 000	75 000	825 000
23	Support Béton Armé 12/800	u	5	375 000	1 875 000	75 000	375 000
24	Support Béton Armé 12/1250	u	2	750 000	1 500 000	95 000	190 000
25	Câble Alu Torsadé 3 x 35 + 54,6 mm ²	m	5 808	2 500	14 520 000	250	1 452 000
26	Câble Alu Torsadé 3 x 70 + 54,6 + 16 mm ²	m	2 032	3 700	7 518 400	300	609 600
27	Ensemble de suspension ES 54-14	Ens	140	2 750	385 000	200	28 000
28	Ensemble d'ancrage simple EAS 54-10	Ens	81	5 500	445 500	250	20 250
29	Ensemble d'ancrage double EAD 54-10	Ens	24	3 000	72 000	250	6 000
30	Dispositif réglementaire de MALT	Ens	41	80 000	3 280 000	40 000	1 640 000
Total II					51 125 900		10 145 850
III. RESEAU D'ECLAIRAGE PUBLIC							
31	Lanterne LED 50 W + luminaire	Ens	10	130 000	1 300 000	25 000	250 000
32	Crosse EP 1,2 m	u	10	35 000	350 000	10 000	100 000
33	Cellule photoélectrique	u	10	55 000	550 000	10 000	100 000
34	Coffret EP triphasé suivant les spécifications techniques du DAO y compris tous les accessoires de	u	2	800 000	1 600 000	54 000	108 000
Total III					3 800 000		558 000
Total fourniture HTHD (Fourniture Total I+II+III)			95 503 400	FCFA			
Total Pose HTHD (Pose Total I+II+III)			14 378 850	FCFA			
Total HTHD			109 882 250	FCFA			
TVA (18%)			19 778 805	FCFA			
TOTAL GENERAL			129 661 055	FCFA			

Annexe 11 : Résultat de simulation des armements avec le logiciel Camélia Calcul

Fichier Ligne Etoilement COMAC Portée Croisement Biblio Ligne avec FOP ?

ECARTEMENTS : RESULTATS

Ecartements entre phases Ecartements insuffisants : 0

Portée : Longueur m	Supports		Armements	Ecart Unif. m	Ecartement		Conclusion
	Nom	Struct.			mini : m	réel m	
30	EXI	S	NA3X		0.83	1.35	Satisfaisant
110	B1	S	NA2X		1.15	1.5	Satisfaisant
110	3	S	NV5		1.19	1.82	Satisfaisant
110	4	S	NV5		1.19	1.82	Satisfaisant
110	5	S	NV5		1.19	1.82	Satisfaisant
110	6	S	NV5		1.19	1.82	Satisfaisant
110	7	S	NV5		1.19	1.82	Satisfaisant
85	8	S	NV5		0.95	1.64	Satisfaisant
34	B2	S	NA3		0.46	1.34	Satisfaisant
84	B3	S	NA2X		0.95	1.49	Satisfaisant

Armerement préc. Armerement suiv. Continuer calculs

Arrêter calculs

ASTER 54.6 (B2 - B11)

Annexe 12 ; Calcul des retournements des chaines avec Camélia Calcul

Fichier Ligne Etoilement COMAC Portée Croisement Biblio Ligne avec FOP ?

CALCUL DES RETOURNEMENTS DE CHAINES

0 Problème de :Retournement

Support	Armement	h	q	n* phase	Tan réelle	tan maxi	Conclusion
3	NV5	0.1	0.23	1	0.43	6	Satisfaisant
4	NV5	0.1	0.18	1	0.54	6	Satisfaisant
5	NV5	0.1	0.18	1	0.54	6	Satisfaisant
6	NV5	0.1	0.18	1	0.54	6	Satisfaisant
7	NV5	0.1	0.18	1	0.54	6	Satisfaisant
8	NV5	0.1	0.2	1	0.48	6	Satisfaisant
11	NV5	0.07	0.17	1	0.43	6	Satisfaisant
12	NV5	0.07	0.17	1	0.43	6	Satisfaisant
14	NV5	0.08	0.18	1	0.44	6	Satisfaisant
15	NV5	0.08	0.15	1	0.52	6	Satisfaisant
16	NV5	0.08	0.18	1	0.44	6	Satisfaisant
18	NV5	0.1	0.23	1	0.43	6	Satisfaisant
20	NV5	0.09	0.19	1	0.47	6	Satisfaisant
21	NV5	0.09	0.17	1	0.53	6	Satisfaisant

Arrêter calculs Continuer calculs

Annexe 13 : Calcul des inclinaisons des chaînes avec Camélia Calcul

Fichier Ligne Etoilement COMAC Portée Croisement Biblio Ligne avec FOP ?

CALCUL DES INCLINAISONS DE CHAINES

0 Problème de :Inclinaison

Support	Armement	h	q	n° phase	Tan réelle	tan maxi	Conclusion
3	NV5	0.26	0.22	1	1.17	6	Satisfaisant
4	NV5	0.26	0.18	1	1.43	6	Satisfaisant
5	NV5	0.26	0.18	1	1.43	6	Satisfaisant
6	NV5	0.26	0.18	1	1.43	6	Satisfaisant
7	NV5	0.26	0.18	1	1.43	6	Satisfaisant
8	NV5	0.26	0.2	1	1.29	6	Satisfaisant
11	NV5	0.19	0.16	1	1.16	6	Satisfaisant
12	NV5	0.19	0.16	1	1.16	6	Satisfaisant
14	NV5	0.21	0.17	1	1.2	6	Satisfaisant
15	NV5	0.21	0.15	1	1.4	6	Satisfaisant
16	NV5	0.21	0.17	1	1.2	6	Satisfaisant
18	NV5	0.26	0.22	1	1.17	6	Satisfaisant
20	NV5	0.24	0.19	1	1.25	6	Satisfaisant
21	NV5	0.24	0.17	1	1.42	6	Satisfaisant

Arrêter calculs Continuer calculs

Annexe 14 : Abaque de choix du niveau de tension

	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25	27,5	30	32,5	35	37,5	40	42,5	45	47,5	50	km
2,5	10	14	17	20	22	24	26	28	29	31	32	34	35	36	38	39	40	41	42	44	
5	14	20	24	28	31	34	36	39	41	44	46	48	50	52	53	55	57	59	60	62	
7,5	17	24	29	34	38	41	45	48	51	53	56	59	61	63	65	68	70	72	74	76	
10	20	28	34	39	44	48	52	55	59	62	65	68	70	73	76	78	80	83	85	87	
12,5	22	31	38	44	49	53	58	62	65	69	72	76	79	82	84	87	90	92	95	98	
15	24	34	41	48	53	59	63	68	72	76	79	83	86	89	92	96	98	101	104	107	
17,5	26	36	45	52	58	63	68	73	77	82	86	89	93	97	100	103	106	109	112	115	
20	28	39	48	55	62	68	73	78	83	87	91	96	99	103	107	110	114	117	120	123	
22,5	29	41	51	59	65	72	77	83	88	92	97	101	105	109	113	117	121	124	127	131	
25	31	44	53	62	69	76	82	87	92	98	102	107	111	115	119	123	127	131	134	138	
27,5	32	46	56	65	72	79	86	91	97	102	107	112	117	121	125	129	133	137	141	145	
30	34	48	59	68	76	83	89	96	101	107	112	117	122	126	131	135	139	143	147	151	
32,5	35	50	61	70	79	86	93	99	105	111	117	122	127	132	136	141	145	149	153	157	
35	36	52	63	73	82	89	97	103	109	115	121	126	132	137	141	146	150	155	159	163	
37,5	38	53	65	76	84	92	100	107	113	119	125	131	136	141	146	151	156	160	165	169	
40	39	55	68	78	87	96	103	110	117	123	129	135	141	146	151	156	161	165	170	174	
42,5	40	57	70	80	90	98	106	114	121	127	133	139	145	150	156	161	166	171	175	180	
45	41	59	72	83	92	101	109	117	124	131	137	143	149	155	160	165	171	176	180	185	
47,5	42	60	74	85	95	104	112	120	127	134	141	147	153	159	165	170	175	180	185	190	
50	44	62	76	87	98	107	115	123	131	138	145	151	157	163	169	174	180	185	190	195	

MW

Annexe 15 : Extrait du décret portant sur la catégorisation des projets au Burkina Faso

ANNEXE I : Listes des travaux, ouvrages, aménagements, activités, programmes, plans et politiques assujettis à une évaluation environnementale stratégique, une étude ou une notice d'impact sur l'environnement

Secteur d'activités	Evaluation environnementale stratégique	Catégorie A (Etude d'Impact Environnemental et Social)	Catégorie B (Notice d'Impact environnemental et Social)	Catégorie C (Prescriptions)
9 – ENERGIE	Politique, Plan et Programme en matière d'énergie	Transport et distribution d'énergie : tension > 225 kv ; Centrales thermiques : puissance >500 kw ; - Centrales nucléaires ; Aménagement et stockage de gaz, d'hydrocarbures. Transport d'hydrocarbures par pipeline ; Canalisations ou conduites souterraines de transport d'hydrocarbures liquides ou gazeux ou de tout liquide polluant ou non ;	- Transport et distribution d'énergie : tension <225 kv ; - Installations de production d'énergies renouvelables ; - Travaux d'installation et de modernisation ; Etablissements de 3 ^{ème} classe ;	- Travaux d'entretien et de grosses réparations ;