



ÉTUDE DE LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HAUTE TENSION CATÉGORIE A (20 KV) ET LA CONCEPTION D'UN RÉSEAU HTA/BT POUR L'ALIMENTATION EN ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DE LA CITÉ MAOUREY.

MÉMOIRE POUR L'OBTENTION DE DIPLÔME D'INGÉNIEUR 2IE AVEC GRADE DE MASTER OPTION : GÉNIE ÉLECTRIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

Présenté et soutenu publiquement [02 octobre 2018] par

HOUSSAMATOU DOUDOUA Maman Kabirou.....N° 2014 1008

Travaux dirigés par : BASSOLE Justin

Enseignant 2IE au département génie électrique énergétique et industriel

IBRAHIM ABDOUL Aziz

Chef de Service Régional Exploitation Maintenance des réseaux de Distribution NIGELEC

Jury d'évaluation du stage:

Président: M. Sani MOUSSA KADRI

Membres et correcteurs : M. Justin BASSOLE

M. Ahmed ZONGO

Promotion [2017/2018]

■ ■ Institut International d'Ingénierie Rue de la Science - 01 BP 594 - Ouagadougou 01 - BURKINA FASO

DEDICACES:

Nous dédions ce présent rapport :

- A nos parents pour leur éducation, leurs conseils et leurs encouragements afin de faire de nous ce que nous sommes aujourd'hui;
- A toute notre famille;
- Enfin à tous les camarades de classe et de promotion pour leur compréhension et le meilleur moment passé ensemble.

REMERCIEMENTS:

Après avoir rendu grâce à ALLAH, seigneur de l'univers, nous tenons à remercier et à exprimer nos profondes reconnaissances à :

- Notre encadreur, M. IBRAHIM ABDOUL Aziz, chef de Service Régional Exploitation Maintenance des réseaux de Distribution (NIGELEC): les mots ne nous suffisent pas pour vous remercier, qu'ALLAH vous récompense;
- M. IDRISSA Adamou ingénieur projet à la CGP de la NIGELEC

Pour leur disponibilité et leur ouverture d'esprit dont ils ont fait preuve pendant l'élaboration de ce document.

- Tous les agents de la NIGELEC au Service Régional Exploitation Maintenance des réseaux de Distribution (District), et de la Cellule de Grand Projet (CGP).

A 2iE nos remerciements vont à l'endroit de:

- Notre rapporteur Mr BASSOLE Justin, pour sa patience, et sa disponibilité entière à l'élaboration de ce document malgré ses multiples préoccupations ;
- Tout le corps enseignants et administratif du 2iE Ouagadougou pour l'enseignement de qualité qu'ils nous ont dispensé durant ce cycle.

Enfin à tous ceux qui de près ou de loin nous ont apporté leur contribution pour la bonne marche de nos études, trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude.

RESUME

Dans le cadre de la mise en œuvre de sa politique sectorielle d'électrification, la société nigérienne d'électricité (NIGELEC), a décidé de mettre un accent sur l'extension du réseau pour les nouveaux quartiers afin de renforcer le réseau électrique existant de la ville de Niamey. Le Présent mémoire se rapporte à la réalisation du projet de l'électrification de la Cité MAOUREY, un quartier de la ville de Niamey. Le projet consiste à faire l'étude de la construction d'une ligne HTA 20 kV et d'un réseau HTA/BT dit « de distribution publique » servant à l'alimentation des abonnés basse tension.

Notre démarche reste dans le cadre des méthodes généralement utilisées lorsqu'on doit faire une conception d'un réseau de distribution électrique, plus exactement un réseau urbain de distribution électrique. Ce dernier est caractérisé par une architecture maillée et une densité importante des charges. Ce dernier point soulève justement un problème: est-ce que les câbles et le transformateur supporteront les contraintes d'intensité, vu la densité de la population et de son évolutivité en zone urbaine? C'est pour pallier à cette situation, nous avons déterminé, en fonction du critère du courant et de la chute de tension maximale admissible, un conducteur Almélec de section 54,6 mm² pour la ligne MT et un conducteur isolé torsadé de section normalisée 3x70+1x54, 6 mm² pour le réseau BT et quatre transformateurs 1000 kVA de marque « France transfo » du groupe Schneider.

Au point de vue mécanique, Les supports sont dimensionnés de telle sorte qu'ils puissent résister aux efforts du vent sur eux-mêmes, aux efforts du vent sur les conducteurs et aux tensions exercées par les conducteurs.

Les armements quant à eux sont, choisis selon les efforts exercés par les conducteurs, et les contraintes géométriques imposées par le site.

Dans le souci d'assurer la continuité de la fourniture d'énergie électrique, les questions liées à la protection du réseau ont été abordées et ont permis de dimensionner des ouvrages de protection ayant pour but d'assurer la sécurité des personnes, et la continuité du service. Le dernier chapitre du présent mémoire s'est principalement focalisé sur l'étude quantitative et estimative, qui a permis d'évaluer le coût global des travaux à un milliards sept cent vingt-six millions deux cent cinquante-huit mille sept cent trente-six (1 726 258 736 FCFA) tout taxe comprise.

ABSTRACT

As part of the implementation of its sectoral electrification policy, the Nigerian electricity company (NIGELEC) has decided to focus on the extension of the network for new neighborhoods in order to strengthen the existing electricity network. The city of Niamey. The present memoir relates to the realization of the project of the electrification of the MAOUREY City, a district of the city of Niamey. The project involves the study of the construction of a 20 kV HV line and a public-service MV / LV network used to supply low-voltage subscribers.

Our approach remains within the framework of the methods generally used when designing a power distribution network, more precisely an urban electrical distribution network. The latter is characterized by a mesh architecture and a high density of loads. This last point raises a problem: will the cables and the transformer withstand the intensity constraints, given the density of the population and its scalability in urban areas? In order to overcome this situation, we have determined, according to the current criterion and the maximum allowable voltage drop, an Almelec conductor with a section of 54.6 mm2 for the MV line and a twisted insulated conductor with a standard section of 3x70. + 1x54, 6 mm² for the LV network and four 1000 kVA transformers of the "France transformer" brand of the Schneider group.

From the mechanical point of view, the supports are dimensioned so that they can withstand the forces of the wind on themselves, the forces of wind on the conductors and the stresses exerted by the conductors.

The weapons are, chosen according to the efforts exerted by the drivers, and the geometrical constraints imposed by the site.

In order to ensure the continuity of the supply of electricity, issues related to the protection of the network were addressed and allowed to size protective works to ensure the safety of people, and continuity of the service.

The last chapter of this memoir focused primarily on the quantitative and estimated study, which estimated the overall cost of the work at one billion seven hundred and twenty-six million two hundred and fifty-eight thousand seven hundred and thirty-six (1 726 258 736 FCFA) all taxes included.



LISTE DES SIGLES ET ABREVIATIONS

SREMRD : Service Régional d'Exploitation et Maintenance du Réseau de Distribution

CGP: Cellule de Grand Projet

SAFR : Service Administratif et Financier Régional

SAFELEC: Société Africaine d'électricité

ADM: Administrative

HTA: Haute Tension Catégorie A

HTB: Haute Tension Catégorie B

MT : Moyen Tension

BT : Basse tension

TUR : Tableaux Urbains de Répartition

NY: Niamey

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

DAS: Descente Aero-Souteraine

TTC: Tout Taxe Comprise.

LV: Low Voltage

HV: High Voltage



TABLE DES MATIÈRES

DEDICACES:	i
REMERCIEMENTS:	iii
RESUME	iii
ABSTRACT	iv
LISTE DES SIGLES ET ABREVIATIONS	V
TABLE DES MATIÈRES	V
LISTE DES TABLEAUX	ix
LISTE DES FIGURES	X
INTRODUCTION:	1
PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL	2
CHAPITRE 1 : PRÉSENTATION LA SOCIÉTÉ NIGÉRIENNE D'ELETRICITÉ (NIGELEC)	3
I. PRÉSENTATION GÉNÉRALE	3
1.1 Historiques :	3
1.2 Missions:	3
1.3 Moyen :	3
1.3.1 Humains :	3
II. PRESENTATION DE LA DIRECTION REGIONALE DE NIAMEY	3
2.1 Présentation du SREMRD	4
2.1.1 Chef Service	4
2.1.2 Agents ADM	4
2.1.3 Poste Niamey III	4
2.1.4 Division Études et Travaux neufs	4
2.1.5 Division Exploitation	5
2.1.6 Division Maintenance	5
GÉNÉRALITÉS SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES	7
CHAPITRE 1 : INTRODUCTION AUX RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	8
I. Définition d'un réseau électrique	8
II. STRUCTURE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE :	8
2.1. Classification des réseaux électriques :	8
CHAPITRE 2 : ARCHITECTURE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	12
I. LA COMPOSIONS DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUES	12
1.1. Le réseau HTB	12
1.2. Poste source	12

1.3. Le réseau HTA	13
1.4. Les postes de transformation HTA/BT ou poste de livraison	14
1.5. Réseaux BTA	16
II. TECHNOLOGIE DES LIGNES ELECTRIQUES	17
2.1. Lignes aériennes	17
L'ÉTUDE DU THÈME	24
CHAPITRE I : PRÉSENTATION DE LA ZONE D'ÉTUDE ET DE LA MÉTHODOLOGIE	25
I. PRÉSENTATION DE LA ZONE D'ÉTUDE	25
II. MÉTHODOLOGIE	25
CHAPITRE II : DIMENSIONNEMENT DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE HTA	26
I. CRITÈRE DE CONCEPTION	26
II. ETUDE ELECTRIQUE DE LA LIGNE	26
2.1 Bilan des puissances	26
a. Calcul de la puissance installée Pi :	27
b. Calcul de la puissance utilisée Pu	28
c. Calcul de la puissance maximale utilisée P _m	29
2.2 Choix des conducteurs	30
2.2.1 Pour la ligne excitante	30
2.2.2 Pour la nouvelle ligne d'extension	35
III. ÉTUDE MÉCANIQUE DE LA LIGNE	38
3.1 Quelques définitions géométriques	38
a. Portée (a):	38
b. Flèche (f):	38
c. Le paramètre P :	38
d. Le canton :	38
3.2 DÉFINITION DES PARAMÈTRES DE CALCUL	39
3.2.1 Les hypothèses de pose des conducteurs	39
a. Condition de définition des caractéristiques des lignes aériennes	39
3.2.2 Détermination de la portée maximale	39
3.2.3 Répartition des supports	40
3.2.4 Calcul de Portée moyenne et la portée équivalente	41
3.2.5 Caractéristiques des conducteurs	41
3.3 CALCUL MÉCANIQUE DES CONDUCTEURS	41
3.3.1 But des calculs	41
3.3.2 Coefficient de sécurité K	42



3.3.3	Efforts subis par les conducteurs	42
3.3.4	Influence du vent sur les conducteurs	42
3.3.5	Étude de la variation des tensions mécaniques et de la flèche	42
3.3.5.1	Méthodologie	42
a. L'é	equation de changement d'état	43
3.4	CALCULS MÉCANIQUES DES SUPPORTS	44
3.4.1	Efforts appliqués aux supports des lignes aériennes	
3.4.1.1	Effort du vent sur les supports	44
3.4.1.2	Efforts des conducteurs sur le support	44
a. Eff	orts du vent sur les conducteurs	44
b. Eff	orts de traction des conducteurs	45
3.4.1.3	Effort résultant sur les supports	46
3.4.2	Hauteur totale du support	47
3.4.3	Choix des supports	48
3.5 É	ELABORATION DES DOCUMENTS D'EXÉCUTION :	48
3.5.1	Mémoire descriptif	48
3.5.2	Tableau des tensions et flèche de pose	49
3.5.3	Plan de situation	50
3.5.4	Carnet de piquetage	51
CHAPITRE	III : DIMENSIONNEMENT DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE BT	52
I. DI	MENSIONNEMENT DES OUVRAGES ÉLECTRIQUES	52
1.1. Т	TRANSFORMATEUR	52
1.2.	CONDUCTEUR BT	53
II. V	CHOIX DES SUPPORTS	55
	IV : PROTECTION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE ET	56
	PROCTECTION MT :	
	PROCTECTION DES TRANSFORMATEURS :	
	PROCTECTION BTA:	
	5 : ETUDE QUANTITATIVE ET ESTIMATIVE	
	DEVIS QUANTITATIFS ET ESTIMATIF :	
5.1.1	Estimation de l'enveloppe provisoire du projet :	
	LUSION:	
	OGRAPHIES	
ANNEX		i



LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Classification des réseaux en fonction de la tension [2]	8
Tableau 2: Tensions normalisées [3]	9
Tableau 3: Coefficient de foisonnement ou encore de simultanéité [6]	28
Tableau 4: Tableau donnant les coefficients K	30
Tableau 5:Tableau donnant le facteur a	32
Tableau 6: Caractéristiques des câbles [3]	41
Tableau 7: Choix des supports	48
Tableau 8: Tableaux de réglage	50
Tableau 9: Tableau de piquetage	51
Tableau 10: l'intensité admissible en régime permanent pour un échauffement o	de 40'C54
Tableau 11: Répartition du coût par poste de travail	57
Tableau 12:Tableau de traction max	xvi

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Structure d'un réseau de distribution électrique [4]	12
Figure 2: Poste HTA/BT	15
Figure 3: Quelques exemples de branchement	16
Figure 4: les composantes d'une ligne aérienne HTA	17
Figure 5: Parafoudre	19;
Figure 6 : Fusibles	21
Figure 7 : Ensemble d'alignement [5]	22
Figure 8: Ensemble d'ancrage [5]	23
Figure 9: Plan de masse	25
Figure 10: structure d'une ligne électrique [7]	38
Figure 11: PLAN	50



INTRODUCTION:

De tous les besoins de l'homme, l'énergie est sans doute une nécessité incontournable qui, depuis l'antiquité, a toujours suscité un intérêt particulier de la part de l'espèce humaine et il est difficile d'imaginer un développement, sans les services que permet l'électricité.

Ainsi, suite aux besoins énergétiques de la ville de Niamey qui ne cessent de croitre, dus à la démographie galopante et l'accroissement vertigineux de la ville, la NIGELEC (la Nigérienne d'Électricité), dans sa politique de renforcement des capacités locales en matière d'énergie électrique et toujours dans le souci d'améliorer les conditions de vie des populations, a décidé de réaliser une étude visant la conception d'un réseau bien dimensionné pour le raccordement de la cité MAOUREY au réseau existant. Ce contexte est l'objet du présent mémoire.

L'objectif général visé dans le cadre de cette étude est la quantification chiffrée la plus optimale possible sur le plan technique et économique pour l'extension des nouveaux quartiers.

Pour atteindre efficacement cet objectif, et nous amener à pouvoir maitriser toutes les composantes des réseaux électriques (HTB, HTA, BT) aérien et souterrain, avoir la capacité de mener des études optimales de ces réseaux tant sur le plan électrique que mécanique (dimensionnement mécanique et électrique des ouvrages du réseau), il sera nécessaire de faire des calculs mécanique et électrique de la ligne, élaborer le tracé du réseau, dimensionner les équipements électriques satisfaisants aux exigences sur les contraintes techniques (tension, intensité), l'évolution de l'environnement (raccordement de nouveaux utilisateurs, évolution des consommations...etc.) et sur les contraintes d'exploitation, dimensionner un ou plusieurs poste(s) de transformation.

Dans la suite, le présent rapport qui restitue les résultats de cette étude est subdivisé en quatre grandes parties :

- La première partie présente la structure d'accueil;
- La deuxième partie décrit les généralités des réseaux électriques ;
- La troisième partie quant à elle se focalise sur l'étude du thème qui fera intervenir des calculs analytiques, et utilisation des normes en vigueur dans le domaine.
- ♣ Pour terminer, une quatrième partie qui se portera sur la conclusion.

PREMIERE PARTIE :	
PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUE	IL

CHAPITRE 1 : PRÉSENTATION LA SOCIÉTÉ NIGÉRIENNE D'ELETRICITÉ (NIGELEC) I. PRÉSENTATION GÉNÉRALE

1.1 Historiques :

La Société Nigérienne d'Électricité (NIGELEC), a été créé en 1968 avec un statut de société anonyme d'économie mixte dotée d'un capital de trois milliards trois cent cinquante-six millions cinq cent mille (3.356.500.000) francs CFA, et est reparti comme suit : 94,7% sont détenus par l'État, le reste étant réparti entre trois entreprises semi-publiques (4,3%), quatre municipalités (0,4%) , la caisse Française de développement (0,5%), et la Banque Internationale pour l'Afrique (0,1%). La NIGELEC s'est substituée dans ses droits et obligations à la société Africaine d'électricité « SAFELEC », qui ellemême avait pris la suite de la société ENERGIE EOF depuis 1959.

1.2 Missions:

Société, majoritairement étatique, la NIGELEC a pour mission principale la desserte en qualité et en quantité de l'énergie électrique sur toute l'étendue du territoire national.

Pour eu faire, la NIGELEC s'est dotée des moyens matériels et humains adéquats. Elle s'est aussi structurée de manière à atteindre efficacement l'objectif fixé comme le montre l'organigramme de la société ci-dessous :

1.3 Moyen:

1.3.1 **Humains**:

L'effectif de la NIGELEC en 2010 est de 1102 agents toutes catégories confondues. Le personnel est reparti en trois catégories dont :

- ➤ 113 cadres (personnel de direction et d'encadrement)
- ➤ 622 agents de maitrise
- ➤ 367 agents d'exécution

La société nigérienne d'électricité est sous la tutelle du ministère de l'énergie et du pétrole du Niger. Elle est administrée par un conseil d'administration de dix (10) membres représentant les différents

actionnaires.la NIGELEC est dirigée par un directeur général nommée par le gouvernement du Niger.

II. PRESENTATION DE LA DIRECTION REGIONALE DE NIAMEY

La direction régionale de Niamey est rattachée à la direction de la distribution et du marketing (DDM). Son siège est situé au quartier poudrière dans le troisième arrondissement communal de Niamey.

Elle est composée de neuf Agences (A1, A2, A3, A4, B1, B2, B3, B4, C) sous le Service Administratif et Financier Régional (SAFR) et d'un service régional technique (district). Cette direction régionale comporte cent vingt-huit mille neuf cent soixante-un points de livraisons (128 961) et deux mille cent quatre-vingt-dix-huit branchement en cours en date de 19 mai 2015. Sa mission est d'assurer la gestion optimale des ouvrages techniques (distribution) et de la clientèle de la région de Niamey. Selon les dernières statistiques les activités de la DR de Niamey dépassent 63% des activités totales de la NIGELEC.

2.1 Présentation du SREMRD

Le Service Régional Exploitation Maintenance du Réseau de Distribution de Niamey(SREMRD) est aussi situé dans le troisième arrondissement communal de Niamey au niveau du quartier poudrière. C'est un service rattaché à la direction régionale de Niamey. Il est structuré comme suit:

2.1.1 Chef Service

Responsable du service et chargé de la coordination des activités afin de garantir la fiabilité du réseau pour un bon rendement et son exploitation.

2.1.2 Agents ADM

Ils sont chargés des tâches administratives du service.il comprend un agent administrative et deux secrétaires.

2.1.3 Poste Niamey III

Nous avons un chef de poste, responsable, de l'équipe de la distribution et du dispatching. Le poste comprend en outre des surveillants de quart qui assurent le suivi des opérations tous les jours.

2.1.4 Division Études et Travaux neufs

Cette unité est dirigée par un chef de division, elle assure l'étude pour l'extension du réseau existant et aussi elle exécute tous les travaux remboursables qui reviennent au SREMRD tel que les branchements individuels des nouveaux clients et de petites extensions.

Elle comprend des contremaitres, des électriciens et des aides électriciens. Les travaux sur le terrain sont dirigés par les contremaitres qui sont chargés de :

- * Se rendre sur le lieu du futur chantier et estimer les difficultés qui pourrait se présenter, envisager les équipements et les taches de chaque équipe.
- * Effectuer le recollement des matériels et veiller sur le retour du matériel excédentaire et du matériel de pose.
- * Se rendre sur le chantier pour veiller au control des mesures de sécurités des monteurs de lignes et les restes de leur équipe.

2.1.5 Division Exploitation

Elle a en charge l'exploitation du réseau de la ville de Niamey et est toujours sous la direction de chef de division études et travaux neuf.

C'est l'unité qui assure toutes les taches concernant la gestion technique des ouvrages, tout en veillant sur le bon fonctionnement des installations (BT et MT). Elle comprend des contremaitres, des électriciens et des aides électriciens.

Parmi les taches exécutées au sein de cette division on peut citer :

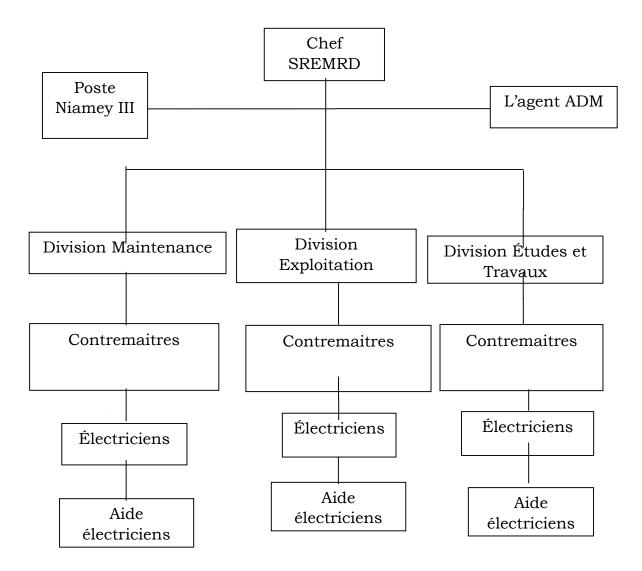
- * Satisfaire aux réclamations de coupure de courant et prendre les dispositions nécessaires pour le rétablissement de fourniture d'énergie dans les plus brefs délais. Ces réclamations proviennent de l'abonné lui-même, qui vient directement pour déclarer au niveau du service concerné ou par téléphone en dehors des heures de travail.
- * Mesure de la charge de départ MT, transformateurs et départ BT
- * Mesure des tensions (par voltmètres).
- * Aviser la hiérarchie de toute défaillance du matériel sur le réseau.
- * Bouclage de lignes pour assurer la continuité du service.

2.1.6 Division Maintenance

Elle s'occupe de la maintenance de tous les équipements constituant le réseau de distribution. Elle comprend des contremaitres, des électriciens et des aides électriciens qui ont pour tâche de :

- * Dépannage : réparations des ouvrages affectés suites à des incidents :
 - Remplacement des appareils de sectionnement et de coupure
 - Remplacement de fusibles
 - Remplacement de transformateur
 - Réalisation des boites de jonctions et des extrémités
- * Entretien des postes
- * Entretien des équipements MT et BT.
- * Suivie de l'état électrique des postes réseau.
- * Détection et localisation des défauts de câbles souterrains.
- * recherche les défauts sur les câbles MT et BT.
- * Entretien et assainissement des réseaux (élagage).

Organigramme du SREMRD



Étude de la construction d'une lign	ie haute tension catégorie A (20	l kV) et la conce	eption d'un réseau	HTA/BT p	our
l'alime	entation en éneraie électrique d	e la cité MADUR	₹EY.		

DEUXIÈME PARTIE:

GÉNÉRALITÉS SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

CHAPITRE 1 : INTRODUCTION AUX RÉSEAUX ÉLECTRIQUES I. DÉFINITION D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures destiné à faire transiter de l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles par des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Il doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble de production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.[1]

II. STRUCTURE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE:

2.1. Classification des réseaux électriques :

La classification des réseaux dans une étude permet d'éviter la redite. Parmi les multiples critères permettant de différencier ou de regrouper les réseaux, nous en retiendrons trois dont l'intérêt est évident.

a) Classification suivant la tension:

Les réseaux sont classés selon le niveau de tension donné par la norme française UTE C 18-510 en cinq domaines qui sont illustré dans le tableau ci- dessous.

Tableau 1 : Classification des réseaux en fonction de la tension [2]

	TBT	BTA	ВТВ	HTA	НТВ
Alternatif (V)	U≤ 50	50 <u≤500< td=""><td>500<u≤1.000< td=""><td>1.000<u≤50.000< td=""><td>U >50.000</td></u≤50.000<></td></u≤1.000<></td></u≤500<>	500 <u≤1.000< td=""><td>1.000<u≤50.000< td=""><td>U >50.000</td></u≤50.000<></td></u≤1.000<>	1.000 <u≤50.000< td=""><td>U >50.000</td></u≤50.000<>	U >50.000
continu (V)	U≤ 120	120 <u≤750< td=""><td>750<u≤1.500< td=""><td>1500<u≤75.000< td=""><td>U >75.000</td></u≤75.000<></td></u≤1.500<></td></u≤750<>	750 <u≤1.500< td=""><td>1500<u≤75.000< td=""><td>U >75.000</td></u≤75.000<></td></u≤1.500<>	1500 <u≤75.000< td=""><td>U >75.000</td></u≤75.000<>	U >75.000

Les tensions normalisées les plus courantes sont indiquées dans le tableau suivant :

Tableau 2: Tensions normalisées [3]

Tension	Catégorie	Type de réseau	Pmax de lignes
400 V	Basse tension	Réseau de distribution	Environ 250 kVA
15 kV			
20 kV	Moyenne tension	Réseau de distribution	Entre 10 et 15
30 KV	(HTA)		MVA
63 kV			
90 kV	Haute tension B	Réseau de répartition	De 100 à 150
110 kV	(HTB)		MVA
225 kV	Haute tension B	Réseau de	De 500 à 1 500
380 kV	(HTB)	Transport	MVA

b) Classification selon la fonction du réseau :

Les réseaux sont construits pour acheminer l'énergie de l'usine génératrice à l'appareil d'utilisation. Les conditions de ce transit ne sont cependant pas rigoureusement les mêmes d'un bout à l'autre de la chaîne des installations nécessaires. Les puissances en jeu et les répercussions de tout incident présentent des différences qui permettent de délimiter des fonctions spécifiques.

* Les réseaux d'utilisation :

Ces réseaux sont destinés à alimenter directement un grand nombre d'appareils domestiques ou de petits moteurs.

* Les réseaux industriels :

Ces réseaux sont des réseaux d'utilisation nécessitant des puissances relativement élevées. Ils sont généralement à l'intérieur de l'usine.

* Les réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution ont pour fonction de fournir aux réseaux d'utilisation de la puissance dont ils ont besoin.

* Les réseaux de répartition :

Les réseaux de répartition fournissent la puissance aux réseaux de distribution, mais ne peuvent la transiter que sur de petites distances limitées à quelques dizaines de kilomètres. Les puissances qu'ils transitent sont de plusieurs dizaines de mégawatts, ce qui nécessite l'utilisation de hautes tensions, généralement entre 33 et 110KV.

* Les réseaux de transport :

Les réseaux de transport assurent l'alimentation de l'ensemble du territoire, grâce à des transits de puissances importants sur des distances atteignant cent ou plusieurs centaines de kilomètres.

* Les réseaux d'interconnexion

Ces réseaux constituent des liaisons entre les réseaux de deux (02) pays.

c) Classification suivant la structure topologique :

Si les réseaux doivent assurer le transit d'une certaine puissance, ils doivent le faire avec une sécurité suffisante. Or, les appareils qui les composent sont sujets à des avaries, et les lignes et postes sont soumis à toute sorte d'agressions externes, telles que la pluie, la pollution, la foudre, le choc d'engins divers.

On augmente la sécurité d'alimentation :

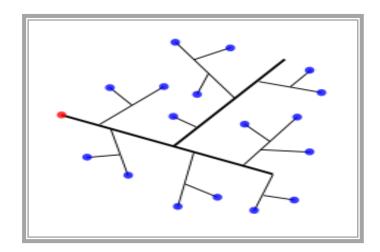
- Soit par des lignes ou appareillages plus solides;
- Soit par des circuits plus nombreux

De toute façon, augmenter la sécurité est très onéreux. Il y a donc un compromis entre le coût d'investissement supplémentaire et la valeur de ceux qu'il permet de sauver. Ce compromis n'est certainement pas le même suivant les types de réseaux et d'usagers. Il conduira donc à des topologies de réseaux différentes

* Les réseaux radiaux

Ces réseaux sont, à partir d'un poste d'alimentation, constitués de plusieurs artères, dont chacune va en se ramifiant, mais sans jamais retrouver de point commun.

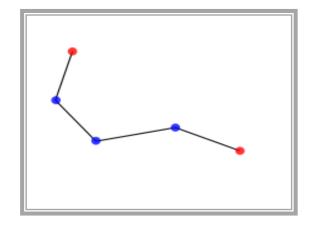
Les réseaux radiaux sont de structure simple et peuvent être contrôlés et protégés par un appareillage simple.



* les réseaux bouclés

Les réseaux bouclés sont alimentés à la fois par plusieurs sources. Les lignes les reliant appelées « boucles » n'ont pas de discontinuité, de sorte que ces sources débitent en parallèle.

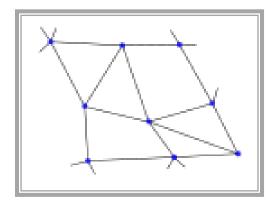
Le contrôle et la protection de ces réseaux nécessitent des dispositifs plus complexes donc plus chers que pour les réseaux radiaux.



* Les réseaux maillés

Les réseaux maillés sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées, formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet.

On obtient la meilleure sécurité, mais au prix le plus élevé.



CHAPITRE 2 : ARCHITECTURE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

L'architecture d'un réseau de distribution électrique est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Nous allons identifier dans ce chapitre les différents postes de livraison HTB et HTA, et la structure des réseaux HTA et BT.

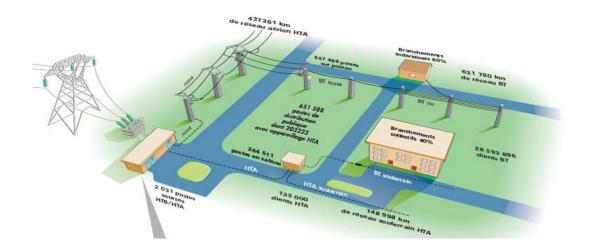


Figure 1: Structure d'un réseau de distribution électrique [4]

I. LA COMPOSIONS DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUES

1.1. Le réseau HTB

Le réseau HTB exploité par la NIGELEC dans la ville de Niamey est constitué de lignes 132 kV en antenne et d'un réseau 66 kV maillé. Le maillage du réseau 66 kV consiste à alimenter chaque poste source par au moins deux lignes 66 kV en permanence. De ce fait, la perte d'une ligne ne provoque pas de coupure du poste source puisque l'ensemble de la charge est reportée sur la deuxième ligne.

1.2. Poste source

Les postes sources sont les ouvrages d'alimentation des réseaux de distribution HTA. Ils sont raccordés au réseau HTB 66 kV ou 132 kV dans les zones de forte densité de consommation.

Chaque poste source est équipé d'au moins deux transformateurs HTB/HTA qui se secourent mutuellement. Si un transformateur se retrouve hors service, l'ensemble de la charge du poste est reprise par le deuxième transformateur, ce qui limite considérablement le temps de coupure de la clientèle.

Ils bénéficient d'équipements de surveillance, et de protection.

Le poste-source contribue :

- à la mesure des flux d'énergie (équipements de comptage d'énergie, frontière avec le réseau de transport),
- à la sûreté du réseau de transport par le système de délestage fréquence-métrique,
- à la qualité et à la continuité de l'alimentation électrique par les systèmes de réenclenchement automatique, de réglage de la tension et de compensation du réactif.

La NIGELEC exploite dans la ville de Niamey 4 postes-sources à savoir :

- POSTE NY NORD 66/20-kV
- POSTE GOUDEL 66/20-kV
- POSTE GOROU BANDA 66/20-kV
- POSTE NY 3 20-kV

1.3. Le réseau HTA

Le réseau HTA est constitué par l'ensemble des départs issus des postes-sources. Le nombre de départs par poste-source varie de quelques unités à plusieurs dizaines. Les départs HTA alimentent les postes des clients raccordés en HTA et les postes HTA/BT dits « de distribution publique » servant à l'alimentation des clients basse tension.

Le niveau de tension est retenu en considérant la faiblesse relative des densités de charge consommatrice.

Au Niger c'est la norme française qui est utilisée pour la plus part de réseaux nationaux.

Le niveau de la tension en HTA retenu par la NIGELEC pour les réseaux de la ville de Niamey est de 20 kV entre phases.

En règle générale et par construction, l'ossature d'un départ HTA est bouclée pour permettre une réalimentation rapide de la clientèle suite à une coupure due à des éventuels incidents.

Le régime de protection des réseaux HTA est celui de la mise à la terre du neutre en un seul point, au transformateur HTB/HTA du poste-source, par l'intermédiaire d'une résistance. Cette disposition doit être progressivement remplacée avec le temps par la technique du neutre compensé.

Le neutre n'est donc pas distribué sur le réseau HTA.

1.3.1. Les différents schémas des raccordements

Plusieurs schémas de réseau sont possibles. Sont à examiner les paramètres suivants :

La faculté de secourir les postes-sources, ce qui représente un objectif important surtout en urbain où la perte d'un poste-source est considérée comme ne devant pas entraîner de gêne prolongée pour les clients,

Le niveau des pertes électriques par effet Joule.

Les structures HTA se caractérisent en premier lieu par le mode de raccordement des points de charge - les postes « client HTA » et les postes HTA/BT de distribution publique. On distingue trois modes de raccordement [2]:

a) Raccordement en antenne

Le raccordement est réalisé selon une structure de réseau permettant la desserte des points de charge par une unique canalisation depuis le Poste Source. Cette structure, est appliquée essentiellement aux réseaux ruraux réalisés en technique aérienne et desservant des zones de faible densité de charge.

b) Raccordement en coupure d'artère

Le raccordement est réalisé selon une structure de réseau en coupure d'artère permettant la desserte des points de charge à partir d'une canalisation principale. Chaque point de charge est inséré en série sur l'ossature par l'intermédiaire de deux canalisations. L'ossature est exploitée en permanence ouverte à l'un des points de charge pour éviter un bouclage entre deux départs HTA issus du même poste-source ou de postes-sources différents. La continuité de l'ossature est assurée par les jeux de barres des postes qu'elle alimente.

C) raccordement en double dérivation

Le raccordement est réalisé selon une structure de réseau en double dérivation permettant la desserte des points de charge à partir de deux canalisations distinctes issues du même Poste-Source ou de deux Postes Sources différents. En principe, une des deux canalisations alimente en permanence le point de charge, l'autre canalisation assurant la reprise de charge en cas d'indisponibilité de la première. Un verrouillage est réalisé au niveau de chaque point de charge pour empêcher une alimentation simultanée par les deux canalisations. Cette structure est essentiellement celle des très grandes continuités de service et grande

1.4. Les postes de transformation HTA/BT ou poste de livraison

Le poste de transformation HTA/BT est le point d'alimentation des réseaux de distribution publique BT. Il est au cœur de la distribution électrique de puissance, au plus près des utilisateurs d'énergie électrique en basse tension. Il existe plusieurs types de postes selon la densité de la charge à alimenter.

Les postes de transformation sont placés dans des cabines maçonnées, étroites et hautes, de construction simple ou même portés par les poteaux (poste sur poteaux).

Les postes de transformations comprennent :

densité de puissance.

- Un transformateur,
- Des appareillages de coupures et de protection moyenne et basse tension
- Un tableau de comptage dans les postes d'abonné

1.4.1. Différents types de postes

On peut classer les postes HTA/BT en deux catégories[2]

a).Poste d'extérieur

- * Poste sur poteau : puissance 25-50-100-160 kVA;
- * Postes préfabriqués :
 - En bas de poteau : de 100 à 250 kVA
 - Poste compact : de 160 à 1 250 kVA
- * Poste maçonné traditionnel : de 160 à 1 250 kVA

b).Poste d'intérieur

- * Postes ouverts maçonnés ou préfabriqués
- * Postes en cellules préfabriquées métalliques

Les puissances sont comprises entre 100 et 1 250 kVA.

A partir de ces différents postes HTA/BT cités ci-dessus, les plus utilisés pour les réseaux de distribution exploités par la NIGELEC dans la ville de Niamey sont les postes HTA/BT haut de poteau raccordés avec la MT en antenne et les postes d'intérieur HTA/BT dits « postes en cabine » raccordés en coupure d'artère mais quelle fois en antenne ou double dérivation aussi.





Figure 2: Poste HTA/BT

1.5. Réseaux BTA

Le réseau BT est composé des départs issus des postes de transformation HTA/BT.

Son architecture est largement conditionnée par la voirie, la nature et la densité des constructions. Sauf cas particulier, la meilleure structure est la plus simple : de type arborescent, le moins de longueur possible, sections des conducteurs uniques ou décroissantes.

Un poste rural, sur poteau, peut alimenter un ou deux départs BT.

Un poste urbain en cabine, peut alimenter un à huit départs.

La longueur des départs BT est limitée par l'intensité et les chutes de tension admissibles, quelques centaines de mètres en aérien. Les lignes aériennes du réseau BT sont construites en faisceaux de conducteurs isolés sur poteaux et son branchement vers l'origine de l'installation intérieure de l'utilisateur peut être réalisé soit en potelets, en aérien tendu (AT) ou exceptionnellement sur façade, avec la section 34, 50 et 70 mm² Alu.

Le mode de protection est du type « TT », avec neutre distribué en réseau, neutre et masses métalliques étant mis à la terre par des prises distinctes. Le niveau retenu de la tension en BT par la NIGELEC est de 230/400V, définie par la norme européen EN50160.



Figure 3: Quelques exemples de branchement

II. TECHNOLOGIE DES LIGNES ELECTRIQUES

2.1. Lignes aériennes

2.1.1. Les lignes aériennes HTA

Une ligne aérienne HTA est un ensemble de conducteurs normalement construite en triphasés assurant le transport d'une puissance électrique. Elle est l'une des principales formes d'infrastructures énergétiques, et est principalement composée de :

- * Supports(en acier ou en béton)
- * Armements (isolateurs, accessoires etc...)
- * Conducteurs (câbles)
- * Autres accessoires (manchons de jonction, pinces d'ancrages, pinces d'alignements etc...)

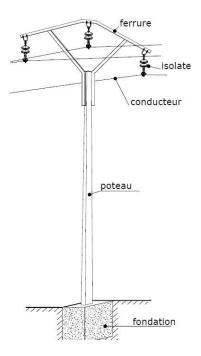


Figure 4: les composantes d'une ligne aérienne HTA

a).les support ou les poteaux électriques

Le rôle des supports est de maintenir les câbles électriques nus à une distance minimale de sécurité du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes.

Les supports sont classés en deux groupes : les supports d'alignement et les supports d'ancrages (supports d'arrêt et d'angle).

Ils sont caractérisés par leur hauteur; leur effort nominal ; et l'effort de déformation permanente.

En fonction de leur nature, les supports possèdent des avantages et des inconvénients:

❖ Poteau bois:

- Avantages : léger, flexible, faible coût.
- Inconvénients : effort disponible en tête faible (305 daN).
- Utilisation : réseaux BT et HTA, régions givrées etc.

❖ Poteau béton :

Ils sont le plus utilisés au Niger par la NIGELEC

- Avantages : grande gamme de caractéristique, pas d'entretien.
- Inconvénients : fragile, lourd (0,7 à 2 tonnes), peu flexible.
- Utilisation : réseau MT, BT.

❖ Poteau HEA métalliques :

- Avantages : facilité de mise en œuvre et d'ascension.
- Inconvénients : coût, entretien périodique (peinture).
- Utilisation : éclairage public (supports tubulaires), ligne MT, BT.

b). Armements

Les armements sont l'ensemble d'appareillage placé au sommet du support pour supporter et isoler les conducteurs électriques, et sont constitués des ferrures, bras, isolateur etc... D'une manière générale, on rencontre plusieurs types des ferrures d'armement de différentes formes et dimensions. Ils se caractérisent par leur fonction (soit en alignement, en arrêt, ou en angle) ou par l'écartement des conducteurs. On peut en citer [3] :

- Les armements en nappe-voûte NV1, NV2, NW. Ils sont utilisés comme armements des supports d'alignement ou d'angles faibles d'inférieur à 10 gr.
- Les armements alternés, ils sont généralement utilisés dans des agglomérations et ils peuvent être utilisé en système suspendu ou rigide. Leur utilisation permet de restreindre l'espace qu'occupent les conducteurs.
- Les armements en drapeau, ils sont également utilisé dans des agglomérations près des bâtiments et sont utilisé en système suspendu ou rigide. Permet aussi de restreindre l'espace qu'occupent les conducteurs.

Isolateurs

• Rôle: fixer et isoler les conducteurs des masses de l'armement d'un support.

♦ Contraintes:

- Mécanique : traction des conducteurs et intempéries.
- Électrique : tension de service, surtensions atmosphériques.
- Nature : verre, porcelaine, matériaux composites.

♦ Type:

- Fisolateurs rigides (ou en tiges) formés d'un bloc de verre ou de porcelaine scellé sur une ferrure (utilisation MT).
- Isolateurs suspendus composés de plusieurs éléments associés en chaînes articulés (MT, HT, THT).

Autres accessoires :

- Protection contre les surtensions : éclateurs, parafoudres
- ♦ Autres équipements : œillets à rotule ou logement de rotule (ball-socket) etc.



c).parafoudres

Les parafoudres sont des dispositifs capables de protéger les matériels contre les surtensions électriques importantes générées essentiellement par les ondes de foudre qui transitent par les conducteurs de lignes aériennes.

La partie supérieure du parafoudre est reliée à un des fils de la ligne à protéger et la partie inférieure est connectée au sol par une mise à la terre de faible résistance, généralement de moins d'un ohm [3].

Ils sont placés sur les réseaux HTA aériens, devant chaque transformateur HTA/BT et à chaque descente aero-souteraine.



Figure 5: Parafoudre

d).Éclateurs à cornes

Les éclateurs sont constitués de 2 électrodes en forme de cornes, l'une reliée à la terre, l'autre au conducteur sous tension, ils protègent les matériels contre les surtensions de trop forte amplitude en écoulant le courant correspondant à la terre.

L'éclateur est un dispositif de protection placé en ancrage qui est utilisé sur les réseaux aériens HTA pour la protection des transformateurs afin de limiter la surtension qui peut apparaître aux bornes de l'appareil.

e).Disjoncteur

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (tension maximale du réseau qu'il protège) [1]. Il opère à la fois :

- dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique;
- dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un courtcircuit dans le réseau provoqué par la foudre ou d'autres causes.

C'est l'appareil de protection capital d'un réseau HT, car capable d'interrompre un courtcircuit et donc d'éviter l'endommagement du matériel connecté sur le réseau.

f).Les fusibles

Un fusible a pour fonction la protection d'un circuit d'alimentation vis-à-vis de court-circuit ou de surintensités générées par une défaillance de la charge alimentée. L'inconvénient majeur de ces dispositifs réside dans le fait qu'ils sont endommagés par les défauts et qu'ils ont une faible sensibilité.

L'exploitant doit disposer d'un grand nombre de fusibles de rechange pour les différents calibres.

La grande variété de réseaux électriques impose des modèles de fusibles de différentes natures selon l'application.

Il s'agit:

- Des fusibles de type intérieur installés dans des tableaux HT en amont des transformateurs,
- Des fusibles de type extérieur servant de protection aux transformateurs aériens.
- Des fusibles immergés dans la cuve du transformateur.







Fusible de protection des postes Type LIMITOR

Figure 6:Fusibles

g).Interrupteur

Appareil mécanique de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit, ainsi que de supporter pendant une durée spécifiée des courants de court-circuit. Il peut être capable d'établir mais non d'interrompre des courants de court-circuit.

Les appareils de coupure type IACM sont de conception simple et robuste. Leur montage se fait en horizontal sur poteaux : Béton, Métallique ou Bois.

h).Conducteur

Les conducteurs utilisés pour les réseaux aériens HTA sont des conducteurs nus en aluminium ou en alliage d'aluminium-acier et doivent répondre aux règles les concernant.

Il s'agit pour la majeure partie :

- Almélec (aluminium allié)
- aluminium-acier

Les conducteurs nus les plus utilisés par la NIGELEC sont en Almélec de section 34.4 – 54,6 – 75,5 – 117 – 148 mm2 selon la norme NF C34-125.

2.1.2. Les lignes aériennes BT

Les lignes de distribution BT sont construites en Triphasés quatre conducteurs (trois phases + un neutre).elles sont composées des :

- Supports;
- Ensemble de suspension et d'ancrage;
- Conducteurs (câbles).

2.1.2.1. Éléments constitutifs d'une ligne aérienne BT :

a). Ensemble de suspension et d'ancrage

***** Ensemble de suspension

Il est utilisé en alignement ou en angle pour les câbles préassemblés avec neutre porteur isolé. C'est un ensemble monobloc utilisable avec le câble porteur toutes sections de 25 à 95 mm2. Il est constitué de :

- CONSOLE CS: Monobloc en alliage d'aluminium. Fixation sur le poteau par un boulon Ø 14 ou 16 mm ou par deux liens en acier inoxydable 20 x 0,7 mm .Un bossage supérieur évite le retournement possible de la pince sur la console.
- LIAISON MOBILE LM : Permet une mobilité longitudinale et transversale du corps de la pince. Réalisée en matière isolante de haute résistance mécanique et d'excellente tenue aux agents extérieurs et au vieillissement.

Apporte une isolation complémentaire importante entre le support et le câble.

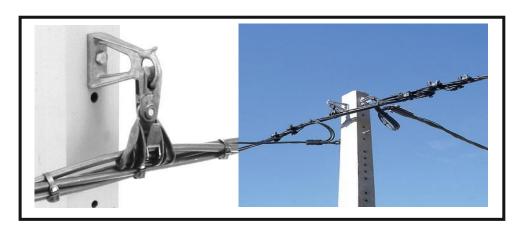


Figure 7 : Ensemble d'alignement [5]

Ensemble d'ancrage

Utilisé en ancrage simple (EAS) ou double (EAD) pour des câbles préassemblés avec neutre porteur isolé. Utilisation sur câbles porteurs de section 50 à 70 mm² et constitué de

- CONSOLE CA: Monobloc en alliage d'aluminium permettant l'ancrage simple ou double. Fixation sur poteaux par deux liens en acier inoxydable 20 x 0,7 mm ou par boulons Ø 14 ou 16 mm.
 - * CA 1500 : 2 boulons (type EDF) pour neutre porteur 54,6 mm²,
 - * CA 2000 :2 boulons (type EDF) pour neutre porteur de 70 mm².
- PINCE D'ANCRAGE PA : pince a coincement conique constituée de :
 - * Corps ouvert, en matière thermoplastique de haute résistance mécanique et d'excellente tenue aux agents extérieurs et au vieillissement.

- fourrure intérieure réalisée par deux clavettes en matière plastique isolante assurant le serrage du neutre porteur sans détériorer l'isolant.
- attache imperdable : câblette souple en acier inoxydable comportant une selle anti-usure mobile en matière isolante et deux embouts sertis aux extrémités pour assurer le verrouillage sur le corps de la pince.



Figure 8: Ensemble d'ancrage [5] b).Les conducteurs

Les conducteur BT sont isolés torsadés assemblés en faisceaux. Un faisceau comprend un conducteur porteur en alliage d'aluminium, autour duquel sont torsadés les 3 conducteurs de phase en aluminium, et éventuellement les conducteurs d'éclairage public en aluminium de section 16 ou 25 mm². Tous les conducteurs sont revêtus d'une gaine isolante en polyéthylène réticulé (PER). Les sections courantes les plus utilisées sont : 3 x 35 +1 x 54.6 $+ 16 \text{ mm}^2$, $3 \times 50 + 1 \times 54.6 + 16 \text{ mm}^2$, $3 \times 70 + 1 \times 54.6 \text{ mm}^2$, $4 \times 16 \text{ mm}^2$.

Étude de la construction d'une ligne haute tension catégorie A (20 kV) et la conception d'un réseau HTA/B1	Dour
l'alimentation en énergie électrique de la cité MAOUREY.	

TROISIÈME PARTIE:

L'ÉTUDE DU THÈME

CHAPITRE I : PRÉSENTATION DE LA ZONE D'ÉTUDE ET DE LA MÉTHODOLOGIE

I. PRÉSENTATION DE LA ZONE D'ÉTUDE

La Cité MOUREY est sise au premier arrondissement communal de Niamey. Cette position lui confère une proximité au réseau électrique de la NIGELEC qui se limite actuellement à moins d'un kilomètre la Cité. Elle compte 1302 parcelles, qui sont reparties sur une superficie de 0,81 km².La Cité sera raccordée au « départ FRANCOPHONIE» alimenté par le jeu de barres 20 kV du poste NY NORD 66/20kV.



Figure 9: Plan de masse

II. MÉTHODOLOGIE

La construction d'un réseau électrique aérien assurant le transport de l'énergie n'est pas une chose aisée, car dépendant de certain paramètre (puissance à transporter, la tension en ligne, la distance sur laquelle s'effectue le transport) ceux-ci imposent des choix et des calculs judicieux propres aux réseaux électriques et des éléments entrant dans sa réalisation.

Ainsi, nous allons nous lancer dans la conception d'un réseau électrique aérien répondant à certaines spécifications, ceci à traves :

- * La détermination de la puissance électrique à transporter, et des caractéristiques des conducteurs de ligne à utiliser,
- * Le Choix du type de support à utiliser à partir de calcul mécanique de la ligne,
- * Le dimensionnement des postes de transformation et la conception du réseau de distribution BT.

CHAPITRE II : DIMENSIONNEMENT DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE HTA I. CRITÈRE DE CONCEPTION

Les lignes aériennes à haute tension doivent répondre à plusieurs critères en même temps: Résistance électrique minimale (pour réduire les pertes), distance d'isolement suffisante par rapport au sol, résistance suffisante pour supporter les charges appliquées, coût raisonnable en vue des centaines ou des milliers de kilomètres de réseau à installer.

Ainsi la réalisation des lignes aériennes de distribution nécessite aux préalables une étude prenant en compte un certain nombre de critère de conception qui sont:

- * Les contraintes électriques permettant le dimensionnement de la section des conducteurs:
- * Les contraintes géométriques imposées par le site;
- * Les hypothèses climatiques (vent, température, surcharges verticales)
- * L'hypothèse de vibration;
- * L'hypothèse de conception (effort de déformation permanente, hauteur hors sol, distances aux obstacles latéraux)

Après cette étude, la réalisation de la ligne aérienne consistera à l'assemblage d'éléments constitutifs qui sont : les supports, les armements, les isolateurs, les conducteurs et certains accessoires (manchons de jonctions, pinces d'ancrages, pinces d'alignements). La protection de cette ligne sera assurée par les parafoudres, les disjoncteurs, les fusibles et les interrupteurs (Interrupteur Aérien à Commande Mécanique ou Télécommandé).

II. ETUDE ELECTRIQUE DE LA LIGNE

2.1 Bilan des puissances

Le point de départ de toute planification sur les réseaux est évidemment la connaissance des charges qu'ils doivent transiter. Comme dans tout projet d'ingénierie, nous allons dimensionner notre réseau électrique en tenant compte des extensions futures d'où l'évaluation des charges à long terme.

En ce qui nous concerne, nous avons choisi selon le plan directeur de la NIGELEC une durée de vie utile de quinze (15) ans pendant lesquels nous espérons tirer de nos ouvrages tout ce que nous attendions d'eux.

La méthode que nous allons utiliser se résume comme suit :

On établit un bilan des puissances pour déterminer la puissance appelée (ou absorbée) sur réseau, en calculant successivement :

- La puissance installée **P**_i [kW]
- La puissance utilisée **P**_u [kW]

■ La puissance maximale utilisée **P**_m [kW]

a. Calcul de la puissance installée P_i:

Le calcul de la puissance installée revient à évaluer le besoin énergétique de notre localité (Cité MAOUREY), or le besoin en énergie d'une localité ne saurait être estimé sans avoir définir l'identité du consommateur. Ceci requiert la connaissance d'un certain nombre de données techniques, économiques et sociales relatives à la localité notamment :

- ✓ les activités
- ✓ la population
- ✓ les infrastructures
- ✓ la superficie

Mais dans le cas de ce projet, On a utilisé l'approche que la NIGELEC utilise dans le domaine de l'électrification urbaine «cas d'extension d'une ville». Il s'agit d'estimer la consommation spécifique à 6 kW pour chaque abonné et de calculer la puissance totale connaissant le nombre d'abonné.

On distingue deux sortes de puissances

• Puissance domestique (
$$P_d$$
)

C'est la puissance appelée par l'ensemble des ménages. Elle est donnée par la formule suivante :

$$P_d = C_s(t)$$
. $I(t)$. $N(t)$

Avec:

Cs (t): Puissance unitaire par concession ou puissance spécifique au temps t

I (t) : Taux de desserte au temps t qui le rapport entre le nombre d'abonnés potentiels et le nombre de concessions

N(t): Nombre de ménages

$$\diamond$$
 Puissance industrielle (P_{id})

Elle exprime le besoin en énergie de l'ensemble des unités industrielles.

La puissance totale installée pour une localité donnée est la somme de deux puissances cidessus énumérées :

$$P_i = P_d + P_{id}$$

> Données du calcul :

Puissance spécifique [KW]	6
Nombre de ménages (clients)	1 302
Taux de desserte	1

> Application:

$$P_d = 6*1*1302 = 7812 \text{ kW soit } P_d = 7,812 \text{ MW}$$

Par la suite
$$P_i = P_d = 7.812 \text{ MW}$$

b. Calcul de la puissance utilisée Pu

La puissance installée ainsi obtenue, serra multipliée par un coefficient de foisonnement encore appelé coefficient de simultanéité (kf ou ks) tiré du tableau ci-après. Car il est peu probable que les abonnés ne sont pas en même temps à la puissance maximale demandée. Le tableau suivant donne les différentes valeurs, selon le nombre d'abonnés.

Tableau 3: Coefficient de foisonnement ou encore de simultanéité [6]

Nombre d'abonnés	2 à 4	5 à 9	10 à 14	15 à 19	20 à 24	25 à 29	30 à 34	35 à 39	40 à 49	> 50
Facteur de simultanéité kf ou ks	1	0,78	0,63	0,53	0,49	0,46	0,44	0,42	0,41	0,4

Pour notre cas étude le nombre d'abonné est supérieur à 50, il en résulte que nous allons prendre la valeur de 0,4 comme facteur de simultanéité. La charge devient :

$$P_u = P_i * 0,4$$

$$P_{\nu} = 7.812 *0.4$$

$$P_{y} = 3.12 \text{ MW}$$

c. Calcul de la puissance maximale utilisée P_m

La puissance maximale utilisée sera calculer en tenant compte l'ensemble des extensions futurs sur une période de 15 ans comme nous l'avons souligné précédemment.

Cette évaluation des charges dans quinze (15) ans suppose que l'on ait à notre disposition un outil de prévision à partir des valeurs actuelles. Celui que nous utiliserons est basé sur un modèle mathématique de suite géométrique.

En effet en posant:

 P_n : Charge électrique après n années

 P_0 : Charge électrique à l'année d'électrification (année de référence)

 α : Taux de croissance annuelle de la charge électrique.

En supposant que la charge électrique d'une année donnée est égale à la charge de l'année qui précède suivis d'une augmentation. Par le raisonnement suivant, nous déduirons la formule mathématique qui nous permettra d'estimer la charge électrique à n années.

$$P_1 = P_0 + \alpha P_0 = P_0 \ (1 + \alpha)$$
 $P_2 = P_1 + \alpha P_1 = P_1 \ (1 + \alpha) \text{ or } P_1 = P_0 \ (1 + \alpha)$
 $P_2 = P_0 \ (1 + \alpha)^2$
 $P_3 = P_2 \ (1 + \alpha) = P_0 (1 + \alpha)^3$
 \vdots
 \vdots
Par récurrence, on tire:
 $P_n = P_0 (1 + \alpha)^n$, avec:
 $\alpha = 10\%^{-1}$
 $P_0 = P_u = 3$, 12 MW on a:
 $P_m = P_{15} = 3$, 12 *(1 + 0,1)¹⁵ = 13 MW
 $P_m = 13 \ \text{MW}$

La puissance max utilisée sur une période de 15 ans est de 13 MW.

Mais compte tenu de la disponibilité limité de la ligne existante et afin d'éviter un investissement excessif et des pertes à vide inutiles, nous avons décidé de dimensionner le réseau avec une puissance couvrant la charge sur minium 2 ans et proposer la solution pour satisfaire le reste de charge dans les années avenirs.

¹ D'après le plan directeur de la NIGELEC

2.2 Choix des conducteurs

Le choix des conducteurs se base sur la détermination de leurs sections. Le calcul de section se fait en vérifiant le courant nominal, le courant de court-circuit et la limite de chute de tension dans le conducteur.

Dans le cadre de notre projet, la nature du câble nous a été imposée par la NIGELEC, nous avons donc utilisé le conducteur Almélec en raison de ces bonne caractéristiques (résistivité, tenu mécanique, prix ...etc.)

2.2.1 Pour la ligne excitante

* Description de la ligne (départ FRANCOPHONIE)

Une ligne de 5,571 km de long environ en câble almélec avec une section de 75,5 mm², et transitant des charges existantes de 4 MW.

Connaissance déjà la section, il s'agira pour nous de vérifier si le conducteur existant va répondre aux contraintes électriques avec augmentation de la nouvelle charge. Nous allons donc procéder en comparant :

- Le courant admissible par le câble au courant nominal de la ligne;
- Le courant de court-circuit max admissible par le câble au courant de court-circuit de la ligne;
- La chute de tension engendrée par le câble le long de la ligne à la chute de tension limite admise par la ligne selon la norme.
 - a) Critère du courant nominal
 - Méthodologie

Le courant nominal circulant dans la ligne se calcule par la formule suivante :

$$P_T = \sqrt{3} * \mathrm{U} * I_N * \cos \varphi \to I_N = \frac{P_T}{\sqrt{3} * \mathrm{U} * \cos \varphi}$$
 , où :

 P_T : La puissance totale transitée

U: la tension nominale du réseau

 $\cos \varphi$: Le facteur où de puissance

Et le courant admissible par le câble de section S (mm²) peut s'écrire par la formule :

 $I = K * S^{0,62}$ où K: un coefficient en fonction de la nature du câble.

Tableau 4: Tableau donnant les coefficients K

	Cuivre	Almélec	Alu-Acier
K	21	17,1	16,4

Nous prenons K= 17,1 (Almélec)

Données du calcul

P_T [W]	$7,78.10^6$
U [V]	20 000
$\cos \varphi$	0.9
S [mm²]	75.5

❖ Les résultats du calcul

• Le courant nominal:

$$\rightarrow I_N = \frac{7,78.10^6}{\sqrt{3} * 20.10^3 * 0.9} = 249,5 A$$

Les courant admissible est :

$$I = 17,1*(75,5)^{0,62} = 249,65 A$$

❖ Commentaire

Le courant I = 249,65 A admissible par le câble est supérieur au courant nominal $I_N = 249,5$ A de la ligne, nous pouvons donc dire que le câble existant est capable de supporter le courant nominal.

Ensuite nous allons vérifier si le câble pourra supporter le courant de court-circuit

b) Critère du courant de court-circuit

* Méthodologie

Par la méthode des impédances, ce courant est déduit directement par la formule suivante:

$$I_{cc} = U / (Z_{cc} \times \sqrt{3})$$
 Avec:

Zcc: l'impédance équivalente

Le calcul de l'intensité de court-circuit se résume alors au calcul de l'impédance Z_{cc} , qui est l'impédance équivalente à toutes les impédances parcourues par I_{cc} du générateur jusqu'au point de défaut de la source et des lignes. C'est en fait l'impédance «directe» par phase :

 $Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum lw)^2}$, ainsi les résistances et les réactances se déduisent par :

• Pour le réseau amont

$$\frac{R_a}{Z_a} \approx 0.2 \text{ en } 20 \text{ kV} \rightarrow R_a = 0.2Z_a$$
 (1)

où
$$Z_a = U^2/S_{cc}$$

Or
$$x_a = Lw = \sqrt{Z_a^2 - R_a^2}$$
, (2)

(2)/
$$Z_a$$
: d'où $\frac{x_a}{Z_a} = \sqrt{1 - (\frac{R_a}{Z_a})^2} = \sqrt{1 - (0.2)^2} = 0.980 \rightarrow x_a = 0.98Z_a$

• Pour la ligne

R = r*L

Lw = x*L

IL existe également pour un conducteur de section S, un courant de court-circuit I_{CCmax} fonction du temps (t) de défaut et de la nature l'âme du conducteur que celui-ci peut laisser passer sans être détérioré.

Cette intensité peut s'écrire par la formule :

$$I_{CCmax} = \frac{S*a}{\sqrt{t}}$$
 où *a* est un facteur dépendant du type de matériau

constituant le câble :

Tableau 5:Tableau donnant le facteur a

Type de matériau	a	
Cuivre	105,3	
Aluminium	55,07	
AMS	61,98	
Alliage d'aluminium (Almélec)	76.4	

Pour le cas de notre projet on a :

 $rac{1}{2}$ Almélec (aluminium allié) $\rightarrow a=76,4$

Données du calcul

Câble de	L [Km]	5,571
Section 75,5 [mm²]	r [Ω/km]	0,438
	$X\left[\Omega/\mathrm{km} ight]$	0,35
Scc [MVA]	500	0

❖ Les résultats du calcul

• Pour le réseau amont

$$Z_a = U^2/S_{cc} = (20\ 000)^2/(500.10^6) = 0.8\ \Omega$$

 $R_a = 0.2Z_a = 0.2*0.8 = 0.16\ \Omega$
 $x_a = Lw = 0.98Z_a = 0.98*0.8 = 0.78\ \Omega$

• Pour la ligne

$$R = 0.438*5.571 = 2.44 \Omega$$

$$Lw = 0.35*5.571 = 1.95 \Omega$$
 D'où

$$Z_{cc} = \sqrt{\sum (2,44+0,16)^2 + \sum (0,78+1,95)^2} = 3,77 \Omega$$

$$I_{cc}$$
= (20 000) / (3,77× $\sqrt{3}$) = 3 062, 87 A

$$I_{cc} = 3\ 062, 87\ A$$

Pour le câble en admettant un temps de fonctionnement de défaut d'une seconde on a :

$$I_{CCmax} = 75,5*76,4 = 5768,2 \text{ A}$$

$$I_{ccmax} = 5.768,2 A$$

***** Commentaire

 I_{ccmax} = 5 768,2 A > I_{cc} = 3 062, 87 A, cela veut dire que le câble existant pourra par conséquent supporter le court-circuit.

- ♣ Par conséquent il nous reste à vérifier la chute de tension.
 - c) Critère de la chute de tension

Méthodologie

La méthode que nous allons utiliser est basée sur le calcul de moment électrique des conducteurs.

* Calcul des chutes de tension par la méthode des moments électriques

La chute de tension sur une ligne est donnée par :

Pour un courant Triphasée on a: $\Delta U = \sqrt{3} * I * (R \cos \emptyset + lw \sin \emptyset)$ (1)

avec I: courant circulant dans la phase;

R : résistance du conducteur ;

Lw : réactance inductive du conducteur ;

Ø : angle d'utilisation = déphasage (I, U)

On sait que la puissance transitant dans une ligne est :

$$P = \sqrt{3}UI\cos\emptyset => I = \frac{P}{\sqrt{3}U\cos\emptyset} \qquad (2)$$

La relation (1) peut alors s'écrire :

$$\Delta U = \frac{P}{U}(R + lw \tan \emptyset)$$
 (3)

Si nous appelons u, la chute de tension en % de U, alors :

$$\Delta U = \frac{u * U}{100} = > u = \frac{\Delta U}{U} * 100$$
 (4)

En remplaçant (3) dans (4), la relation (4) devient :

$$u = 100* \frac{P}{u^2} (R + lw \tan \emptyset)$$
 (5)

En exprimant R et lw en Ω/Km , avec la longueur L d'un conducteur en Km, la relation (5) peut alors s'écrire :

$$u = 100* \frac{PL}{U^2}(r + x \tan \emptyset)$$

Avec P: la puissance active transitée

U: la tension d'exploitation entre phases

r : la résistance linéique d'un conducteur

x : la réactance linéique d'un conducteur

Le produit PL s'appelle "moment électrique" de la charge P située à la distance L de la source et nous le notons M.

Si en MT, on exprime M en MW. Km et U en kV, l'expression de la chute relative (en %) peut être prise égale à :

$$\mathbf{u} = 100 * \frac{\mathbf{M}}{u^2} (r + x \tan \emptyset)$$

Notons M_1 : le moment électrique d'une ligne déterminée, donnant une chute de tension u = 1.

$$M_1 = \frac{1}{100} * \frac{U^2}{r + x \tan \theta}$$

Les valeurs de M_1 est donné dans les tables donnant les caractéristiques électriques des types de conducteur usuels, ou par les diagrammes voir annexe, pour tan \emptyset variant de 0 à 1 et une tension de 20 KV. Pour toute tension différente, on divise le résultat par $(\frac{20}{n})^2$.

Pour calculer la chute de tension dans une ligne, il suffit donc d'évaluer le moment électrique M qu'elle transporte, de prendre le moment M_1 du conducteur de ligne et de calculer $u=\frac{M}{M_1}$.

Mais lorsque la chute de tension maximale admissible est de $\beta\%$, le moment maximal d'une ligne peut être calculé par : $M_{\beta} = \beta M_1$ Alors $u = \frac{M}{M_{\beta}}$

Dans le cas de notre étude nous avons $\beta = 7,5^2$

² La chute de tension limite prévit par la norme à prendre comme base des études d'un réseau aérien MT

❖ Données du calcul

Longueur de la ligne L [Km]	5,571
Résistance linéique du conducteur r [Ω/Km]	0,438
Réactance linéique du conducteur lw [Ω/Km]	0,35

* Résultats du calcul

$$\left\{ \text{ S=75,5 mm}^2 \text{ ; U=20 Km} \right\} \text{ alors le tableau de l'annexe 2 nous donne :}$$

$$M_{7,5} = 49 \text{ MW. Km}$$

Le moment de la charge est : M = 7.78*5.571=43.34 MW. Km

La chute de tension relative est donc : $\mathbf{u} = 43,34/49 = 0,88\%$

❖ Commentaire du calcul

La chute de tension engendrée par le câble le long de la ligne u = 0.88% inferieur a la chute de tension prévit par la norme (7.5%).

d) Conclusion

En conclusion la section du câble existant répond aux trois critères électriques, par conséquent nous la maintiendrons comme câble de ligne.

2.2.2 Pour la nouvelle ligne d'extension

Cette ligne est longue de 637 m et transportera une charge de 3,78 MW.

À ce niveau il s'agira pour nous de vérifier les contraintes électriques (intensité et tension) sur les sections du câble normalisées le plus utilisée pour enfin choisir seule qui répond au mieux aux exigences.

La procédure étant la même que précédemment, nous allons à chaque niveau présenter les formules, les résultats obtenus et en fin tiré une conclusion.

a) Critère du courant nominal

Courant nominal de la ligne :

$$I_N = \frac{P_T}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi}$$

Résultats obtenus :

$$\rightarrow I_N = \frac{3,78.10^6}{\sqrt{3} * 20.10^3 * 0.9} = 121,24 A$$

❖ Courant admissible par le câble:

$$I = K * S^{0,62}$$
 avec $K = 17,1$

• Résultats obtenus :

S (mm ²)	34,4	54,6	75,5	117	148
I (A)	153,34	204,20	249.65	327,55	378,93

b) Critère du courant de court-circuit

❖ Courant de court-circuit de la ligne

$$I_{cc}=U/(Z_{cc}\times\sqrt{3})$$
 Avec :

$$Z_{\rm CC} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum lw)^2}$$
 l'impédance équivalente

Les résistances et les réactances se déduisent par :

Pour le réseau amont

$$Z_a = U^2/S_{cc}$$

$$R_a = 0.2Z_a$$

$$x_a = Lw = 0.98Z_a$$

Pour la ligne

$$R = r*L$$

$$Lw = x*L$$

Résultats obtenus :

S	R	$L\omega$	Zcc	Icc
[mm²]	$[\Omega]$	$[\Omega]$	$[\Omega]$	[kA]
34,4	0,61	0,223	4,36	2,65
54,6	0,384	0,223	4,20	2,75
75,5	0,279	0,223	4,12	2,80
117	0,180	0,223	4,05	2,85
148	0,143	0,223	4,03	2,87

❖ Courant de court-circuit max admissible par le câble :

$$I_{CCmax} = \frac{S*a}{\sqrt{t}}$$

Résultats obtenus :

S [mm ²]	34,4	54,6	75,5	117	148
I_{CCmax} [KA]	2 ,6	4,2	5,8	8,9	11,3

c) Critère de la chute de tension

❖ La chute de tension relative engendrée par le câble le long de la ligne est donnée par :

$$u = \frac{M}{M7.5}$$
 avec M=PL

Résultats obtenus :

S	M	M _{7,5}	
			U%
mm2	MW. Km	MW. Km	
34,4	2,41	26	0,093
54,6	2,41	39	0,062
75,5	2,41	49	0,049
117	2,41	66	0,036
148	2,41	75	0,032

Conclusion:

- ✓ Les courants admissibles dans les câbles sont supérieurs au courant nominal appelé par les transformateurs.
- ✓ Les courants de courts circuits admissibles des sections des câbles étudiées sont supérieurs aux courants de court-circuit entraîné par la charge, sauf pour le cas de section 34,4 mm².
- ✓ Les chutes de tension calculées sont très inférieures à la chute de tension admissible de 7,5% prévit par la norme.

Nous pouvons donc utiliser ces différentes sections pour le raccordement de la cité MAOUREY au réseau existant. Mais pour des raisons économiques et d'une éventuelle augmentation de la charge sur la ligne, nous allons utiliser un câble Almélec de section 54,6 mm².

III. ÉTUDE MÉCANIQUE DE LA LIGNE

3.1 Quelques définitions géométriques

a. Portée (a):

Distance horizontale "a" comprise entre deux supports consécutifs. Elle est fonction du type de ligne (écarts, agglomérations, ...). La portée est une donnée du problème car le calcul mécanique se conduit pour chaque portée. Elle est exprimée en mètres.

b. Flèche (f):

Distance verticale maximale entre la droite joignant les deux attaches et les conducteurs. A l'origine, elle dépend de la tension de réglage de la ligne, la flèche varie ensuite en fonction de la température et sous l'influence des surcharges

La flèche est choisie en fonction de la température maximale de conducteurs qui est généralement pris à 55 °C [3], c'est le cas considéré comme le plus défavorable. Elle est calculée en fonction du paramètre comme suit :

$$f = a^2 \cdot w / 8 \cdot t$$
 ou bien $f = a^2 / 8 \cdot P$

Avec P = t/w: le paramètre

c. Le paramètre P:

Représente le rayon de courbure du cercle tangent au sommet de la parabole.

d. Le canton:

Un canton est une succession des portées tant que les armements sont en alignement. Les fonctions Arrêt-Simple, Arrêt-Double et Semi-Arrêt représentent les limites des cantons. Le canton permet d'éviter une rupture en cascade de toute la ligne en cas d'incident. Selon la norme NFC 11-201, un canton ne doit pas dépasser 15 portées.

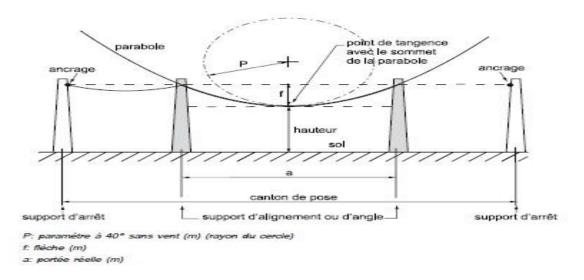


Figure 10: structure d'une ligne électrique [7]

3.2 DÉFINITION DES PARAMÈTRES DE CALCUL

3.2.1 Les hypothèses de pose des conducteurs

Dans l'établissement d'un projet de construction d'une ligne, il faut en premier définir en application des dispositions règlementaires en vigueur les conditions climatiques suivantes :

- * Les températures
- * L'action du vent

Ces conditions sont nécessaires à prendre en compte pour l'étude des ouvrages.

L'arrêt technique définie les conditions auxquelles doivent satisfaire les lignes d'énergie. Ces prescriptions constituent un minimum qu'il faut rigoureusement respecter.

Les deux hypothèses règlementaires définies par l'arrêt technique pour les pays tropicaux sont :

Hypothèse A : Elle tient compte de l'influence prédominante du vent à la température ambiante moyenne de la région.

Température : 25 °C

Pression du vent sur les conducteurs : 580 Pa (36 m/s)

Hypothèse B: Elle tient compte de l'influence prédominante du froid à la température minimale de la région.

Pression du vent sur les conducteurs : 180 Pa (20 m/s)

a. Condition de définition des caractéristiques des lignes aériennes

La définition des caractéristiques des lignes aérienne revient à se fixer une tension mécanique à la température maximale du conducteur sans vent.

Ces conditions concernent l'état initial de la ligne et c'est dans cette hypothèse que les hauteurs minimales prescrites par l'arrêt technique sont à respecter. Pour le cas présent, elles sont définies pour la conception des lignes aérienne par la NIGELEC à partir de l'expérience en exploitation.

Dans le cas de cette étude, il a été fixé un paramètre P = 1000 m. le poids spécifique de l'almélec étant de $w = 273.10^{-5}$ kg.mm⁻².m⁻¹, la tension unitaire est : t = P*w = 1000*0,00273 = 2,73 daN/mm² à la température maximale $\theta_i = 55$ °C sans vent.

3.2.2 Détermination de la portée maximale

La distance minimale E en mètre, entre deux conducteurs d'une ligne est donnée par la formule :

$$E = k_z (k_c \sqrt{F_m + L} + \frac{U}{150})$$

Avec

k_z: 1 pour armement drapeau (et 0,8 pour nappe horizontale/voûte)

k_c: 0,9 pour l'almélec

 F_m : Flèche max $\frac{a^2}{8P}$ (en mètre)

a : La portée en mètre

L : longueur libre de la chaîne (0 pour la ligne rigide)

U: la tension entre phase en kV, ici égale à 20 kV

De cette formule, on déduit la formule de la portée maximale (en mètre).

$$a_m = \sqrt{8P \left[\left(\frac{\frac{E}{K_Z} - \frac{U}{150}}{K_C} \right)^2 - L \right]}$$

Ainsi, on a:

 \checkmark Avec la nappe horizontale, $\mathbf{E} = \mathbf{0.94}$ mètre, une portée maximale de 103 m.

Vous verrez en annexe le tableau donnant l'écartement E minimal entre phases en fonction de la et du type d'armement.

3.2.3 Répartition des supports

Notre ligne se trouve dans une région peu accidentée, sans dénivellation importante entre les différents points.

La répartition des supports a été faite dans les conditions suivantes :

- Réaliser des portées aussi égales que possible et en évitant des angles.
- Tenir en compte du nombre des portées qui ne doivent pas dépasser 10 par canton.
- Éviter les surplombs des habitations en milieu des portées, en contournant les grands arbres.

Dans le cadre de cette étude, les supports armés en nappe horizontale seront disposés en moyenne à 70 m les uns des autres et implantés à 2 m des limites des lotissements tout en respectant les distances règlementaires entre le niveau du sol et les conducteurs qui sont de [3]:

- * 6 m en terrain normal
- * 8 m pour les traversées des routes.

Après tracé sur le plan, nous avons obtenus 10 supports (9 portées) répartis en deux cantons dont :

- 7 supports d'alignement,
- 2 d'arrêt
- [©] 1 d'angle (90°C),

3.2.4 Calcul de Portée moyenne et la portée équivalente

Pour un canton comportant n portées a_1 , a_2 , a_3 ,.... a_n :

- La portée équivalente est définie par $a_e = \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum a_i}}$
- La portée moyenne est définie par $a_m = \frac{\sum a_i}{n}$

NB: Ce calcul se fait pour chaque canton.

3.2.5 Caractéristiques des conducteurs

Comme nous l'avons souligné précédemment dans la partie généralité, les conducteurs de ligne retenus par la NIGELEC pour le réseau MT 20KV sont des conducteurs nus en alliage d'aluminium-acier (almélec) des sections suivantes :

- * 34,4 mm² et 54,6 mm² pour les dérivations
- * 75,5 mm² et 148 mm² pour les lignes principales

La section retenue dans le cadre de cette étude de est de 54,6 mm², et les caractéristiques se résument dans le tableau ci-dessous :

Tableau 6: Caractéristiques des câbles [3]

Désignation	Section	Diamètre	Poids	Charge	Module	Coefficient
du câble	[mm²]	extérieur	linéique	de	d'élasticité	dilatation
		[mm]	[daN/m]	rupture	E	α [^O C]
				[daN]	[daN/mm²]	
Almélec	54,6	9,45	0,149	1 755	6 200	0,000023

Toutes les données définies précédemment sont des données de base pour les calculs mécaniques des lignes.

Les caractéristiques des supports, les flèches et les tableaux de pose sont obtenus à partir de l'étude des calculs mécaniques de la ligne.

3.3 CALCUL MÉCANIQUE DES CONDUCTEURS

3.3.1 But des calculs

Le calcul mécanique des conducteurs consiste à étudier les variations des tensions mécaniques et des flèches, la vibration sur les conducteurs, dans le but de :

- * Respecter le facteur de sécurité dans les conditions prévues
- * Vérifier les distances réglementaires à la flèche maximale
- * Calculer les efforts exercés par les conducteurs sur les supports

3.3.2 Coefficient de sécurité K

Il est donné par le rapport de la charge de rupture du conducteur par la charge de l'effort sur le conducteur au cas le plus défavorable :

$$K = \frac{\text{charge de rupture}}{Tention \ maximale}$$

La charge de rupture de l'almélec est de 32daN/mm².le choix de K est déterminé par les risques que l'on veut accepter. En général, l'arrêt technique impose K=1,5 à 3 pour les conducteurs.

Dans la présente étude, nous avons pris **K**= **3**, c'est-à-dire dans l'hypothèse la plus défavorable, la tension unitaire maximale à appliquer ne doit pas excéder 10,66 daN/mm².

3.3.3 Efforts subis par les conducteurs

✓ Effort dû à la traction : T= t*s [daN]

Avec t: tension unitaire en daN/mm²

S: section du conducteur en mm²

✓ Effort du au vent (soufflant à l'horizontal et perpendiculairement au conducteur)

$$F_V = V * \emptyset * L$$
 [N]

Avec V: poussée du vent en Pa

Ø : diamètre extérieur du conducteur en mm

L: longueur du conducteur

✓ Effort du a son poids : p = w*s*L [N]

Avec W: poids spécifique du conducteur almélec en daN/m/mm²

3.3.4 Influence du vent sur les conducteurs

Sous l'effet du vent la tension mécanique augmente comme si le poids est passé de P à R

tel que :
$$R = \sqrt{F_v^2 + p^2}$$

Ici il convient de définir un facteur de surcharge

$$m_v = \frac{R}{v} = \frac{\sqrt{F_v^2 + p^2}}{v}$$

3.3.5 Étude de la variation des tensions mécaniques et de la flèche

Les conducteurs d'une ligne aérienne sont soumis aux variations de température qui provoque :

- * Une dilatation du métal qui aura pour effet de faire varier la tension mécanique;
- * Une variation de longueur due à la déformation élastique du métal sous l'effet de la variation de tension.

Pour déterminer les variations simultanées de tension en fonction des variations de température et des surcharges correspondant à l'hypothèse règlementaire A et B, nous avons fait appel à l'équation du changement d'état en considérant que l'état initial correspond aux conditions de définition des caractéristiques de la ligne aérienne (à 55 oC sans vent) et l'état final aux conditions des deux hypothèses réglementaires A et B.

a. L'équation de changement d'état

D'après l'équation de changement d'état généralisée on a :

$$\mathbf{t}_{\mathrm{f}}^{3} + \mathbf{t}_{\mathrm{f}}^{2} [\frac{\mathbf{a}_{\mathrm{e}}^{2} * \mathbf{m}_{i}^{2} * \mathbf{p}^{2} E}{24 T_{i}^{2}} - t_{1} + \alpha \mathbf{E} (\theta_{f} - \theta_{i})] = \frac{\mathbf{a}_{\mathrm{e}}^{2} * \mathbf{m}_{f}^{2} * \mathbf{p}^{2} E}{24}$$

Cette équation peut se mettre sous la forme :

$$\mathbf{t_f^2} (T_f + \mathbf{A}) = \mathbf{B} \rightarrow \mathbf{t_f} = \sqrt{\frac{B}{(t_f + \mathbf{A})}}$$

$$\mathbf{A} \text{vec} : \mathbf{A} = \frac{\mathbf{a_e^2 * m_i^2 * p^2} E}{24T_i^2} - \mathbf{t_i} + \alpha \mathbf{E}(\boldsymbol{\theta_f} - \boldsymbol{\theta_i})$$

$$\mathbf{B} = \frac{\mathbf{a_e^2 * m_f^2 * p^2} E}{24}$$

Pour résoudre l'équation du 3éme degré :

$$\mathbf{T}_{\mathbf{f}}^2 (T_f + \mathbf{A}) = \mathbf{B}$$

On utilise le calcul par itération dont le principe est le suivant :

$$y_1 = T_f$$

$$y_2 = \sqrt{\frac{B}{(T_f + A)}}$$

On prend une valeur de départ (T_f) o = $m_f T_i$

Ainsi, après calcul à travers un programme de résolution des équations du 3éme degré par calculatrice scientifique programmable, dont le détail est en annexe 13, nous avons obtenu le tableau des résultats suivant :

Portées en m	Force de Traction ma	aximale dans 1	Flèches maximales
	H _A (25°C, 580 Pa)	H _B (10°C, 180 Pa)	A +55°C, Sans Vent
71,63	7,95 daN/mm²	8,16 daN/mm²	0,64 m
67,77	7,88 daN/mm²	8,26 daN/mm²	0,57 m

3.4 CALCULS MÉCANIQUES DES SUPPORTS

3.4.1 Efforts appliqués aux supports des lignes aériennes

Les calculs mécaniques d'un support permettent de déterminer ses caractéristiques de telle sorte qu'il puisse résister simultanément :

- ☐ à l'effort du vent sur le support lui-même
- □ aux efforts des conducteurs sur le support :
 - * par l'action du vent sur les conducteurs
 - * par leur tension mécanique

En distribution on ne tient pas compte des efforts transmis par le poids des ferrures et des isolateurs.

La valeur des efforts à prendre en compte pour le choix des supports est celle résultant de l'hypothèse la plus défavorable.

3.4.1.1 Effort du vent sur les supports

L'effort du vent sur le support lui-même est déduit par le fabriquant pour définir l'effort nominal.

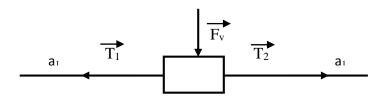
L'effort nominal reste donc entièrement disponible pour résister aux efforts transmis par les conducteurs.

3.4.1.2 Efforts des conducteurs sur le support

a. Efforts du vent sur les conducteurs

Par rapport aux conducteurs adjacents de portées égales ou inégales, le support peut être en alignement, en étoilement, en dérivation ou en arrêt.

Conducteurs en alignement



 $Fv = 48 \text{ n. D. } (a_1 + a_2)/2 \text{ ou } Fv = 18 \text{ n. D. } (a_1 + a_2)/2 \text{ avec}$:

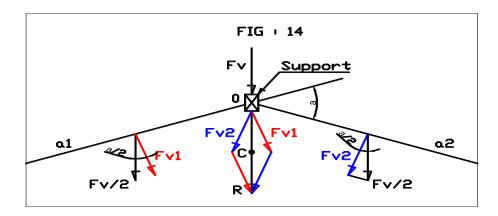
48 ou 18 : poussée du vent en daN/m² sur les conducteurs suivant l'hypothèse considérée A ou B.

n : nombre de conducteurs

D : diamètre du conducteur en m

a₁ et a₂ portées adjacentes en m.

Conducteurs en angle



Les deux portées adjacentes étant égales (a1=a2) et leurs conducteurs identiques, le vent soufflant dans le sens de la bissectrice de l'angle formé par la ligne, la résultante 'OR' se trouve sur cette bissectrice.

Pour chaque demi portée, nous avons : $F_{v1} = F_{v2} = (F_v/2) \cos [\alpha/2]$

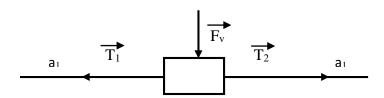
Fv étant l'effort du vent calculé comme précédemment sur les conducteurs en alignement et suivant l'hypothèse considérée. $OR = 2 \times OC = 2.F_{v1}.cos \left[\alpha/2\right]$

En remplaçant Fv1 par sa valeur, on obtient : $OR = Fv \times cos^2[\alpha/2]$

Dans le cas ou a1 \neq a2, on peut considérer le vent comme soufflant sur une portée moyenne (a1+a2)/2 et agissant dans la direction de la résultante de traction des conducteurs.

b. Efforts de traction des conducteurs

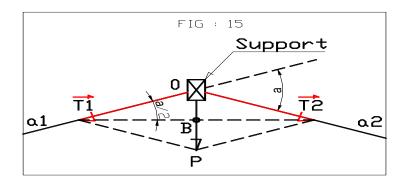
Conducteurs en alignement



Si les deux portées adjacentes sont égales et leurs conducteurs identiques, les 2 tensions mécaniques égales et opposées s'annulent.

Dans le cas contraire, le support subit dans la direction de la ligne, un effort égal à la différence des tensions mécaniques. Il y a lieu de vérifier que cet effort transversal est acceptable pour le support choisi.

Conducteurs en angle



Les deux portées adjacentes étant égales (a1=a2) et leurs conducteurs identiques pour les lignes rigides :

T1=T2=T en daN (t x S) tension mécanique totale dans les conducteurs pour l'hypothèse considérée.

Dans ces conditions, la résultante 'OP' se trouve sur la bissectrice de l'angle formé par la ligne.

$$\overline{OB} = T \sin [\alpha/2] \text{ et } OP = 2 \text{ T } \sin [\alpha/2]$$

Dans le cas ou T1 est différent de T2 (portées inégales), la résolution graphique s'impose pour rechercher la direction et la grandeur de la résultante.

3.4.1.3 Effort résultant sur les supports

Supports en alignement

On ne tient compte que de l'effort du vent sur les conducteurs et pour le vent seul, l'hypothèse 'A' est la plus défavorable.

$$F = F_v = 48 \cdot n \cdot D \times (a_1 + a_2) / 2$$

Supports d'angle

Dans le cas de portées égales et de conducteurs identiques en ligne rigide, et d'angles souples en ligne suspendue, les deux efforts, du vent $(F_v.cos^2[\alpha/2])$ et de traction $(2.T.sin[\alpha/2])$ ayant même point d'application et même sens peuvent s'additionner arithmétiquement d'où :

$$F = F_v.\cos^2[\alpha/2] + 2.T.\sin[\alpha/2]$$
) Avec :

F: effort total dû aux conducteurs en daN.

T: tension totale dans les conducteurs en daN.

Fv: effort du vent sur tous les conducteurs en daN.

α : angle de déviation de la ligne (angle de piquetage)

L'effort total à prendre en compte pour le choix du support est celui de l'hypothèse la plus défavorable.

Soit : $F_A = F_{VA}.\cos^2[\alpha/2] + 2.T_A.\sin[\alpha/2]$

Soit : $F_B = F_{VB}.\cos^2[\alpha/2] + 2 \times T_B$. Sin $[\alpha/2]$

<u>NB</u>: Dans le cas où les tensions mécaniques de part et d'autre des supports ne sont pas égale (portées inégales), la résolution graphique s'impose pour rechercher la direction et la grandeur de l'effort total.

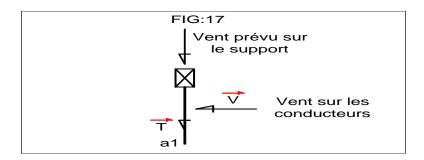
Supports en arrêt

Dans ce cas, on considère le vent soufflant perpendiculairement à la ligne pour engendrer la tension maximale dans les conducteurs.

Le vent ne pouvant pas souffler simultanément de cette façon puis dans le sens de l'effort de traction exercé par la ligne, on bénéficie de ce fait de l'effort prévu pour le vent sur la support lui-même.

Cet effort disponible en sus de l'effort nominal du support permet de négliger la poussée du vent sur les conducteurs :

En définitive : F = T



<u>NB</u>: L'annexe de note de calcul mécanique nous donne les détails du calcul mécanique des supports selon leur position par rapport aux conducteurs.

3.4.2 Hauteur totale du support

La hauteur totale du support est calculée à la flèche maximale permet de respecter la garde au sol (G), car c'est dans cette condition que l'arrêt technique définie les distances règlementaires entre le niveau du sol et les conducteurs.

Elle est donnée par la formule suivante :

$$H = h + I$$
 avec $h = G + f$ et $I = H/10 + 0.5$ On a donc:

$$H = (h + 0.5) \times 10/9 \text{ où}$$
:

F : Flèche à la température maximum

G : Garde au sol

I : Implantation

h: Hauteur hors sol du support

H: Hauteur totale du support

3.4.3 Choix des supports

Le calcul des efforts minimaux exercés sur les supports et de leurs hauteurs nous permet la détermination des caractéristiques des supports normalisés par la NIGELEC.

Ainsi après calcul, nous avons retenu:

Tableau 7: Choix des supports

Support N°	Effort en daN	Hauteur en mètre	Coefficient	Support retenu							
			De sécurité								
1 ^{er} canton											
1	1 115,10 8,48 2,1 11/300										
2	115,10	8,48	2,1	11/300							
3	115,10	8,48	2,1	11/300							
4	121,06	8,6	2,1	11/300							
5	1 932	10,37	1,25	12/1 250							
		2 ^{éme} canton									
6	115,10	8,41	2,1	11/300							
7	115,10	8,41	2,1	11/300							
8	106,22	8,41	2,1	11/300							
9	1352,98	8,41	2,1	2x11/800							

NB : Pour le support N°5, il a été choisi dans l'hypothèse exceptionnelle.

3.5 ÉLABORATION DES DOCUMENTS D'EXÉCUTION :

Le dossier d'exécution doit comprendre tous les documents nécessaires à la réalisation des travaux, entre autres :

- -le mémoire descriptif
- -le tableau de réglage
- -le carnet de piquetage
- -le plan de situation

3.5.1 Mémoire descriptif

Le présent dossier réunit les documents techniques concernant l'alimentation en énergie électrique de :

Commune: commune urbaine 1

- Les ouvrages comprennent la construction de :
- -Une ligne Moyenne tension Aérienne 20 kV d'une longueur de 637 km;
- -une ligne Basse tension type torsadé

Caractéristiques techniques générales :

Moyenne tension:

Supports: Béton armé

Conducteurs: almélec 54.6 mm²

Armements: NAH (SED)

Isolateurs: VHT 22 T

Basse tension:

Supports: Béton armé

Conducteurs : torsadé de section normalisée 3x70+1x54, 6 mm²

Accessoires: ensemble d'encrage et de suspension

3.5.2 Tableau des tensions et flèche de pose

Méthodologie

L'abaque de BLONDEL (câble almélec), nous permet d'élaborer le tableau de réglage ou tableau de pose.

Connaissant la tension (ti) et la portée équivalente (a_e)

- à Température Maximum ($\theta = 55^{\circ}$ C)

- et à surcharge nulle (m=1) (t_i, a_e)

- $ti = P.w_i = P.w.m_i$

On a directement la valeur de la température fictive à l'intersection de:

- La droite joignant les points représentatifs de ces données
- Et de l'Échelle des températures

A cette température fictive, on fait correspondre une temp. Réelle max(55).

Connaissant la tension et la portée de réglage, on a directement la valeur de la flèche à l'intersection de :

- La droite joignant les points représentatifs de ces données
- Et de l'Échelle des flèches
- La tension totale = Tension Unitaire x Section

On détermine la deuxième temp. Fictive en retranchant 5 °C de la première valeur

Avec cette température et la portée équivalente, on détermine la deuxième valeur de la tension unitaire.

Connaissant la tension et la portée de réglage, on a la deuxième valeur de la flèche et ainsi de suite jusqu'à remplir tout le tableau de réglage.

Tableau 8: Tableaux de réglage

Canton N	°1		$Tf(A) = 8.16 \text{ daN/mm}^2$				
Paramètre	e P= 1000	m	Ae = 71,63 m				
Portée	Temp	Tension	Temp	Flèche	Tension		
Réglage	Fictive	Unitaire	Réelle	(m)	Totale		
m	°C	daN/mm²	°C		daN		
	87	2,73	55	0,746	149,06		
	82	3	50	0,7	163,8		
	77	3,15	45	0 ,64	172		
	72	3,8	40	0,54	207,8		
77,25	67	4,5	35	0,48	245,7		
	62	5	30	0,42	273		
	57	5,5	25	0,38	300,3		
	52	6,2	20	0,34	338,5		
	47	6 ,75	15	0,32	368,55		
	42	7,5	10	0 ,28	409,5		

Canton N°	Canton N°1			$Tf(A) = 8,26 \text{ daN/mm}^2$					
Paramètre	P= 1000 n	n	Ae = 67,77 m						
Portée	Temp	Tension	Temp	Flèche	Tension				
Réglage	Fictive	Unitaire	Réelle	(m)	Totale				
(m)	°C	daN/mm²	°C		daN				
	85	2,73	55	0,612	149,06				
	80	3	50	0,58	163,8				
	75	3,5	45	0,5	191,1				
	70	4	40	0,44	218,4				
70	65	4,5	35	0,38	245,7				
	60	5,2	30	0,34	283,92				
	55	5,75	25	0,3	313,95				
	50	6,5	20	0,28	354,9				
	45	7	15	0,25	382,2				
	40	7,7	10	0,22	420,42				

3.5.3 Plan de situation.



Figure 11: PLAN

3.5.4 Carnet de piquetage

Tableau 9: Tableau de piquetage

N° du	Portée	Cumul						TYPE DE				VOLUME	
support	(m)	(m)	Angle	canton	Cndt	EFFORT	K	SUPPORT	ISOLATEUR	ARMEMENT	FOUILLE	DU BETON	OBSERVATION
0	70	70	0				2.1	11/1000	existant	Armement SED	0.7×0.7×1.7	0.650	IACM
1						115,1	2.1	11/300	VHT 22 T	Armement SED	0.7×0.7×1.7	0.650	
2	70	140				115,1	1.25	11/300	VHT 22 T	Armement SED	0.7×0.7×1.7	0.650	
3	70	210		C1		115,1	2.1	11/300	VHT 22 T	Armement SED	0.7×0.7×1.7	0.650	
4	70	280	0		54,6 mm²	121,06	2.1	11/300	VHT 22 T	Armement SED	0.7×0.7×1.7	0.650	
5	77,25	357,25	90		54,6 mm² ALMELEC	1 932	2.1	12/1 250	VHT 22 T	Armement 3CUO MT + 6	0.7×0.7×1.7	0.650	
6	70	427,25			``	115,1	2.1	11/300	VHT 22 T	Armement SED	0.7×0.7×1.7	0.650	
7	70	497,25	0	C2		115,1	2.1	11/300	VHT 22 T	Armement SED	0.7×0.7×1.7	0.650	
8	70	567,25	0			106,22	1.25	11/300	VHT 22 T	Armement SED	0.7×0.7×1,7	0.650	
9	59,2	626,56	0			1352,98	2.1	2x11/800	VHT 22 T	Armement SED	0.7×0.7×1.7	0.650	

CHAPITRE III: DIMENSIONNEMENT DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE BT

I. DIMENSIONNEMENT DES OUVRAGES ÉLECTRIQUES

1.1. TRANSFORMATEUR

1.1.1. Choix du transformateur

a. Calcul de la puissance appelée Sa [kVa]

Le nombre de postes à créer est à limiter, en privilégiant la création d'un gros poste plutôt que plusieurs petits dans une zone à alimenter.

La puissance assignée de transformateur est donnée par la formule ci-dessous :

$$S_a = \frac{P}{\cos \varphi}$$
 donc on a:

♦ Pour la zone1 :

$$S_a = \frac{866.4}{0.9} = 962,66 \text{ kVa}$$
, soit un transformateur de 1000 kVa en pote cabine.

♦ Pour la zone2 :

$$S_a = \frac{890.4}{0.9} = 989.33 \text{ kVa}$$
, soit un transformateur de 1000 kVa en pote cabine.

♦ Pour la zone3 :

$$S_a = \frac{717.6}{0.9} = 797.33 \text{ kVa}$$
, soit un transformateur de 1000 kVa en pote cabine.

♦ Pour la zone 4 :

$$S_a = \frac{868.8}{0.9} = 965,33 \text{ kVa}$$
, soit un transformateur de 1000 kVa en poste cabine.

Les quatre zones ont un transformateur de 1000 kVa, ce qui nous amène à choisir des postes intérieurs (postes en cabine).

1.1.2. Choix du schéma de raccordement des points de charge

Dans la présente étude, le raccordement en coupure d'artère a été choisi de manière à rendre le secours des postes plus facile, ce qui représente un objectif important surtout en zone urbaine où la perte d'un poste est considérée comme ne devant pas entraîner de gêne prolongée pour les clients. Le schéma unifilaire de ce type de raccordement est mis en annexe.

1.1.3. Choix des emplacements des transformateurs

Pour le besoin de notre étude, nous avons divisé le lotissement en quatre zones.

Les emplacements des transformateurs sont choisis de façon à desservir au mieux les charges à alimenter, pour les quatre zones les emplacements sont choisis par la méthode du barycentre des charges. Ainsi, les quatre zones ont la forme rectangulaire avec des dimensions suivantes :

Zone1: L = 773,5 m et l = 358 m

Zone 2 : L = 775 m et l = 415,6 m

Zone 3: L = 470 m et l = 289,9 m

Zone 4 : L = 466,75 m et l = 343 m

Le barycentre de chacune de zones se trouve au milieu des diagonales. La diagonale est l'hypoténuse du triangle (diagonale, largeur, longueur). Soient D1; D2 ; D3 et D4 les diagonales respectives de zone 1; zone 2; zone 3 et zone 4.

$$D1 = \sqrt{(773,5^2 + 358^2)} = 852,33 \, m$$

$$D2 = \sqrt{(775^2 + 415,6^2)} = 879,4 m$$

$$D3 = \sqrt{(470^2 + 289,9^2)} = 552,21 \, m$$

$$D4 = \sqrt{(466,75^2 + 343^2)} = 579,23 \, m$$

Donc pour la zone1 le transformateur sera placé à 426,16 m de chaque sommet et respectivement à 439,7 m; 276,10 m; 289,615 m de chaque de sommet pour les zones 2; 3 et 4.

1.2. CONDUCTEUR BT

1.2.1. Répartition des charges

1.2.1.1. Calcul des courants en ligne BT

Il est donné par la formule suivante :

$$I_L = P_{SC} / (U*\sqrt{3}*\cos\emptyset)$$

Où: IL est le courant en ligne

U: tension secondaire = 400V

S_{SC}: Puissance appelée

♦ Pour la zone 1 :

La zone1 compte 361 abonnés soit une puissance appelée de 866,4 KW

$$I_L = 86 6400/(400*\sqrt{3}*0.9) = 1 389.49 A$$

♦ Pour la zone 2 :

La zone2 compte 371 abonnés soit une puissance appelée de 890,4 KW

$$I_L = 890400/(400*\sqrt{3}*0.9) = 1$$
 427.97 A

♦ Pour la zone 3 :

La zone2 compte 299 abonnés soit une puissance appelée de 717,6 KW

$$I_L = 717600/(400*\sqrt{3}*0.9) = 1 150.85 A$$

♦ Pour la zone 4 :

La zone 4 compte 362 abonnés soit une puissance appelée de 868,8 KW

$$I_L = 868800/(400*\sqrt{3}*0.9) = 1 393.34 A$$

Pour repartir ces courants nous aurons besoin des tableaux urbains de répartition (TUR) à quatre ou huit départs. Ainsi, nous allons diviser le courant en ligne par 4 ou par 8 pour comparer avec le courant admissible des câbles usuels pour le réseau BT de Niamey.

Le tableau ci-dessous nous donne les courants admissibles en fonction de la section :

Tableau 10: l'intensité admissible en régime permanent pour un échauffement de 40'C

Section [mm²]	Courant admissible [A]
70	213
50	168
35	138

Résultat du calcul:

Zones	Les courants par départ avec le TUR 4 [A]	Les courants par départ avec le TUR 8 [A]
1	347,37	173,68
2	356,99	178,49
3	287,71	143,85
4	348,33	174,16

D'après les résultats de notre calcul, avec un TUR 4 aucune section des câbles usuels ne pourra supporter le courant appelé par départ pour les quatre zones. Ce qui nous amène à choisir un TUR à huit départs avec un câble torsadé de 3 x 70 + 1x54.6 mm² pour l'ensemble les artères principales pour les quatre postes.

1.2.2. Tracé technique du réseau BT

Le tracé du réseau BT a été proposé en respectant les conditions citées ci-dessous :

- Réaliser des portées aussi égales que possible et en évitant des angles.
- Tenir en compte du nombre des portées qui ne doivent pas dépasser 10 par canton.
- Éviter les surplombs des habitations en milieu des portées,

Les supports seront disposés en moyenne à 50 m les uns des autres, et implantés à 1,5 m des limites des lotissements tout en respectant les distances règlementaires entre le niveau du sol et les conducteurs.

Le tracé technique est mis en annexe pour les quatre zones.

1.2.3. Calcul de chute de tension BT

Après avoir tracé le réseau, nous allons vérifier si la chute de tension engendré par le point de livraison le plus reculé du réseau est admissible.

a. Méthodologie:

Pour tous les quatre postes, nous allons diviser les nombres d'abonnés par le nombre des départs pour avoir le nombre d'abonnés par départ et calculer la puissance foisonnée correspondante.

Dans la suite utiliser la méthode du moment électrique pour calculer la chute de tension.

Zones	Nombre d'abonnés/départ	Puissance/départ [kW]	Le point le plus éloigné	Moment électrique [MW. Km]	M ₇ [MW. Km]	U%
1	46	110,4	312	34,44	18,5	1,86
2	47	112,8	337	38,01	18,5	2,05
3	38	91,2	188,5	17,2	18,5	0,93
4	46	110,4	230	25,4	18,5	1,4

Commentaire sur les résultats

Pour la section étudiée, les chutes de tension obtenues sont de loin inférieures à la chute de tension maximale admise (7%) pour les quatre zones.

II. CHOIX DES SUPPORTS

Pour le réseau BT à l'intérieur des localités, les calculs mécaniques ne s'imposent pas vu la résistance du câble préassemblé. Nous choisissons de nous conformer aux normes de la NIGELEC en ce qui concerne les efforts des supports.

Pour la ligne BT, les supports sont des PBA de 9m et d'efforts variant de 300daN en alignement, 500 daN en étoilement et en arrêt, 800 daN pour les remontées des principaux départs et les angles.

CHAPITRE IV : PROTECTION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE ET TRANSFORMATEUR

4.1 PROCTECTION MT:

Afin de protéger les différents ouvrages du réseau contre les courants de défaut et des surtensions qui sont les facteurs constituent la principale cause d'interruptions de la fourniture d'énergie électrique, nous allons :

Pour isolement du côté HTA installé un IACM de courant nominal 400A et de pouvoir de coupure 100A, en tête de départ pour tous les quatre transformateurs. Aussi, pour la protection contre la surtension nous allons installer au niveau de descente aero-souteraine des parafoudres.

4.2 PROCTECTION DES TRANSFORMATEURS:

En ce qui concerne le transformateur coté MT, à l'intérieur des cabines nous avons choisi une protection du transformateur par intermédiaire d'une Cellule protection PM 200A - 24kV type SM6 avec un jeu de trois fusibles de 32 A car le courant primaire est de 28,86 A, respectivement pour les zones 1, 2,3 et 4. Pour la commande nous avons choisi une cellule interrupteur IM 400A -24kV type SM6. Aussi, des mises à la terre du neutre et de la masse sont assurées à l'aide des puits de terre pour la protection des personnes contre le contacte indirect.

Du côté de la basse tension la protection du transformateur sera assurée par une série de trois fusibles à couteaux (un fusible par phase) pour chaque départ et dont le calibre est fonction de l'intensité nominale admissible dans le câble. Les intensités dans chaque départ sont respectivement de : 173,68-178,49-143,85 et 174,16 A pour les quatre zones (1-2-3 et 4). Le calibre des fusibles du départ doit en outre être supérieur à l'intensité dans le départ. Nous avons donc choisi des fusibles à couteau de calibres 200A.

4.3 PROCTECTION BTA:

Pour la protection des installations des abonnés, par rapport aux surtensions liées au déséquilibre du réseau, le neutre du réseau BTA est mis à la terre en différents points (sur le premier support de chaque départ et au niveau de chaque dérivations). Les masses des différents appareillages (TUR, transformateurs, cellules) sont également mises à la terre pour la protection des personnes. La ligne BTA est protégée en amont par des fusibles à couteau placés sur le tableau urbain de répartition.

CHAPITRE V: ETUDE QUANTITATIVE ET ESTIMATIVE

La réalisation de ce projet, comme tout autre projet d'ailleurs, est assujettie de la disposition d'un budget nécessaire. Ce dernier résulte d'une étude quantitative et estimative, ce qui permet d'estimer par la suite le coût de réalisation prévisionnel. Ce chapitre nous décrira l'étude estimative et nous renseignera sur le coût global du présent projet.

5.1 DEVIS QUANTITATIFS ET ESTIMATIF:

Afin de dresser un devis quantitatif et estimatif, il a été défini des postes de travail en fonction des différentes phases. Ces postes sont regroupés selon les séries suivantes :

- **♣** Construction de ligne HTA aérienne et souterraine
- ♣ Construction des postes cabine HTA/BTA
- Construction de ligne BTA

<u>NB</u>: Pour le câble HT la quantité est obtenue en multipliant la distance par 3 pour les trois phases + 10% pour la flèche. Pour le câble BT on ajoute 10% pour respecter la flèche. Les prix donnés sont tirés de la mercuriale des prix de la Société Nigérienne d'Électricité(NIGELEC).

Nous présenterons en annexe le devis quantitatif et estimatif détaillé de ce projet.

5.1.1 Estimation de l'enveloppe provisoire du projet :

L'enveloppe financière provisoire de notre projet se récapitule comme suit :

Tableau 11: Répartition du coût par poste de travail

Séries	Désignation des postes	Montant Récapitulatif	Pourcentage		
Série 1	Construction de ligne HTA aérienne et souterraine	16 788 748	0,97%		
série 2	Construction des postes cabine HTA/BTA	163 405 560	9,46%		
Série 3	Construction de ligne BTA AÉRIENNE	1 546 334 428	89,57%		
	TOTAL	1 726 258 736	100%		

En conclusion l'étude quantitative nous a permis d'estimer le coût global de ce projet qui s'est évalué, à la somme de **1 726 258 736 FCFA** tout taxe comprise.

CONCLUSION:

Les renforcements du réseau à travers le projet d'électrification constituent de nos jour une réponse à la stratégie et politique d'accès à l'électricité, qui est une priorité pour la plupart de nos pays africains. Les objectifs assignés pour cette étude se résument au dimensionnement électrique et mécanique de la ligne MT, des ouvrages du réseau BT et des dispositifs de leur protection, et enfin à l'évaluation du coût provisionnel du projet.

Au terme de cette étude, plusieurs aspects ont été abordés afin d'atteindre ces objectifs. En effet les aspects techniques et économiques ont été étudiés, auxquels des solutions appropriées ont été apportées, dans le respect des normes techniques et des contraintes environnementales et règlementations en vigueur.

Ainsi suite à des calculs analytiques propres aux réseaux, il a été proposé:

Pour la ligne MT :

- ♣ Un conducteur nu en alliage aluminium de section 54,6 mm²;
- ♣ Des isolateurs rigides de type VHT 22 T sur arment nappe horizontale (Armement SED)
- **♣** Des supports en béton armé de :
 - ✓ 11 m avec un effort en tête de 300 daN en alignement;
 - ✓ 12 m avec un effort en tête de 1 250 daN en angle;
 - ✓ 11 m avec un effort en tête de 800 daN (jumelés) en arrêt;

Pour ce qui est du réseau BT :

- ♣ Quatre transformateurs triphasés 1000 kVA de distribution HTA/BT de type CABINE (dimension 2x2 mm²) raccordés en coupure d'artère
- ♣ Une Cellule protection PM 200A -24kV type SM6 pour la protection du transformateur
- ♣ Des supports en béton armé PBA de 9 m avec d'effort en tête variant de :
 - ✓ 300 daN en alignement
 - ✓ 500 daN en étoilement et en arrêt
 - ✓ 800 daN pour les remontées des principaux départs et les angles.
- ♣ Un conducteur isolé assemblé en biseau, comprend un conducteur porteur en alliage d'aluminium, autour duquel sont torsadés les 3 conducteurs de phase en aluminium, et éventuellement les conducteurs d'éclairage public (section normalisée de 3x70+1x54, 6 mm²)

Pour finir une étude quantitative et estimative a été effectuée et nous a permis d'estimer le coût global provisionnel du projet à **1 726 258 736 FCFA**, TTC.

Au regard de ce qui précède, nous pouvons affirmer, sans l'ombre d'un doute que ce projet nous a permis de :

- ♣ Maitriser toutes les composantes des réseaux électriques (HTB, HTA, BT) aérien et souterrain,
- ♣ Avoir la capable de mener des études optimales de ces réseaux tant sur la plan électrique que mécanique (dimensionnement mécanique et électrique des ouvrages du réseau).

Ce projet permettra d'améliorer les conditions sociales et économiques des populations.

BIBLIOGRAPHIES

- [1] Jimmy Wales, « Réseau électrique », 2001.
- [2] Georges PODA, « Ingénierie des réseaux électriques », Ouagadougou, 2015.
- [3] NORME FRANCAISE NF C 11-201, « Réseau de distribution publique d'énergie électrique », 1996.
- [4] « CONSTRUCTION D'UNE LIGNE D'INTERCONNECTION HTA 33kV et LE RESEAU HTA/BTA DE YABA », 2011-2010.
- [5] « Catalogue Retis Solutions », 2018.
- [6] Graff, Jean-Jacques, « Complément sur le calcul électrique des câble », Ouagadougou: Institut International Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), 2006.
- [7] Jean-Jacques GRAFF Christophe LOTT, « Calcul mécanique des lignes aériennes (TOME 3) », Ouagadougou: Institut International Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), 16-nov-2015.
- [8] Ali Khodja El-biar, « Guide technique pour les calculs mécaniques de la ligne électrique », Alger, 2012.
- [9] GROUPE SCHNEIDER : GEf.02 c, « transformateurs de distribution HTA/BT transformateurs immergés de type cabine de 100 à 3150 kVA isolement < 24 kV / 400V normes CEI ».</p>
- [10] Merlin Gerin, « Catalogue distribution électrique HTA/BT », 2005.
- [11] « ines-max.com/interrupteur aérien à commande manuelle », 2018.

ANNEXES

ANNEXES 1 : Tableau des moments électriques pour le calcul de chute de tension BT

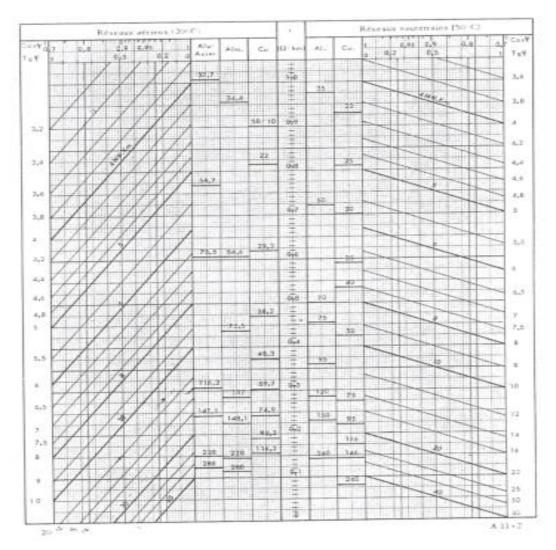
									В	Ţ			
		S	f2()+	15()•	r+xtgΨ		$kW \times km$						
		mm 2	Ω/km	Ω/km	Ω/km	M	1	M?	3,5	Ŋ	17	M11	
						220	380	220	380	220	380	220	380
		22	0,832	0,930	0,980	0,49	1,47 1,92	1,7 2,3	5,2 6,7	3,5 4,5	10,3 13,5	5,4 7,1	16 21
	Cuivre	30 40	0,627 0,479	0,701 0,535	0,751 0,585	0,83	2,47	2,9	8,6 10,6	5,8 7,1	17,3 21,3	9,1 11,2	27 34
	(ancien- nês	50 75	0,379 0,244	0,424 0,273	0,474 0,323	1,02 1,50	3,05 4,47	3,6 5,2	15,6	10,5	31,3	16,5 19,9	49 59
Câbles	sections)	95 116	0,194 0,157	0,217	0,267 0,226	1,81 2,14	5,41 6,39	6,3 7,5	18,9 22,4	12,7 15,0	44,7	23,6	70 83
et lignes en conduc- teurs torsadés		146	0,126	0,141	0,191	2,53	7,56	8,9	26,5	17,7	52,9	27,9	
		25 35	1,200 0,868	1,345 0,973	1,395 1,023	0,35	1,03 1,41	1,2 1,7	3,6 4,5	2,4 3,3	7,2 9,9	3,8 5,2	10
	Alu	50	0,641	0,718	0,768 0,547	0,63 0,88	1,88 2,64	2,2 3,1	6,6 9,2	4,4 6,2	13,2 18,5	6,9 9,7	21
	(nouvel-	7/0 95	0,443 0,320	0,497	0,409	1,18	3,53	4,1 5,1	12,4 15,1	8,3 10,1	24,7	13,0 15,9	35 48
	sections)	120 150	0,253	0,284	0,334	1,45 1,72	4,32 5,14	6,0	18,0	12,1	36,0 43,2	18,9 22,8	57
		185 240	0,164 0,125	0,184 0,140	0,234	2,07 2,55	6,17 7,60	7,2 8,9	21,6	14,5 -17,8	53,2	28,0	84

ANNEXE 2 : Tableau des moments électriques pour le calcul de chute de tension HTA

	- 1				T	3.6								
S	MW = km													
mm ²	M7,5							MI						
	30	20	15	10	5.5	30	20	15	10	5.5				
22	69	31	17	7.7	2,3	9.2	4.1	2,3	1,02	0,31				
30	.96	40	22	10.0	3.0	12.0	5.3	3,0	1,33	0.40				
40	115	51	29	12.8	3.0	15.4	6,8	3,8	1,71	0.52				
50	140	63	36	15.8	4.8	19.0	8,4	4.7	2,11	0.64				
75	210	93	52	23.2	7.0	27.9	12,4	7.0	3,10	0.94				
95 -	250	110	63	28.1	8.5	33.7	15.0	8,4	3,75	1.15				
145	300	135	75	33.2	10,0	39.8	17.7	10.0	4,42	1.34				
116	350	155		39,3	11,9			11,8	5,24	1,58				
25	48	22	13	5.4	1,6	6;5	2,9	1,6	0.72	0.22				
35	66	20	16	7,3	2,2	8,8	3,9	2,2	0.98	0.30				
50	88	39	22	9.8	3.0	11.7	5.2	2.9	1,30	0.39				
70	125	55	31	13.7	4,1	16,5	7.3	4.1	1.83	0.55				
95	165	73	41	18.3	5,5	22,0	9.8	5.5	2.44	0.74				
120	200	90	51	22.5	6,8	26,9	12,0	6.7	2,99	0.91				
150	240	105	60	26,7	8.1	32.0	14.2	8.0	3,56	1.08				
185	290	130	72	32.1	9.7	38.5		9.6	4.27	1.20				
240	360	160	89	30,5	11,9	47,4		11.8	5,26	1,50				
7.1	25	11	6	2.8	0.9	3.4	1.5	0.8	0.38	0.11				
12.6	43	10	11	4.8	1.4	5.7	2,5	1.4	0.63	0.10				
14.1	47	21	12	5.2	1.6	6,2	2.8	1.6	11,690	0,21				
19,6	63	28	16	7.0	2.1	8,4	3.7	2.1	0.03	0.28				
22.0	68	30	17	7.6	2,3	9.1	4.0	2.3	1.01	U.341				
29.3	85	38	21	9.5		11.4	5.1	2,8	1,26	G. 3H				
38.2	105	46	26	11.6	3,5	13.9	6,2	3,5	1,55	0.47				
48.3	125	55	31	13,7	4.1	16,4	-7.3		1.82	0.55				
59.7	140	63	35	15,7	4.8	18.9	8.4	4.7	2,10	0,63				
74.5	165	72	41	18, 1	5.5	21.7	9,6	5,4	2.41	0.73				
93,3	185	86	46	20,4	6,2	24,5	10,9	6.1	2,72	0.82				
116,2	200	91	51	22,7	6,9	27,2	12,1	6,8	3.02	0,91				
22,0	40	18	10	4.5	1,3	5,4	2,4	1,3	0,60	0.18				
34,4	60	26	15	6,6	2,0	7,9	3.5	2.0	0.88	0.27				
54,0	87	39	22	9,6	2,9	11,6	5, 1	2,5	1,29	0.30				
75,	110	49	28	12,2	3.7	14,7	6.5	3,7	1,63	0.49				
117	145	66	3	16.4	5,0	19,7	8,7	4,9	2,18	0.66				
148.	170	75	42	18,8	5,7	22.6	10,0	5,6	2,51	0.76				
228	210	93	53	23.4	7.1	28.0	12.5	7.0	3.12	0.94				

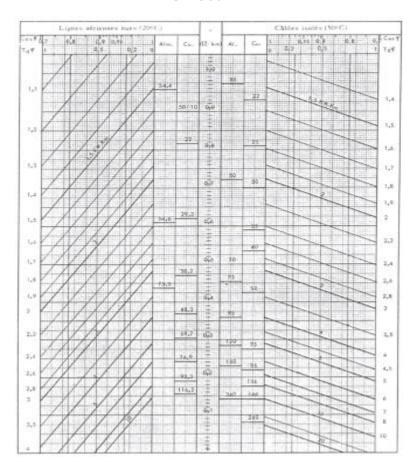
ANNEXE 3 : diagramme donnant les moments électriques pour 1% de chute de tension

U = 20 kV



ANNEXE 4 : diagramme donnant les moments électriques pour 1% de chute de tension

U = 380 kV

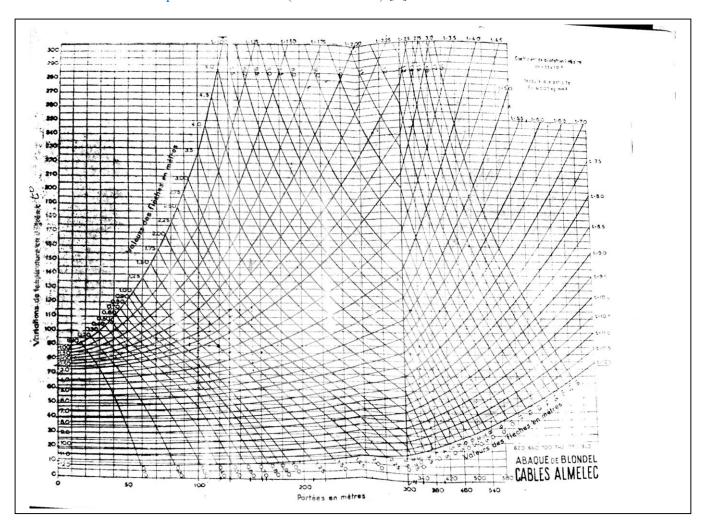


ANNEXE 5: tableau donnant les distances minimales aux obstacles

Catégorie des ouvrages de distribution	ВТ	НТА		Référence		
Nature des	Conducteurs	ducteurs Conducteurs nus		Conduct.	Arrêtê Technique du 17mai 2001	
surplombs et voisinages	Nus	Isolés	20 kV	33 KV	Isolés	00 17mai 2001
SURPLOMB DE TERRAINS Terrain ordinaire	6 m	5 m	6 m	6 m	5 m	Article 24
Terrain agricole	6 m	5 m	6 m	6 m 20	5 m	Article 24
Cour de ferme ou d'usine	h + 1 m	h + 1 m	h + 1 m	h + 1 m 20	h+1 m	Art. 24, h : hauteur maxi de l'engin
Enseignement, sport, jeux	INTERDIT	6 m	à éviter	a éviter	6 m	Art. 45, Art. 50-2
SURPLOMB DE VOIES Voies accessibles aux véhicules routes autoroutes	6 m 8 m	6 m 8 m	8 m 8 m	8 m 8 m	6 m 8 m	Article 24
Voles pour passage d'engins de grande hauteur	h + 1 m	h + 1 m	h + 1 m 20	h + 1 m 20	h+1 m	Article 24
Voles et plans d'eaux mat des bateaux hauteur h	h + 1 m	h + 1 m	h + 1 m	h + 1 m 20	h+1 m	Art. 30, h : donné par règlement de police
Navigation à voile	9 m	9 m	9 m	9 m 20	9 m	si règlement n'indique pas la hauteur
Sans volle	8 m	8 m	ō m	8 m 20	8 m	si aucun règlement n'existe
Vole d'eau non navigable au-dessus de l'étiage au-dessus des plus hautes eaux	6 m 3 m	6 m 3 m	6 m 3 m	6 m 3 m	6 m 3 m	
BATIMENTS Surplomb – tolt dont la pente est > 45°	1 m	pas de distance prescrite (1)	3 m 20	3 m 20	pas de distance prescrite (1)	Articles 25 et 49
Toit dont la pente est comprise entre 12 et 45°	2 m	pas de distance prescrite (1)	3 m 20	3 m 20	pas de distance prescrite (1)	Articles 25 et 49



ANNEXE 6 : L'abaque de BLONDEL (câble almélec) [8]







1000 kVA - 20 kV / 400 V

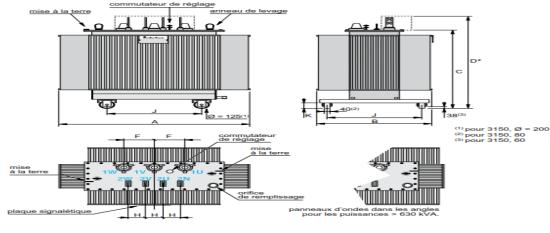
normes

Ces transformateurs sont conformes:

- aux normes CEI;
- aux normes françaises NF C 52 100 (1990);
- au document d'harmonisation CENELEC
 HD 398-1 à HD 398-5.

caractéristiques électriques

	<u> </u>	010041190														
puissance assig	née (kVA)	(1)	100	160	250	315*	400	500*	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
tension assigné		primaire (1)	15 ou	20 kV												
terision assigne	second	daire à vide (1)	400 V	entre ph	ases, 23	31 V ent	re phas	e et neu	tre							
niveau d'isolem	ent	primaire	17,5	kV pou	r 15 kV											
assigné ⁽⁴⁾			24	kV pou	r 20 kV											
réglage HTA (ho	rs tension)		± 2,5 %	% ou ± 5	% ou ±	2,5 %	± 5 %	(1)								
couplage			Dyn 1	l 🛈 (trian	gle ; éto	ile neut	re sorti)									
portos (M)		à vide	210	460	650	800	930	1100	1300	1220	1470	1800	2300	2750	3350	4380
pertes (W)	dues	à la charge (2)	2150	2350	3250	3900	4600	5500	6500	10700	13000	16000	20000	25500	32000	33000
tension de cour	-circuit (%	6) (2)	4	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	7
courant à vide (%)		2,5	2,3	2,1	2	1,9	1,9	1,8	2,5	2,4	2,2	2	1,9	1,8	1,7
chute de tensio	1	cos φ = 1	2,21	1,54	1,37	1,31	1,22	1,17	1,11	1,51	1,47	1,45	1,42	1,45	1,45	1,29
à pleine charge	(%)	$\cos \varphi = 0.8$	3,75	3,43	3,33	3,30	3,25	3,22	3,17	4,65	4,63	4,62	4,60	4,61	4,62	5,11
	charge	cos φ = 1	97,69	98,27	98,46	98,53	98,64	98,70	98,78	98,53	98,57	98,60	98,63	98,61	98,61	98,83
rendement (%)	100 %	$\cos \varphi = 0.8$	97,13	97,85	98,09	98,17	98,30	98,387	98,48	98,17	98,22	98,25	98,29	98,27	98,26	98,54
rendement (70)	charge	cos φ. = 1	98,14	98,54	98,70	98,75	98,84	98,89	98,96	98,81	98,84	98,86	98,88	98,87	98,87	99,04
	75 %	$\cos \varphi = 0.8$	97,69	98,18	98,37	98,44	98,56	98,62	98,71	98,51	98,56	98,58	98,61	98,60	98,60	98,80
bruit (dBA) pu	ssance ac	oustique LWA	53	59	62	64	65	67	67	68	68	70	71	72	74	74
pression aco	ustique Lpa	a à 0,3 mètre	42	48	50	52	53	54	54	55	55	56	58	58	59	59



dimensions (mm)														
kVA	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
A	1000	1100	1160	1295	1315	1495	1510	1695	1810	1850	1930	2160	2550	2700
В	700	710	860	895	915	925	940	975	975	1000	1220	1250	1830	1840
С	900	965	1010	1060	1150	1215	1225	1395	1495	1555	1575	1685	1690	1795
D*	1250	1315	1360	1410	1500	1565	1575	1745	1905	1965	1985	2195	2200	2305
F	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265
Н	75	75	150	150	150	150	150	150	150	170	170	170	170	170
J	520	520	520	670	670	670	670	670	670	670	820	820	820	820
K	105	105	105	105	105	105	105	105	85	85	85	85	85	85
traversées passe-barres	_	_	1250A	1250A	1250A	1250A	1250A	1250A	1600A	2500A	2500A	3150A	5000A	5000A
traversées porcelaine BT	250A	250A	630A	630A	630A	1000A	1000A	1600A	1600A	2500A	2500A	3150A	4000A	5300A
masse (kg)														
masse totale	550	700	1000	1165	1350	1545	1740	2100	2390	2850	3500	3880	4640	5730
masse d'huile minérale	110	150	215	275	310	350	380	450	580	670	790	870	1130	1230

ANNEXE 7 : Caractéristiques du Transformateur 1000 kVA [9]





application

La gamme SM6 est composée d'unités fonctionnelles utilisées jusqu'à 24 kV pour la réalisation des tableaux MT:
■ des postes MT/BT de distribution publique
■ des postes MT de livraison ou de répartition mixtes ou privés.

Cette gamme est constituée de **cellules modulaires** à pas réduit, équipées d'appareillage à coupure dans le SF6 :

interrupteur-sectionneur
disjoncteur Fluarc SF1
contacteur Rollarc
sectionneur.

Conçues pour des installations intérieures, les cellules SM6 bénéficient de dimensions réduites :
■ largeurs 375 mm à 750 mm
■ hauteur 1600 mm
■ profondeur au sol 840 mm.

Au-delà de ses performances techniques, la gamme SM6 satisfait aux exigences imposées par la protection des personnes et la sécurité des matériels.

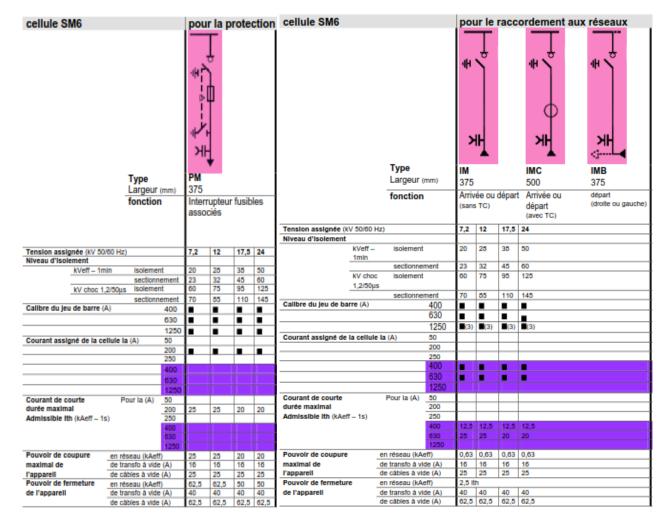
Les cellules de la gamme SM6 répondent aux recommandations, normes et spécifications suivantes :

■ recommandations IEC 298, 265, 129, 64, 420, 56.

■ normes UTE NF C13-100, C13-200, C64-130, C64-160.

■ spécifications EDF HN 64-S-41, 64-S-43.

caractéristiques électriques



ANNEXE 8 : Cellule MT [10]

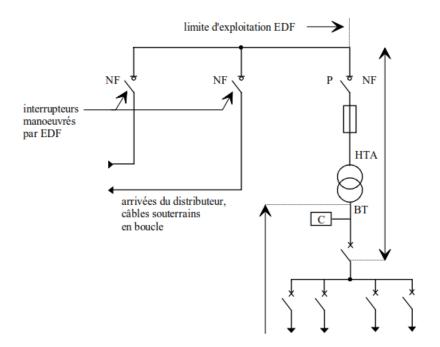


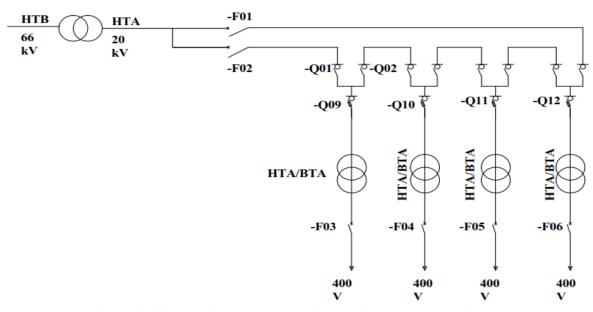
IACM 24 kV - 36 kV



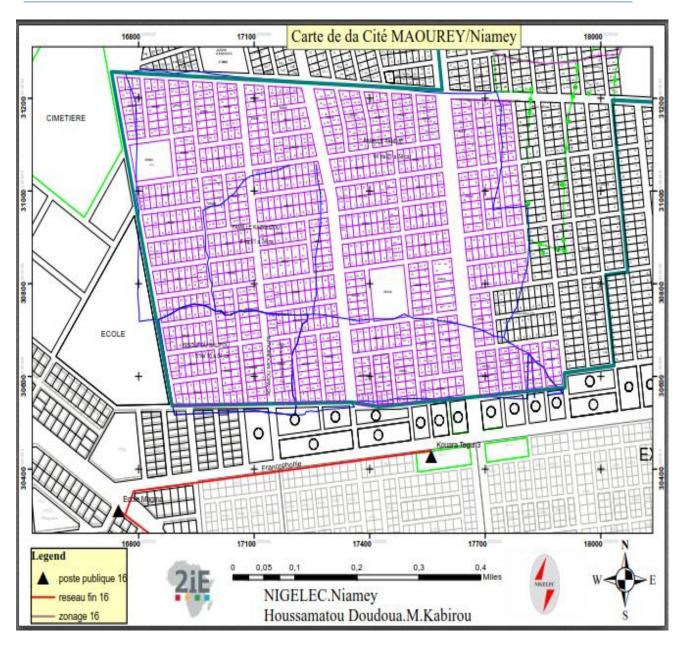
TENSION	_			
ASSIGNÉE (KV)	2	24	3	36
LIGNE DE FUITE (MM)	884	1020	1020	1020
POUVOIR DE COUPURE ASSIGNÉ (A)	50	100	50	100
COURANT ASSIGNÉ EN SERVICE CONTINU (A)	400	400	400	400
POUVOIR DE FERMETURE ASSIGNÉ SUR COURT-CIRCUIT	31,5	31,5	31,5	31,5
(CRĒTE) (KA)				Contacte

ANNEXE 9 : Interrupteur aérien à commande manuelle IACM [11]

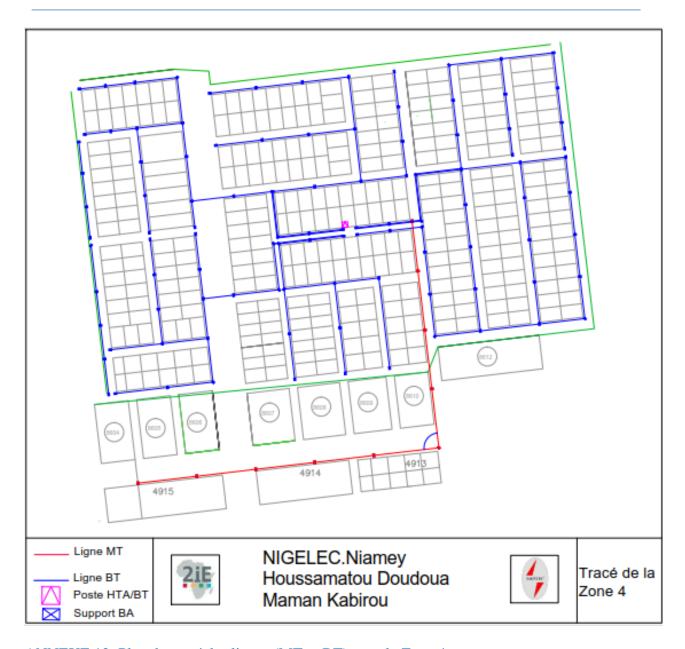




ANNEXE 10: schéma d'alimentation en coupure d'artère d'un poste HTA/BTA



ANNEXE 11: Plan de situation de la Cité MAOUREY



ANNEXE 12: Plan du tracé des lignes (MT et BT) pour la Zone 4

ANNEXES 13 : Note des calculs mécaniques

1. CALCUL DES TENSIONS

1.1 Calcul de la portée équivalente :

Les portées a_i du canton sont mentionnées suer le tableau suivant :

Portées en m							
a_1	70						
a_2	70						
a_3	70						
a_4	70						
a_5	77,25						
a_6	70						
a_7	70						
a_8	70						
a_9	59,20						

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

➤ Pour le premier canton : $a_e = 71,63 \text{ m}$

> Pour le deuxième canton : $a_e = 67,77 \text{ m}$

1.2 Calcul de T_i

 $T_i = m_i * p * P$ avec:

 m_i : Coefficient de surcharge

p : Poids linéique du câble

P: paramètre de répartition

Le coefficient de surcharge à 55 °C sans vent vaut 1, donc la tension du câble T_i :

$$t_i = 1*1000*0,00273=2,73 \text{ daN}$$

$$t_i = 2,73 \text{ daN/mm}^2$$

- 1.3 Calcul de t_f (pour le premier canton)
 - Calcul dans l'hypothèse A

$$\theta_f = 25$$
 °C

$$F_V = 580 \text{ Pa} (1\text{Pa} = \text{N/m}^2)$$



Coefficient de surcharge dans cette hypothèse est :

$$m_f = \frac{R}{p} = \frac{\sqrt{F_v^2 + p^2}}{p}$$
 on a alors:

$$m_f = \frac{\sqrt{(58*0,00945)^2 + (0,00273*54,6)^2}}{0,00273*54,6} = 3,81$$

$$m_f = 3,81$$

D'après l'équation de changement d'état généralisée on a :

$$\mathbf{t}_{f}^{2}(t_{f}+\mathbf{A}) = \mathbf{B} \rightarrow t_{f} = \sqrt{\frac{B}{(t_{f}+\mathbf{A})}}$$

$$A \text{vec} : \mathbf{A} = \frac{\mathbf{a}_{e}^{2} * \mathbf{m}_{i}^{2} * \mathbf{p}^{2} E}{24T_{i}^{2}} - t_{i} + \alpha \mathbf{E}(\theta_{f} - \theta_{i})$$

$$\mathbf{B} = \frac{\mathbf{a_e^2 * m_f^2 * p^2} E}{24}$$

<u>AN</u>:

$$A = \frac{(71,63)^2 * (0,00273)^2 * (6200)}{24 * (2,73)^2} - 2,73 - 23.10^{-6} * 6200*30 = -313,53$$

$$B = \frac{(71,63)^2*(3,81)^2*(0,00273)^2*(6\,200)}{24} = 22,\,30.10^6$$

$$A = -5,68$$

$$B = 143.4$$

Ce qui nous donne : $t_{fA} = 7,95 \text{ daN/mm}^2$

Calcul dans l'hypothèse B

$$t_f = 10 \,{}^{\circ}\text{C}$$

$$F_V = 180 \text{ Pa } (1\text{Pa} = \text{N/m}^2)$$

• Coefficient de surcharge dans cette hypothèse est :

$$m_f = \frac{R}{p} = \frac{\sqrt{F_v^2 + p^2}}{p}$$
 on a alors:

$$m_f = \frac{\sqrt{(18*0,00945)^2 + (0,00273*54,6)^2}}{0,00273*54,6} = 1,52$$

$$m_f = 1,52$$

D'après l'équation de changement d'état généralisée on a :

$$\mathbf{t}_{\mathrm{f}}^{2}\left(t_{f}+\mathrm{A}\right)=\mathrm{B}\rightarrow t_{f}=\sqrt{\frac{B}{\left(t_{f}+\mathrm{A}\right)}}$$



Avec: A =
$$\frac{a_e^2 * m_i^2 * p^2 E}{24t_i^2} - t_i + \alpha E(\theta_f - \theta_i)$$
$$B = \frac{a_e^2 * m_f^2 * p^2 E}{24}$$

<u>AN</u>:

A =
$$\frac{(71,63)^2*(0,00273)^2*(6200)}{24*(2,73)^2} - 2,73 - 23.10^{-6}*6200*45 = -7,82$$

B = $\frac{(71,63)^2*(1,52)^2*(0,00273)^2*(6200)}{24} = 22,82$
A = -7,82
B = 22.82

Ce qui entraine : $t_{fB} = 8,16 \text{ daN/mm}^2$

- 1.4 Calcul de t_f (pour le deuxième canton $\rightarrow a_e = 67,77 \text{ m}$)
 - Calcul dans l'hypothèse A

$$\theta_f = 25 \, {}^{\circ}\text{C}$$

$$F_V = 580 \text{ Pa} (1\text{Pa} = \text{N/m}^2)$$

• Coefficient de surcharge dans cette hypothèse est :

$$m_f = \frac{R}{p} = \frac{\sqrt{F_v^2 + p^2}}{p}$$
 on a alors:

$$m_f = \frac{\sqrt{(58*0,00945)^2 + (0,00273*54,6)^2}}{0,00273*54,6} = 3,81$$

$$m_f = 3,81$$

D'après l'équation de changement d'état généralisée on a :

$$\mathbf{t}_{f}^{2}(t_{f}+\mathbf{A}) = \mathbf{B} \rightarrow t_{f} = \sqrt{\frac{B}{(t_{f}+\mathbf{A})}}$$

$$A \text{vec} : \mathbf{A} = \frac{\mathbf{a}_{e}^{2} * \mathbf{m}_{i}^{2} * \mathbf{p}^{2} E}{24T_{i}^{2}} - t_{i} + \alpha \mathbf{E}(\theta_{f} - \theta_{i})$$

$$\mathbf{B} = \frac{\mathbf{a}_{e}^{2} * \mathbf{m}_{f}^{2} * \mathbf{p}^{2} E}{24}$$

<u>AN</u>:

$$A = \frac{(67,77)^2*(0,00273)^2*(6200)}{24*(2,73)^2} - 2,73 - 23.10^{-6}*6200*30 = -5,82$$

$$B = \frac{(67,77)^2*(3,81)^2*(0,00273)^2*(6200)}{24} = 128,36$$



$$A = -5,82$$

$$B = 128,36$$

Ce qui nous donne : $t_{fA} = 7,88 \text{ daN/mm}^2$

Calcul dans l'hypothèse B

$$t_f = 10 \,{}^{\circ}\text{C}$$

$$F_V = 180 \text{ Pa} (1\text{Pa} = \text{N/m}^2)$$

• Coefficient de surcharge dans cette hypothèse est :

$$m_f = \frac{R}{p} = \frac{\sqrt{F_v^2 + p^2}}{p}$$
 on a alors :

$$m_f = \frac{\sqrt{(18*0,00945)^2 + (0,00273*54,6)^2}}{0,00273*54,6} = 1,52$$

$$m_f = 1,52$$

D'après l'équation de changement d'état généralisée on a :

$$\mathbf{t}_{\mathrm{f}}^{2}\left(t_{f}+\mathrm{A}\right)=\mathrm{B}\rightarrow t_{f}=\sqrt{\frac{B}{\left(t_{f}+\mathrm{A}\right)}}$$

Avec : A =
$$\frac{a_e^2 * m_i^2 * p^2 E}{24t_i^2} - t_i + \alpha E(\theta_f - \theta_i)$$

$$B = \frac{a_e^2 * m_f^2 * p^2 E}{24}$$

<u>AN</u>:

$$A = \frac{(67,77)^2 * (0,00273)^2 * (6200)}{24 * (2,73)^2} - 2,73 - 23.10^{-6} * 6200 * 45 = -7,96$$

$$B = \frac{(67,77)^2 * (1,52)^2 * (0,00273)^2 * (6200)}{24} = 20,42$$

$$A = -7,96$$

$$B = 20,43$$

Ce qui entraine : $t_{fB} = 8,26 \text{ daN/mm}^2$

□ Tableau de résumé du résultat

Tableau 12: Tableau de traction max

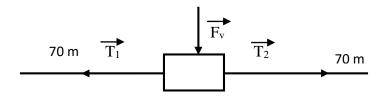
Portées en m	Force de Traction ma conducteur	Flèches maximales	
	H _A (25°C, 580 Pa)	H _B (10°C, 180 Pa)	A +55°C, Sans Vent
71,63	7,95 daN/mm ²	8,16 daN/mm ²	0,64 m
67,77	7,88 daN/mm ²	8,26 daN/mm ²	0,57 m



I. CALCUL DES EFFORTS

☐ POUR LE PREMIER CANTON

2.1 1^{ER} CAS SUPPORT EN ALIGNEMENT:



❖ Support N° 1; N° 2; et N° 3 (portée égale)

Données:

$$f = 0$$
, 64 m; $t_B = 445,54$ daN.; $S = 54.6$ mm2 Alm

Hauteur du support:

$$H = (h + 0.5) \times 10/9 \text{ avec } h = G + f$$

$$H = (6.5 + 0.64 + 0.5) \times 10/9 = 8.48 \text{ m soit } 11 \text{ m}$$

♣ Effort sur le support:

Les portées étant égales, la formule générale est applicable mais $\alpha = 0$ d'où F = Fv et pour le vent seul, l'hypothèse 'A' est la plus défavorable :

$$F_V = 58 \text{ x D} = 58 \text{ x } 9,45 \text{ x } 10^{-3} = 0,55 \text{ daN/m}$$

D = 9.45 mm diamètre du conducteur de section 54.6 mm² Alm.

$$F_A = F_{VA} = 0.55 \times 70 \times 3 = 115,10 \text{ daN} \rightarrow F_A = 115,10 \text{ daN}$$

❖ Support N ° 4 (portée inégale)

Données:

$$f = 0$$
, 74 m; $t_B = 445,54$ daN.; $S = 54.6$ mm2 Alm

Hauteur du support:

$$H = (h + 0.5) \times 10/9 \text{ avec } h = G + f$$

$$H = (6.5 + 0.74 + 0.5) \times 10/9 = 8.6 \text{ m soit } 11 \text{ m}$$

Lesson Effort sur le support:

F = Fv et pour le vent seul, l'hypothèse 'A' est la plus défavorable :

$$F_A = F_{VA} = 58 \text{ x D. n } (a_1 + a_2)/2 = 58 \text{ x } 9,45.10^{-3} \text{x } ((70 + 77,25)/2) \text{ x } 3 = 121,06 \text{ daN}$$

 \rightarrow F_A = 121,06 daN



2.2 1ER CAS SUPPORT EN ANGLE:

❖ Support N° 5 (portée inégale)

Données:

$$a = 71,63 \text{ m}$$
; $t_A = 7,95 \text{ daN/mm}^2$; $t_B = 8,16 \text{ daN/mm}^2$; $f = 0,64 \text{ m}$

$$a = 67,77 \text{ m}$$
; $t_A = 7,88 \text{ daN/mm}^2$; $t_B = 8,26 \text{ daN/mm}^2$; $f = 0,57 \text{ m}$

et pour
$$\alpha = 90 \,^{\circ}\text{C} : \cos^2[\alpha/2] = 0.5$$
 et $\sin[\alpha/2] = 0.707$

4 Hauteur du support:

$$H = (h + 0.5) \times 10/9 \text{ avec } h = G + f$$

$$H = (6.5 + 0.64 + 0.5) \times (10/9) + 0.94 \times 2 = 10.37 \text{ m soit } 12 \text{ m}$$

4 Effort sur le support:

La tension étant plus élevée dans l'hypothèse 'B', nous poserons :

$$F = Fv \times \cos^2(\alpha/2) + 2 \times T_{fB} \times \sin(\alpha/2)$$

$$F_A = 18*3*((70+77,25)/2)*0,00945*0,5+2*3*8,26*54,6*0,707=1932 daN$$

$$\rightarrow$$
 F_A = 1932daN

☐ POUR LE DEUXIÈME CANTON

2.3 1^{ER} CAS SUPPORT EN ALIGNEMENT:

❖ Support N° 6; N° 7 (portée égale)

Données:

$$f = 0, 57m$$
; $t_B = 8, 26 \text{ daN}$.; $S = 54.6 \text{ mm} 2 \text{ Alm}$

4 Hauteur du support:

$$H = (h + 0.5) \times 10/9 \text{ avec } h = G + f$$

$$H = (6.5 + 0.57 + 0.5) \times 10/9 = 8.41 \text{ m soit } 11 \text{ m}$$

4 Effort sur le support:

F = Fv et pour le vent seul, l'hypothèse 'A' est la plus défavorable :

$$F_A = F_{VA} = 58 \text{ x D. n } (a_1 + a_2)/2$$

$$F_A = F_{VA} = 58 \times 9,45 \times 10^{-3} \times 70 \times 3 = 115,10 \text{ daN} \rightarrow F_{A} = 115,10 \text{ daN}$$

❖ Support N° 8 (portée inégale)

Données:

$$f = 0, 57 \text{ m}; t_B = 8, 26 \text{ daN}.$$
; $S = 54.6 \text{ mm} 2 \text{ Alm}$

4 Hauteur du support:

$$H = (h + 0.5) \times 10/9 \text{ avec } h = G + f$$

$$H = (6.5 + 0.57 + 0.5) \times 10/9 = 8.41 \text{ m soit } 11 \text{ m}$$

♣ Effort sur le support:

F = Fv et pour le vent seul, l'hypothèse 'A' est la plus défavorable :

$$F_A = F_{VA} = 58 \text{ x D. n } (a_1 + a_2)/2 = 58 \text{ x 9, } 45.10^{-3} \text{x } ((70 + 59, 2)/2) \text{ x } 3 = 106,22 \text{ daN}$$

\rightarrow F_A = 106,22 daN

2.4 2^{ER} CAS SUPPORT EN ARRET:

❖ Support N° 9

Données:

$$f = 0, 57 \text{ m}; t_B = 8,26 \text{ daN}; S = 54.6 \text{ mm} 2 \text{ Alm}$$

Hauteur du support:

$$H = (h + 0.5) \times 10/9 \text{ avec } h = G + f$$

$$H = (6.5 + 0.57 + 0.5) \times 10/9 = 8.41 \text{ m soit } 11 \text{ m}$$

4 Effort sur le support:

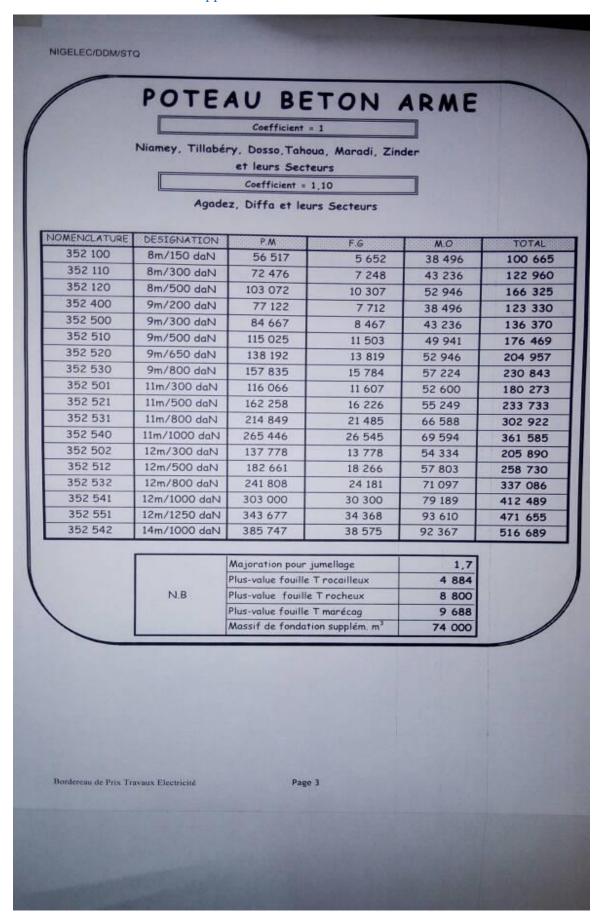
Pour cette portée l'hypothèse B" est la plus défavorable.

$$F = T$$

$$F_B = 8,26x54,6 \times 3 = 1352,98 \text{ daN} \rightarrow F_B = 1352,98 \text{ daN}$$



ANNEXE 14 : Gamme des supports béton armé



ANNEXES 15 : Devis quantitatif et estimatif

Désignation	Qté	P. Unitaire	P. Total
CONSTRUCTION LIGNE	HTA Al	ERIENNE ET SOU'	FERAIRE
Désignation	Qté	P. Unitaire FCFA	P. Total FCFA
PBA 12m - 1250 daN	1	471 655	471 655
PBA 11m - 800 daN	2	302 922	605 844
PBA 11m - 300 daN	7	180 273	1 261 911
Armement SED 20 kV complet	7	186 847	1 307 929
Câble Alu Torsadé Souterrain X23 3 x 150 mm² (ml)	82,5	25 472	2 101 440
DAS MT S>50 mm²	1	142 887	142 887
Tranchée 0,5X0,8 en terrain rocailleux (ml)+ pose Grillage avertisseur	74,25	2 647	196 540
Grillage avertisseur rouge (ml)	82,5	330	27 225
Jeu de 3 parafoudre 24 kV + accessoires	2	1 983 775	3 967 550
Boite d'extrémité extérieure pour Câble tripolaire 3x150mm²	1	359 156	359 156
Câble HGE 33 S33 3X150 mm² + 1X70 mm² (ml)	82,5	13 824	1 140 480
Boite d'extrémité intérieure pour Câble tripolaire 3x150mm²	4	212 176	848 704
Herse double ancrage +6 chaines d'isolateurs à 3 éléments	1	687 988	687 988
Armement 3CUO MT + 6 chaines d'isolateurs à 3 éléments	1	246 141	246 141
Câble Almélec nu 54,6 mm² sur armement rigide (ml)	637	1 166	742 742
CONSTRUCTION DE 4	POSTES	S CABINE HTA/BT	Ά
Désignation	Qté	P. Unitaire FCFA	P. Total FCFA
Génie Civil de la cabine maçonnée type distribution publique	4	4 500 000	18 000 000
Transformateur 20 kV/B2 type H59 de 1000 kVA	4	18 140 280	72 561 120
Cellule protection transformateur PM 200A -24kV type SM6	4	4 908 000	19 632 000
Cellule interrupteur IM 400A -24kV type SM6	4	4 359 985	17 439 940
Tableau de distribution T8 -1800A	4	2 420 634	9 682 536

CONSTRUCTION LIGNE BTA AERIENNE								
Désignation	Qté	P. Unitaire FCFA	P. Total FCFA					
DAS BT S>50 mm ²	2	81 263	162 526					
PBA 9m - 800 daN	52	235 540	12 248 080					
PBA 9m - 500 daN	184	183 883	33 834 472					
PBA 9 - 300 daN	272	143 996	39 166 912					
Câble Alu préassemblé 3 x 70 mm² + N (ml)	224 742	5 261	1 182 367 662					
Connecteur CM 60 + capot à graisse	180	5 413	974 340					
Ensemble simple ancrage BT	40	10 125	405 000					
Ensemble d'alignement BT	272	9 224	2 508 928					
Ensemble double ancrage BT	180	15 002	2 700 360					
Confection terre de neutre	96	261 171	25 072 416					
Montant H	1 450 864 484							
TVA 19%	275 664 252							
Montant TT	1 726 258 736							

