



 **CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR
L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT
LE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RN1**

MÉMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLÔME D'INGÉNIEUR 2iE AVEC GRADE
DE MASTER

SPÉCIALITÉ : GÉNIE ÉLECTRIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 26/07/2021 par
Odrine NDAYIKEZA (20180753)

Travaux dirigés par :

Encadreur 2iE : Dr Ing Aboubakar GOMNA,

Enseignant-chercheur en Génie électrique et énergétique

Maître de stage : Ing Philibert MVUYEKURE,

Consultant en infrastructures électriques et énergétiques

Structure d'accueil : ROBBIALAC BURUNDI sa

Jury d'évaluation du Stage :

Président : Ing. Justin BASSOLE

Membres et correcteurs : Ing. Madieumbe GAYE

Dr Ing. Aboubakar GOMNA

Promotion 2020-2021



Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement

Institut 2iE - Rue de la Science - 01 BP 594 - Ouagadougou 01 - BURKINA FASO – IFU 00007748B

Tél. : (+226) 25. 49. 28. 00 - Fax : (+226) 25. 49. 28. 01 - Mail : 2ie@2ie-edu.org - www.2ie-edu.org

DEDICACES

A mon cher époux Ing. Christian BAKUNDA ;
A ma chère fille Ianah Kerren Kyran BAKUNDA ;
A mes parents Felix NGENDAKURIYO et Sylvie NIYONGENDAKO ;
A ma belle-mère Épiphanie NKUNZUMWAMI ;
A mes frères et sœur ;
A mes beaux-frères et belles-sœurs ;
A la famille Ing. Bernard NZOBANDABA ;
A mes oncles et tantes.

Je dédie ce travail.

CITATIONS

« Tristesse ! On passe la moitié de la vie à attendre ceux qu'on aimera et l'autre moitié à quitter ceux qu'on aime. »

Victor Hugo

« Le plus difficile est de se décider à agir, le reste n'est que de la ténacité »

Amelia Earhart

REMERCIEMENTS

J'exprime ma profonde gratitude envers notre Dieu Tout Puissant pour son amour et ses bienfaits durant toute ma vie.

Je remercie l'Union Africaine pour avoir financé mes études de master à 2iE.

J'adresse mes sincères remerciements au corps professoral et administratif de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) pour leurs sacrifices et efforts consentis pour notre réussite.

Une note de reconnaissance est adressée au professeur Moussa SORO, chef de département du génie électrique et énergétique à l'institut 2iE, pour ses conseils tant sur le plan scientifique que moral.

Mes vifs remerciements sont adressés également à Monsieur Jean Marie NZOHABONAYO, Administrateur Directeur Général de ROBBIALAC Burundi sa, pour avoir accepté de me donner un stage dans son entreprise.

Une marque particulière est réservée à l'endroit du Dr Ing. Aboubakar GOMNA et de l'Ing Philibert MVUYEKURE, qui, malgré leurs multiples obligations, ont assuré mon encadrement avec une implication intournable. Leur disponibilité, leurs conseils ainsi que leur savoir-faire m'ont été d'un intérêt capital.

J'ai une immense joie d'exprimer ma gratitude envers mon époux, Ing. Christian BAKUNDA, pour ses conseils, sa responsabilité, son courage ainsi que sa bravoure qu'il a témoigné pendant mon absence au foyer et surtout en gardant un bébé de 5-mois afin que puisse continuer ma formation. Qu'il trouve dans cet ouvrage, le couronnement de ses efforts.

Aux Dr Régis BAKUNDA et Dr Eddy BAKUNDA qui, malgré leurs multiples engagements m'ont accompagné durant ma grossesse afin que je puisse continuer mes études loin de ma famille, je dis sincèrement Merci.

Enfin, à toute personne qui, de prêt ou de loin, a contribué à ma réussite, je dis Merci.

RESUME

L'accès à l'énergie moderne et durable est l'un des facteurs de développement durable. Dans le but d'augmenter le taux d'électrification au Burundi, le gouvernement s'est engagé dans la construction de nouvelles centrales. C'est dans ce cadre que la REGIDESO a, en 2011, réalisé une étude de la ligne à 220 kV Kamanyola - Bujumbura mais la réalisation de ce projet exige une mise hors tension de la ville de Bujumbura à 80 %. Il faut donc trouver un moyen d'alimenter la ville pendant les travaux.

C'est dans cette optique que **la construction d'une ligne HTA 30 kV pour l'alimentation de la ville de Bujumbura pendant le raccordement du poste RUBIRIZI au poste RN1** nous a été soumise comme thème. Nous avons réalisé un dimensionnement électrique et mécanique de la ligne 30 kV ayant une longueur de 12 km et une étude mécanique d'une ligne 10 kV de 1 km de long. Nous avons utilisé les conducteurs ACSR avec une section de 243 mm² pour la ligne 30 kV et de 121,51 mm² pour la ligne 10 kV. La chute de tension est de 2,9 % pour la ligne 30 kV. Nous avons aussi simulé le comportement du réseau vis-à-vis de l'augmentation de la charge avec le logiciel NEPLAN. Ce qui nous a permis de conclure qu'au-delà de 10 ans, le réseau sera surchargé. La notice d'impact environnemental nous a montré que les impacts négatifs du projet seront très limités sur l'environnement et pourront être atténués par une bonne application des mesures proposées dans cette étude. Le coût du projet est estimé à un montant de 1 232 148,32 USD.

Mots clés :

- Bujumbura
- Ligne HTA
- NEPLAN
- Notice d'impact environnemental

ABSTRACT

Access to modern and sustainable energy is one of the factors for sustainable development. In an effort to increase the electrification rate in Burundi, the government has committed to the construction of new power plants. It is within this framework that REGIDESO, in 2011, carried out a study of the 220 kV Kamanyola - Bujumbura line, but the realization of this project requires an 80% shutdown of the city of Bujumbura. They must therefore find a way to supply the city during the works.

It is with this in mind that the construction of a 30 kV line to supply the city of Bujumbura during the connection of the RUBIRIZI substation to the RN1 substation was submitted to us as a theme. We carried out an electrical and mechanical dimensioning of the 30 kV line having a length of 12 km and a mechanical study of a 10 kV line 1 km long. We used ACSR conductors with a cross section of 243 mm² for the 30 kV line and 121.51 mm² for the 10 kV line. The voltage drop is 2.9% for the 30 kV line. We also simulated the behavior of the network with respect to increased load with NEPLAN software. This allowed us to conclude that beyond 10 years, the network will be overloaded. The environmental impact notice showed us that the negative impacts of the project will be very limited on the environment and could be mitigated by proper application of the measures proposed in this study. The cost of the project is estimated at USD 1,232,148.32.

Keywords:

- Bujumbura
- HTA line
- NEPLAN
- Environmental impact notice

LISTE DES ABREVEATIONS

2iE	: Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
CHE	: Centrale hydroélectrique
CTH	: Centrale thermique
DAO	: Dossier d'Appel d'Offre
GPS	: Global Position System
HTA	: Haute Tension catégorie A
IACM	: Interrupteur Aérien à Commande Manuelle
IGEBU	: Institut de Géographie du Burundi
IACT	: Interrupteur Aérien à Creux de Tension
ODD	: Objectifs de Développement Durable
REGIDESO	: Régie de l'Eau et de l'Electricité
SE4ALL	: Sustainable Energy For All [Energie Durable Pour Tous]
THT	: Total Hors Taxes
TTC	: Total taxes comprises
TVA	: Taxe sur la valeur ajoutée
USD	: United States Dollars [Dollars américains]

Unités de mesure

daN	: Décanewton
kA	: kiloampère
kVA	: kilovoltampère
kW	: kilowatt
m	: mètre
mm²	: millimètre carré
VAR	: volt-ampère réactifs

SOMMAIRE

DEDICACES	i
CITATIONS.....	ii
REMERCIEMENTS	iii
RESUME	iv
___ABSTRACT	v
___LISTE DES ABREVEATIONS.....	vi
INTRODUCTION GENERALE.....	1
Chapitre I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET CONTEXTE DU PROJET	2
I.1. Présentation de la structure d'accueil : ROBBIALAC Burundi sa	2
I.1.1. Historique	2
I.1.2. Organigramme	3
I.2. Présentation du projet.....	4
I.2.1. Situation géographique de la zone du projet.....	4
I.2.2. Contexte et justification du projet.....	4
I.2.3. Problématique	7
I.2.4. Objectif général.....	7
I.2.5. Objectifs spécifiques	7
Chapitre II. GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES.....	8
II.1. Classification des réseaux électriques.....	8
II.1.1. Classification suivant le niveau de tension.....	8
II.1.2. Classification suivant la topologie	9
II.2. Les principaux composants d'une ligne aérienne HTA	10
II.2.1. Les conducteurs	10
II.2.2. Les armements	12
II.2.3. Les supports.....	13
II.2.4. Les accessoires.....	14
II.3. Eléments caractéristiques d'une ligne HTA	14

Chapitre III. CONSTRUCTION DE LA LIGNE HTA 30 kV	16
III.1. Aperçu de la ligne	16
III.1.1. Configuration de la ligne	16
III.1.2. Le tracé de la ligne de transmission	16
III.2. Conception électrique et mécanique de la ligne.....	18
III.2.1. Conception électrique de la ligne.....	18
III.2.1.1. Caractéristiques électriques de la ligne HTA 30 kV	18
III.2.1.2. Calcul de la puissance transitée par la ligne	19
III.2.1.3. Calcul du courant nominal.....	19
III.2.1.4. Calcul du courant de court-circuit.....	19
III.2.1.5. Calcul de la section du conducteur.....	20
III.2.1.6. Calcul de la chute de tension	21
III.2.1.7. Etude de la protection de la ligne.....	21
III.2.2. Conception mécanique de la ligne	22
III.2.2.1. Les conditions du site.....	22
III.2.2.2. Hypothèse de calcul	23
III.2.2.3. Conception géométrique des Conducteurs	24
a. L'écartement entre phases.....	24
b. Espacement entre les conducteurs et les points de fixation.....	24
c. La garde hors sol ou surplomb	25
III.2.2.4. Conception géométrique des supports.....	25
a. Désignation des supports	25
b. La hauteur des supports.....	26
c. Limite de tension des conducteurs de la ligne 30 kV	27
d. La longueur des portées	27
e. Calcul des efforts appliquées sur les supports.....	27
III.3. Résultats et discussion.....	30
III.3.1. Résultats de l'étude électrique	30
III.3.2. Résultats de l'étude mécanique.....	31
III.4. Analyse du comportement du réseau vis-à-vis de l'augmentation de la charge	32
III.4.1. Présentation du logiciel NEPLAN	32
III.4.2. Calcul du Load flower et courant de court-circuit	34
III.4.2.1. Simulation à la première année.....	34

III.4.2.2.	Simulation du réseau à la cinquième année	35
III.4.2.3.	Simulation des résultats à la dixième année	36
III.4.2.4.	Simulation des résultats à la quinzième année.....	37
III.5.	Estimation des coûts.....	38
Chapitre IV. NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL (NIE) [7].....		39
IV.1.	Résumé non technique	39
IV.2.	Cadre politique et institutionnel.....	40
IV.2.1.	Cadre politique.....	40
IV.2.2.	Cadre institutionnel.....	41
IV.3.	Identification, Analyse et évaluation de l'importance des impacts :.....	41
IV.3.1.	Identification des impacts potentiels	41
IV.3.2.	Evaluation de l'importance des impacts.....	42
IV.3.3.	Identification et analyse des impacts.....	43
IV.4.	Screening des impacts sur le milieu biophysique et social.....	44
IV.4.1.	Impacts positifs.....	44
IV.4.2.	Impacts négatifs	45
IV.4.3.	Evaluation de l'importance des impacts.....	46
IV.4.4.	Mesures d'atténuation	48
IV.5.	Le plan de gestion environnementale et sociale (PGES).....	49
IV.5.1.	Suivi et surveillance environnementale.....	49
IV.5.2.	Renforcement des capacités.....	51
IV.6.	Conclusion.....	52
CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS		53
BIBLIOGRAPHIE		54

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Centrales hydroélectriques nationales.....	5
Tableau 2. Centrales hydroélectriques partagées entre le Rwanda, le Burundi et la RDC (Part du Burundi).....	5
Tableau 3. Ouvrage de production thermique.....	5
Tableau 4. Centrales en construction et leurs puissances (part du Burundi pour les centrales internationales).....	6
Tableau 5. Classification des réseaux électriques suivant la tension qu'ils transitent.	8
Tableau 6. Les propriétés physiques des matériaux conducteurs.	11
Tableau 7. Avantages et inconvénients des matériaux conducteurs.....	11
Tableau 8 Coordonnées des points métalliques d'angle [Source :Cordonnées prises par GPS]...	17
Tableau 9 : Puissance et courant de court-circuit [2].....	20
Tableau 10 : Données climatique de Bujumbura [Institut géographique du Burundi : IGEBU]..	22
Tableau 11 : Hypothèses de calcul des charges climatiques.....	23
Tableau 12: Surplomb minimal [2].....	25
Tableau 13 : Famille de supports à utiliser [DAO].....	26
Tableau 14: Conditions de réglage des câbles de la ligne HTA.....	27
Tableau 15 : Résultat de l'étude électrique de la ligne 30 kV.....	30
Tableau 16: Résultats de la conception mécanique de la ligne 10 kV.....	31
Tableau 17 : Résumé des résultats de l'étude mécanique de la ligne 30 kV.....	31
Tableau 18 : Générateurs alimentant la ville de Bujumbura.....	32
Tableau 19 : Charge de la ville de Bujumbura.....	33
Tableau 20 : Récapitulatif des coûts du projet.....	38
Tableau 21 Impacts positifs.....	44
Tableau 22 Impacts négatifs.....	45
Tableau 23 : Evaluation de l'importance des impacts.....	46
Tableau 24: Mesures d'atténuation.....	48
Tableau 25 Plan de suivi et surveillance environnementale.....	50
Tableau 26 : Plan de renforcement des capacités.....	51

LISTE DES FIGURES

Figure 1. Organigramme de la structure d'accueil [Source : ROBBIALAC Burundi sa].....	3
Figure 2. Situation géographique de notre zone de projet [http://satellite.pro/plan/carte_du_Burundi#].....	4
Figure 3. Structure d'un réseau électrique [2]	8
Figure 4 : Réseau arborescent [2]	9
Figure 5 : Réseau maillé [2]	9
Figure 6 : Réseau bouclé [2]	10
Figure 7 : Armements : a) en Nappe Voute ; b) en drapeau ; c) en alterné	12
Figure 8 : Isolateurs en : a) composite ; b) céramique ; c) verre ; d) en porcelaine.....	13
Figure 9 : Eléments constitutifs d'une ligne aérienne [3]	13
Figure 10 : Portée et flèche d'une ligne électrique	14
Figure 11 : Angle de piquetage et Angle d'orientation [3].....	Erreur ! Signet non défini.
Figure 12 : Tracé de la ligne bi-terne 30 kV	17
Figure 13 Les efforts appliqués sur un support d'alignement	28
Figure 14 : Topologie du réseau d'alimentation de la ville de Bujumbura	33
Figure 15: Load flow et courant de court-circuit de la première année.....	34
Figure 16 : Load flow de la première année	Erreur ! Signet non défini.
Figure 17: Load flow et court-circuit à la cinquième année	35
Figure 18 : Résultats du load flow à la cinquième année	Erreur ! Signet non défini.
Figure 19: Simulation du Load flow et courant de court-circuit à la dixième année.....	36
Figure 20: Résultat du load flow à la dixième année.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure 21 : Simulation de load flow et courant de court- circuit à la quinzième année	37
Figure 22 : résultats du load flow à la quinzième année.....	Erreur ! Signet non défini.

INTRODUCTION GENERALE

Sans construction de nouvelles infrastructures fournissant l'électricité depuis plus de 35 ans, le Burundi fait face à une crise énergétique. En dépit de cette réalité, le pays jouit ce pendant d'un grand potentiel énergétique ; si on considère le potentiel hydroélectrique et les conditions favorables au développement d'autres énergies renouvelables.

Pour atteindre l'Objectif de développement durable numéro 7 (ODD7 : Garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables, et modernes, à un coût abordable) et les objectifs de l'initiative Energie durable pour Tous (SE4ALL) à l'horizon 2030, le Burundi s'est fixé des objectifs d'accès à l'électricité suivants :

-  23,7% de la population électrifiée en 2025 ;
-  30 % de la population électrifiée en 2030.

Pour y arriver, le gouvernement burundais s'est engagé dans la construction de nouveaux centres de production d'électricité.

C'est dans ce contexte que s'inscrit notre mémoire de fin d'étude portant sur **la construction d'une ligne HTA 30 kV pour l'alimentation de la ville de Bujumbura pendant le raccordement du poste RUBIRIZI au poste RN1.**

Notre travail est subdivisé en quatre chapitres avec une introduction générale au début et une conclusion générale à la fin :

- Le premier chapitre porte sur la présentation de la structure d'accueil et du projet ;
- Le deuxième chapitre porte sur les généralités sur les réseaux électriques ;
- Le troisième chapitre porte sur la construction de la ligne HTA (-y compris l'estimation des coûts et la simulation du comportement du réseau vis-à-vis de l'augmentation de la charge) ;
- Le quatrième chapitre porte sur la notice d'impact environnemental.

Chapitre I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET CONTEXTE DU PROJET

I.1. Présentation de la structure d'accueil : ROBBIALAC Burundi sa

I.1.1. Historique

ROBBIALAC Burundi sa est une société burundaise, créée par des investisseurs privés burundais en 1974, alors que les industries appartenant à des Burundais étaient inexistantes.

ROBBIALAC avait initialement été créé pour la production et la distribution de peinture et de matériaux de construction. Son taux de croissance positif et l'expérience des matériaux de construction ont permis aux investisseurs de se lancer dans l'ingénierie civile (plans de construction et construction de maisons). Toujours soucieux d'aller de l'avant, il a fallu dix (10) ans à ROBBIALAC Burundi sa pour essayer une nouvelle activité. C'était dans le domaine de « l'énergie » en termes d'infrastructure, ROBBIALAC Burundi sa a réussi à obtenir un certain nombre de contrats à l'intérieur du Burundi, y compris l'électrification rurale / les connexions privées, etc.

En partenariat avec Joh Achelis & Söhne, une entreprise allemande, depuis longtemps, en 2000 Joh Achelis & Söhne a confié à ROBBIALAC Burundi sa le droit de représentant exclusif au Burundi. Cela a ouvert de nombreuses portes et a permis à ROBBIALAC Burundi sa de remporter davantage de contrats à l'intérieur et à l'extérieur des frontières du Burundi.

ROBBIALAC Burundi sa, vise à être parmi les meilleurs prestataires de services au Burundi et dans la Communauté de l'Afrique de l'Est.

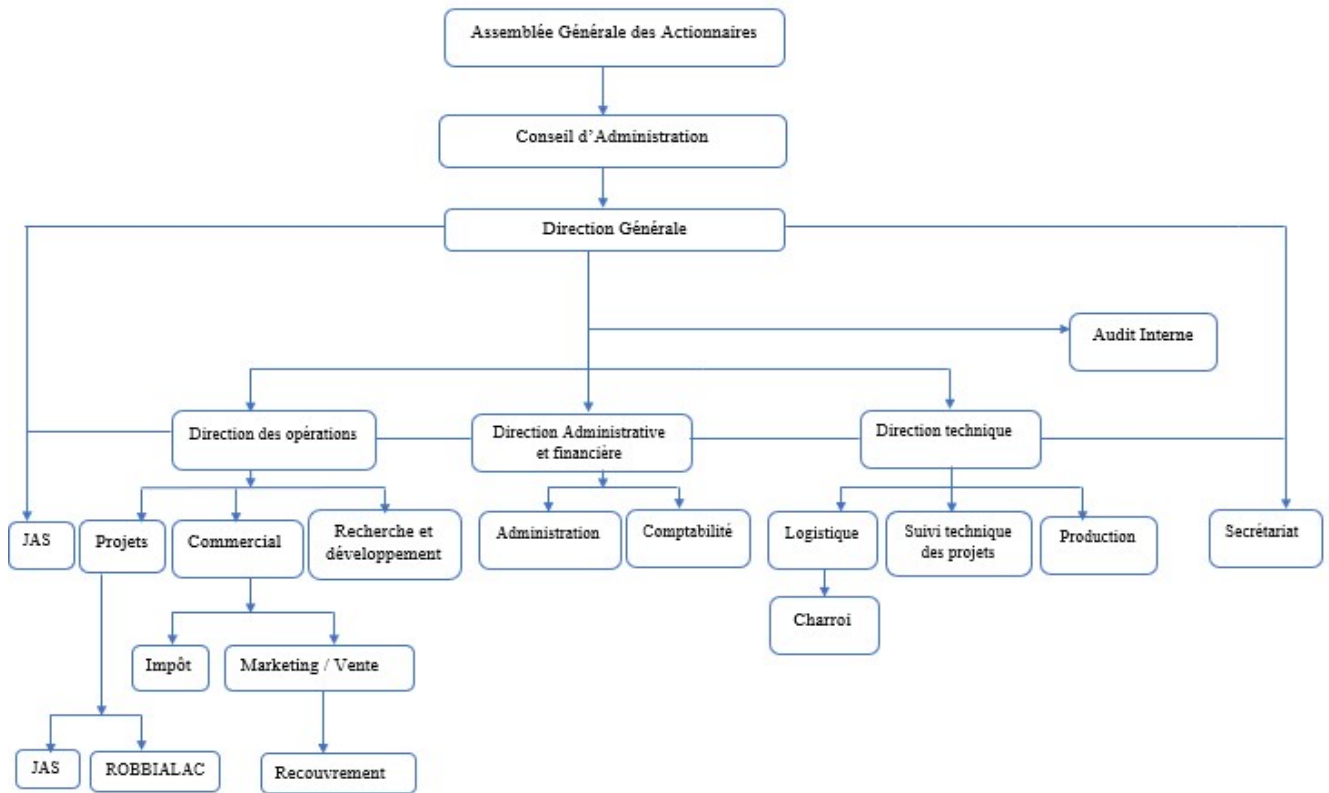
Ses services sont :

- La production et distribution des peintures ROBBIALAC ;
- La fourniture de tous types d'équipements pour les usines ;
- L'Approvisionnement au moyen d'appels d'offres d'électricité et d'eau, de produits d'égouts ;
- Le Secteur de l'énergie : exécution de tous types d'activités électriques y compris MT, BT, installations de minicentrales hydroélectriques, installation de sous-stations 10 kV / 30 kV.

Ses partenaires étrangers :

- Joh Achelis & Söhne GmbH ;
- Riex – Rwanda ;
- S.T.O.P – Rwanda ;
- Synresins Ltd – Kenya.

I.1.2. Organigramme



JAS : Joh Achelis & sôhne Gmbh

Figure 1. Organigramme de la structure d'accueil [Source : ROBBIALAC Burundi sa]

I.2. Présentation du projet

I.2.1. Situation géographique de la zone du projet

Notre zone de projet va relier deux provinces du Burundi : la province Bujumbura et la province Bujumbura-Mairie, l'une reliant les postes RUBIRIZI (Commune MUTIMBUZI) et le poste nord situé à NGAGARA quartier 10 (Commune NTAHANGWA) et l'autre reliant le poste RUBIRIZI au poste Carama (Commune NTAHANGWA).

La ligne 30 kV suit le trajet montré sur la Figure 2 avec des points indiquant le départ et l'arrivée.

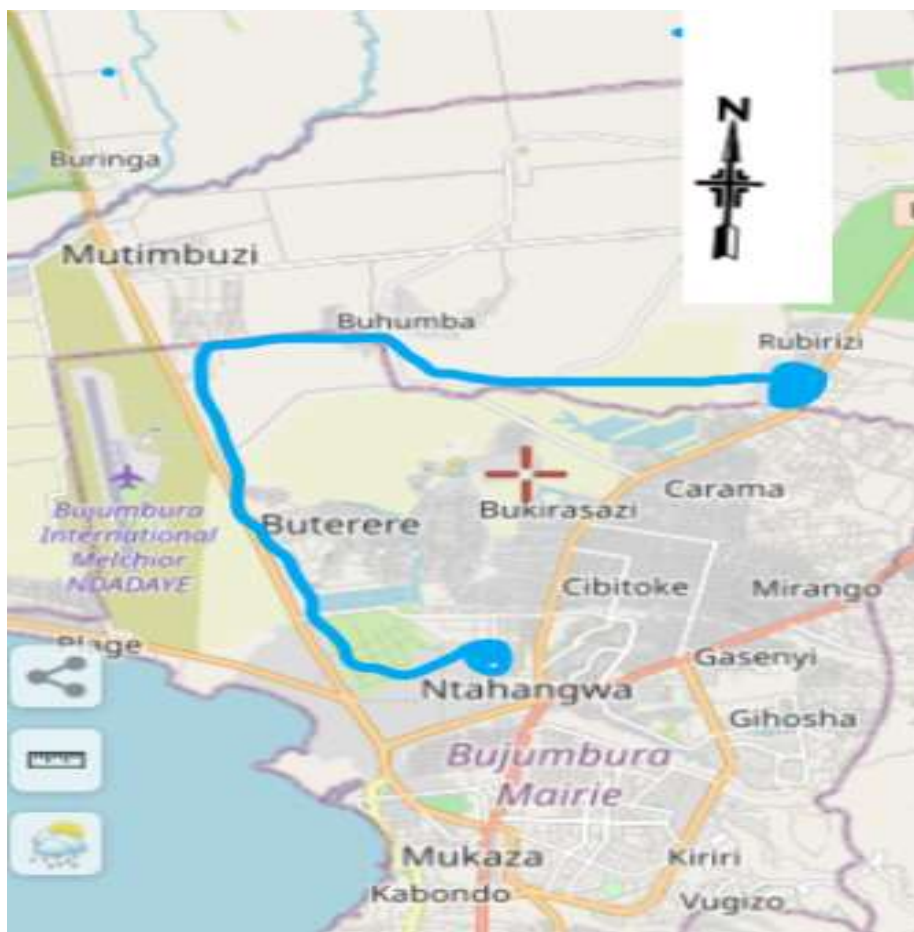


Figure 2. Situation géographique de notre zone de projet [http://satellite.pro/plan/carte_du_Burundi#/]

I.2.2. Contexte et justification du projet

De part son climat tropical-humide et son relief montagneux, le Burundi a un potentiel hydroélectrique estimé, en 1983, à 1700 MW dont 300 MW économiquement exploitables. Le pays dispose des conditions favorables à l'exploitation durable de l'énergie hydraulique, solaire, voire probablement de l'énergie éolienne en certains lieux mais le taux d'électrification est estimé à 12 % avec un taux d'électrification rural inférieur à 5 % [1].

Les ouvrages de production sont âgés de plus de 35 ans ce qui fait qu'il y a une grande différence entre la puissance installée et celle qui est réellement produite. La Puissance totale installée sur tout le territoire national est estimée à 66,913 MW(www.regideso.bi), comme le montre les tableaux ci-dessous :

Tableau 1. Centrales hydroélectriques nationales

Centrales hydroélectriques	Date de mise en service	Puissance installée (MW)	Puissance produite actuellement (MW)
Rwegura	1986	18	12
Mugere	1982	8	6
Ruvyironza	1980	1,275	1,1
Gikonge	1982	0,85	0,5
Nyemanga	1988	2,8	2,53
Marangara	1986	0,14	0,1
Total		31,06	22,23

Tableau 2. Centrales hydroélectriques partagées entre le Rwanda, le Burundi et la RDC (Part du Burundi)

Centrales hydroélectriques	Date de mise en service	Puissance installée (MW)	Puissance produite actuellement (MW)
Ruzizi II	1989	13,3	12
Ruzizi I	1958	3	3
Total		16.3	15

Tableau 3. Ouvrage de production thermique

Centrales thermiques	Date de mise en service	Puissance installée (MW)	Puissance produite actuellement (MW)
Bujumbura	2007	5,5	5
Groupe électrogène	2013	10	10
Bujumbura Urgence	2014	5	0
Total		20,5	15

Pour atteindre l'Objectif de développement durable numéro 7 (ODD7 : Garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables, et modernes, à un coût abordable) et les objectifs de l'initiative Energie durable pour Tous (SE4ALL) à l'horizon 2030, le Burundi s'est fixé des objectifs d'accès à l'électricité suivants :

- 🇧🇮 23,7% de la population électrifiée en 2025 ;
- 🇧🇮 30 % de la population électrifiée en 2030 [4].

Pour atteindre ces objectifs, une stratégie a été adoptée :

- Augmenter les capacités de productions nationales pour l'électricité sur le réseau ;
- Favoriser les projets hydroélectriques internationaux (Russomo Falls et Ruzizi III);
- Favoriser l'interconnexion avec les pays voisins dans le cadre de l'EAPP (East African Power Pool) ;
- Favoriser les solutions de productions électriques alternatives renouvelables afin de développer l'électrification rurale décentralisée, Favoriser l'exploitation des gisements énergétiques existants (hydrocarbures, tourbe, éolien, solaire, géothermie) ;
- Augmenter le taux d'électrification par ces moyens.

C'est dans cette optique que plusieurs projets de construction des centrales électriques sont en cours.

Le tableau suivant nous montre ces centrales avec leurs puissance respectives et la part du Burundi pour les centrales internationales (www.regideso.bi):

Un problème a été rencontré lors de la réalisation du projet CHE RUZIZI III et pour contourner ce dernier, notre travail porte sur la construction d'une ligne HTA qui permettra de desservir la capitale économique burundaise pendant les travaux de raccordement du poste RN1 au poste RUBIRIZI.

Tableau 4. Centrales en construction et leurs puissances (part du Burundi pour les centrales internationales)

Centrales	Prévision de la mise en service	Puissance installée (MW)
CHE JIJI-MULEMBWE	2024	49,5
CHE internationale RUSUMO faills	2021	26,5
CHE internationale RUZIZI III	2023	49
CHE RUZIBAZI	2022	15
CHE KABU 16	2022	20
CHE MPANDA	2022	10,4
CHE SIGUVYAYE	2024	12
CHE DAMA	2024	7,5
CHE RUVYIRONZA		1.65
CHE MULEMBWE		9
Centrale PV MUBUGA	2021	8,67

I.2.3. Problématique

La REGIDESO a, en 2011, réalisé une étude de la ligne 220 kV Kamanyola-Bujumbura ainsi que celle du poste 220/110/30/10 kV d'arrivée à Bujumbura.

Au départ, il était prévu que le poste soit situé dans les enceintes du terrain abritant l'actuel poste 110/30 kV de RN1. Par après, on s'est rendu compte de l'impossibilité de ramener une ligne à 220 kV jusqu'à RN1 car les impacts sociaux seraient importants et très coûteux. En effet, la ligne traverserait des quartiers de Bujumbura densément occupés et conduirait à plusieurs déplacements. Les quartiers concernés seraient notamment ceux de Kamenge, Gasenyi, Kinama, Carama, etc.

Il a donc été décidé de placer le poste à l'extérieur de la ville de Bujumbura et de le relier au poste RN1 actuel par une ligne 110 kV qui empruntera la ligne 110 kV Bubanzaf-Bujumbura en la convertissant en une ligne 110 kV double terne.

Cette solution présente néanmoins un défi majeur pendant les travaux de construction. En effet, pendant cette période, il va falloir mettre hors tension l'unique ligne à 110 kV desservant la ville de Bujumbura, la privant ainsi de plus de 80% de la fourniture d'électricité.

Ce cas de figure ne pouvant pas être envisagé, il faut donc trouver un moyen de desservir la ville de Bujumbura en utilisant le réseau de bouclage HTA existant à partir du nouveau poste Rubirizi.

I.2.4. Objectif général

L'objectif général du présent projet est d'assurer la continuité d'alimentation de la ville de Bujumbura pendant la phase de raccordement de ces 2 postes. Pour y parvenir, il faut construire :

- Une ligne double terne à 30 kV entre les postes Nord-Ouest et le nouveau poste 220/110/30/10 kV à Rubirizi (12 km de long). Le poste Nord est lui-même raccordé en bouclage 30 kV du réseau de la ville de Bujumbura ;
- Une ligne simple terne conçue pour 30 kV mais exploitée à 10 kV entre le poste à Rubirizi et le réseau 10 kV existant (environ 1 km). Cette ligne aura le rôle de décharger la ligne 30kV.

Ces deux lignes seront suffisantes pour assurer la continuité de l'offre en électricité dans la ville de Bujumbura pendant les travaux et serviront aussi à boucler et à sécuriser l'exploitation du réseau HTA de la ville de Bujumbura.

I.2.5. Objectifs spécifiques

Les objectifs spécifiques sont :

- Le dimensionnement électrique des lignes ;
- Le dimensionnement mécanique des lignes ;
- La modélisation du réseau ;
- L'estimation des coûts et l'étude d'impact environnemental du projet.

Chapitre II. GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

L'électricité est transitée, des points de production vers les centres de consommation, par des réseaux électriques. Un réseau électrique peut être défini comme étant l'ensemble d'appareillages mis en œuvre pour faire transiter de l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

La Figure 3 nous montre les éléments constitutifs du réseau électrique, de la production jusqu'à la consommation

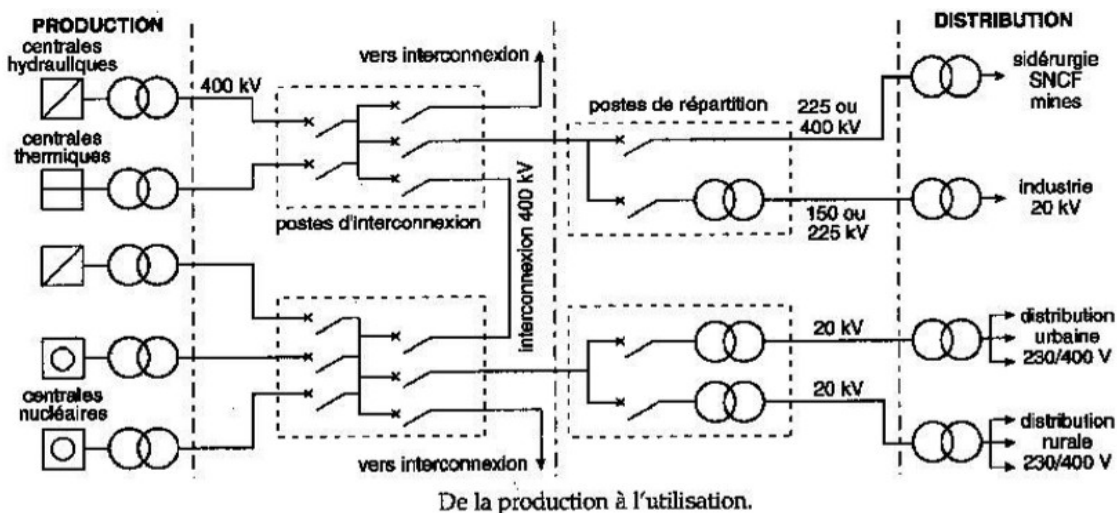


Figure 3. Structure d'un réseau électrique [2]

II.1. Classification des réseaux électriques

II.1.1. Classification suivant le niveau de tension

La norme française NF C 11-201 classe les réseaux électriques en 5 catégories suivant le niveau de tension : réseau haute tension B, réseau haute tension A, réseau basse tension B, réseau basse tension A, réseau très basse tension.[1]

Le Tableau 5 nous montre la nature des réseaux en fonction de la tension.

Tableau 5. Classification des réseaux électriques suivant la tension qu'ils transitent.

Réseau					
Courant	TBT	BTA	BTB	HTA	HTB
Alternatif	$U \leq 50 \text{ V}$	$50 < U \leq 500 \text{ V}$	$500 < U \leq 1000 \text{ V}$	$1000 < U \leq 50000 \text{ V}$	$U > 50000 \text{ V}$
Continu	$U \leq 120 \text{ V}$	$120 < U \leq 750 \text{ V}$	$750 < U \leq 1500 \text{ V}$	$1500 < U \leq 75000 \text{ V}$	$U > 75000 \text{ V}$

II.1.2. Classification suivant la topologie

- **Réseau en Radial ou Antenne ou arborescent** : Constitué de plusieurs artères à partir d'un poste d'alimentation. La sécurité d'alimentation est faible puisqu'un défaut sur la ligne ou sur le poste coupe l'ensemble des clients en aval



Figure 4 : Réseau arborescent [2]

- **Réseau maillé** : Les postes électriques sont reliés entre eux par de nombreuses lignes électriques ce qui permet d'apporter une grande sécurité d'alimentation.

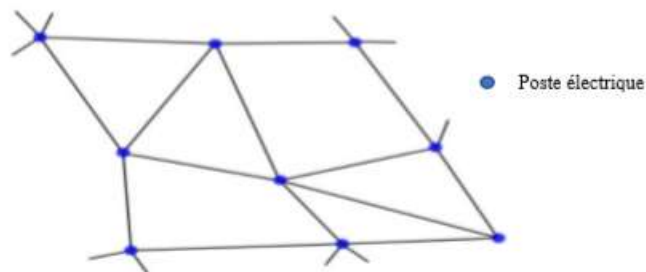


Figure 5 : Réseau maillé [2]

- **Réseau bouclé** : L'énergie transportée par un réseau vers un client y parvient par plusieurs parcours. La sécurité d'alimentation, bien qu'inférieure à celle de structure maillée, reste élevée.

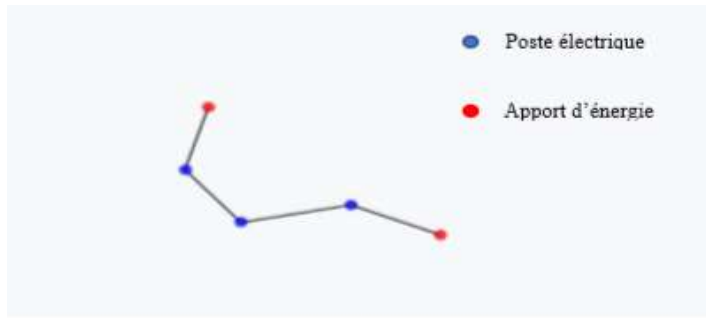


Figure 6 : Réseau bouclé [2]

II.1.3. Classification suivant la fonction :

- **Réseau d'utilisation** : un réseau domestique qui alimente les différents appareils.
- **Réseau industriel** : un réseau interne à une usine.
- **Réseau de Distribution** : un réseau qui achemine l'énergie d'un réseau de transport ou de répartition vers l'ensemble des consommateurs.
- **Réseau de répartition** : un réseau HTA ayant pour but d'assurer, à l'échelle régionale, la fourniture d'électricité et cette dernière y est injectée par le réseau de transport via des transformateurs ou par des centrales électriques de moyenne puissance.
- **Réseau de transport** : un réseau HTB ayant pour but de transporter de l'énergie électrique des centres de production vers les régions consommatrices d'électricité.
- **Réseau d'interconnexion** : un réseau qui permet à l'énergie de circuler entre les réseaux des différents gestionnaires. Ce sont des réseaux très haute tension.

II.2. Les principaux composants d'une ligne aérienne HTA

Les lignes électriques aériennes sont constituées essentiellement des conducteurs, des armements (composés d'isolateurs et ferrures), des supports et les accessoires (OCR, manchons, parafoudres, ...).

II.2.1. Les conducteurs

Les conducteurs ont le rôle d'acheminer l'énergie électrique d'un point à un autre. Les plus utilisés sont généralement en aluminium, cuivre et certains alliages dont l'ACSR et l'Almelec.

Le Tableau 6 nous donne les propriétés physiques des matériaux les plus utilisés [3].

Tableau 6. Les propriétés physiques des matériaux conducteurs.

Matériau	Cuivre	Aluminium	Acier
Propriétés			
Résistivité à 20°C ($10^{-8} \Omega.m$)	1,72	2,82	~15
Coef. de température ($10^{-3} K^{-1}$)	4,1	4	—
Masse volumique ($kg.m^{-3}$)	8890	2700	2700
Contrainte à la rupture en traction (MPa)	380 à 450	150 à 190	1410 à 1450
Module d'élasticité (MPa)	Câble : 105000 Fil : 120000	Câble : 60000 Fil : 65000	Câble : 185000 Fil : 200000
Coefficient de dilatation linéique ($10^{-6} K^{-1}$)	17	23	11,5

Les avantages et inconvénients de ces conducteurs sont donnés dans le Tableau 7 [4]

Tableau 7. Avantages et inconvénients des matériaux conducteurs

Materiaux	Avantages	Incovenient
Acier	- Supporte l'attraction(bonne tennue mecanique - Bon prix	- Très mauvaise resistivité
Cuivre	- bonne résistivité - Bonne tenue mécanique	- Prix élevé
Aluminium	- Bonne résistivité ; - Prix abordable	- Mauvaise tenue mécanique ; - Faible charge de rupture ; - Utilisé pour de petites portées.
Almelec	- Bonne tenue Mécanique ; - Bon Prix ; - Bonne résistivité.	-
ACSR	- Une haute conductivité électrique ; - Une haute résistance mécanique ; - Une haute résistance à la tension.	-

II.2.2. Les armements

Constitués de ferrures et isolateurs, les armements ont le rôle de maintenir les conducteurs écartés et d'isoler les supports. Il existe 4 trois sortes d'armements qui peuvent être suspendus ou rigides :

- Les armements en nappe-voûte (NV1, NV2, NW) ;
- Les armements en alternés ;
- Les armements en drapeau ;
- Les armements en nappe horizontal.

Les armements sont représentés comme suit :

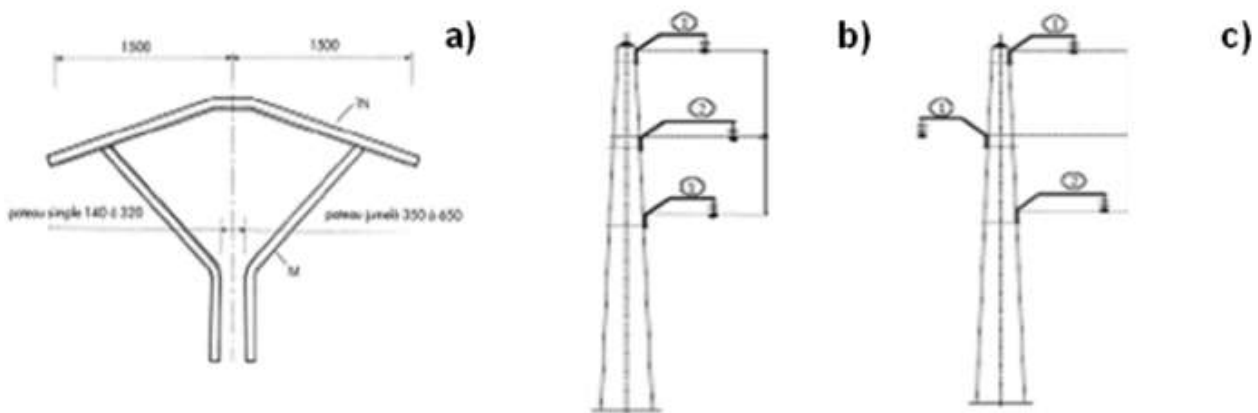


Figure 7 : Armements : a) en Nappe Voûte ; b) en drapeau ; c) en alterné

Les isolateurs ont le rôle de relier les conducteurs sous tension aux armements et d'assurer l'isolement entre deux parties constructives de la ligne.

Nature d'isolateurs :

- Céramique
- Porcelaine
- Verre
- Composite

Les 2 dernières composantes présentent des inconvénients :

- ✚ Le verre : Avec l'augmentation de température, les isolateurs en verre se cassent.
- ✚ Composite : les isolateurs en composite ne se cassent pas mais peuvent être percés et ce défaut est invisible. Il faut donc vérifier un à un à l'aide des jumelles.

Ces isolateurs sont représentés par les figures suivantes :

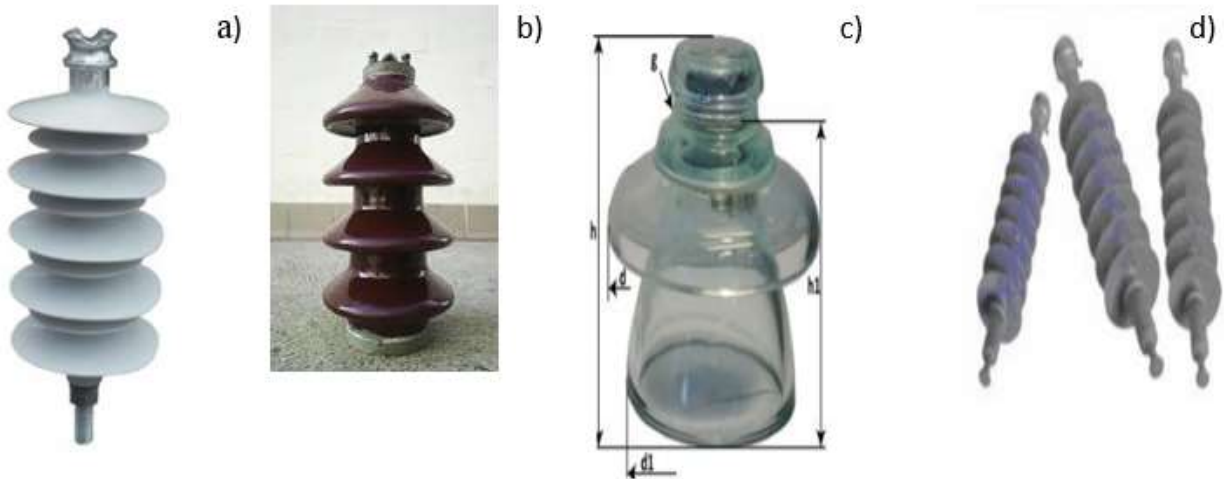


Figure 8 : Isolateurs en : a) composite ; b) céramique ; c) verre ; d) en porcelaine

II.2.3. Les supports

Les supports ont le rôle de maintenir l'équilibre du système, supporter les conducteurs et tous les efforts qui s'appliquent sur le réseau.

Les supports existent sous différentes natures : bois, en métalliques à profil H (HEA et HEB), métallique à profil orthogonal ou conique (ex : petits jean, Treillis), métalliques tubulaires.

Ils sont caractérisés par la hauteur (en m), l'effort nominal (en daN ou kN), profil et classe, l'assemblage (jumelage, portique, jumelage par plaque, etc.).

Il y'a des supports d'arrêt ou d'ancrage, les supports d'alignement et les supports d'angles.

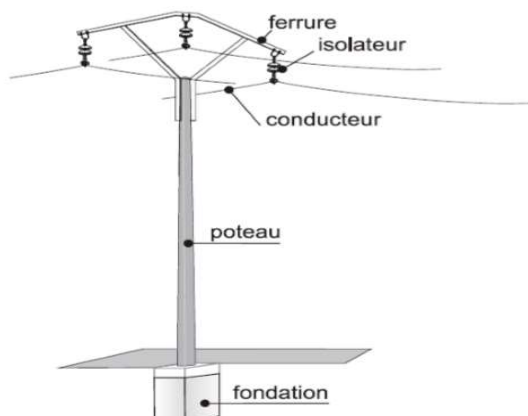


Figure 9 : Eléments constitutifs d'une ligne aérienne [3]

II.2.4. Les accessoires

- Les parafoudres et éclateurs : assurent la protection contre les surtensions.
- Les Organes de coupure :
 - IAT : Interrupteur aérien télécommandé.
 - IACM : Interrupteur aérien à commande mécanique.
 - IACT : Interrupteur aérien à creux de tension.
- Manchons.

II.3. Eléments caractéristiques d'une ligne HTA

- ✚ **Une portée (a)** : c'est la distance horizontale "a" comprise entre deux supports consécutifs. Elle est fonction des conditions du site (écarts, agglomérations, ...). Elle est exprimée en mètres.
- ✚ **La flèche (f)** : C'est la distance verticale maximale entre la droite joignant les deux attaches et les conducteurs. La flèche dépend de la tension de réglage de la ligne à la pose, elle varie ensuite en fonction de la température et sous l'influence des surcharges (la température à considérer est celle du métal et non la température ambiante).

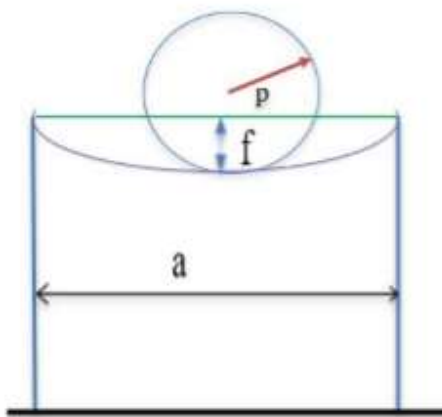


Figure 10 : Portée et flèche d'une ligne électrique

- ✚ **Un canton** : c'est une succession de portées dont les supports sont de simple fixation. Un canton commence par un arrêt simple ou un arrêt double et se termine par un arrêt simple ou double aussi. En l'absence de point d'angle, un canton a une longueur de 2 km et est constitué d'au moins 15 portées et 20 portées au maximum pour une ligne principale et de 12 portées pour une ligne secondaire.
- ✚ **Le paramètre** : c'est le rapport entre tension unitaire du conducteur (t) et le poids linéique du conducteur. Il s'exprime en mètre. Il représente le rayon de courbure du cercle tangent au sommet de la parabolle. D'après les spécifications du maître d'ouvrage la valeur doit être comprise entre 700 m et 1400 m. Nous choisissons une valeur de 1200 m pour notre projet.

-  **La garde hors sol ou surplomb** : C'est la distance entre le point le plus bas du conducteur et le sol.
-  **Angle d'orientation** : C'est l'angle Ω que fait l'axe de grande inertie du support (axe X) avec la bissectrice de l'angle de piquetage (β), en grades. En général, cet angle vaut 0 grade en arrêt, et 100 grades en alignement.

Chapitre III. CONSTRUCTION DE LA LIGNE HTA 30 kV

III.1. Aperçu de la ligne

III.1.1. Configuration de la ligne

Les lignes à double circuit et à circuit unique à 30 kV sont construites comme suit :

- Longueur : 12 km pour la ligne double terne et 1,05 km pour la ligne simple terne.
- Armement : en Nappe voute suspendue pour la ligne double terne et en nappe horizontale pour le simple terne.
- Conducteur : le conducteur qui a été imposé par le DAO est le ACSR (240/40) de section équivalente en aluminium de 243,0 mm² pour la ligne double terne et ACSR 120/20 équivalent en aluminium de 121,51 mm² pour la ligne 10 kV.
- Supports : poteaux métalliques tubulaires en acier.
- Fondation : massif de béton.

III.1.2. Le tracé de la ligne de transmission

En général, le tracé des lignes de transport d'énergie est adopté à la suite d'une analyse de variantes en tenant compte des contraintes sur l'environnement et sur les aspects sociaux. Pour le présent projet, trois variantes ont été analysées et celle de contourner la ville a été adoptée car elle présente moins de contraintes environnementales. Ces contraintes sont principalement la présence d'agglomérations et de sites écologiquement sensibles, les biens culturels des communautés tels que les bois sacrés ou par exemple les cimetières. Il existe une relation étroite entre le choix du tracé, la conception technique et la notice d'impact environnemental. Les contraintes physiques, tels que des rivières, montagnes, etc. ont également un impact sur la sélection du tracé de la ligne.

Le tracé préliminaire de la ligne a été établi à partir d'un examen de la cartographie existante et d'une enquête de terrain basée sur les études antérieures. La sélection du tracé s'est appuyée sur des paramètres économiques, sociaux et environnementaux associés aux critères suivants :

- éviter les zones de réserves naturelles protégées
- rester à une distance minimale des zones écologiquement sensibles ;
- rester à une distance minimale des agglomérations ;
- réduire au minimum les traversées d'infrastructures socio-économiques ;
- tenir compte de l'acquisition du couloir de passage.

En partant du poste Nord de Bujumbura, la ligne double terne suit la route au sud de la station d'épuration des eaux usées jusqu'à la route RN5 (vers l'aéroport international de Bujumbura) et suit celle-ci et change de tournant afin d'éviter de s'approcher de la clôture de l'aéroport et les obstacles tels que arbres et les bâtiments.

Compte tenu de tous ces paramètres, notre ligne aura 17 poteaux d'angles comme le montre la Figure 11

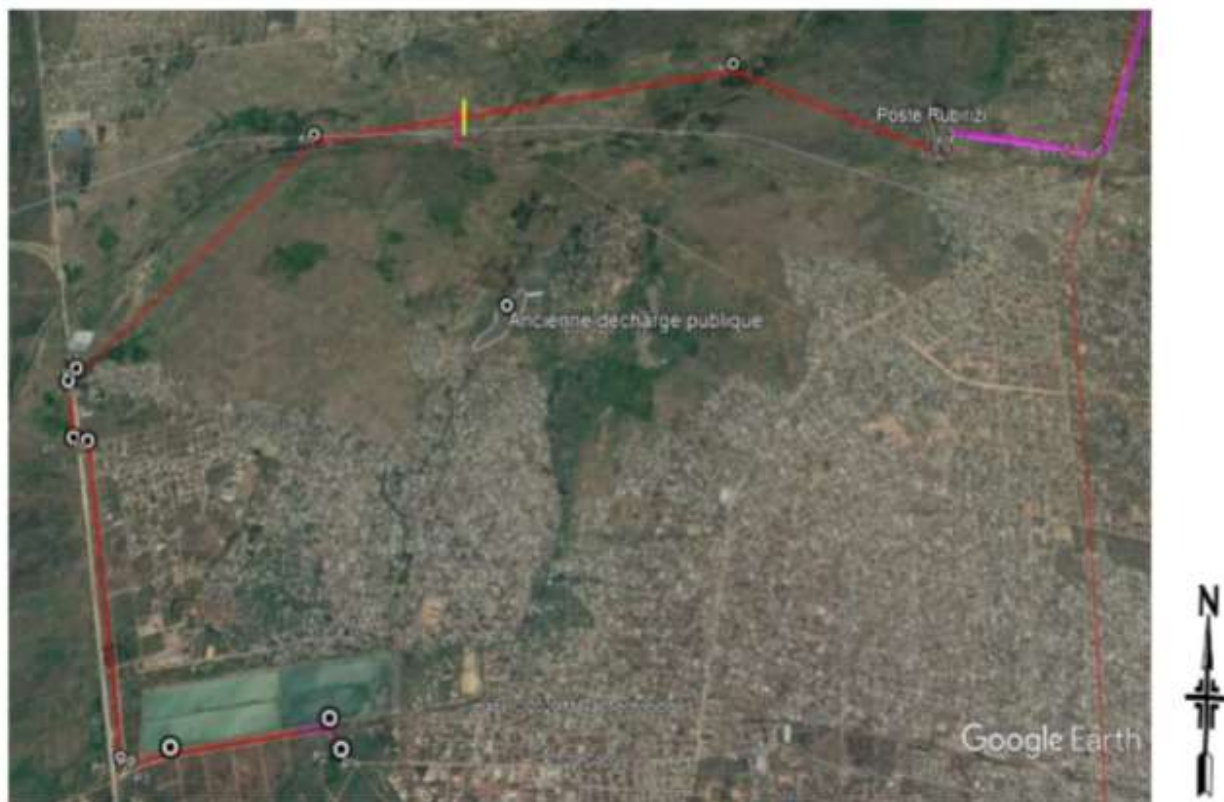


Figure 11: Tracé de la ligne bi-terne 30 kV

Tableau 8 Coordonnées des points métalliques d'angle [Source :Cordonnées prises par GPS]

Points d'angles	Latitude X	Longitude Y	Altitude Z(m)
P1	3°20'49,34"S	29°21'3,35"E	782
P2	3°20'44,35"S	29°21'0,63"E	782
P3	3°20'49,01"S	29°20'33,19"E	780
P4	3°20'50,37"S	29°20'26,54"E	780
P5	3°20'50,00"S	29°20'24,59"E	780
P6	3°19'52,85"S	29°20'4,59"E	782
P7	3°19'52,12"S	29°20'1,50"E	782
P8	3°19'39,64"S	29°19'57,12"E	782
P9	3°19'36,72"S	29°19'58,15"E	782
P10	3°18'35,12"S	29°20'40,42"E	788
P11	3°18'13,22"S	29°22'24,33"E	807
P12	3°18'39,14"S	29°23'10,93"E	823
P13	3°18'39,11"S	29°23'13,62"E	822
P14	3°18'36,52"S	29°23'14,66"E	823

P15	3°18'33,88"S	29°23'15,75"E	824
P16	3°18'39,01"S	29°23'42,53"E	833
P17	3°18'40,35"S	29°23'50,23"E	833

III.2. Conception électrique et mécanique de la ligne

Normes et règlements

Les critères de conception des lignes à moyenne et basse tension sont basés sur les normes de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI). Les normes canadiennes ont été également consultées pour cette étude avec certaines modifications pour s'adapter aux conditions particulières du Burundi.

Les normes et références partielles applicables pour la conception de la ligne HTA sont donc les suivantes :

Normes :

- CEI 60305 : Norme Internationale – Isolateurs pour les lignes aériennes de tension nominales supérieure à 1000 V- Eléments d'isolateurs en matière céramique ou en verre pour les systèmes à courant alternatif – Caractéristiques des éléments d'isolateurs du type capot et tige – 1995.
- CEI 60826 : Norme Internationale – Critères de conception des lignes aériennes e transport – 2003.
- CEI 60099-4 : Norme Internationale – parafoudres à oxyde métallique sans éclateurs pour réseaux à courant alternatif – 2006-07
- CEI 71-1 : Norme Internationale – Coordination de l'isolement partie 1 : Définition, principes et règles – 1993.
- CEI 71-2 : Norme Internationale – Coordination de l'isolement partie 1 : Guide d'application – 1996.
- CEI 99 : Norme Internationale – Parafoudres – 2011
- IEEE std-738-2006: IEEE Standard for calculating the current – Temperature of bare overhead Conductors – 2006

III.2.1. Conception électrique de la ligne

III.2.1.1. Caractéristiques électriques de la ligne HTA 30 kV

Les paramètres de conception de la ligne HTA 30 kV sont les suivant ([Dossier d'Appel d'Offre](#)) :

- Tension nominale (U_n) = 30 kV $\pm$ 10% ;
- Tension maximale du système (U_{max}) = 36 kV ;
- Tension moyenne (U_m) = 33 kV ;
- Fréquence (f) = 50 Hz ;
- $\cos \varphi = 0,8$
- Courant nominal de courte durée (I_k) = 25 kA/ 3 sec ;

- Courant nominal de tenue de crête (I_k) = 25 kA/ 3 sec ;
- Tension assignée aux chocs (crête) U_p = 170 kV ;
- Section des conducteurs = 243 mm² pour l'ACSR 240/40 et 121,51 mm² pour l'ACSR 120/20.

III.2.1.2. Calcul de la puissance transitée par la ligne

La ligne doit transiter une puissance de 11,5 MW puisque les besoins énergétiques de la ville de Bujumbura sont :

$S = 50$ MVA, $P = 40$ MW et $Q = 30$ MVAR avec une production locale de 28,5 MW par 2 centrales thermiques et une centrale hydroélectrique.

Comme la ligne est double terre, chaque terre transite 5,75 MW.

La puissance transitée par la ligne à l'année n :

$$P_n = P_1 * (1+i)^n \quad 4.1$$

- Avec :
- P_n : Demande à l'année n (kW) ;
 - i : Taux de croissance de la demande (estimé à 5 % par la REGIDESO) ;
 - n : Nombre d'année estimé à 20 ans.

$$P_{20} = 5,75 \times (1+0,05)^{20} = 15,25 \text{ MW}$$

III.2.1.3. Calcul du courant nominal

Nous devons vérifier que le câble supporte le courant nominal sur toute sa durée de vie (20 ans pour une ligne HTA).

La puissance que notre liaison devra transiter vaut 5,75 MW sous une tension nominale de 30 kV

$$P_{20} = \sqrt{3} * U * \cos\phi \text{ soit } I_{20} = \frac{P_{20}}{\sqrt{3} * U * \cos\phi} \quad 4.2$$

Avec :

- U la tension de la ligne en kV
- P_{20} la puissance transitée par la ligne à la 20ième année en MW.
- I_{20} le courant nominal du câble.

III.2.1.4. Calcul du courant de court-circuit

Ici nous calculons le courant de court-circuit I_{cc} transmis sans que la ligne soit abimée pendant un certain temps t_{cc} ($t_{cc} < 5$ sec).

I_{cc} est calculé à partir de la puissance de court-circuit S_{cc} qui est fonction du réseau environnant la ligne étudiée, mais du point de vue dimensionnement, les valeurs données dans le *Tableau 9* sont très souvent retenues en fonction des principales tensions caractéristiques.

Tableau 9 : Puissance et courant de court-circuit [2]

Tension phase/ phase U [kV]	Puissance de court-circuit S _{cc} [MVA]	Courant de court-circuit I _{cc} [kA]
150	8000	30,8
70	2500	20,6
15	350	13,5
6	120	11,6

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U} \quad 4.3$$

Pour notre cas, S_{cc} est calculée par interpolation linéaire et nous trouvons S_{cc} = 936,36 MVA pour la ligne 30 kV et S_{cc} = 222,22 MVA pour la ligne 10 kV

III.2.1.5. Calcul de la section du conducteur

Afin de trouver la section minimum permettant de supporter ce courant durant le temps t_{cc}, nous disposons de la formule suivante, où a est un facteur dépendant du type de matériau constituant le câble :

$$S = \frac{I_{cc} \times \sqrt{t_{cc}}}{a} \quad 4.4$$

Avec :

- S : la section du conducteur ;
- Les valeurs du paramètre « a » sont les suivantes : a = 105,3 pour le cuivre, a = 55,07 pour l'aluminium, 81,03 pour l'aluminium- acier et a = 61,98 pour l'AMS.

On prendra t_{cc} = 1 sec

Calcul du courant admissible

Le courant admissible par le câble est donné par la formule ci-dessous :

$$I_z = K * S^{0,6}$$

- Avec :
- K = un coefficient en fonction du matériau : K = 17,1 pour l'Almélec, 16,4 pour l'ACSR et 21 pour le cuivre
 - S = la section en mm²

Calcul du courant de court-circuit maximal

$$I_{ccmax} = \frac{S * a}{t_{cc}} \quad 4.5$$

III.2.1.6. Calcul de la chute de tension

La norme NFC 11-201 exige une chute de tension admissible de $\leq 5\%$ pour les lignes de transport HTA. La chute de tension est calculée à base de la formule suivante :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{(R+X*\tan\varphi)*P*L}{U^2} \quad 4.6$$

Où :

- $\frac{\Delta U}{U}$ est la chute de tension relative dans la ligne ;
- P est la puissance transportée par la ligne en MW;
- R est la résistance linéique du conducteur Ω / km ;
- X est la réactance linéique du conducteur en Ω / km ;
- L est la longueur du conducteur en km;
- φ est l'angle de déphasage.

Avec :

$$R = 10 \frac{\rho}{S} \quad \Omega / \text{km} \quad 4.7$$

Où

La résistivité : $\rho = 2,825 * 10^{-8} \Omega \text{ m}$ pour l'ACSR

III.2.1.7. Etude de la protection de la ligne

▪ Sécurité d'exploitation : Choix d'isolateur

Un isolateur permet d'assurer la sécurité d'exploitation, la qualité et la continuité de service d'une ligne électrique. Nous avons choisi des isolateurs en porcelaine car le verre peut se casser et l'isolateur en composite peut être percé.

Notre zone de travail a un niveau de pollution moyen, dans ce cas la norme CEI 815 recommande une ligne de fuite minimale de 20mm/ kV [2], donc elle vaut 600 mm pour notre cas.

▪ Tenue aux surtensions : Choix des parafoudres

Les parafoudres sont utilisés comme dispositifs de protection contre les surtensions (surtensions temporaires, surtension de manœuvre, choc de foudre) aux endroits sensibles du réseau.

Le choix des parafoudres se fait en fonction du niveau kéraunique et de la tension q la ligne. Le niveau kéraunique est défini comme le nombre de jour par an où le tonnerre est entendu.

▪ Mise hors tension de la ligne : L'Interrupteur Aérien à Commande Manuelle (IACM)

L'IACM est un organe de coupure qui permet de mettre la ligne hors tension pour des raisons évidentes de sécurité.

Des IACM sont installés sur chacune des 6 phases à la sortie du Poste RUBIRIZI et à l'entrée du poste RN1 afin de pouvoir isoler la nouvelle ligne 30 kV et sur chacune des 3 phases avant la connexion à la ligne 10 kV existante afin de pouvoir isoler la section de la ligne.

III.2.2. Conception mécanique de la ligne

III.2.2.1. Les conditions du site

Au point de vue climatique, la région écologique de la plaine de l'Imbo est caractérisée par une pluviosité de 800 à 1 100 mm de pluies réparties sur 7 à 8 mois mais certaines parties surtout au nord accusent une aridité chronique. La température moyenne annuelle est de plus de 25 °C avec des maxima allant jusqu'à plus de 30° C et des minima allant jusqu'en dessous de 15 °C. L'humidité relative est estimée à 70%.

La zone du projet a une altitude moyenne de 820 mètres. Le climat, de type tropical, offre un ensoleillement dominant toute l'année et une température moyenne de 23 °C, avec des pics à 28 °C à 35 °C au cours des périodes les plus chaudes. Cette zone connaît 4 saisons : la grande et la petite saison sèche, la grande et la petite saison des pluies.

Les données climatiques de la zone du projet sont résumées dans le Tableau 10

Tableau 10 : Données climatique de Bujumbura [Institut géographique du Burundi : IGEBU]

Année	Température max.(° C)	Température min. (° C)	Vitesse du vent (km/h)	Nombre de jours avec données	% de jours avec données
1985	33,0	8,7	56	253	69
1986	38,6	10,1	54	240	66
1987	33,3	13,5	67	177	48
1988	37,0	10,5	65	323	88
1989	32,8	7,1	56	343	94
1990	38,7	6,0	76	353	97
1991	37,6	9,4	89	329	90
1992	36,0	9,2	102	263	77
1993	33,6	2,0	111	246	67
1994	38,9	10,0	81	330	90
1995	34,0	10,7	81	285	78
1996	32,6	13,4	44	173	47
1997	32,5	15,2	46	113	31
2006	32,0	9,0	65	109	30
2009	33,5	9,0	59	249	68
2011	31,0	9,0	107	121	33
2012	33,0	14,9	87	206	56
2013	32,5	12,1	91	210	58
2014	32,0	17,0	45	118	32
Moyenne (x)	34,3	10,4	72,7	233,7	64
Ecart type (σ)	2,57	3,50	21,09		

III.2.2.2. Hypothèse de calcul

Pour déterminer les charges climatiques à appliquer, la méthode probabiliste de la norme internationale CEI 6086 est utilisée.

Selon cette norme (article 6.2.3) deux combinaisons de vent et température doivent être prises en compte pour la conception des structures :

- Vitesse de vent maximum associée à une période de retour T, agissant à une température égale à la moyenne des températures minimales journalières ;
- Vitesse de vent réduite agissant à une température minimale, associée à une période de retour T.

La vitesse du vent réduite est la vitesse du vent maximum multipliée par le coefficient 0,6 en l'absence des données météorologiques du site et une période de retour T = 50 ans est utilisée pour le calcul des charges climatiques sur une ligne HTA 30 kV (source : DAO).

A partir des 19 ans de données cumulées et une période de retour de 50 ans, les vitesses de vent maximum et réduite (10 minutes et à 10 m au-dessus du sol), les températures minimale, maximale et moyenne ont été calculées selon la loi de Gumbel. La vitesse maximum trouvée est de 99 km /h, ce qui correspond à une pression de référence $q_0 = 415$ Pa et une pression de 762 Pa appliquée sur les câbles.

Les hypothèses de calcul pour le réseau HTA, basées sur la norme CEI 60826, sont résumées dans le Tableau 11 :

Tableau 11 : Hypothèses de calcul des charges climatiques

Hypothèses	Température (°C)	Pression de référence (Pa)	Pression dynamique du vent sur les conducteurs (Pa)
1	24	0	0
2	19	415	762
3	10	163	299
4	65 ^A /55 ^B	0	0

^A conducteur 120/20, ^B Conducteur 240/20

- L'hypothèse n° 1 correspond aux conditions journalières ;
- L'hypothèse n° 2 correspond à la moyenne des températures minimales journalières avec vent maximum ;
- L'hypothèse n° 3 correspond à la température minimum moyenne annuelle de la région avec vent réduit ;
- L'hypothèse n° 4 correspond à la température maximale du câble sans vent.

III.2.2.3. Conception géométrique des Conducteurs

Le dégagement de la ligne 30 kV

Ce volet sert à définir le niveau d'isolement de la ligne en toute circonstance, entre les conducteurs et les objets, les conducteurs et la mise à la terre et entre les conducteurs eux-mêmes, et les distances minimales à respecter afin d'assurer la sécurité des personnes face au risque électrique.

a. L'écartement entre phases

L'écartement minimal entre conducteurs est calculé selon la formule ci-après :

$$e_{min} = K_c * (\frac{U}{150} + K_z * \sqrt{f + L}) \quad 4.8$$

Avec :

- e_{min} = écartement minimal entre conducteurs en mètre
- K_z = coefficient tenant compte de la zone de vent ($K_z = 0,9$ en zone à vent normal et $K_z = 1$ en zone à vent fort)
- K_c = coefficient prenant en compte la disposition des conducteurs :
 - **En rigide** : $K_c = 0,8$ pour les armements alternes ou drapeau
 $K_c = 0,7$ pour les armements en nappe horizontale ou en triangle
 - **En suspendu** : $K_c = 1$ pour les armements alternés ou en drapeau
 $K_c = 0,8$ pour les armements en nappe horizontale, nappe voûte ou en triangle
- f = flèche
- L = longueur libre de la chaîne en mètre ($L = 0,50$ m pour deux alignements successifs, $L = 0$ pour deux ancrages successifs. Pour un ancrage d'un seul côté, on fait la moyenne des deux valeurs de e)
- U = tension de service en kV

b. Espacement entre les conducteurs et les points de fixation

L'espace minimal horizontal entre les phases et les points de fixation sur les poteaux métalliques doit être calculé par la formule suivante :

$$D = 0,8 * \sqrt{(f + l) + 0,07 U} \quad 4.9$$

Où :

- D : espacement horizontal en m ;
- f : affaissement final du conducteur à la température maximale de fonctionnement en m ;
- l : longueur verticale de la chaîne d'isolateurs en m ;
- U : la tension de la ligne en kV.

c. La garde hors sol ou surplomb

La distance minimale de dégagement au-dessus du sol à respecter pour une température maximum (65° C pour le conducteur 120/20 et 55° C pour le conducteur 240/40) sans vent doit se conformer aux valeurs données dans le tableau suivant :

Tableau 12: Surplomb minimal [2]

Nature de surplomb	Distance minimale (m)
Terrain régulier (sol non cultivé, inhabité, zone montagneuse)	6,2
Terrain cultivé	6,2
Aire de passages d'engins ou véhicules industriels de grande hauteur (h)	h+1,2
Route et terrains normalement accessibles aux véhicules routiers	8,2
Itinéraire pour les véhicules de grande hauteur (h)	h+1,2
Voies ferrées (au-dessus des rails)	8,2
Mur, bâtiment ou autre construction	5

III.2.2.4. Conception géométrique des supports

La géométrie des supports doit être déterminée en tenant compte des exigences suivantes :

- L'angle de flexion de la ligne ;
- La distance à respecter entre le sol et les conducteurs ;
- Les balancements des conducteurs sous des conditions de vent extrême et réduit ;
- Le nombre d'isolateurs dans la chaîne de suspension et d'ancrage ;
- Le dégagements phase-phase et phase- masse ;
- L'emprise de la ligne ;
- La compatibilité géométrique entre les structures d'une même ligne.

a. Désignation des supports

Les supports à utiliser peuvent être regroupés en six types de supports en fonction de leur utilisation et de l'angle de déflexion de la ligne.

Les supports utilisés pour notre projet sont résumés dans le

Tableau 13 :

Tableau 13 : Famille de supports à utiliser [DAO]

Désignations	Utilisation	Angle de déflexion de la ligne (degré)
100	Suspension en alignement	0-1
101	Suspension à angle léger	1-10
102	Angle en ancrage	0-30
103	Angle en ancrage	30-60
104	Angle en ancrage	60-90
105	Arrêt- Liaison aéro-souterraine	0

b. La hauteur des supports

La hauteur maximale doit être déterminée en fonction des dégagements requis et des portées optimales. Conformément à la topographie du terrain, la hauteur maximale doit être optimale de sorte qu'elle assure une répartition économique et rationnelle des supports. Il est usuel de choisir une gamme de hauteurs de structure de façon à ce que la médiane des hauteurs dégage le sol pour la portée déterminante.

La hauteur est déterminée comme indiqué ci-dessous :

$$H = Gc + Sg + Li + Hc + Hg \quad 4.10$$

Où :

H = Hauteur total du support

Gc = Garde au sol nécessaire des conducteurs de puissance

Li = Longueur de l'ensemble isolant de suspension mais nul pour les supports d'ancrage

Hc = espacement entre les conducteurs

Hg = espacement phase-terre

Les hauteurs standard choisies sont de 11 m, 13 m, 14 m, 16 m et 18 m avec des efforts en tête de poteaux de 12.5 kN, 20 kN, 25 kN, 32 kN, 45 kN, 50 kN et 60 kN.

c. Limite de tension des conducteurs de la ligne 30 kV

Sous les conditions de chargement limite, la tension des conducteurs de la ligne HTA ne doit pas dépasser la limite définie dans le tableau ci-dessous.

Tableau 14: Conditions de réglage des câbles de la ligne HTA

Cas de charge	Température(°C)	Pression dynamique du vent (Pa)	Etat du câble	Traction max permise (% de chargement)
Température minimale	10	0	Initial	Paramètre de 1400 m
Vent maximum	19	762	Final	75
Vent réduit	10	299	Final	75

d. La longueur des portées

Les portées doivent être aussi constantes que possible afin d'éviter des efforts longitudinaux et d'assurer une répartition équilibrée de la charge.

La portée équivalente pour un canton comportant n portées $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$ est calculée comme suit :

$$a_e = \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum a_i}} \quad 4.11$$

On sait que pour une ligne principale, un canton a une longueur maximale de 2000 m avec 15 portées au minimum et 20 portées au maximum. Le nombre de portées d'un canton est calculé comme suit :

$$N = \frac{\text{longueur du canton} \times 15}{2000} \quad \text{et la longueur de la portée } a_i = \frac{\text{longueur du canton}}{N}$$

e. Calcul des efforts appliquées sur les supports

Le choix des supports se base sur leur tenue mécanique et l'effort de ruine. Cette dernière est déterminée après le calcul des différents efforts qui s'exercent sur les supports pour tous les hypothèses climatiques du tableau 10.

➤ Calcul des efforts de vents sur les supports d'alignement

Pour le support d'alignement, les efforts de traction s'annulent. Il reste à calculer les efforts de vent et les efforts d'armement.

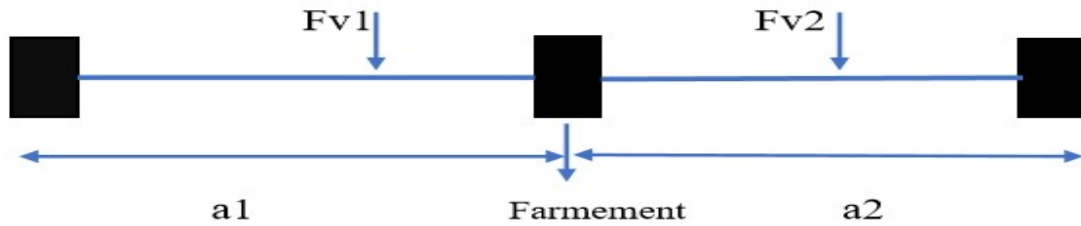


Figure 12 Les efforts appliqués sur un support d'alignement

a_1 et a_2 sont des portées adjacentes exprimées en mètre.

Pour les armements, on prendra les valeurs forfaitaires suivantes :

- 15 daN pour une pression de vent ≤ 180 Pa ;
- 25 daN pour une pression de vent comprise entre 180 et 480 Pa
- 35 daN pour une pression de vent comprise entre 480 et 585 Pa

L'effort du vent sur un support d'alignement est déterminé par :

$$F = \frac{1}{k} (F_v + F_{\text{armement}}) \quad 4.12$$

Où

k : coefficient de déclassement tenant compte du décalage du point d'appui des efforts dus aux conducteurs par rapport à la référence normalisée qui est de 0,25 m sous le sommet du support

- $k = 0,9$ pour les armements type nappe voûte ;
- $k = 1$ pour les nappes d'angle ou d'arrêt ;
- k est fixé à 0,25 m sous le sommet

F_v : Effort du vent sur le support.

F_{armement} = Valeur forfaitaire des efforts des armements sur le support

$$F_v = n * \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right) * V \quad 4.13$$

Où :

V : effort linéique du vent sur les conducteurs en daN/m ;

n : nombre de conducteurs de phase ;

➤ Efforts appliqués à un support d'arrêt

Sur ce support s'appliquent deux efforts : les efforts de traction et du vent sur la moitié de la portée.

- L'effort de traction se calcule comme suit :

$$Ft = n * t * S \quad 4.14$$

Avec :

n : nombre de conducteurs ;

t : tension unitaire du conducteur en daN/mm² ;

S : section du conducteur en mm².

- L'effort du vent est donné par la formule suivante :

$$Fv = (n * V * \frac{a}{2}) + F_{armement} \quad 4.15$$

Avec :

n : nombre de conducteurs ;

V : effort du vent par unité de longueur en daN/m ;

a : portée en m ;

F_{armement} : effort forfaitaire sur l'armement en daN

➤ Efforts appliqués à un support d'angle

Le support d'angle est soumis aussi à l'effort de traction et l'effort du vent qui se calculent comme suit :

- L'effort de traction

$$Ft = 2 * t * \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) * n * S \quad 4.16$$

Avec :

t : tension unitaire du conducteur en daN/mm² ;

α : angle de piquetage en gr ;

n : nombre de conducteurs ;

S : section du conducteur en mm².

- L'effort du vent :

$$Fv = n * \left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right) * \cos^2\left(\frac{\alpha}{2}\right) * \left(\frac{Pv * \Phi}{10}\right) \quad 4.17$$

Avec :

n : nombre de conducteurs ;

a_1 et a_2 : portées adjacentes au support en m ;

α : angle de piquetage en gr ;

P_v : Pression du vent sur le conducteur en Pa ;

Φ : diamètre extérieur du conducteur en m.

III.3. Résultats et discussion

III.3.1. Résultats de l'étude électrique

Tableau 15 : Résultat de l'étude électrique de la ligne 30 kV

Paramètres	Résultats	Limite admissible	Observations
La résistance linéique r	0,116 Ω / km	0,1195 Ω / km	Ok
La puissance transitée par la ligne P_1	5,75MW	-	-
Courant nominal I_n (sur 20 ans)	366,85 A	-	-
Le courant de court-circuit I_{cc}	18,02 kA		
Section des câbles S	222,38 mm ²	-	Nous prenons la section normée qui est égale à 243 mm ²
Courant de court-circuit maximal	19,69 kA	-	
Le courant admissible I_z	442,8 A	-	-
La chute de tension $\frac{\Delta U}{U}$	2,9 %	5 %	Ok

III.3.2. Résultats de l'étude mécanique

Les résultats du calcul de la conception mécanique des lignes 30 kV sont détaillés en Annexe IV. Résultats mécaniques de la ligne 30 kV et 10 kV sont donnés dans le Tableau 16

Tableau 16: Résultats de la conception mécanique de la ligne 10 kV

Support N°	Type de support	f (m)	D (m)	Distance phase-phase (m)	Portée (m)
1	H105	0,56	1,02	0,70	0,00
2	P100	1,13	1,18	1,08	104,09
3	P100	1,08	1,17	1,07	101,97
4	P100	0,98	1,14	1,04	97,00
5	P100	0,96	1,13	1,03	96,00
6	P100	0,98	1,14	1,04	97,00
7	P100	0,96	1,13	1,03	96,00
8	P101	0,98	1,14	1,04	97,01
9	P101	0,41	0,97	0,85	62,38
10	P101	0,68	1,05	0,94	80,92
11	P100	1,26	1,22	1,12	110,00
12	P102	1,26	1,22	1,11	109,90

Les résultats de la ligne 30 kV peuvent être résumés comme suit :

Tableau 17 : Résumé des résultats de l'étude mécanique de la ligne 30 kV

Paramètre	Nombre	Longueur trouvée	Valeur à ne pas dépasser	Observation
Altitude	-	780-825 m	-	Altitude d'évolution de la ligne
Points d'angles	17			Les conditions du site nous obligent avoir 17 points d'angle.
Cantons	14	208,93 – 1188,7 m	2 000 m	Les conditions du site nous obligent d'avoir des cantons de petite longueur
Supports	113			
Portées	112	30,24– 137,47 m	140 m	Comme nous avons de petits cantons, nous sommes dans l'obligation d'avoir des petites

				portées pour une répartition équilibrée des charges.
f	112	0,10 – 1,32 m	-	-
D	113	0,81 – 1,24 m	-	-
e_{min}	113	1,7 – 2,1m	-	-
Hauteur des supports	113	12 – 16 m	-	Valeur déterminée en fonction de la topographie du terrain et des portées optimales

III.4. Analyse du comportement du réseau vis-à-vis de l'augmentation de la charge

Nous allons utiliser le logiciel NEPLAN pour simuler le comportement du réseau avec l'augmentation de la charge.

III.4.1. Présentation du logiciel NEPLAN

NEPLAN est un logiciel de modélisation et de simulation des comportements des réseaux électriques. Il permet surtout le calcul de la répartition de puissance et des courants de court-circuit en plus d'être un logiciel accessible. La version utilisée est la version 5.5.3.

Nous allons utiliser, pour les simulations de la répartition de puissance dans chaque cas, la méthode de **Newton Raphson étendu** et pour les calculs des courants de court-circuit, la méthode basée **sur la norme CEI 60909 de 2001**, les défauts étant des **défauts triphasés** car étant les plus dommageables et dangereux.

Les générateurs qui alimentent la ville de Bujumbura sont donnés dans le Tableau 18 :

Tableau 18 : Générateurs alimentant la ville de Bujumbura

Générateur	S en MVA	P en MW	$\cos\varphi$
CHE RUZIZI III	55	49	0,8
CHE MUGERE	10	8	0,8
CTH SNEL	16	12,8	0,8
CTH BUJA	7,6	6,08	0,8

- Courants de court-circuit

Nous constatons sur Figure 14 que le plus grand courant de court-circuit dans les lignes est de 7,544 kA et dans les jeux de barre et nœuds, il est de 27,086 kA au niveau du jeu de barre SNEL.

III.4.2.2. Simulation du réseau à la cinquième année

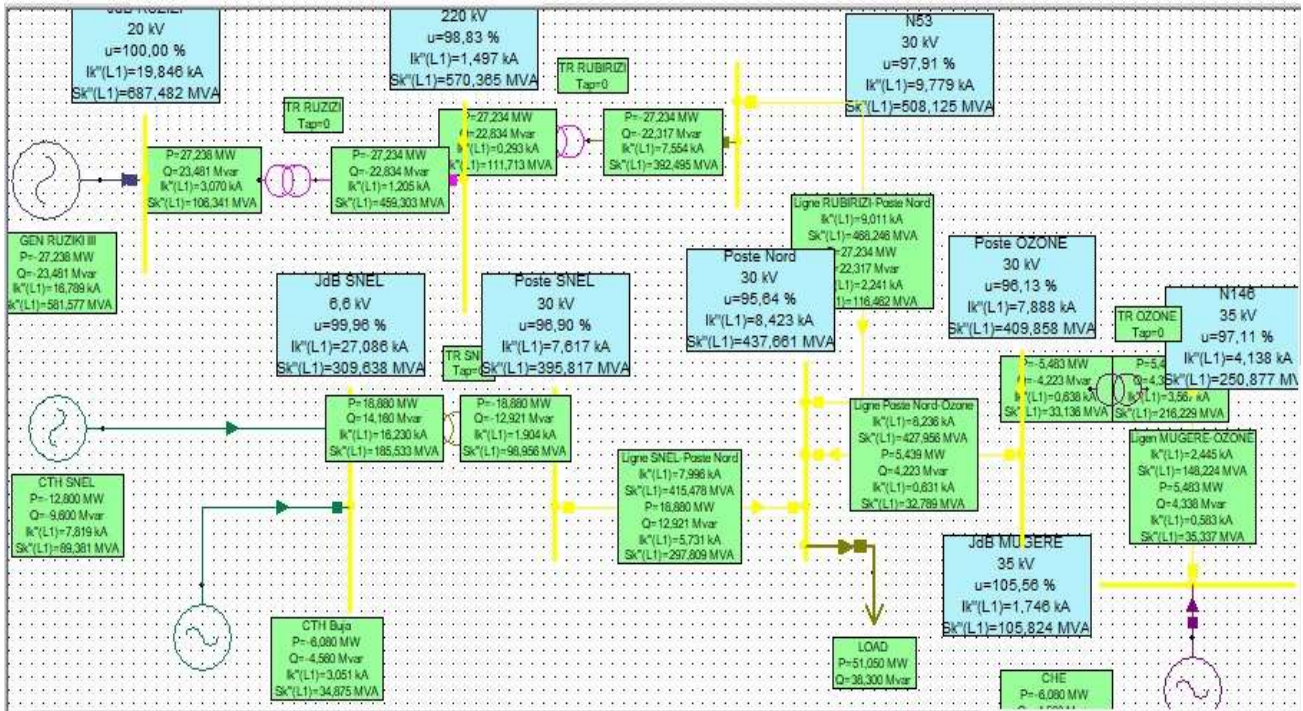


Figure 15: Load flow et court-circuit à la cinquième année

Observations :

- La puissance active de la charge est alimentée à 53,35 % par la CHE RUKIZI III, à 11,9 % par la MUGERE et 36,99 % par les centrales thermiques SNEL et BUJA.
- Le transformateur RUBIRIZI est chargé à 34,04 %.
- Le transformateur SNEL est chargé à 130 %.
- Le transformateur OZONE est chargé à 76 %.

On remarque que jusqu'ici, les centrales hydroélectriques peuvent aussi supporter la charge et donc les centrales thermiques peuvent être déconnectées.

En ce qui concerne les courants pour la dixième année, on constate après simulation que les valeurs restent inchangées.

III.4.2.3. Simulation des résultats à la dixième année

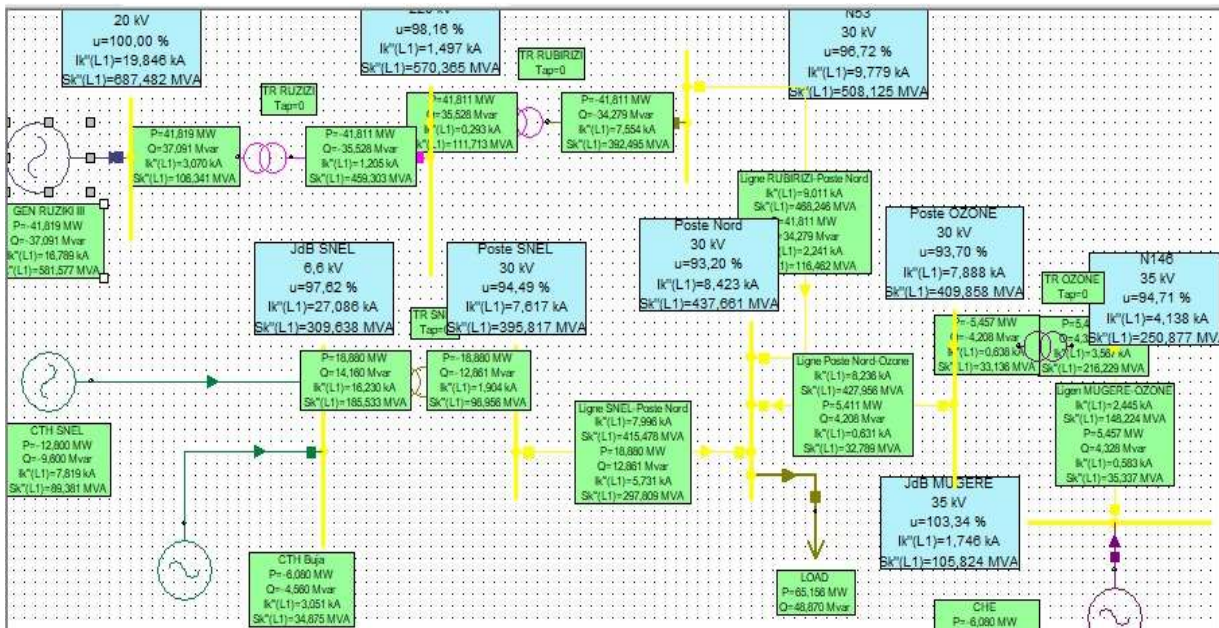


Figure 16: Simulation du Load flow et courant de court-circuit à la dixième année.

Observation

- La puissance active de la charge est alimentée à 64,18 % par la CHE RUIZIZI III, à 9,3 % par la MUGERE et 28,97 % par les centrale thermiques SNEI et BUJA.
- Le transformateur RUBIRIZI est chargé à 52,27 %.
- Le transformateur SNEI est chargé à 130 %.
- Le transformateur OZONE est chargé à 76 %.

Dans 10 ans, toutes les centrales doivent être connectées afin de satisfaire la demande mais le transformateur SNEI est surchargé.

Pour parier à cela, il faudra :

- Soit faire la mutation du transformateur ;
- Soit mettre en parallèle un deuxième transformateur au transformateur existant.

III.4.2.4. Simulation des résultats à la quinzième année

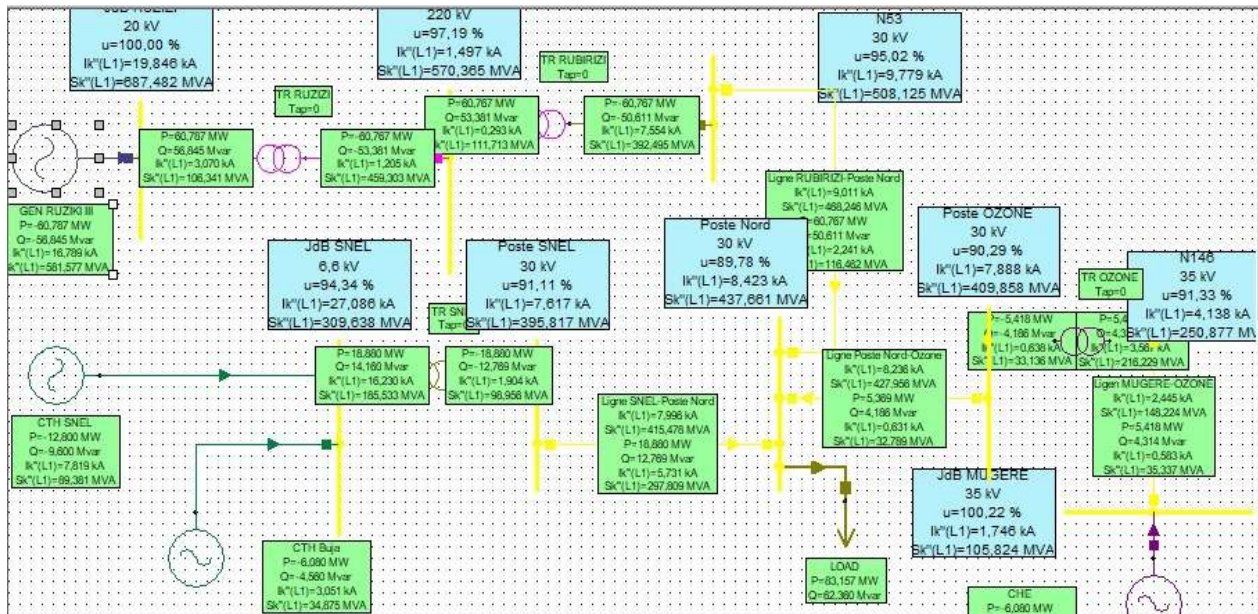


Figure 17 : Simulation de load flow et courant de court-circuit à la quinzième année

Observation

Les générateurs sont surchargés, comme on peut le remarquer, la CHE RUIZIZI III produit 60,787 MW de puissance active alors que sa puissance active est de 49 MW.

Cela est dû au fait que la charge a tellement augmenté et les alternateurs vont essayer de suivre la charge mais ne vont produire que les 49 MW, la puissance de 60,787 MW est théorique.

Les courants de court-circuit sont égaux à ceux de la première année.

Proposition de solution

Pour satisfaire la demande la quinzième année, il faudra :

- Soit ajouter un alternateur à ceux qui sont installés ;
- Soit construire une nouvelle centrale qui sera connectée au réseau afin de renforcer la capacité de production.

III.5. Estimation des coûts

Tout projet ne saurait être complet sans le volet économique. Il s'agit donc pour nous d'élaborer un devis estimatif du coût global de la construction de nos 2 lignes.

Le Tableau 20 nous donne un récapitulatif des coûts, un devis détaillé est donné en

Annexe V. Estimation des coûts.

Tableau 20 : Récapitulatif des coûts du projet

Libellé	Coûts en dollars américains
Construction de la ligne 30 kV	665 712,6600
Construction de la ligne 10 kV	137 513,1000
Total	803 225,7600
Main d'œuvre (30 %)	240 967,7280
THT	1 044 193,4880
TVA (18%)	187 954,8278
TTC	1 232 148,3158

Notre devis s'arrête à un montant d'**un million deux cents trente-deux mille cent quarante-huit dollars américains.**

Chapitre IV. NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL (NIE) [7]

Notre projet est la construction d'une ligne de tension inférieure à 225 kV, donc de catégorie B raison pour laquelle nous allons faire une Notice d'impact environnemental et non une Etude d'impact environnemental et social.

Les objectifs de la présente étude sont les suivants :

- Identifier et déterminer les potentiels impacts environnementaux et sociaux (négatifs et/ou positifs) du projet ;
- Déterminer les mesures spécifiques et actions à adopter pour éliminer, atténuer et/ou compenser les impacts négatifs du projet et capitaliser les impacts positifs sur l'environnement et le cadre de vie social tant durant la mise en œuvre des activités du projet (phase des travaux) qu'en phase d'exploitation ;
- Proposer un Plan de Gestion Environnementale et Sociale (PGES) qui sera mis en œuvre pour s'assurer de l'application efficace et durable de ces mesures aussi bien lors des travaux qu'en phase d'exploitation.

IV.1. Résumé non technique

L'offre actuelle en énergie électrique au Burundi est extrêmement limitée, moins de 67 MW installés. Cette offre limitée se voit ensuite réduite par les pertes sur le réseau qui s'établissaient en moyenne à 23% sur les 11 dernières années. Il est estimé que l'offre effective ne dépasse pas 45 MW en tenant compte de ces pertes. Les spécialistes du secteur estiment que la demande actuelle s'élève à plus de 80MW, à comparer avec une offre totale d'environ 55 MW soit seulement 68% de la demande.

La REGIDESO a, en 2011, fait réaliser une étude de la ligne à 220 kV Kamanyola - Bujumbura ainsi que celle du poste 220/110/30/10 kV d'arrivée de Rubirizi situé à la périphérie nord de la ville de Bujumbura. Au départ, il était question que ce poste soit construit dans le terrain abritant l'actuel poste 110/30/10/6,6 kV de RN1. Par après, on a constaté qu'il serait impossible de construire une ligne de 220 kV jusqu'au poste RN1, car les impacts sociaux seraient plus importants et très coûteux. En effet, la ligne traverserait des quartiers de Bujumbura densément habités et cela conduirait à plusieurs délocalisations. Les quartiers concernés seraient notamment ceux de Kamenge, Gasenyi, Kinama, Carama, etc.

Il a donc été décidé de projeter la construction du poste 220 kV/110/30/10 kV à l'extérieur de la ville de Bujumbura et le raccorder avec le poste actuel de RN1 par une ligne à 110 kV en convertissant l'actuelle ligne 110 kV Bubanza - poste RN1 en une ligne biterne 110 kV. Cependant, cette solution présente un défi majeur qui s'observerait pendant les travaux de construction de la ligne.

En effet, pour sa modification en une ligne biterne, la ligne 110 kV Bubanza-Bujumbura devra être mise hors tension et puisque celle-ci alimente près de 80% la population de la ville de Bujumbura, l'étude doit déterminer un autre moyen pour alimenter cette ville en électricité en utilisant le réseau de bouclage MT (30/10 kV) existant à partir du nouveau poste Rubirizi. Deux possibilités sont à explorer à savoir :

- Construire une ligne à 30 kV de capacité suffisante reliant le nouveau poste 220/110/30/10 kV de Rubirizi à l'actuel poste Nord. Le poste Nord est lui-même raccordé en bouclage 30 kV du réseau de la ville de Bujumbura. Le bouclage est configuré, d'une part, par le poste RN1 – poste Nord et, d'autre part, par les postes RN1-OZONE-Poste Sud-Poste SNEL-Poste Nord. Cette proposition permettra, dans le meilleur des cas, l'alimentation de la ville pendant la période des travaux et servir par après à sécuriser l'exploitation du réseau MT de la ville de Bujumbura.

- Construire une ligne 10 kV sur une longueur d'environ 1 km pour raccorder le nouveau poste 220/110/30/10 KV de Rubirizi au réseau 10kV existant via la ligne Gasenyi-RN1. Ce raccordement se ferait au niveau du quartier Carama, situé à environ 3 km du futur poste. Cette ligne aura aussi pour rôle de décharger la ligne 30kV.

Approche méthodologique de l'étude

La méthodologie adoptée pour faire cette notice est la suivante :

- Consultation de la documentation existante comme la NIE de la ligne 110 kV et les données existantes dans l'administration locale ;
- Visite sur terrain pour effectuer une reconnaissance générale des diverses alternatives envisagées afin d'opérer des choix sur base des considérations évidentes, telles que : la longueur totale du tracé, les obstacles traversés tels que le croisement des lignes électriques (à 70 kV, 30 kV, 10 kV), les rivières et les cours d'eau, les ouvrages publics, les contraintes environnementales, la densité de l'habitat et les constructions dans les zones normalement réservées pour les emprises existantes, etc. ;
- Préparation du rapport de la NIE.

IV.2. Cadre politique et institutionnel

IV.2.1. Cadre politique

La République du Burundi a pris conscience de la dégradation de son environnement et s'est engagée dans les actions de protection de l'environnement. Le cadre politique national en matière de l'environnement est marqué par les documents de grandes orientations suivantes :

- Le Cadre Stratégique de Croissance et de Lutte contre la Pauvreté deuxième génération (CSLPII) ;
- Le Programme National d'Action de Lutte Contre la Désertification ;
- La Stratégie Nationale de la conservation de la biodiversité ;
- La Stratégie Nationale de la conservation de la biodiversité ;
- La Politique nationale de l'eau ;
- La Politique nationale de développement de la santé

IV.2.2. Cadre institutionnel

La gestion de l'environnement au Burundi est régie par plusieurs textes juridiques dont les plus importants sont repris ci-après :

- Le code de l'environnement : Depuis le 30 juin 2000, la République du Burundi dispose de la loi n°1/010 portant Code de l'Environnement qui donne obligatoire d'élaborer, dans certains cas, des études d'impact environnemental et social.
- Décret n°100/22 du 7 Octobre 2010 portant sur les mesures d'application du Code de l'Environnement en rapport avec la procédure d'étude d'impact environnemental.
- Décision ministérielle n° 770/083 : Depuis le 09 janvier 2013, le Ministère ayant la gestion de l'Environnement dans ses attributions a pris la décision n° 770/083/CAB/2013 portant sur le cadrage dans la procédure d'étude d'impact environnemental au Burundi.
- Le code Foncier : Le Burundi dispose également d'un code foncier depuis le 09 aout 2011 portant révision de celui du 1er septembre 1986.
- Le code forestier : Le code Forestier du 25 mars 1985 mais en révision réglemente l'usage des terrains des boisements du domaine public de l'Etat ou des Communes.
- La loi no 1°/21 du 15 octobre 2013 portant code minier du Burundi
- La loi n0 1/ 02 du 26 Mars 2012 portant Code de l'Eau au Burundi
- Les conventions et traités internationaux et régionaux

IV.3. Identification, Analyse et évaluation de l'importance des impacts :

IV.3.1. Identification des impacts potentiels

Le projet de construction de la ligne et du poste de Rubirizi nécessite une NIE qui doit prendre en compte tous les éléments du milieu social et biophysique susceptibles d'être affectés par les différentes composantes du projet. Cette phase comporte les deux grandes étapes suivantes :

- La détermination des sources d'impacts environnementaux des différents ouvrages et activités pendant les phases de pré-construction, de construction, d'exploitation et de démantèlement ainsi que la détermination des interrelations entre les sources et les éléments du milieu social et environnemental.

- L'analyse de la nature des impacts (positifs ou négatifs) des interventions sur les éléments du milieu en fonction des interrelations définies.

IV.3.2. Evaluation de l'importance des impacts

La méthode utilisée consiste à déterminer, par la combinaison des critères d'intensité, de portée et de durée, l'importance de l'impact sur le milieu social et biophysique.

L'intensité

L'intensité du changement généré par une source d'impact est soit forte, moyenne ou faible, selon le degré de modification de l'élément du milieu social ou environnemental étudié. Pour définir l'intensité on a recours aux éléments suivants :

- Changements de forte intensité : la source d'impact affecte de façon importante un élément du milieu, en modifie l'intégrité ou en diminue (ou augmente) fortement l'utilisation, le caractère particulier ou la qualité.
- Changement d'intensité moyenne : la source d'impact modifie le caractère particulier ou la qualité d'un élément essentiel et en restreint l'utilisation, sans en modifier l'intégrité ou l'utilisation de façon importante.
- Changements de faible intensité : la source d'impact modifie de façon limitée un élément du milieu, ou en diminue (ou augmente) légèrement l'utilisation, le caractère particulier ou la qualité.

La portée

Cet indicateur mesure une superficie ou une proportion de population. Pour définir la portée on a recours aux critères suivants :

- Portée régionale : la source d'impact modifie une portion importante ou la totalité d'un élément du milieu dans la zone d'étude principale.
- Portée locale : la source d'impact modifie une portion de l'élément du milieu situé dans le secteur des travaux et dans l'espace immédiat adjacent.
- Portée ponctuelle : la source d'impact modifie une portion de l'élément du milieu situé dans le secteur des travaux.

La durée

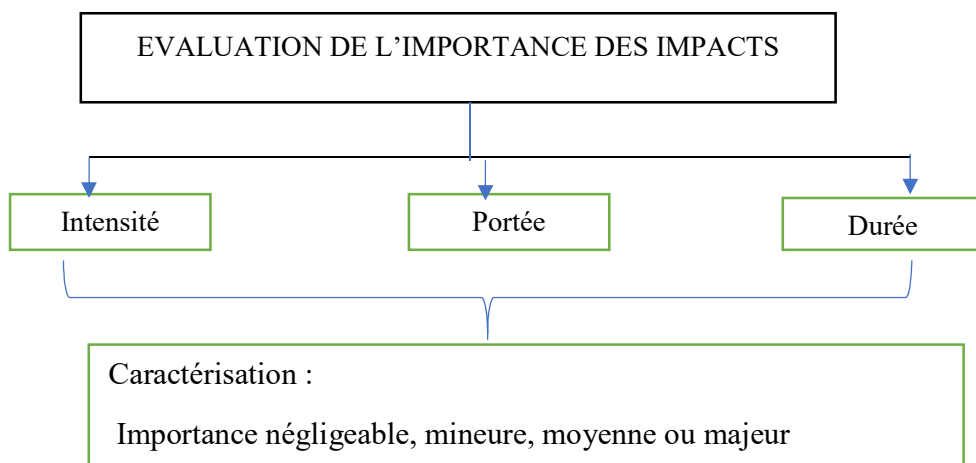
Pendant la mise en œuvre d'une phase, la durée d'un impact renvoie à l'évaluation de la période pendant laquelle l'effet d'une activité, d'une composante du projet se fera sentir. On répartira en trois classes la durée de l'impact :

- Longue durée : la longue durée s'applique à un impact dont l'effet est ressenti de façon continue ou intermittente, mais régulière, pendant toute la vie des infrastructures et même au-delà
- Durée moyenne : la durée moyenne s'applique à un impact dont l'effet est ressenti de façon continue ou intermittente, mais régulière, pendant une période inférieure à la durée de vie des infrastructures, soit quelques années ;
- Courte durée : la courte durée s'applique à un impact dont l'effet est ressenti sur une période de temps limitée, correspondant généralement à la période de construction des infrastructures d'exploitation, ou à une période inférieure à celle-ci.

L'évaluation de l'**importance** de l'impact est fonction de la combinaison des différents indicateurs définis ci-dessus, la corrélation établie entre chacun des indicateurs permettant d'établir la classification suivante :

- ✓ Impact d'importance majeur : signifie que l'intégrité de la nature d'un élément et son utilisation sont modifiées de façon importante ; l'impact met en danger la vie d'une espèce humaine, animale ou végétale.
- ✓ Impact d'importance moyenne : un impact d'importance moyenne signifie que l'intégrité de la nature d'un élément et son utilisation sont modifiées partiellement ; l'impact ne met pas en danger la vie d'individus ou la survie d'une espèce animale ou végétale.
- ✓ Impact d'importance mineure : un impact d'importance mineure signifie que l'intégrité de la nature d'un élément et son utilisation sont modifiées légèrement.

En résumé on a ci-dessous le schéma d'évaluation des impacts :



IV.3.3. Identification et analyse des impacts

Les principaux impacts sur l'environnement de la construction de cette ligne sont :

- Effets sur le milieu biophysique,
- Effets sur le milieu humain.

Dans la zone d'étude, les composantes susceptibles d'être affectées sont :

- * la qualité de l'eau
- * la qualité de l'air ;
- * la qualité des sols (érosion) ;
- * la végétation ;
- * les habitats fauniques ;
- * l'affectation et l'utilisation du territoire ;
- * les populations (santé, climat sonore, emploi, qualité de vie) ;
- * les activités économiques ;
- * le cadre bâti et le foncier ;
- * le paysage.

IV.4. Screening des impacts sur le milieu biophysique et social

IV.4.1. Impacts positifs

A travers le tableau ci-dessous, nous allons faire le récapitulatif des impacts positifs que notre projet peut avoir sur certaines composantes du milieu.

Tableau 21 Impacts positifs

Phase du projet	Activités/ sources d'impact	Impact	Description de l'impact potentiel	Milieu récepteur
Phase des travaux	Bornage et délimitation des emprises, Fondation des Poteau, Pose des câbles et des fils conducteurs	Création d'emploi, activités génératrices de revenue	Opportunité d'emploi, amélioration du niveau de vie	Humain
Phase d'exploitation	Ligne électrique	Electrification des lieux	Amélioration du niveau de vie	Humain
	Entretien	Création d'emploi et d'activité génératrice de revenu	Opportunité d'emploi, amélioration du niveau de vie	Humain
Phase de destruction	Démontage des lignes et des poteaux	Repousse des végétaux et arbres	Augmentation du couvert végétal,	Flore Paysage

		dans l'emprise de la ligne	Changement de perception dans le paysage	
--	--	----------------------------	--	--

IV.4.2. Impacts négatifs

Bien que l'objectif visé par le projet soit positif et bénéfique à tous, il est à noter que certaines activités auront un impact négatif sur plusieurs composantes du milieu. Quelques impacts négatifs ont donné dans le tableau suivant :

Tableau 22 Impacts négatifs

Phase du projet	Activités/ sources d'impact	Impact	Description de l'impact potentiel	Milieu récepteur
Phase des travaux	Bornage et délimitation des emprises, Fondation des Poteau, Pose des câbles et des fils conducteurs	Occupation foncière ; Destruction de couvert végétal ; Piétinement des sols ; Déchets ; Destruction couvert végétal ; Poussière ; Paysage ; Bruits et vibrations	Dégradation du milieu physico-biologique ; Pollutions atmosphériques ; risque des accidents ; Perte de terres cultivables et des domiciles par les populations	Sol Flore Air Paysage Homme Faune Foncier
Phase d'exploitation	Ligne électrique	Diminution des surfaces à usage agricole ; Diminution du couvert végétal ; Changement perception du paysage ; Bruit ; Champ électromagnétique et foudre ; Electrocutation	La santé sime en danger, la dégradation du milieu physico-biologique.	Humain Foncier Végétation Paysage Air Faune
	Entretien	Diminution des surfaces à usage agricole ; Diminution du	Pertes des terres cultivables, destruction du couvert végétal,	Foncier Végétation Sol paysage

		couvert végétal ; Pollution accidentel et de piétinement des sols ; Déchets solides ; Pollution temporaire	Pollution de l'air, Maladies des appareils respiratoires à cause des différents produits chimiques utilisés (peinture par exemple)	Eau Faune humain Socio- économique
Phase de destruction	Démontage des lignes et des poteaux	Erosion accrue ; Perte des sols ; Déchets ; Perte d'emploi	Pollution de l'air ; Fin des contrats de travail ; etc.	Air Paysage Sol Humain

IV.4.3. Evaluation de l'importance des impacts

La méthode utilisée consiste à déterminer, par la combinaison des critères d'intensité, de portée et de durée, l'importance de l'impact sur le milieu social et biophysique. Il est question de déterminer si les changements prédits sont suffisamment significatifs pour justifier l'application des mesures d'atténuation, de surveillance et de suivi des impacts.

Tableau 23 : Evaluation de l'importance des impacts

Activité	Milieu récepteur	Type d'impact	Intensité	Portée	Durée	Importance
Phase des travaux						
Bornage et délimitation des emprises	Foncier	Occupation foncière	Moyenne	Ponctuelle	Courte	Mineure
	Flore	Destruction du couvert végétal	Moyenne	Ponctuelle	Courte	Mineure
	Sol	Piétinement des sols	Moyenne	Ponctuelle	Courte	Mineure
Travaux de terrassement	Sol	Érosion	Forte	Ponctuelle	Longue	Majeure
	Flore	Destruction du couvert végétal	Moyenne	Ponctuelle	Moyenne	Moyenne
	Air	Poussière et déchets	Moyenne	Locale	Courte	Mineure
	Paysage	Paysage	Moyenne	Ponctuelle	Courte	Moyenne
	Homme et Faune	Bruits et vibrations	Moyenne	Locale	Courte	

Fondation des Poteaux	Foncier	Occupation foncière	Moyenne	Ponctuelle	Longue	Moyenne
	Air et flore	Poussière	Faible	Locale	Courte	Mineure
	Flore	Diminution du couvert végétal	Moyenne	Ponctuelle	Longue	Moyenne
	Faune et Humain	Bruit et poussière Erosion accrue – perte des sols	Faible Moyenne	Locale Ponctuelle	Courte Longue	Moyenne Moyenne
	Sol Eau et sols	Pollution par résidus de laitance des bétons	Moyenné	Locale	Moyenne	Majeure
	Sol et Paysage	Déchets	Moyenne	Ponctuelle	Moyenne	Moyenne
Pose des câbles et des fils conducteurs	Sol	Déchets	Faible	Ponctuelle	Moyenne	Moyenne
	Faune et Humain	Bruit	Faible	Locale	Courte	Mineure
Phase d’exploitation						
Ligne électrique	Foncier	Diminution des surfaces à usage agricole	Moyenne	Ponctuelle	Longue	Majeure
	Végétation	Diminution du couvert végétal	Moyenne	Ponctuelle	Moyenne	Mineure
	Paysage	Changement perception du paysage	Moyenne Faible	Ponctuelle Local	Longue Courte	Majeure Moyenne
	Air Faune et Humain	Bruit Champ électromagnétique et foudre Electrocutation	Forte	Locale	Longue	Majeure
			Forte	Locale	Courte	Majeure
Entretien	Foncier	Diminution des surfaces à usage agricole	Moyenne	Ponctuelle	Longue	Moyenne
	Végétation	Diminution du couvert végétal	Moyenne	Ponctuelle	Courte	Moyenne
	Sol	Pollution accidentelle et piétinement des sols	Moyenne	Ponctuelle	Courte	Moyenne
	Sol et paysage	Déchets solides	Moyenne	Ponctuelle	Moyenne	Mineure
	Eau	Pollution temporaire des oueds par hydrocarbures ou métaux lourds (peintures)	Forte	Locale	Courte	Mineure
	Faune et humain	Bruit	Faible	Locale	Courte	
Phase de destruction						

Démontage des lignes et des poteaux	Sol	Erosion accrue – perte des sols	Forte	Ponctuelle	Longue	Moyenne
	Sol et Paysage	Déchets	Moyenne	Ponctuelle	Moyenne	Moyenne
	Socio-économique	Perte d'emploi	Forte	Régionale	Longue	Moyenne

IV.4.4. Mesures d'atténuation

En ce qui concerne les mesures d'atténuation, nous allons faire ressortir les solutions aux différentes étapes du développement d'un projet. Elles permettront soit d'éliminer entièrement les impacts négatifs, soit de les réduire par rapport à leur valeur initiale.

Tableau 24: Mesures d'atténuation

Activité	Milieu récepteur	Type d'impact	Mesures, d'atténuation
Phase des travaux			
Bornage et délimitation des emprises	Foncier Flore Sol	Occupation foncière Destruction du couvert végétal Piétinement des sols	Limiter l'usage des engins roulants dans la zone ; utiliser au maximum les pistes existantes.
Travaux de terrassement	Sol Flore Air Paysage Homme et Faune	Erosion Destruction du couvert végétal Poussière et déchets Paysage Bruits et vibrations	Dédommagement des éleveurs et agriculteurs ; Minimisation de surfaces à décaper ; Arrosage près des zones habitées ; Utilisation de matériel en bon état.
Fondation des Poteaux	Foncier Air et flore Flore Faune et Humain Sol Eau et sols Sol et Paysage	Occupation foncière Poussière Diminution du couvert végétal Bruit et poussière Erosion accrue – perte des sols Pollution par résidus de laitance des bétons Déchets	Arrosage ou humidification des zones en travaux près des habitations ; Collecte des déchets et entreposage en décharge agréée ; Plan d'action en cas de pollution accidentelle et mise en place de moyens de prévention.

Pose des câbles et des fils conducteurs	Sol Faune et Humain	Déchets Bruit	Prendre des mesures de protections et porter des équipements appropriés
Phase d'exploitation			
Ligne électrique	Foncier Végétation Paysage Air Faune et Humain	Diminution des surfaces à usage agricole Diminution du couvert végétal Changement perception du paysage Bruit Champ électromagnétique et foudre Electrocution	Végétalisation avec des espèces appropriées ; Limitation de la vitesse pour réduire les risques d'accident.
Entretien	Foncier Végétation Sol Sol et paysage Eau Faune et humain	Diminution des surfaces à usage agricole Diminution du couvert végétal Pollution accidentelle et piétinement des sols Déchets solides Pollution temporaire des oueds par hydrocarbures ou métaux lourds (peintures) Bruit	Végétalisation avec des espèces appropriées Surveillance du site ; formation du personnel ; Collecte des déchets et acheminement en décharge autorisée.
Phase de destruction			
Démontage des lignes et des poteaux	Sol Sol et Paysage Socio-économique	Erosion accrue – perte des sols Déchets Perte d'emploi	Limiter l'usage des engins roulants dans la zone ; utiliser au maximum les pistes existantes ; Collecte des déchets et acheminement en décharge autorisée

IV.5. Le plan de gestion environnementale et sociale (PGES)

L'objectif du Plan de Gestion Environnementale et Sociale (PGES) pour le projet est de décrire les mécanismes institutionnels relatifs : au suivi et à la mise en œuvre des mesures d'atténuation, le renforcement des capacités, ainsi que la chronologie. Le PGES met l'accent sur les mesures d'atténuation des impacts qui résulteront de la mise en œuvre des activités du projet.

IV.5.1. Suivi et surveillance environnementale

La surveillance environnementale est une activité d'inspection, de contrôle et d'intervention visant à vérifier que toutes les exigences et conditions en matière de protection de l'environnement sont effectivement respectées avant, pendant les travaux. Le suivi environnemental est une activité

d'observation et de mesures à moyen et long terme qui vise à déterminer les impacts réels les plus préoccupants du projet comparativement aux pronostics d'impacts réalisés lors de l'étude d'impact.

Tableau 25 Plan de suivi et surveillance environnementale

Impact visé	Mesure d'atténuation	Mise en œuvre de la pratique de la mesure	Responsabilité
Erosion des sols, destruction du couvert végétal	Stabilisation des sols	Stabilisation des sols immédiatement après la fin des interventions sur le milieu, Remettre en place la terre végétale après les travaux.	REGIDESO / Cahier de charge des travaux
Gêne pour les hommes et la faune (poussières bruits paysage)	Minimisation des poussières et du bruit	Minimisation des surfaces à décaper, équiper les travailleurs de protections acoustiques en cas de besoin.	REGIDESO / Cahier de charge des travaux
Pollution accidentelle (laitance de béton ou déversement hydrocarbures par exemple)	Mise en place de moyens de prévention et élaboration d'un plan d'action en cas de pollution accidentelle	Interdire tout entreposage de carburant près des cours d'eau. En cas de pollution, la zone souillée devra être recouverte de matériaux à très fort taux d'absorption (sciure de bois)	REGIDESO / cahier de charge des travaux
Diminution du couvert végétal	Revégétalisation et entretien de la végétation	Revégétalisation avec des espèces appropriées ayant des hauteurs de plantations compatibles avec l'exploitation de l'ouvrage électrique	REGIDESO / cahier de charge des travaux et le service de forêts
Gêne causée aux propriétés privées ou communautaires	Restreindre le nombre de voies d'accès	Privilégier l'emprunt des voies publiques les chemins ruraux existant	REGIDESO

Risques d'accidents	Informersur les mesures de sécurité et interdictions	Interdiction de s'approcher ou d'approcher des objets manipulés, de couper d'arbre ou de branche situé à de 5m des câbles électriques, Informer les riverains qu'il ne faut jamais toucher ni s'approcher d'un câble.	REGIDESO, auprès des collectivités locales, des écoles,...
---------------------	--	---	--

IV.5.2. Renforcement des capacités

En vue d'assurer une réussite totale du projet et une maîtrise des impacts identifiés, les capacités de toutes les structures opérationnelles devront être renforcées ; notamment dans le domaine de :

- Suivi environnemental des projets de transport et de distribution d'électricité ;
- Lutte contre le SIDA et les Infections Sexuellement Transmissibles ;
- Protection contre le COVID-19
- Santé et Sécurité au Travail ;
- Préservation de l'environnement ;
- Gestion des conflits.

Tableau 26 : Plan de renforcement des capacités

Mesure visée	Institution concernée	Besoins en renforcement identifiés	Coûts en FBU
Plan de surveillance et de suivi environnementaux	REGIDESO	- Identifier une personne responsable de l'environnement afin d'assurer le suivi des recommandations environnementales en phase de réalisation des travaux et afin d'assurer les opérations de suivi de l'environnement en cours d'exploitation - Prévoir une formation pour la surveillance et le suivi environnemental en général, sur le plan de gestion de la qualité et sur certains points particuliers comme l'avifaune ou le suivi des travaux.	10 000 000
Application des bonnes pratiques pendant les travaux (gestion de déchets, limitation d'érosion, etc)	Entreprise exécutant les travaux	- Désigner une personne sur le chantier chargé de l'application des recommandations de bonne pratique environnementale. - Prévoir une formation courte et ciblée sur les bonnes pratiques environnementales.	3.000.000

Sensibilisation contre le VIH /SIDA et MST et le COVID- 19	Entreprise	Ce travail peut être réalisé par une ONG spécialisée et les centres de sante local	5 000 000
Sensibilisation des riverains sur les mesures de sécurité	REGIDESO, Administration locale, protection civile	Désigner des responsables pour chaque cible de population (riverains, agriculteurs, enfants, etc.). Faire une formation ciblée sur les dangers des lignes électriques.	5 000 000
TOTAL			23 000 000

IV.6. Conclusion

Bien que les impacts visés par le projet soient positifs, les impacts négatifs ne manquent pas. Nous avons constaté via cette étude que la construction de la ligne de moyenne tension 30 kV de 12 km et la ligne 10 kV de 1km auront des impacts négatifs très limités sur l'environnement qui peuvent être atténués par une bonne application des mesures proposées dans cette étude. Et les techniciens et les ouvriers auront des opportunités d'emplois pendant les travaux de tirage de ligne.

Les coûts afférents aux mesures de compensations des impacts négatifs sont présentés dans le Plan de Gestion Environnemental et Social (PGES). La surveillance et le suivi environnemental permettront de vérifier l'efficience et l'efficacité de la mise en œuvre des mesures de compensations proposées.

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS

Dans le but d'augmenter son taux d'électrification, plusieurs projets de construction des centrales et donc de lignes électriques sont en cours au Burundi. La construction d'une ligne 220 kV Kamanyola-Bujumbura exige une mise hors tension de la ville de Bujumbura à 80 %. Il faut donc trouver un moyen de desservir ladite ville pendant ces travaux.

Ce travail consistait à faire une étude de la construction d'une ligne HTA pour assurer la continuité d'alimentation de la ville de Bujumbura pendant les travaux de raccordement du poste RN1 au Poste RUBIRIZI.

Pour la réalisation de ce projet, un conducteur ACSR 240/40 de section 243 mm² sera utilisé pour la ligne 30 kV et un conducteur ACSR 120/20 de section 243 mm² sera utilisé pour la ligne 10 kV. La chute de tension est estimée à 2,9 %. Une simulation du comportement du réseau avec augmentation de la charge a été réalisée sur le logiciel NEPLAN et nous a montré qu'au-delà de 10 ans, le réseau sera surchargé et que le transformateur SNEL est surchargé depuis la première année de service. La réalisation de ce projet aura des impacts positifs et négatifs sur l'environnement et les impacts négatifs seront très limités et pourront être atténués par une bonne application des mesures proposées dans cette étude. Le coût du projet est estimé à un montant de 1 232 148,32 dollars américains.

Pour ce projet, nous recommandons :

- D'organiser des travaux d'entretien afin de diminuer les pertes.
- de déconnecter les centrales thermiques pour les 5 premières années afin de privilégier les énergies renouvelables qui pourront supporter la charge.

- de faire la mutation du transformateur SNEL ou mettre un autre transformateur en parallèle car il est surchargé.
- de projeter l'installation d'autres alternateurs aux centrales existantes dans 10 ans ou la construction d'autres centrales pour satisfaire la demande en électricité de la ville de Bujumbura.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Ministère de l'eau, Energie et mines, « Energie durable pour tous », Etude diagnostique du secteur de l'Energie au Burundi dans le cadre de l'Initiative du Secrétaire Général des Nations Unies sur l'Energie durable pour tous (Sustainable Energy For All), juin 2018.
- [2] Georges PODA, « Ingénierie des réseaux électriques », notes de cours, Ouagadougou : Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), 2015.
- [3] Jean-Louis LILIE. Transport et distribution de l'énergie électrique-Manuel de travaux pratique. Liège : université de Liège, 1999/2000, 187p.
- [4] Manuel Marcelino MADECA, études techniques d'alimentation de postes HTA/BTA sur portique dans la ville de Ouagadougou : cas du poste 122 à Nonsin : mémoire 2iE, 2018/2019.
- [5] Jean-Jacques GRAFF- Christophe LOTT, « Calcul mécanique des lignes aériennes (TOME 3) », notes de cours, Ouagadougou : Institut International Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), novembre-2015.
- [6] Georges PODA, « Modélisation et analyse des réseaux électriques », notes de cours, Ouagadougou : Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), 2015.
- [7] Guide général de réalisation des études et notices d'impact sur l'environnement au Burundi.

ANNEXES

Annexe I. Caractéristiques des supports et Armements	56
Annexe II. Caractéristiques des câbles ACSR.....	58
Annexe III. Notes de calcul	60
Annexe IV. Résultats mécaniques de la ligne 30 kV.....	64
Annexe V. Estimation des coûts.....	71
Annexe VI. Carnet de piquetage.....	76

Annexe I. Caractéristiques des supports et Armements

Caractéristiques des supports

Type de support	Hauteur en m	Effort nominal en kN	Effort ultime en kN	Diamètre base en mm	Diamètre sommet en mm	Poids support en kg
H105	12	25	50	504	228	705,12
P100	13	16	16	471	185	614,64
H104	13	25	50	527	228	842,40
P100	14	16	16	493	185	679,12
H102	13	16	32	471	185	614,64
H102	14	16	32	493	185	1186,63
P102	14	25	25	550	228	928,72
H102	16	32	64	671	255	1186,64
P100	14	12,5	12,5	490	182	564,72
P105	11	25	25	483	230	716,56
P100	16	16	16	537	185	817,44

Caractéristiques des armements

Type support	P100	P101	P102	P104	P105
Poids du bras	37,5	X	X	X	X
Poids traverses pour portiques (kg)	X	255	330	345	340

poids chaine isolateur et accessoires	19,2	38,4	38,4	38,4	19,2
--	------	------	------	------	------

Annexe II. Caractéristiques des câbles ACSR

Mber	Section transversale calculée			No/Dia. Des fils d'échouage		Dans l'ensemble Diamètre	Masse linéaire			Rupture de charge nominale	Max. D. C. La résistance À 20°C
Al. /St	Al.	L'acier	Total	L'alun.	L'acier	-	L'alun.	L'acier	Total		
mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm	mm	mm	Kg/km	Kg/km	Kg/km	DaN	Ω/km
16/2, 5	15.3	2.5	17.8	6/1, 80	1/1, 80	5.4	42	20	62	595	1.878
25/4	23.8	4	27.8	6/2, 25	1/2, 25	6.8	65	32	97	920	1.2002
35/6	34, 3	5.7	40	6/2.70	1/2.70	8.1	94	46	140	1265	0.8352
44/32	44	31.7	75, 7	14/2, 00	7/2.40	11.2	122	250	372	4500	0.6573
50/8	48.3	8	56, 3	6/3.20	1/3.20	9.6	132	64	196	1710	0.5946
50/30	51, 2	29.8	81	12/2, 33	7/2, 33	11.7	141	237	378	4380	0.5643
70/12	69, 9	11.4	81, 3	26/1, 85	7/1.44	11.7	193	91	284	2680	0.413
95/15	94.4	15.3	109, 7	26/2, 15	7/1.67	13.6	260	123	383	3575	0.3058
95/55	96, 5	56, 3	152, 8	12/3, 20	7/3.20	16	266	446	712	7935	0.2992
105/75	106	75, 5	181.5	14/3.10	9/2, 25	17, 5	292	599	891	10845	0.2735
120/20	121	19.8	141, 4	26/2.44	7/1.90	15.5	336	158	494	4565	0.2374
120/70	122	71, 3	193.3	12/3.6	7/3.60	18	337	564	901	10000	0.2364
125/30	128	29.8	157, 7	30/2, 33	7/2, 33	16.3	353	238	591	5760	0.2259
150/25	149	24.2	173.1	26/2.70	7/2.10	17.1	411	194	605	5525	0.1939
170/40	172	40.1	211, 9	30/2.70	7/2.70	18.9	475	319	794	7675	0.1682
185/30	184	29.8	213.6	26/3, 00	7/2, 33	19	507	239	746	6620	0.1571
210/35	209	34.1	243, 2	26/3, 20	7/2.49	20.3	577	273	850	7490	0.138
210/50	212	49.5	261, 6	30/3, 00	7/3.00	21	587	394	981	9390	0.1362
230/30	231	29.8	260, 7	24/3, 50	7/2, 33	21	638	239	877	7310	0.1249

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

230/30	231	29.8	260, 7	24/3, 50	7/2, 33	21	638	239	877	7310	0.1249
240/40	243	39, 5	282, 5	26/3, 45	7/2.68	21, 9	671	316	987	8640	0.1188
265/35	264	34.1	297, 8	24/3.74	7/2.49	22.4	728	274	1002	8305	0.1094
300/50	304	49.5	353, 7		7/3.00	24.5	840	396	1236	10700	0.09487
305/40	305	39, 5	344, 1	54/2.68	7/2.68	24.1	843	317	1160	9940	0.0949
340/30	339	29.8	369.1	48/3, 00	7/2, 33	25	938	242	1180	9290	0.08509
380/50	382	49.5	431.5	54/3, 00	7/3.00	27	1056	397	1453	12310	0.08509
385/35		34.1	420, 1	48/3, 20	7/2.49	26, 7	1067	277	1344	10480	0.07573
435/55	434	59.3	490.6	54/3, 20	7/3.20	28.8	1203	450	1653	13645	0.07478
450/40	449	39, 5	488, 2	48/3, 45	7/2.68	28.7	1241	320	1561	12075	0.06656
490/65	490	63, 6	553.9	54/3.40	7/3.40	30.6	1356	510	1866	15310	0.06434
495/35	494	34.1	528.2	45/3.74	7/2.49	29.9	1363	283	1646	12180	0.05846
510/45	510	45, 3	555, 5	48/3.68	7/2.87	30.7	1413	365	1778	13665	0.05655
550/70	550	71, 3	621.3	54/3, 60	7/3.60	32, 4	1520	572	2092	17060	0.05259
560/50	562	49.5	611.2		7/3.00	32.2	1553	401	1954	14895	0.0514
570/40	566	39, 5	610.3	45/4.02	7/2.68	32.2	1563	325	1888	13900	0.05108
650/45	699	45, 3	653.5	45/4.30	7/2.87	34.4	1791	372	2163	15552	0.0442
680/85	679		764.8	54/4, 00	19/2.40	36	1868	702	2570	21040	0.0426
1045/45	1046	45, 3	1091	72/4.30	7/2.87	43	2879	370	3249	21787	0.0277

Annexe III. Notes de calcul

1. Etude électrique

- Le courant nominal

$$I_n = \frac{P_{20}}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} \text{ avec } P_{20} = 15,75 \text{ MW}$$

$$I_n = \frac{15,75\ 000\ 000}{\sqrt{3} * 30\ 000 * 0,8} = 366,85 \text{ A}$$

- Le courant de court-circuit

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

$$I_{cc} = \frac{936\ 360\ 000}{\sqrt{3} * 30000} = 18,02 \text{ kA}$$

- Section des câbles

$$S = \frac{I_{cc} * \sqrt{t_{cc}}}{a} \text{ avec } t_{cc} = 1 \text{ sec}$$

$$S = \frac{18020 * 1}{a 81,03} = 222,38 \text{ mm}^2$$

Nous utiliserons une section normée $S = 243 \text{ mm}^2$

- Le courant admissible

$$I_z = K * S^{0,6} \text{ avec } k = 16,4 \text{ pour l'ACSR}$$

$$I_z = 16,4 * 243^{0,6} = 442,8 \text{ A}$$

- La chute de tension

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{(R + X * \tan\varphi) * P * L}{U^2}$$

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{(0,116 + 0,35 * 0,75) * 5,75 * 12}{30^2}$$

$$\frac{\Delta U}{U} = 0,029 = 2,9 \%$$

2. Etude mécanique

- La flèche

$$f = \frac{a^2}{8 \cdot P}$$

Pour la première portée : $a = 70 \text{ m}$ et $P = 1200$

$$F = \frac{70^2}{8 \cdot 1200} = 0,51.$$

Nous avons calculé toutes les flèches de cette manière.

- Ecartement minimal entre les conducteurs

$$e_{\min} = K_c * \left(\frac{U}{150} + K_z * \sqrt{f + L} \right) \quad \text{avec } K_c = 0,8 \text{ et } K_z = 0,9 : \text{zone à vent normal}$$

$L = 0$ pour 2 ancrages successifs et $L = 0,5$ pour 2 alignements successifs

$$e_{\min} = 0,8 * \left(\frac{30}{150} + 0,9 * \sqrt{0,51 + 0} \right) = 0.67 \text{ m}$$

On fait de même pour tous les supports, en tenant compte qu'il s'agit de 2 alignements ou 2 ancrages successifs.

- Ecartement entre les conducteurs et les points de fixation

$$D = 0,8 * \sqrt{(f - l) + 0,07 U}$$

Pour le premier support :

$$D = 0,8 * \sqrt{(0,51 - 1,05) + 0,07 * 30} = 1 \text{ m}$$

On fait le calcul pour chacun des supports.

- Calcul des tensions

La tension maximale

$$\text{Tension maximale} = \frac{\text{Effort de rupture}}{K}$$

Pour l'alliage aluminium acier, l'effort de rupture est égal à 1600 MPa donc 160 daN/mm²

K est le coefficient de sécurité :

$K = 2,1$ pour les pièces travaillant en flexion : supports

$K = 3$ pour les pièces travaillant en traction : conducteurs, chaînes d'isolateurs.

$T = 53.33 \text{ daN/mm}^2$ pour les pièces travaillant en traction et

$T = 76,19 \text{ daN/mm}^2$ pour les pièces travaillant en flexion.

La tension initiale

Elle est caractérisée par :

$$ti = mi * \omega * P$$

Avec : mi = coefficient de surcharge initial ;

ω = poids spécifique du conducteur en daN/m.mm² ;

Pour l'ACSR, $\omega=0,00987$

P = paramètre en m.

Le coefficient de surcharge est égal à 1.

D'où on a : $ti = 1 * 1200 * 0.00987$

$$ti = 11,844 \text{ daN/mm}^2$$

Tension finale

La tension finale est calculée pour chacune des hypothèses

- Hypothèse 1
 - Température = 24° C
 - Pression du vent sur le conducteur est nulle

Coefficient de surcharge

$$mf = \frac{R}{\omega} = \frac{\sqrt{Fv^2 + p^2}}{p^2}$$

or la Pression du vent sur le conducteur est nulle, donc $mf = 1$

D'après l'équation de changement d'état nous avons :

$$tf = \sqrt{\frac{B}{tf + A}}$$

avec :

$$A = \left[\frac{ae^2 \times mi^2 \times p^2 \times E}{24 \times Ti^2} - ti + \alpha \times E \times (\theta f - \theta i) \right]$$

$$\text{Et } B = \frac{ae^2 \times mf^2 \times p^2 \times E}{24}$$

Pour le premier canton, $a_e = 69,5 \text{ m}$

$$A = \frac{69,5^2 \times 0,00987^2 \times 6500}{24 \times 11,844^2} - 11,844 + 23,5 \times 10^{-6} \times 6500 \times (55 - 24)$$

$$A = -6,2$$

$$B = \frac{69,5^2 * 0,00987^2 * 6500}{24}$$

$$B = 127,44$$

tf = 4,9 pour le caton 1 et l'hypothèse 1

On procède de même pour tous les cantons.

Hypothèse 2

- Température = 19 ° C
- Pression du vent sur le conducteur est 765 Pa soit 76,5 daN/m²

$$mf = \frac{\sqrt{76,5 * 0,00945^2 + (0,00987 * 243)^2}}{(0,00987 * 243)^2}$$

$$mf = 1,04$$

$$A = \frac{69,5^2 * 0,00987^2 * 6500}{24 * 11,844^2} - 11,844 + 23,5 * 10^{-6} * 6500 * (55 - 19)$$

$$A = -5,436$$

$$B = \frac{69,5^2 * 0,00987^2 * 1,04^2 * 6500}{24}$$

$$B = 137,84$$

$$tf = 4,64$$

On fait le même calcul pour tous les cantons.

Hypothèse 3

- Température = 10° C
- Pression du vent sur le conducteur est 299 Pa soit 29,9 daN/m²

$$mf = \frac{\sqrt{(29,9 * 0,00945)^2 + (0,00987 * 243)^2}}{(0,00987 * 243)^2}$$

Annexe IV. Résultats mécaniques de la ligne 30 kV

a. Les résultats mécaniques de la ligne 30 kV

Support N°	Type de support	f (m)	D (m)	Distance phase-phase (m)	Portée (m)
1	H105	0,51	1,00	0,67	70,00
2	P100	0,49	0,99	0,88	68,93
3	H104	1,33	1,23	0,99	113,00
4	P100	1,33	1,23	1,13	113,00
5	P100	1,36	1,24	1,14	114,32
6	H102	1,26	1,22	0,97	110,00
7	P100	1,26	1,22	1,12	110,00
8	P100	1,26	1,22	1,12	110,00
9	P100	1,26	1,22	1,12	110,00
10	P100	1,22	1,20	1,10	108,00
11	H102	1,22	1,20	0,95	108,00
12	P100	1,26	1,22	1,12	110,00
13	P100	1,26	1,22	1,12	110,00
14	P100	1,38	1,25	1,15	115,18
15	P100	1,14	1,18	1,08	104,54
16	P100	0,90	1,12	1,01	92,98
17	P100	0,74	1,07	0,96	84,17
18	H103	1,08	1,17	0,91	102,00
19	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
20	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
21	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
22	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
23	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
24	P100	1,08	1,17	1,07	102,00

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

25	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
26	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
27	H102	1,08	1,17	0,91	102,00
28	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
29	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
30	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
31	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
32	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
33	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
34	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
35	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
36	H102	1,08	1,17	0,91	102,00
37	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
38	P100	1,08	1,17	1,07	102,00
39	P100	0,67	1,05	0,94	80,20
40	H105	0,69	1,05	0,76	81,33
41	H105	1,02	1,15	0,89	99,00
42	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
43	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
44	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
45	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
46	P100	1,03	1,15	1,05	99,52
47	H103	1,97	1,39	1,17	137,47
48	H102	1,02	1,15	0,89	99,00
49	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
50	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
51	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
52	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
53	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
54	P100	1,02	1,15	1,05	99,00

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

55	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
56	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
57	H102	1,02	1,15	0,89	99,00
58	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
59	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
60	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
61	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
62	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
63	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
64	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
65	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
66	H102	1,02	1,15	0,89	99,00
67	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
68	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
69	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
70	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
71	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
72	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
73	P100	1,50	1,28	1,18	119,96
74	H103	0,67	1,05	0,75	80,24
75	H103	1,00	1,15	0,88	98,00
76	P100	1,13	1,18	1,08	104,00
77	P100	1,13	1,18	1,08	104,00
78	P100	1,12	1,18	1,08	103,62
79	H103	0,51	1,00	0,68	70,12
80	P100	0,44	0,98	0,86	65,32
81	H103	1,02	1,15	0,89	99,00
82	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
83	P100	1,02	1,15	1,05	99,00
84	P100	0,97	1,14	1,03	96,29

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

85	P100	1,10	1,17	1,07	102,71
86	H102	1,19	1,20	0,95	107,00
87	P100	1,19	1,20	1,10	107,00
88	P100	1,19	1,20	1,10	107,00
89	P100	1,19	1,20	1,10	107,00
90	P100	1,19	1,20	1,10	107,00
91	P100	1,19	1,20	1,10	106,96
92	H102	1,11	1,17	0,92	103,00
93	P100	1,11	1,17	1,07	103,00
94	P100	1,11	1,17	1,07	103,00
95	P100	1,11	1,17	1,07	103,00
96	P100	1,11	1,17	1,07	103,00
97	P100	1,11	1,17	1,07	103,00
98	P100	1,15	1,19	1,08	105,00
99	H104	0,10	0,86	0,38	30,24
100	H103	0,48	0,99	0,66	68,19
101	P100	0,47	0,99	0,87	67,00
102	H102	1,21	1,20	0,95	107,65
103	P100	1,19	1,20	1,10	107,00
104	P100	1,19	1,20	1,10	107,00
105	P100	1,19	1,20	1,10	107,00
106	P100	1,19	1,20	1,10	107,00
107	P100	1,19	1,20	1,10	107,00
108	P100	1,19	1,20	1,10	107,00
109	P100	1,19	1,20	1,10	107,00
110	P100	1,19	1,20	1,10	107,00
111	H103	1,21	1,20	0,95	107,65
112	P100	0,66	1,05	0,94	79,58
113	H105	0,65	1,04	0,74	79,00

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RN1

b. Les Résultat sur NEPLAN
- Load flow première année

	De Région/Zone	A Région/Zone	P perte	Q perte	P imp	Q imp	P Gen	Q Gen	P charge	Q charge	Coûts gén.	Qc shunt	Ql shunt	Q comp	Iron Losses
			MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	Unités	MVar	MVar	MVar	MW
1	Réseau		0,919	2,471	15,959	13,751	40,919	32,471	40	30	0	0	0	0	0
2	Région 1		0,919	2,471	0	0	40,919	32,471	40	30	0	0	0	0	0
3	Zone 1		0,919	2,471	0	0	40,919	32,471	40	30	0	0	0	0	0
4															
5	Un		P perte li	Q perte li	P perte t	Q perte									
6	kV		MW	MVar	MW	MVar									
7	30		0,339	0,547	0	1,197									
8	35		0,579	0,215	0	0,112									
9	220		0	0	0,001	0,399									

	ID	Nom	U	u	Uang	P charge	Q charge	P Gen	Q Gen	Q shunt	Sens. PG/	Sens. QG	DU	Description	Zone	Région	Réseau partiel	Départ
			kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar	Facteurs		Départ					
1	140	JdB MUGER	37,519	107,2	-2,2	0	0	6,08	4,56	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
2	315	JdB RUZIZI	20	100	0	0	0	15,959	13,751	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
3	72	JdB SNEL	6,711	101,67	1,3	0	0	18,88	14,16	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
4	146	N146	34,607	98,88	-0,8	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
5	15	N15	218,484	99,31	-0,5	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
6	53	N53	29,63	98,77	-0,8	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
7	107	Poste Nord	29,228	97,43	-1,3	40	30	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
8	123	Poste OZON	29,373	97,91	-1,5	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
9	104	Poste SNEL	29,6	98,67	-1,1	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	

	ID	Noeud	Nom de	Type	P	Q	I	Angle I	Chage	P perte	Q perte	P Fe	Q com	Prise	Sens. Xser	Mar	Description	Zone	Région	Rése
					MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		%/Ohm					
1	152	JdB MUGE	Ligen MU	Ligne	6,08	4,56	0,117	-39,1	0	0,5785	0,2154		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
2	160	JdB MUGE	CHE	Machine sync	-6,08	-4,56	0,117	140,9								ON		Zone 1	Région 1	1
3	12	JdB RUZI	GEN RUZ	Machine sync	-15,959	-13,751	0,608	139,3								ON		Zone 1	Région 1	1
4	324	JdB RUZI	TR RUZIZ	Transformate	15,959	13,751	0,608	-40,7	0	0,0013	0,2219	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
5	63	JdB SNEL	CTH SNE	Machine sync	-12,8	-9,6	1,377	144,4								ON		Zone 1	Région 1	1
6	69	JdB SNEL	CTH Buja	Machine sync	-6,08	-4,56	0,654	144,4								ON		Zone 1	Région 1	1
7	98	JdB SNEL	TR SNEL	Transformate	18,88	14,16	2,03	-35,6	0	0	1,1973	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
8	134	N146	TR OZON	Transformate	5,501	4,345	0,117	-39,1	0	0	0,1117	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
9	152	N146	Ligen MU	Ligne	-5,501	-4,345	0,117	140,9	0	0,5785	0,2154		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
10	324	N15	TR RUZIZ	Transformate	-15,958	-13,529	0,055	139,3	0	0,0013	0,2219	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
11	47	N15	TR RUBIR	Transformate	15,958	13,529	0,055	-40,7	0	0	0,1775	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
12	110	N53	Ligne RU	Ligne	15,958	13,351	0,405	-40,7	0	0,1049	0,3164		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
13	47	N53	TR RUBIR	Transformate	-15,958	-13,351	0,405	139,3	0	0	0,1775	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
14	110	Poste Nor	Ligne RU	Ligne	-15,853	-13,035	0,405	139,3	0	0,1049	0,3164		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
15	118	Poste Nor	Ligne SN	Ligne	-18,689	-12,732	0,447	144,4	0	0,191	0,2305		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
16	126	Poste Nor	Ligne Po	Ligne	-5,458	-4,233	0,136	140,9	0	0,0432	0		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
17	176	Poste Nor	LOAD	Charge	40	30	0,988	-38,2								ON		Zone 1	Région 1	1
18	134	Poste OZ	TR OZON	Transformate	-5,501	-4,233	0,136	140,9	0	0	0,1117	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
19	126	Poste OZ	Ligne Po	Ligne	5,501	4,233	0,136	-39,1	0	0,0432	0		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
20	118	Poste SNE	Ligne SN	Ligne	18,88	12,963	0,447	-35,6	0	0,191	0,2305		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
21	98	Poste SNE	TR SNEL	Transformate	-18,88	-12,963	0,447	144,4	0	0	1,1973	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1

- Load flow cinquième année

8	SS0		0	0	0'00+	1'18+									
8	32		0'281	0'333	0	0'112									
1	30		0'248	1'181	0	1'338									
8	KA		MM	MLAL	MM	MLAL									
2	nu		p beŋe II	ŋ beŋe II	p beŋe I	ŋ beŋe									
4															
3	Zone I		1'148	3'801	0	0	25'188	45'501	21'02	38'3	0	0	0	0	0
3	Region I		1'148	3'801	0	0	25'188	45'501	21'02	38'3	0	0	0	0	0
1	Region		1'148	3'801	51'538	53'481	25'188	45'501	21'02	38'3	0	0	0	0	0
			MM	MLAL	MM	MLAL	MM	MLAL	MM	MLAL	nuŋe	MLAL	MLAL	MLAL	MM
	Region/Zone de	Region/Zone A	p beŋe	ŋ beŋe	p ŋp	ŋ ŋp	p ɛn	ŋ ɛn	p ɛnaŋe	ŋ ɛnaŋe	Coŋe ɛn	ŋ ɛnuŋ	ŋ ɛnuŋ	ŋ ɛoŋp	Coŋe ŋoŋ

	ID	Nom	U	u	Uang	P charge	Q charge	P Gen	Q Gen	Q shunt	Sens. PG/	Sens. QG	DU	Description	Zone	Région	Réseau partiel	Départ
			kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar	Facteurs		Départ					
1	140	JdB MUGER	36,946	105,56	-3,3	0	0	6,08	4,56	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
2	315	JdB RUZIZI	20	100	0	0	0	27,238	23,481	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
3	72	JdB SNEL	6,597	99,96	0,4	0	0	18,88	14,16	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
4	146	N146	33,989	97,11	-1,8	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
5	15	N15	217,421	98,83	-0,8	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
6	53	N53	29,373	97,91	-1,4	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
7	107	Poste Nord	28,691	95,64	-2,3	51,05	38,3	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
8	123	Poste OZON	28,838	96,13	-2,5	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
9	104	Poste SNEL	29,07	96,9	-2,1	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	

	ID	Noeud	Nom de	Type	P	Q	I	Angle I	Chage	P perte	Q perte	P Fe	Q com	Prise	Sens. Xser	Mar	Description	Zone	Région	Rése
					MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		%/Ohm					
1	152	JdB MUGE	Ligen MU	Ligne	6,08	4,56	0,119	-40,1	0	0,5966	0,2221		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
2	160	JdB MUGE	CHE	Machine sync	-6,08	-4,56	0,119	139,9								ON		Zone 1	Région 1	1
3	12	JdB RUZI	GEN RUZ	Machine sync	-27,238	-23,481	1,038	139,2								ON		Zone 1	Région 1	1
4	324	JdB RUZI	TR RUZIZ	Transformate	27,238	23,481	1,038	-40,8	0	0,0037	0,6466	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
5	69	JdB SNEL	CTH Buja	Machine sync	-6,08	-4,56	0,665	143,5								ON		Zone 1	Région 1	1
6	63	JdB SNEL	CTH SNE	Machine sync	-12,8	-9,6	1,4	143,5								ON		Zone 1	Région 1	1
7	98	JdB SNEL	TR SNEL	Transformate	18,88	14,16	2,065	-36,5	0	0	1,2388	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
8	134	N146	TR OZON	Transformate	5,483	4,338	0,119	-40,1	0	0	0,1152	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
9	152	N146	Ligen MU	Ligne	-5,483	-4,338	0,119	139,9	0	0,5966	0,2221		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
10	324	N15	TR RUZIZ	Transformate	-27,234	-22,834	0,094	139,2	0	0,0037	0,6466	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
11	47	N15	TR RUBIR	Transformate	27,234	22,834	0,094	-40,8	0	0	0,5173	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
12	110	N53	Ligne RU	Ligne	27,234	22,317	0,692	-40,8	0	0,3056	0,922		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
13	47	N53	TR RUBIR	Transformate	-27,234	-22,317	0,692	139,2	0	0	0,5173	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
14	118	Poste Nor	Ligne SN	Ligne	-18,682	-12,683	0,454	143,5	0	0,1976	0,2385		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
15	126	Poste Nor	Ligne Po	Ligne	-5,439	-4,223	0,139	139,9	0	0,0445	0		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
16	110	Poste Nor	Ligne RU	Ligne	-26,929	-21,395	0,692	139,2	0	0,3056	0,922		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
17	176	Poste Nor	LOAD	Charge	51,05	38,3	1,284	-39,2								ON		Zone 1	Région 1	1
18	134	Poste OZ	TR OZON	Transformate	-5,483	-4,223	0,139	139,9	0	0	0,1152	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
19	126	Poste OZ	Ligne Po	Ligne	5,483	4,223	0,139	-40,1	0	0,0445	0		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
20	118	Poste SNE	Ligne SN	Ligne	18,88	12,921	0,454	-36,5	0	0,1976	0,2385		0		0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
21	98	Poste SNE	TR SNEL	Transformate	-18,88	-12,921	0,454	143,5	0	0	1,2388	0,000		0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

- Load flow dixième année

	De Région/Zone	A Région/Zone	P perte	Q perte	P imp	Q imp	P Gen	Q Gen	P charge	Q charge	Coûts gén.	Qc shunt	Ql shunt	Q comp	Iron Losses
			MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	Unités	MVar	MVar	MVar	MW
1	Réseau		1,623	6,941	41,819	37,091	66,779	55,811	65,156	48,87	0	0	0	0	0
2	Région 1		1,623	6,941	0	0	66,779	55,811	65,156	48,87	0	0	0	0	0
3	Zone 1		1,623	6,941	0	0	66,779	55,811	65,156	48,87	0	0	0	0	0
4															
5	Un		P perte li	Q perte li	P perte t	Q perte t									
6	kV		MW	MVar	MW	MVar									
7	30		0,992	2,478	0	1,299									
8	35		0,623	0,232	0	0,12									
9	220		0	0	0,009	2,812									

	ID	Nom	U	u	Uang	P charge	Q charge	P Gen	Q Gen	Q shunt	Sens. PG/	Sens. QG	DU	Description	Zone	Région	Réseau partiel	Départ
			kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar	Facteurs		Départ					
1	140	JdB MUGER	36,168	103,34	-4,6	0	0	6,08	4,56	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
2	315	JdB RUZIZI	20	100	0	0	0	41,819	37,091	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
3	72	JdB SNEL	6,443	97,62	-0,8	0	0	18,88	14,16	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
4	146	N146	33,148	94,71	-3,1	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
5	15	N15	215,942	98,16	-1,2	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
6	53	N53	29,017	96,72	-2,2	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
7	107	Poste Nord	27,96	93,2	-3,6	65,156	48,87	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
8	123	Poste OZON	28,11	93,7	-3,8	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
9	104	Poste SNEL	28,347	94,49	-3,4	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	

	ID	Noeud	Nom de	Type	P	Q	I	Angle I	Chage	P perte	Q perte	P Fe	Q com	Prise	Sens. Xser	Mar	Description	Zone	Région	Réseau
					MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		%Ohm					
1	152	JdB MUGE	Ligen MU	Ligne	6,08	4,56	0,121	-41,5	0	0,6226	0,2318	0	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
2	160	JdB MUGE	CHE	Machine sync	-6,08	-4,56	0,121	138,5								ON		Zone 1	Région 1	1
3	12	JdB RUZI	GEN RUZ	Machine sync	-41,819	-37,091	1,614	138,4								ON		Zone 1	Région 1	1
4	324	JdB RUZI	TR RUZIZ	Transformate	41,819	37,091	1,614	-41,6	0	0,0089	1,5623	0,000	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
5	63	JdB SNEL	CTH SNE	Machine sync	-12,8	-9,6	1,434	142,4								ON		Zone 1	Région 1	1
6	69	JdB SNEL	CTH Buja	Machine sync	-6,08	-4,56	0,681	142,4								ON		Zone 1	Région 1	1
7	98	JdB SNEL	TR SNEL	Transformate	18,88	14,16	2,115	-37,6	0	0	1,2989	0,000	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
8	134	N146	TR OZON	Transformate	5,457	4,328	0,121	-41,5	0	0	0,1202	0,000	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
9	152	N146	Ligen MU	Ligne	-5,457	-4,328	0,121	138,5	0	0,6226	0,2318	0	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
10	324	N15	TR RUZIZ	Transformate	-41,811	-35,528	0,147	138,4	0	0,0089	1,5623	0,000	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
11	47	N15	TR RUBIR	Transformate	41,811	35,528	0,147	-41,6	0	0	1,2498	0,000	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
12	110	N53	Ligne RU	Ligne	41,811	34,279	1,076	-41,6	0	0,7383	2,2277	0	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
13	47	N53	TR RUBIR	Transformate	-41,811	-34,279	1,076	138,4	0	0	1,2498	0,000	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
14	110	Poste Nor	Ligne RU	Ligne	-41,072	-32,051	1,076	138,4	0	0,7383	2,2277	0	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
15	126	Poste Nor	Ligne Po	Ligne	-5,411	-4,208	0,142	138,5	0	0,0465	0	0	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
16	118	Poste Nor	Ligne SN	Ligne	-18,673	-12,611	0,465	142,4	0	0,2072	0,25	0	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
17	176	Poste Nor	LOAD	Charge	65,156	48,87	1,682	-40,5								ON		Zone 1	Région 1	1
18	134	Poste OZ	TR OZON	Transformate	-5,457	-4,208	0,142	138,5	0	0	0,1202	0,000	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
19	126	Poste OZ	Ligne Po	Ligne	5,457	4,208	0,142	-41,5	0	0,0465	0	0	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
20	118	Poste SNE	Ligne SN	Ligne	18,88	12,861	0,465	-37,6	0	0,2072	0,25	0	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1
21	98	Poste SNE	TR SNEL	Transformate	-18,88	-12,861	0,465	142,4	0	0	1,2989	0,000	0	0	0,00000	ON		Zone 1	Région 1	1

- Load flow quinzième année

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RN1

	De Région/Zone	A Région/Zone	P perte	Q perte	P imp	Q imp	P Gen	Q Gen	P charge	Q charge	Coûts gén.	Qc shunt	Ql shunt	Q comp	Iron Losses
			MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	Unités	MVar	MVar	MVar	MW
1	Réseau		2,59	13,205	60,787	56,845	85,747	75,565	83,157	62,36	0	0	0	0	0
2	Région 1		2,59	13,205	0	0	85,747	75,565	83,157	62,36	0	0	0	0	0
3	Zone 1		2,59	13,205	0	0	85,747	75,565	83,157	62,36	0	0	0	0	0
4															
5	Un		P perte li	Q perte li	P perte t	Q perte									
6	kV		MW	MVar	MW	MVar									
7	30		1,908	5,206	0	1,391									
8	35		0,662	0,246	0	0,128									
9	220		0	0	0,02	6,234									
1															
1	Surcharges														
1	Noeuds (infér %														
1	Poste Nord	89,78													

	ID	Nom	U	u	Uang	P charge	Q charge	P Gen	Q Gen	Q shunt	Sens. PG/ Facteurs	Sens. QG	DU	Description	Zone	Région	Réseau partiel	Départ
			kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar			Départ					
1	140	JdB MUGER	35,079	100,22	-6,5	0	0	6,08	4,56	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
2	315	JdB RUZIZI	20	100	0	0	0	60,787	56,845	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
3	72	JdB SNEL	6,226	94,34	-2,4	0	0	18,88	14,16	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
4	146	N146	31,966	91,33	-4,8	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
5	15	N15	213,813	97,19	-1,8	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
6	53	N53	28,507	95,02	-3,3	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
7	107	Poste Nord	26,933	89,78	-5,4	83,157	62,36	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
8	123	Poste OZON	27,087	90,29	-5,7	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
9	104	Poste SNEL	27,333	91,11	-5,1	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	

34	ID	Noeud	Elément	Type	P	Q	I	Angle I	Charge	Facteur	Facteur	P perte	Q perte	P Fe	P comp	Q comp	Prise	Rapport	Sens. X	Teta
35		Nom	Nom		MW	MVar	kA	°	%			MW	MVar	MW	MW	MVar			%/Ohm	°
36	12	JdB RUZIZI	GEN RUZIZI	Machine	-60,787	-56,845	2,402	136,9	0	1	1									
37	324	JdB RUZIZI	TR RUZIZI	Transfor	60,787	56,845	2,402	-43,1	0			0,0198	3,4631	0,000		0			0,00000	
38	69	JdB SNE	CTH Buja	Machine	-6,08	-4,56	0,705	140,8	0	1	1									
39	63	JdB SNE	CTH SNE	Machine	-12,8	-9,6	1,484	140,8	0	1	1									
40	324	N15	TR RUZIZI	Transfor	-60,767	-53,381	0,218	136,9	0			0,0198	3,4631	0,000		0			0,00000	
41	110	N53	Ligne RU	Ligne	60,767	50,611	1,602	-43,1	0			1,6367	4,9382	0	0				0,00000	
42	134	N146	TR OZON	Transfor	5,418	4,314	0,125	-43,3	0			0	0,1278	0,000		0			0,00000	
43	134	Poste OZ	TR OZON	Transfor	-5,418	-4,186	0,146	136,7	0			0	0,1278	0,000		0			0,00000	
44	118	Poste No	Ligne SN	Ligne	-18,658	-12,501	0,481	140,8	0			0,2218	0,2677	0	0				0,00000	
45	110	Poste No	Ligne RU	Ligne	-59,13	-45,673	1,602	136,9	0			1,6367	4,9382	0	0				0,00000	
46	126	Poste No	Ligne Po	Ligne	-5,369	-4,186	0,146	136,7	0			0,0494	0	0	0				0,00000	
47	118	Poste SN	Ligne SN	Ligne	18,88	12,769	0,481	-39,2	0			0,2218	0,2677	0	0				0,00000	
48	126	Poste OZ	Ligne Po	Ligne	5,418	4,186	0,146	-43,3	0			0,0494	0	0	0				0,00000	
49	152	JdB MUG	Ligen MU	Ligne	6,08	4,56	0,125	-43,3	0			0,8619	0,2464	0	0				0,00000	
50	152	N146	Ligen MU	Ligne	-5,418	-4,314	0,125	136,7	0			0,8619	0,2464	0	0				0,00000	
51	160	JdB MUG	CHE	Machine	-6,08	-4,56	0,125	136,7	0	1	1									
52	176	Poste No	LOAD	Charge	83,157	62,36	2,228	-42,3	0	1	1									
53	98	JdB SNE	TR SNEL	Transfor	18,88	14,16	2,188	-39,2	0			0	1,3908	0,000		0			0,00000	
54	98	Poste SN	TR SNEL	Transfor	-18,88	-12,769	0,481	140,8	0			0	1,3908	0,000		0			0,00000	
55	47	N15	TR RUBIRIZI	Transfor	60,767	53,381	0,218	-43,1	0			0	2,7705	0,000		0			0,00000	
56	47	N53	TR RUBIRIZI	Transfor	-60,767	-50,611	1,602	136,9	0			0	2,7705	0,000		0			0,00000	

Annexe V. Estimation des coûts

N°	Libellé	Unité	Quantité	Prix unitaire (\$)	Prix Total (\$)	Fabricant
1	LIGNE À 30 kV ENTRE POSTES NORD-OUEST ET RUBIRIZI					
1.1	Supports (la totalité des frais des pieces pour le support et le transport jusqu'au site d'entreposage)					
1.1.1	Support Type 100 avec poteau de 12m-16kN	u	1	1 567,08	1 567,08	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.2	Support Type 100 avec poteau de 13m-16kN	u	39	1 545,36	60 269,04	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.3	Support Type 100 avec poteau de 14m-16kN	u	27	1 680,93	45 385,11	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.4	Support Type 100 avec poteau de 15m-16kN	u	16	1 825,51	29 208,16	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.5	Support Type 100 avec poteau de 16m-16kN	u	9	1 971,62	17 744,58	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.6	Support Type 100 avec poteau de 18m-16kN	u	6	2 290,93	13 745,58	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.7	Support Type 100 avec poteau de 20m-16kN	u	1	2 985,28	2 985,28	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.8	Support Type 101 avec poteau de 12m-25kN	u	1	2 410,55	2 410,55	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.9	Support Type 101 avec poteau de 13m-25kN	u	1	2 604,45	2 604,45	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.20	Support Type 102 avec poteaux de 16m-40kN	u	1	8 717,88	8 717,88	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.21	Support Type 102 avec poteaux de 18m-40kN	u	1	10 214,64	10 214,64	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.22	Support Type 103 avec poteaux de 11m-50kN	u	1	5 610,57	5 610,57	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.23	Support Type 103 avec poteaux de 12m-50kN	u	1	6 928,35	6 928,35	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.24	Support Type 103 avec poteaux de 13m-50kN	u	2	6 734,17	13 468,34	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.25	Support Type 103 avec poteaux de 14m-50kN	u	4	7 329,13	29 316,52	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.26	Support Type 103 avec poteaux de 15m-50kN (	u	1	7 346,45	7 346,45	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.27	Support Type 103 avec poteaux de 16m-50kN	u	1	9 613,18	9 613,18	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.28	Support Type 103 avec poteaux de 18m-50kN	u	1	11 242,58	11 242,58	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.29	Support Type 104 avec poteaux de 11m-60kN	u	1	7 139,28	7 139,28	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

1.1.30	Support Type 104 avec poteaux de 12m-60kN	u	1	7 903,31	7 903,31	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.31	Support Type 104 avec poteaux de 13m-60kN	u	1	7 817,14	7 817,14	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.32	Support Type 104 avec poteaux de 14m-60kN	u	2	8 372,92	16 745,84	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.33	Support Type 104 avec poteaux de 15m-60kN	u	1	10 421,30	10 421,30	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.34	Support Type 104 avec poteaux de 16m-60kN	u	1	11 109,95	11 109,95	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.35	Support Type 104 avec poteaux de 18m-60kN	u	1	13 124,82	13 124,82	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.36	Support Type 105 avec poteaux de 11m-32kN	u	2	2 729,23	5 458,46	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.37	Support Type 105 avec poteaux de 12m-32kN	u	1	2 838,54	2 838,54	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.38	Support Type 105 avec poteaux de 13m-32kN	u	1	3 056,08	3 056,08	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.39	Support Type 105 avec poteaux de 14m-32kN	u	1	3 289,21	3 289,21	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.40	Support Type 105 avec poteaux de 15m-32kN	u	1	3 548,98	3 548,98	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.41	Support Type 105 avec poteaux de 16m-32kN	u	1	3 828,05	3 828,05	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.1.42	Support Type 105 avec poteaux de 18m-32kN	u	1	4 354,68	4 354,68	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
1.2	Accessoires					
1.2.1	Chaîne de suspension simple pour conducteur (3 isolateurs par chaîne)	u	606	49,36	29 912,16	Zhe Jiang Victory
1.2.2	Chaîne d'ancrage simple pour conducteur (3 isolateurs par chaîne)	u	132	60,26	7 954,32	Zhe Jiang Victory
1.2.3	Isolateur rigide 30 kV	u	72	15,08	1 085,76	Zhe Jiang Victory
1.2.4	Accessoires pour mise à la terre d'un interrupteur à commande manuel (6/support)	u	12	876,92	10 523,04	Zhe Jiang Victory
1.2.,5	Accessoires pour mise à la terre d'une liaison aérosouterraine (2/ support)	u	4	876,92	3 507,68	Zhe Jiang Victory
1.3	Conducteurs					
1.3.1	Conducteur ACSR 240/40 (alu-acier)	m	79200s	2,83	224 136,00	Henan Tong DA
1.4	Appareillages					
1.4.1	Parafoudre 30 kV	u	12	120,51	1 446,12	Shanghai Yakai

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

1.4.2	Interrupteur à commande manuelle (6/support)	u	12	677,80	8 133,60	Zhejiang Haivo
	Sous total I				665 712,66	
2	LIGNE À 10 kV ENTRE LE POSTE RUBIRIZI ET LE RÉSEAU 10 kV					
2.1.1	Support Type 100 avec poteau de 12m-12,5kN	u	1	1 442,59	1 442,59	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.2	Support Type 100 avec poteau de 13m-12,5kN	u	4	1 462,51	5 850,04	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.3	Support Type 100 avec poteau de 14m-12,5kN	u	4	1 596,58	6 386,32	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.4	Support Type 100 avec poteau de 15m-12,5kN	u	1	1 898,80	1 898,80	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.5	Support Type 100 avec poteau de 16m-12,5kN	u	1	2 064,66	2 064,66	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.6	Support Type 100 avec poteau de 18m-12,5kN	u	1	2 420,80	2 420,80	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.7	Support Type 100 avec poteau de 20m-12,5kN	u	1	2 781,39	2 781,39	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.8	Support Type 101 avec poteau de 12m-20kN	u	1	2 302,63	2 302,63	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.9	Support Type 101 avec poteau de 13m-20kN	u	1	2 499,53	2 499,53	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.10	Support Type 101 avec poteau de 14m-20kN	u	1	2 714,79	2 714,79	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.11	Support Type 101 avec poteau de 15m-20kN	u	2	2 739,77	5 479,54	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.12	Support Type 101 avec poteau de 16m-20kN	u	1	3 169,41	3 169,41	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.13	Support Type 101 avec poteau de 18m-20kN	u	1	3 648,42	3 648,42	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.14	Support Type 101 avec poteau de 20m-20kN	u	1	4 188,18	4 188,18	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.15	Support Type 102 avec poteau de 11m-25kN	u	1	4 626,67	4 626,67	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.16	Support Type 102 avec poteau de 12m-25kN	u	1	5 052,93	5 052,93	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.17	Support Type 102 avec poteau de 13m-25kN	u	1	5 121,05	5 121,05	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.18	Support Type 102 avec poteau de 14m-25kN	u	1	6 123,76	6 123,76	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.19	Support Type 102 avec poteau de 15m-25kN	u	1	6 670,34	6 670,34	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.20	Support Type 102 avec poteau de 16m-25kN	u	1	7 286,31	7 286,31	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.21	Support Type 102 avec poteau de 18m-25kN	u	1	8 412,60	8 412,60	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.22	Support Type 105 avec poteau de 11m-25kN	u	1	2 562,05	2 562,05	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

2.1.23	Support Type 105 avec poteau de 12m-25kN	u	1	2 719,56	2 719,56	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.24	Support Type 105 avec poteau de 13m-25kN	u	1	2 977,38	2 977,38	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.25	Support Type 105 avec poteau de 14m-25kN	u	1	3 226,98	3 226,98	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.26	Support Type 105 avec poteau de 15m-25kN	u	1	3 492,39	3 492,39	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.27	Support Type 105 avec poteau de 16m-25kN	u	1	3 793,25	3 793,25	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.1.28	Support Type 105 avec poteau de 18m-25kN	u	1	4 342,51	4 342,51	Jiangsu Milky Way / Zhe Jiang Victory
2.2	Accessoires					
2.2.1	Chaîne de suspension simple pour conducteur (3 isolateurs par chaîne)	u	32	75,32	2 410,24	Zhe Jiang Victory
2.2.2	Chaîne d'ancrage simple pour conducteur (3 isolateurs par chaîne)	u	9	90,39	813,51	Zhe Jiang Victory
2.2.3	Isolateur rigide 30 kV	u	6	27,13	162,78	Zhe Jiang Victory
2.2.5	Accessoires pour mise à la terre d'un interrupteur à commande manuel (3/support)	u	3	2 653,24	7 959,72	Zhe Jiang Victory
2.2.6	Accessoires pour mise à la terre d'une liaison aérosouterraine (2/ support)	u	2	2 653,24	5 306,48	Zhe Jiang Victory
2.3	Conducteurs					
2.3.1	Conducteur ACSR 120/20 (alu-acier)	m	3300	1,83	6 039,00	Henan Tong DA
2.4	Appareillages					
2.4.1	Interrupteur 30kV triphasé à commande manuelle (3/support) (ref : LI-30-107-0)	u	1	1 204,96	1 204,96	Zhejiang Haivo
2.4.2	Parafoudre 10 kV (ref : LI-30-105-A)	u	3	120,51	361,53	Shanghai Yakai
	Sous total II				137 513,10	
	Total				803 225,76	
3	Exécution					
3.1	Main d'œuvre (30 %)				240 967,73	
	THT				1 044 223,49	

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

TVA	187 960,228
TTC	1 232 148,32

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

N° du support	Portée	Distance cumulée	Angle	Canton	Support	Type d'isolateur	Altitude	Dénivellation	Observation
1					H105	ANC	822		IACM
2	70	70		208,93	P100	SUS	822	0	
	68,93	138,93						0	
3			89,38		H104	ANC	822		
	113	251,93						0	
4				340,32	P100	SUS	822		
	113	364,93						4	
5					P100	SUS	818		
	114,32	479,25						0	
6			12,44		H102	ANC	818		
	110	589,25						0	
7					P100	SUS	818		
	110	699,25						4	
8					P100	SUS	814		
	110	809,25						-1	
9					P100	SUS	815		
	110	919,25						3	
10				1188,7	P100	SUS	812		
	108	1027,25						0	
11					H102	ANC	812		
	108	1135,25						0	
12					P100	SUS	812		
	110	1245,25						1	
13					P100	SUS	811		
	110	1355,25						0	
14					P100	SUS	811		
	115,18	1470,43						3	

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

15					P100	SUS	808		
	104,54	1574,97						1	
16					P100	SUS	807		
	92,98	1667,95						-1	
17					P100	SUS	808		
	84,17	1752,12						-1	
18			56,68		H103	ANC	809		
	102	1854,12						0	
19					P100	SUS	809		
	102	1956,12						3	
20					P100	SUS	806		
	102	2058,12						1	
21					P100	SUS	805		
	102	2160,12						0	
22					P100	SUS	805		
	102	2262,12						0	
23					P100	SUS	805		
	102	2364,12		918				2	
24					P100	SUS	803		
	102	2466,12						0	
25					P100	SUS	803		
	102	2568,12						0	
26					P100	SUS	803		
	102	2670,12						2	
27					H102	ANC	801		
	102	2772,12						3	
28					P100	SUS	798		
	102	2874,12						-1	

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

29					P100	SUS	799		
	102	2976,12						-1	
30					P100	SUS	800		
	102	3078,12						1	
31					P100	SUS	799		
	102	3180,12						0	
32					P100	SUS	799		
	102	3282,12						0	
33					P100	SUS	799		
	102	3384,12						1	
34					P100	SUS	798		
	102	3486,12						1	
35					P100	SUS	797		
	102	3588,12						-1	
36					H102	ANC	798		
	102	3690,12						1	
37					P100	SUS	797		
	102	3792,12						0,5	
38					P100	SUS	796,5		
	102	3894,12						1	
39					P100	SUS	795,5		
	80,02	3974,14		959,87				0,5	
40					H105	ANC	795		
	81,33	4055,47						0	
41					H105	ANC	795		
	99	4154,47						1	
42					P100	SUS	794		
	99	4253,47						-0,5	

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

43					P100	SUS	794,5		
	99	4352,47						-0,5	
44					P100	SUS	795		
	99	4451,47						1	
45					P100	SUS	794		
	99	4550,47						2	
46					P100	SUS	792		
	99,52	4649,99						0	
47			53,2		H103	ANC	792		
	137,47	4787,46						-1	
48			13,75		H102	ANC	793		
	99	4886,46						1	
49					P100	SUS	792		
	99	4985,46						0	
50					P100	SUS	792		
	99	5084,46						0	
51					P100	SUS	792		
	99	5183,46						2	
52					P100	SUS	790		
	99	5282,46		891				0	
53					P100	SUS	790		
	99	5381,46						2	
54					P100	SUS	788		
	99	5480,46						2	
55					P100	SUS	786		
	99	5579,46						-1	
56					P100	SUS	787		
	99	5678,46						0	

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

57					H102	ANC	787		
	99	5777,46						1	
58					P100	SUS	786		
	99	5876,46						-1	
59					P100	SUS	787		
	99	5975,46						1	
60					P100	SUS	786		
	99	6074,46						0	
61					P100	SUS	786		
	99	6173,46		891				1	
62					P100	SUS	785		
	99	6272,46						0	
63					P100	SUS	785		
	99	6371,46						0	
64					P100	SUS	785		
	99	6470,46						1	
65					P100	SUS	784		
	99	6569,46						1	
66					H102	ANC	783		
	99	6668,46						1	
67					P100	SUS	782		
	99	6767,46						0	
68					P100	SUS	782		
	99	6866,46		812,96				0	
69					P100	SUS	782		
	99	6965,46						0	
70					P100	SUS	782		
	99	7064,46						1	

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

71					P100	SUS	781		
	99	7163,46						-1	
72					P100	SUS	782		
	99	7262,46						-1	
73					P100	SUS	783		
	119,96	7382,42						0	
74			25,13		H103	ANC	783		
	80,24	7462,66						1	
75			58,54		H103	ANC	782		
	98	7560,66						0	
76					P100	SUS	782		
	104	7664,66						0	
77				409,62	P100	SUS	782		
	104	7768,66						0	
78					P100	SUS	782		
	103,62	7872,28						0	
79			55,2		H103	ANC	782		
	70,12	7942,4						-1	
80				234,44	P100	SUS	783		
	65,32	8007,72						1	
81			55,43		H103	ANC	782		
	99	8106,72						0	
82					P100	SUS	782		
	99	8205,72						0	
83				496	P100	SUS	782		
	99	8304,72						0	
84					P100	SUS	782		
	96,29	8401,01						0	

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

85					P100	SUS	782		
	102,71	8503,72						0	
86			2,34		H102	ANC	782		
	107	8610,72						0	
87					P100	SUS	782		
	107	8717,72						2	
88					P100	SUS	780		
	107	8824,72						0	
89					P100	SUS	780		
	107	8931,72		747,96				-1	
90					P100	SUS	781		
	107	9038,72						0	
91					P100	SUS	781		
	106	9144,72						-1	
92					P100	SUS	782		
	106,96	9251,68						2	
93			2,84		H102	ANC	780		
	103	9354,68						0	
94					P100	SUS	780		
	103	9457,68						0	
95					P100	SUS	780		
	103	9560,68						0	
96				620	P100	SUS	780		
	103	9663,68						1	
97					P100	SUS	779		
	103	9766,68						0	
98					P100	SUS	779		
	105	9871,68						0	

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

99			81,87		H104	ANC	779		
	30,242	9901,922						0	
100			30,14		H103	ANC	779		
	68,19	9970,112						0	
101					P100	SUS	779		
	67	10037,112						0	
102			21,32		H102	ANC	779		
	107	10144,112						0	
103					P100	SUS	779		
	110	10254,112						-2	
104					P100	SUS	781		
	107	10361,112						0	
105					P100	SUS	781		
	107	10468,112						0	
106					P100	SUS	781		
	110	10578,112		969,65				1	
107					P100	SUS	780		
	107	10685,112						0	
108					P100	SUS	780		
	107	10792,112						-1	
109					P100	SUS	781		
	107	10899,112						0	
110					P100	SUS	781		
	107,65	11006,762						0	
111			46,96		H103	ANC	781		
	79,58	11086,342						0	
112					P100	SUS	781		
	79	11165,342						1	
113					H105	ANC	780		IACM

Ligne 10 kV

CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HTA 30 kV POUR L'ALIMENTATION DE LA VILLE DE BUJUMBURA PENDANT LES TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE RUBIRIZI AU POSTE RNI

N° du support	Portée	Distance cumulée	Angle	Canton	Support	Type d'isolateur	Altitude	Dénivellation	Observation
1	104,09	104,09		208,93	H105	ANC	819	-1	IACM
2					P100	SUS	820		
	101,97	206,06						0	
3	97	303,06		340,32	H104	SUS	820	-1	
4					P100	SUS	821	-2	
5	96	399,06			P100	SUS	823	-1	
	97	496,06						-1	
6	96	592,06		1188,7	H102	SUS	824	-1	
7					P100	SUS	825		
	97,01	689,07						-0,89	
8	62,38	751,45	12,95		P101	ANC	825,89	-0,68	
9	80,92	832,37	26,14		P101	ANC	826,57	-0,78	
10			9,13		P101	ANC	827,35	0,35	
	110	942,37			P100	SUS	827		
11	109,9	1052,27						1	
12					P102	ANC	826		