

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET



FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES

DÉPARTEMENT DE GENIE ÉLECTRIQUE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de MASTER

Domain: Sciences et Technologies

Filière : Electrotechnique

Spécialité: Réseaux Electriques

Thème

Etude électrique et mécanique d'une ligne aérienne

Préparé par:

- Lamri Abdel Kader Sohib
- Debih Yassin

Devant le Jury:

Mer. BOUAZZA

M. BENASLA

M. BOURENANE

Mer. I BEKKI

MCA

MAB

MAA

MAA

Président

Examineur 1

Examineur 2

Encadreur

PROMOTION 2022-2023.

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

Ma chère mère,

Mon inépuisable source d'amour et de tendresse. Je ne saurai jamais vous remercier pour votre soutien tout le long de notre vie scolaire.

Mon cher père,

L'homme qui nous a toujours soutenus avec amour et volonté, et qui a fait tout le possible pour nous aider.

Ma famille,

Je vous remercie, pour votre soutien et votre compassion.

Remerciements

Je remerciés ALLAH le Tout-puissant de m' avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terminer ce présent travail dans des meilleures conditions.

A Monsieur Bekki Ibrahim

Maître de conférences à l' université de Tiaret, Qui a accepté d'encadrer et de diriger ce travail, pour ses conseils précieux et ses encouragements, ses vifs remerciements qui m' a fait profiter de ses connaissances scientifiques.

Je remercie Monsieur A.BOUAZZA Maitre de conférences ;qui m' a fait l' honneur de présider le jury de ma soutenance. Je voudrais exprimer ma profonde gratitude à examinateur M.BENADLA et H.BOURENANE pour avoir consacré une partie de leur temps pour lire, évaluer et juger ce travail du mémoire de Master.

Sommaire

Titre	N° de page
Introduction générale	09
Chapitre I:Généralités sur les réseaux électrique	
I.1. Définition du Réseau Electrique :	11
I.2. Historique	12
I.3. Les niveaux de tension sont définis par :	13
I.4. L'utilité de la HT	13
I.5. La ligne à haute tension	13
I.6. Les lignes aériennes	14
I.6.1. Définition :	14
I.6.2. Classifications des lignes aériennes :	14
I.7. Eléments constitutifs d'une ligne aérienne :	15
I.7.1. Les supports :	15
I.7.2. Les différentes composantes d'un support :	15
I.7.3. Les types des supports :	16
I.7.3.1 Support en bois :	16
I.7.3.2 Support en béton :	16
I.7.3.3 Supports métallique BSG :	16
I.7.4. Critères de Choix d'un support :	16
I.7.5. Câbles MT (HTA)	18
I.7.5.1 Câble à champ radial	19
I.7.5.2.Câble à champ non radial	20
I.7.6. Les isolateurs :	21
I.7.6.1Définition des isolateurs de haute tension :	21
I.7.6.2.Fonctionnement et constitution d'un isolateur :	21
I.7.6.3.Caractéristiques d'un isolateur :	22
I.7.7. Types d'isolateurs :	23
I.7.8. Choix des Isolateurs :	25
I.8. Câbles de garde:	26
I.9. Eclateurs à cornes:	26
I.10. Mise à la terre des pylônes:	27
I.11.Les types des postes HTA:	27
I.11.1. Poste de distribution publique (DP):	27
I.11.2. Les postes mixtes (DP/L) :	28
I.11.3. Poste de livraison (L) ou client :	28
I.11.4. Le poste HT/HTA :	29
I.11.5. Le poste HTA/HTA (ou MT/MT):	29

I.11.6. Le poste HTA/BT :	30
I.12. Définition des interrupteurs : [15]	31
I.12.1. Différent types des interrupteurs :	31
I.13. Effet couronne :	33
I.14. Effet de peau :	34
I.15. Réseaux HTA souterrains	34
I.16. Comparaison entre les lignes aériennes et souterraines :	36
Chapitre II: Etude électrique et mécanique HTA	
II. Les principales mesures a prendre dans l'établissement d'une étude :	39
II.1.Réception Du Dossier	39
II.2.Traitement Administratif Du Dossier	39
II.3.Etude d'une affaire	39
II.3.1. Client Dont La Puissance Est Inférieur À 40 Kva.	39
II.3.2. Pour Un Client Dont La Puissance Est Supérieur À 40 KVA	40
II.4.Etablissement De Chiffrage	41
II.5.Annulation D'une Affaire	41
II.6. Etude électrique HTA	42
II.6.1. But et hypothèse de calcul	42
II.7. Répartition de la charge	43
II.8. Dimensionnement du transformateur	43
II.9.Chute de tension admissible	44
II.9.1.Méthode de calcul :	44
II.9.2. Le calcul de la chute de tension pour la ligne existante objet point de piquage :	45
II.9.3. Prévisions de la chute de tension après 10 années:	45
II.9.4. Calcule de la section au fonction de la chute de tension restant disponible :	50
II.10. Etude mécanique HTA	50
II.10.1.But	50
II.10.2.Profil en long	50
II.10.3. Le tracé	51

II.10.4.Le choix du paramètre	51
II.10.10.Les flèches, écartements, l'encastrement et garde au sol	52
II.10.6.Calcul des tensions unitaires	54
Chapitre III : Procédure de la surveillance pour les travaux électrique	
III.1. Les Principaux Phase De La Surveillances	73
III.2. Procédure de suivi technique	73
III.3. Missions et attributions du Surveillant Travaux Electricité	73
III.4. Procédure de suivi de la réalisation du réseau HTA aérien	74
III.5. Suivi de la réalisation de réseau BT aérien torsadé	76
III.6. Réception provisoire de l'ouvrage	76
III.7. Constitution du dossier	77
III.8 LES PV ET LES DOCUMENTS DE TRAVAIL	78
Conclusion générale	88
Références Bibliographique	89
Annexes	92

Liste de figures

La figure	N° de page
Figure I.1 Schéma du réseau de transport	11
Figure I.2: Classification des lignes aériennes	15
Figure I.3 Support des lignes	16
Figure I.4 Support métallique BSG Bas	17
Figure I.5 Support métallique BSG Haut	17
Figure I.6 Support métallique BSG 106 88	17
Figure I.7 Support métallique jumelé	17
Figure I.6 Raccordement métallique BSG	18
Figure I.7 Portique	18
Figure I.8 BSG NAV & BSG NSAH	18
Figure I.9 Câble radial.	19
Figure I.10 Différents type d'un câble radial.	20
Figure I.11 Câble XLPE.	20
Figure I.12 Câble papier	21
Figure I.13 Isolateur de haute tension.	22
Figure I.14 Les caractéristiques d'un isolateur	23
Figure I.15 Vue en coupe d'un isolateur rigide en verre	23
Figure I.16 Isolateurs à capot et tige	24
Figure I.17 Isolateur à long fût en porcelaine	24
Figure I.18 Chaîne d'ancrage	25
Figure I.20 Chaîne en V	25
Figure I.21 Chaîne de suspension	25
Figure I.22 Un fibre optique insérée dans un câble de garde.	26
Figure I.23 Eclateurs placés sur la ligne de transport et sa constitution	26
Figure I.24 Mise à la terre des pylônes	27
Figure I.25 Poste de distribution publique	28
Figure I.26 Poste de livraison	28
Figure I.27 Poste HTB/HTA	29
Figure I.28 Poste HTA/HTA.	30
Figure I.29 Poste HTA/BT.	31
Figure I.30 Interrupteur aérien à commande manuelle	32
Figure I.31 Interrupteur aérien télécommandé à distance	33
Figure I.32 Conducteur HT avec une couronne lumineuse (Effet couronne)	34
Figure I.33 Réseaux HTA souterrains en Double dérivation	35
Figure I.34 Réseaux HTA souterrains en Coupure d'artère	35
Figure I.35 constitution d'un câble de liaison souterrain	36
Figure I.36 câble souterrain tripolaire	36
Figure II.37 la forme de la flèche	52
Figure II.38 Changement d'état du câble	55

Liste de tableaux

Le Tableau	N° de page
Tableau I.1 La norme CEI (Commission Électrotechnique Internationale)	13
Tableau I.2 La norme NF C 110-100	13
Tableau I.3 Comparaison entre les lignes aériennes et souterraines	36
Tableau II .4:Le tableau II.4 ci-dessous donne les valeurs du coefficient K en fonction du nombre d'abonnés N.	43
Tableau II.5 : parametre et portée maximale	51
Tableau II.6 : zone d'étude et hypothèse de calcul	54
Tableau II.7 :Caractéristiques conducteur	54
Tableau II.8 Valeurs des composantes de l'équation du changement d'état	56
Tableau II.9: Tableau récapitulatif du calcul des tensions finales HTA	59

Introduction générale

Par souci de continuité et de qualité de service nous avons pour mission de mettre en place une ligne haute tension (HTA) qui est alimentée à partir du départ 30 Kv issu du poste source 60/30Kv d'alimentation une exploitation agricole située dans la commune de RECHAIGA dans la wilaya de TIRET.

Cette ligne électrique permettra de fournir l'électricité aux abonnés de l'exploitation.

Pour mener à bien ce projet, nous débuterons par la réalisation des études électriques et mécaniques nécessaires. Ensuite, nous assurerons le suivi de la réalisation de l'ouvrage, afin de garantir sa bonne exécution.



Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques



I.1. Définition du Réseau Electrique :

Un réseau, c'est d'abord un certain nombre de fonctions et de comportements d'ensemble, qu'il faut définir, mettre en œuvre, maîtriser grâce à une **conception** et une **exploitation** convenables. Ce sont ensuite de **souvrages** et des **matériels** (lignes aériennes et souterraines, postes, câbles, appareillage, transformateurs, parafoudres, etc.) qui, assemblés, forment le réseau physique ; la qualité conditionne très largement celle du réseau, donc celle de la desserte en électricité des esclients. C'est enfin tout un **ensemble d'automatismes et de transmission d'informations et de commande**, ensemble coordonné, donc système nerveux absolument indispensable à la protection des ouvrages et des matériels, à la robustesse du réseau vis-à-vis des défaillances internes et des agressions extérieures telles la foudre et les conditions climatiques extrêmes ; système indispensable aussi à la maîtrise par l'exploitant d'un outil technique qui, pour les réseaux publics, du moins, n'est pas concentré en un site, mais couvre des milliers et des centaines de milliers de kilomètres carrés.

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques..., avec les centres de consommation (villes, usines...). L'énergie électrique est transportée en haute tension, voire très haute tension pour limiter les pertes joules (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité puis progressivement abaissée au niveau de la tension de l'utilisateur final (Fig.1). [1]

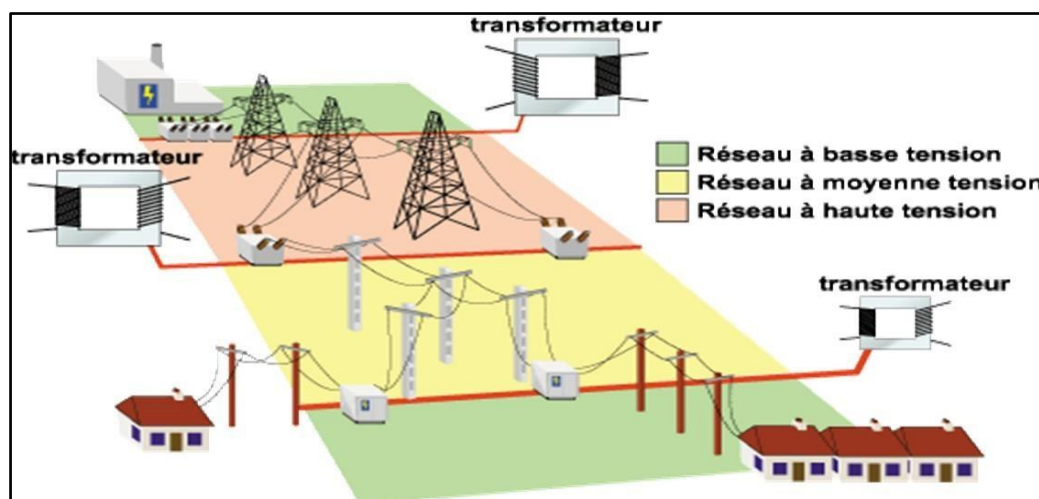


Figure I.1 Schéma du réseau de transport

Un réseau électrique est un système maillé mettant en œuvre:

- **Des nœuds** (ou postes) où sont raccordés : les centrales (centre de production), les charges (Consommation) et les lignes électrique (élément du réseau).
- **Des branches** (ou lignes électrique) : qui interconnectent les nœuds.

Le maillage du réseau améliore la disponibilité de l'alimentation en énergie aux usagers, la stabilité et la qualité du produit électrique car les deux dépendent de la puissance de court-circuit, laquelle augmente avec le maillage ou plus exactement avec le nombre et la puissance des centres de production installés et raccordés. [1]

I.2. Historique

XIX^e siècle

- En 1882, la première transmission à haute tension se fait entre Munich et Bad Brook.
- En 1891, le premier usage de courant alternatif triphasé sur lignes aériennes se fait à l'occasion du Salon international de l'électricité, à Francfort.
- En 1892, la ligne aérienne triphasée du Salon international de l'électricité sera prolongée jusqu'à Heilbronn. C'est donc la première ville au monde à être alimentée en électricité par des lignes aériennes longue distance.

XX^e siècle

- En 1912, la première ligne à haute tension 110 kV entre en service.
- En 1921, la première ligne de 120 kV pour desservir les aciéries de Saint-Chamond.
- Dans les années 1920, l'Énergie électrique du littoral méditerranéen bâtit une ligne de 170 km et 160 kV.
- En 1923, pour la première fois, c'est une tension de 220 kV qui est appliquée à la ligne.
- En 1957, la première ligne de 380 kV entre en service. Dans la même année, la ligne aérienne traversant le détroit de Messine a été mise en service en Italie.
- En 1965, au Québec (Canada), Hydro-Québec met en service la première ligne au Monde de 735 kV.
- Dès 1967 en Russie et aux États-Unis, des lignes à haute tension de 7610 kV sont construites
- En 1982, des lignes sont construites en Union soviétique, près de Moscou alimentées par un courant alternatif triphasé à 200 kV.

XXI^esiècle

- En 2003, la construction de la plus grande ligne à haute tension adébuté en Chine.[1]

I.3. Les niveaux de tension sont définis par:

- a. La norme CEI38

Tableau 1:Tableau I.1 La norme CEI (Commission Électrotechnique Internationale)

	THT&HT	MT	BT
NormeCEI38	1kV-1000kV	1000Vet310kV	100 V et1000V
Valeurs standards	410-66-110-132-1100-220kV	3.3-6.6-11-22kV-33kV	400V-690V -1000V(à100Hz)

- b. La norme Française NFC110- 100

Tableau 2:Tableau I.2 La norme NF C 110-100

	HTB	HTA	BTB	BTA	TBT
NormeFrançaise NF C 110- 100	>100kV	1kV- 100kV	100 Vet1 kV	100 V–1000V	<100V
Valeurs standards	63-90-1100-2210-400 kV	10.10-6.6-10-110-20-36kV	230V-380 V -400V		12-24-48 V

[2]

I.4. L'utilité de la HT

L'énergie électrique n'est généralement pas produite à proximité immédiate des lieux d'utilisation massive .Il faut donc la transporter par des lignes ou des câbles.

Pour une puissance donnée ,le courant à transporter sera inversement proportionnel à la tension de transport. Par exemple, pour évacuer l'énergie d'un groupe de 100MVA, le courant sera de 260A sous 220Kv mais de 4000A sous 110kV.Le transport de 4000 A sous 110 KV entraînerait des coûts d'équipement et surtout de pertes par effet Joule inadmissibles.Les courants de court-circuit et leurs effets seraient aussi considérablement augmentés. C'est pour ces raisons-là, qu'on est conduit à augmenter la tension des réseaux de transport. Evidemment,il y a une limite supérieure principalement constituée par le coût des isolements[3].

I.5. La ligne à haute tension

La ligne à haute tension constitue l'élément essentiel dans les infrastructures énergétiques de

transport d'électricité. Elle permet l'acheminement de l'électricité des centrales électriques vers les centres de consommation. Les lignes peuvent être aériennes, souterraines, et par foissous-marines.

Dans notre étude, nous nous intéressons exclusivement à la ligne à haute tension aérienne.

Les lignes à haute tension aériennes sont composées de câbles conducteurs, généralement en alliage d'aluminium, suspendus à des supports, pylônes ou poteaux. Ces supports peuvent être faits de bois, d'acier, de béton, d'aluminium ou parfois en matière plastique renforcée.

Aujourd'hui, certaines lignes sont régulièrement exploitées à des tensions supérieures à 765kV. Les lignes à courant continu haute tension permettent de transporter l'énergie avec moins de pertes sur de très grandes distances et éventuellement sous l'eau. [3]

I.6. Les lignes aériennes

I.6.1. Définition :

La ligne aérienne est principalement composée d'un ensemble de conducteurs qui assurent essentiellement la continuité électrique et établissent une connexion entre les deux nœuds du réseau électrique. [4]

I.6.2. Classifications des lignes aériennes :

Les lignes aériennes peuvent être classées suivant les fonctions qu'elles assurent dans le réseau.

- **Lignes de grand transport** : elles permettent l'évacuation de l'énergie produite par un centre de production vers un centre de consommation ou vers les grands postes d'interconnexion.
- **Ligne d'interconnexion** : elles assurent la mise en commun des ressources de production de plusieurs régions ou pays et facilitent ainsi le secours mutuel lors de situations particulières affectant la consommation, l'hydraulicité, la disponibilité des équipements, etc. Les lignes d'interconnexion constituent un réseau maillé.
- **Lignes de répartition** : elles dirigent l'énergie depuis les grands postes d'interconnexion vers les postes alimentant de répartition : elles dirigent l'énergie depuis les grands postes d'interconnexion vers les postes alimentant les réseaux de distribution ou ceux des grands clients nationaux.
- **Lignes de distribution** : elles acheminent l'énergie aux différents consommateurs, ces lignes se décomposent en lignes d'ossature à forte section de conducteur et en lignes d'écart, essentiellement radiales, généralement plus légères. [4]

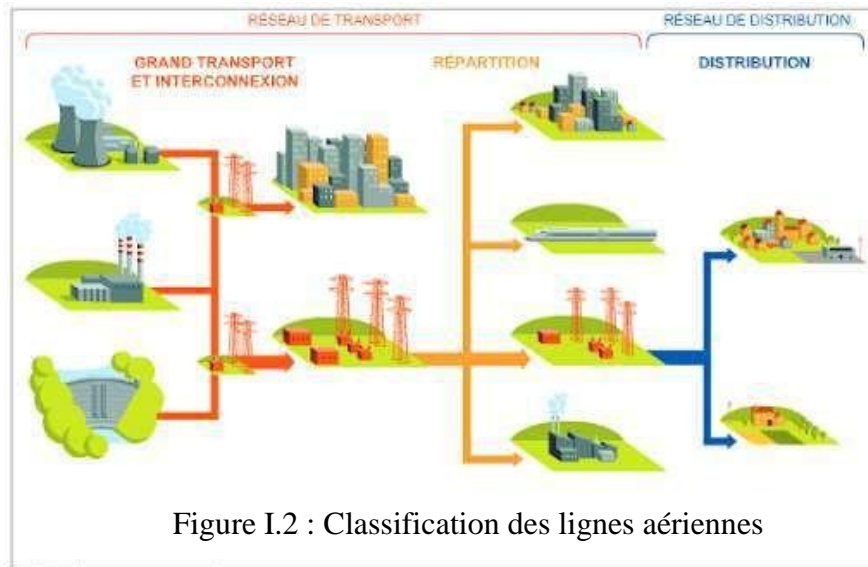


Figure I.2 : Classification des lignes aériennes

Il est possible cependant de réaliser des lignes de grand transport ou d'interconnexion avec des liaisons à courant continu, mais celles-ci sont actuellement peu nombreuses.

Le calcul des lignes fait intervenir différentes notions théoriques, très spécifiques et utilisées presque exclusivement par les constructeurs et exploitants des réseaux électriques. [4]

I.7. Eléments constitutifs d'une ligne aérienne :

I.7.1. Les supports :

• Les supports sont utilisés pour supporter les lignes aériennes et pour isoler les lignes entre eux et entre les lignes et le sol. [10]

Les supports suivant l'utilisation:

- Supports d'alignement (suspension)
- Supports d'Ancrage

I.7.2. Les différentes composantes d'un support:

Les pylônes de transport généralement se décomposent en trois parties, chaque partie formée par plusieurs sous-parties; les trois principales parties sont :

La tête : comprend chaînes des isolateurs, les armements ; consoles

Le fût: tronccommun, extension.

Le pied: bien foncé dans une fondation dans le sol. [10]

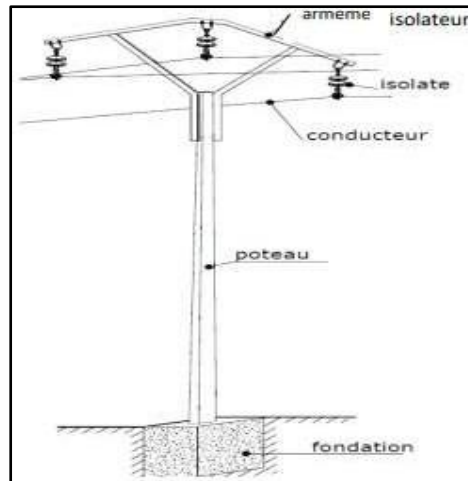


Figure I.3 Support des lignes

I.7.3. Les types des supports:

Plusieurs types des supports sont utilisés dans la distribution aérienne de l'électricité; en moyenne tension les supports utilisés sont trois types:

I.7.3.1 Support en bois:

Caractérisé par son faible coût mais pas efficace, léger et flexible ; très utilisées en basse tension ; aussi utilisées en moyenne tension pour certaines tensions jusqu'à 20KV; il existe plusieurs types des poteaux en bois selon l'effort nominal qui est désigné par une lettre (C, D ou E), appelée aussi classedel'appuidupoteau. [10]

I.7.3.2 Support en béton:

Ces types de supports sont préfabriqués en usine , il est difficile de transporter et d'implanter car ils sont fragiles et lourds (0.7 à 2 tonnes).

I.7.3.3 Support métallique BSG:

Ces supports le plus utilisés pour lignes HTA et BT, ces supports sont formés par deux ou trois tronçons qui sont liés entre eux par plusieurs plaques boulonnées ces supports capable de d'être démontés sur place.

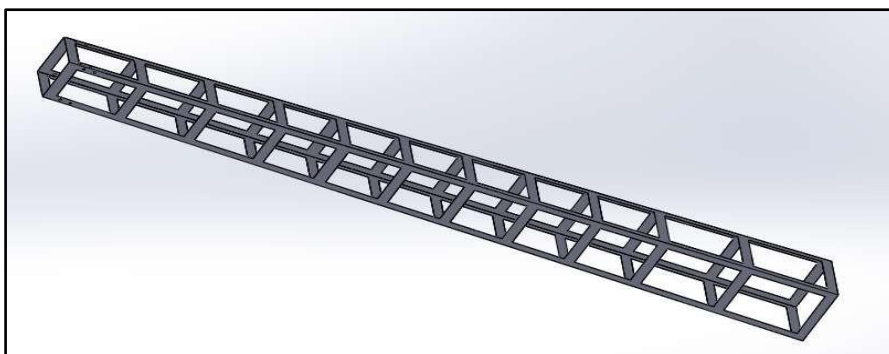


Figure I.4 Support métallique BSG Bas

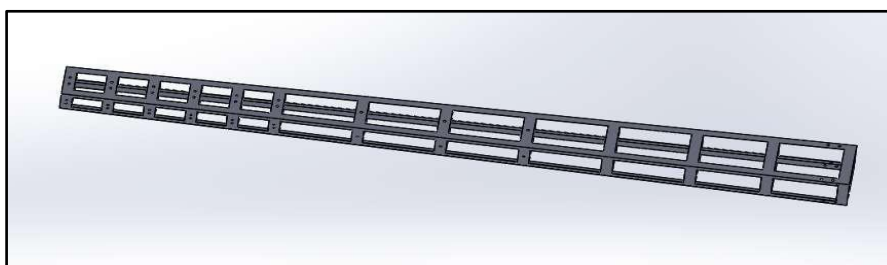


Figure I.5 Support métallique BSG Haut

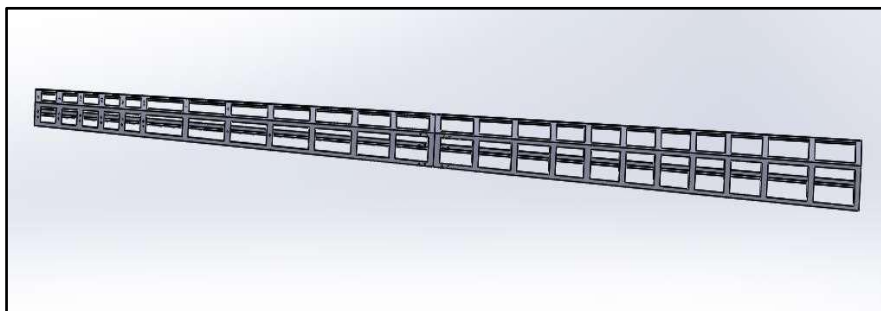


Figure I.6 Support métallique BSG 106 88

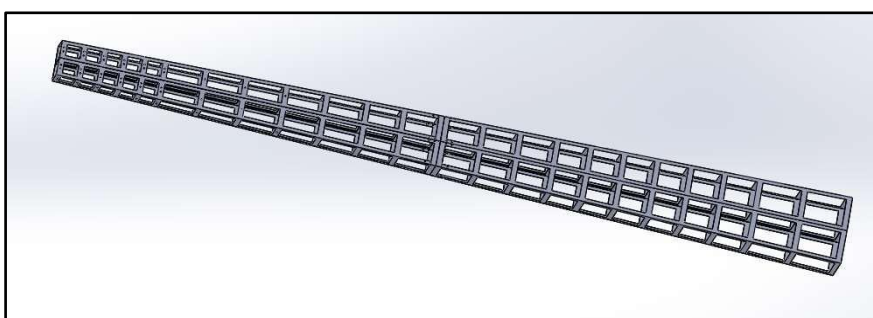


Figure I.7 Support métallique jumelé

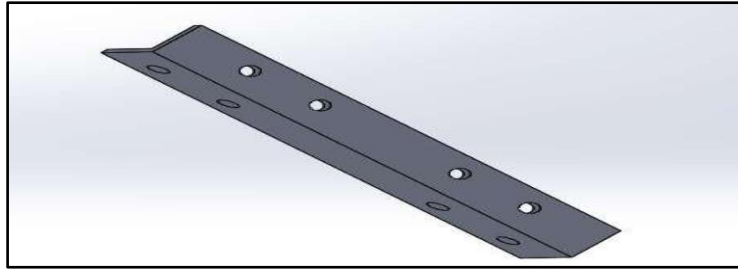


Figure I.8 Raccordement métallique BSG

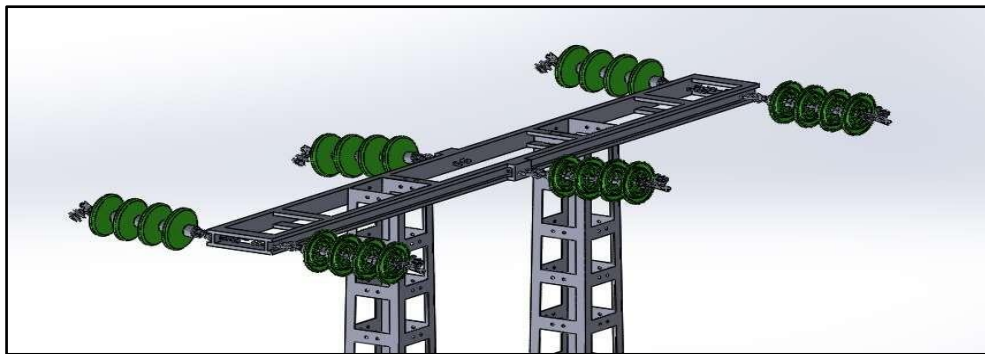


Figure I.9 : Portique

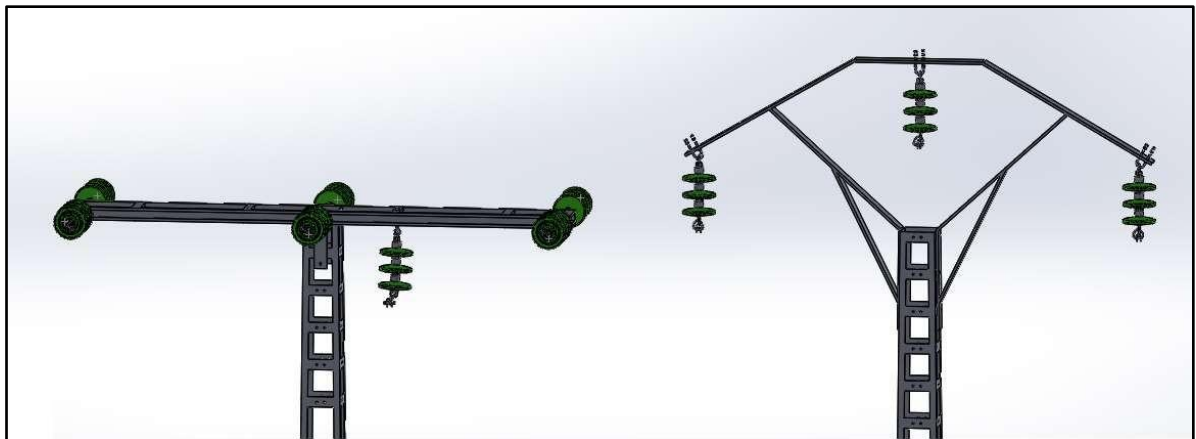


Figure I.10 BSG NAV & BSG NSAH

I.7.4. Critères de Choix d'un support:

Le choix d'un support dépend de plusieurs facteurs :

- Adaptation du support utilisé avec l'environnement (support en béton, support en bois, support métallique).
- Calcul de la hauteur : la distance entre les conducteurs et le sol
- Calcul des efforts : (effort du vent sur le support, effort de traction dû aux conducteurs).
- La considération économique (rentabilité) [10]

I.7.5. Câbles MT (HTA)

Pour les câbles HTA il y a deux types, les câbles à champ radial et les câbles à champ non radial (à ceinture). [6]

I.7.10.1 Câble à champ radial

D'une manière générale, un câble unipolaire se présente sous la forme d'un condensateur cylindrique (figure I.110) constitué essentiellement de:

- Câblée ou segmentée, en cuivre ou en aluminium (les sections variant entre 0.310 et 1600mm²),
- Un écran semi-conducteur interne (pour les câbles dont la tension d'utilisation est supérieure à 3kV), extrudé ou rubané, dont le rôle est d'homogénéiser le champ électrique,
- Une enveloppe isolante en matériau polymérique (polyéthylène, réticulé, caoutchouc, polychlorure de vinyle, les enveloppes isolantes en papier imprégné n'étant plus utilisées que pour les câbles haute tension courant continu) dont l'épaisseur varie entre 0.10 et 30mm selon la tension d'utilisation et la nature du matériau, [6]
- Un écran semi-conducteur externe (cas des tensions supérieures à 3kV), dont le rôle est d'homogénéiser le champ électrique au niveau des électrodes,
- Un écran métallique (en plomb, en aluminium ou en cuivre), dont le rôle est : De constituer une électrode de référence,
- De permettre l'évacuation des courants de court-circuit homopolaires, D'assurer l'étanchéité radiale,
- D'orienter et de canaliser les lignes de champ électrique.

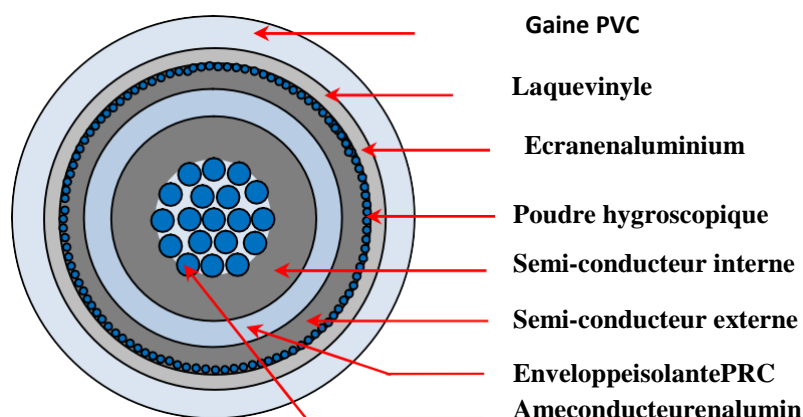


Figure I.12. Câble radial.

- Enfin, une gaine de protection externe en matériau polymérique, jouant un rôle de protection

contre les corrosions, favorisant l'étanchéité, la protection mécanique à la pose et, lorsque cela est nécessaire, assurant une isolation électrique de l'écran par rapport au sol. (figure I.17).

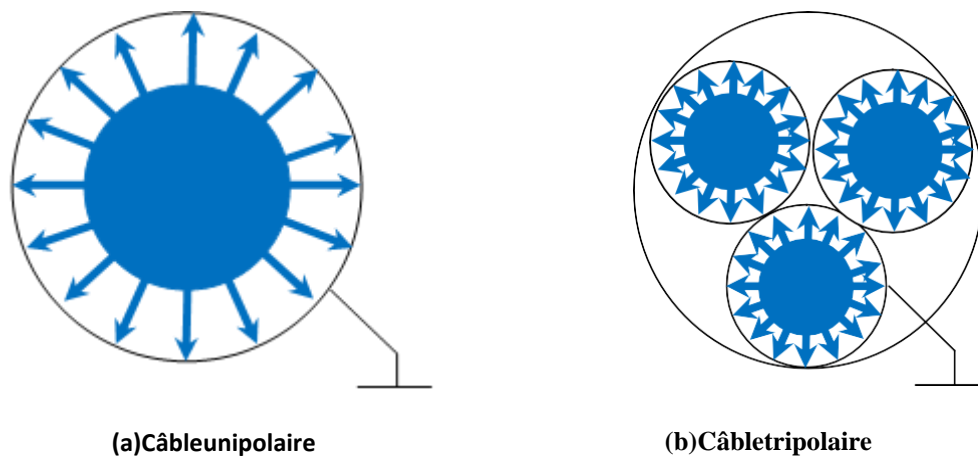
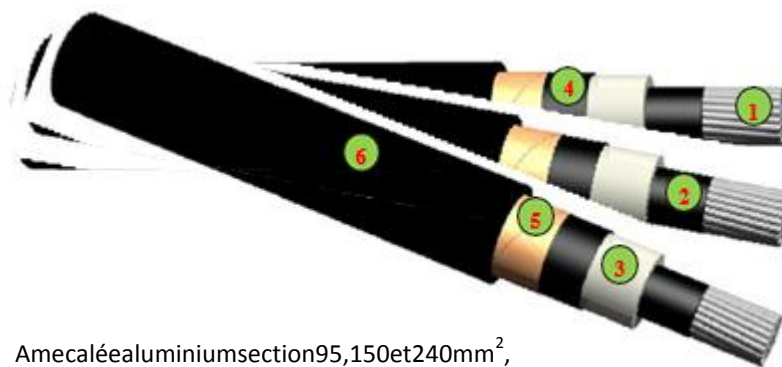


Figure I.13. Différents type d'un câble radial.

Dans cette structure de câble, les écrans sont tous au même potentiel et reliés à la terre.

Les lignes de forces sont toujours perpendiculaires aux couches de l'isolant (figure I.16a). Chaque conducteur dispose d'un écran individuel (figure I.16b). Ce câble ne peut donc avoir que des défauts phase/écran. Le défaut phase/phase direct est impossible par construction, en théorie. Les utilisateurs disent que cela peut être une réalité. On ne pose, aujourd'hui, que des câbles torsadés (figure I.17). [6]



- 1 Amalé aluminium section 95,150 et 240 mm²,
- 2 Ecran semi-conducteur extrudé,
- 3 Isolation XLPE extrudé épaisseur 5,5 mm
- 4 Ecran semi-conducteur extrudé, pelable et rainure longitudinalement,
- 5 Ecran aluminium de 0,2 mm d'épaisseur,
- 6 Gaine extérieure PVC de 3 mm d'épaisseur

Figure I.14. Câble XLPE.

I.7.10.2. Câble à champ non radial

Cette structure concerne essentiellement les câbles basse tension. Ce pendant, il y a quelques

dizaines d'années, on a posé en réseau des câbles à champ non radial jusqu'à des tensions de service de 110 kV. L'isolant est principalement du papier imprégné d'huile, migrante ou non (figure I.18).

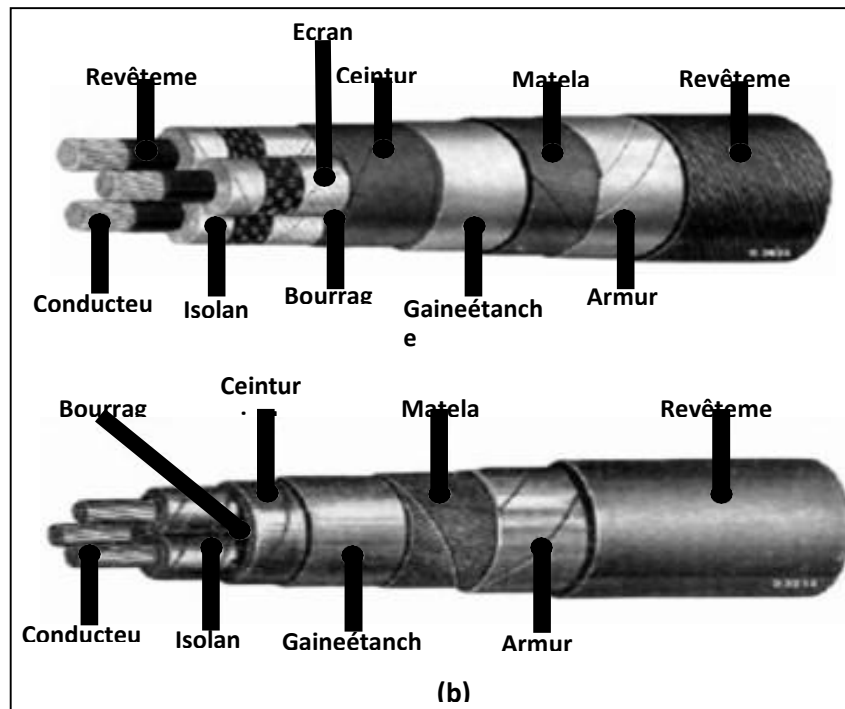


Figure I.15. Câble papier. [6]

I.7.6. Les isolateurs:

I.7.6.1. Définition des isolateurs de haute tension:

L'isolateur est utilisé comme son nom l'indique pour l'isolement entre deux corps ou deux pièces sous différentes tensions pour empêcher les courts circuits, les pertes de courant et les charges d'électrocution. L'isolateur est un matériau solide, liquide ou gaz qui a une très grande résistance au passage du courant et dont la conductivité est pratiquement nulle [7].

I.7.6.2. Fonctionnement et constitution d'un isolateur:

Les isolateurs sont des composants indispensables au transport et à la distribution de l'énergie électrique. Leur fonction est de réaliser une liaison mécanique entre des conducteurs portés à des potentiels différents accrochés aux pylônes des lignes aériennes, ils maintiennent les conducteurs dans la position spécifiée (isolateurs d'alignement et d'ancrage), ils assurent la transition entre l'isolation interne (huile, SF6) et l'isolation externe, ils permettent de raccorder les matériels électriques au réseau (traversées de transformateur, extrémités de câbles) et ils constituent, également, l'enveloppe de certains appareils (disjoncteurs, parafoudres, réducteurs de mesure).

Les isolateurs sont conçus et dimensionnés pour résister aux contraintes prévisibles introduites par l'environnement. Du point de vue électrique, l'isolateur est considéré comme étant deux électrodes dont l'intervalle comporte trois zones constituant trois isolants en parallèle ayant des comportements différents [7].

- L'intervalle d'air.
- Le matériau diélectrique.
- L'interface air-matériau diélectrique (la longueur de l'interface constitue la ligne de fuite, ligne le long de laquelle circulerait le courant de fuite).

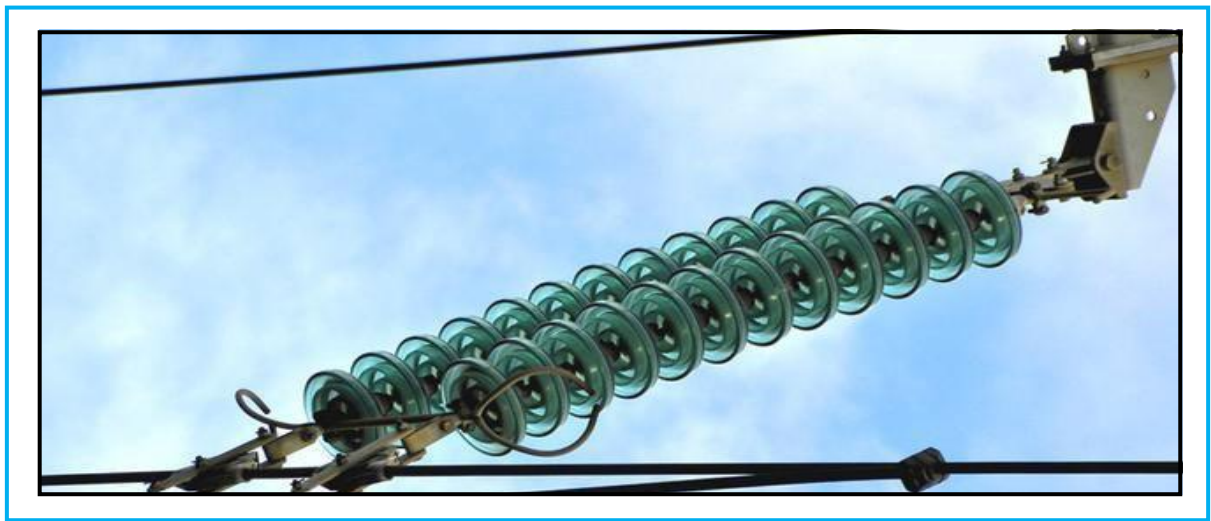


Figure I.16. Isolateur de haute tension.

I.7.6.3. Caractéristiques d'un isolateur :

Parmi les valeurs spécifiées dans les normes d'essais d'isolateurs, nous pouvons citer:

1. **Le pas P** : C'est la distance séparant deux parties homologues de deux isolateurs consécutifs dans une chaîne. La détermination de ce paramètre nous permet donc de connaître la longueur d'une chaîne ayant un nombre donné d'isolateurs.
2. **La ligne de fuite L_f** : C'est la plus courte distance, suivant les contours de la surface extérieure des parties isolantes, mesurée entre les parties métalliques.
3. **La ligne de contournement L_c** : C'est la distance la plus courte dans l'air entre deux parties conductrices [7].

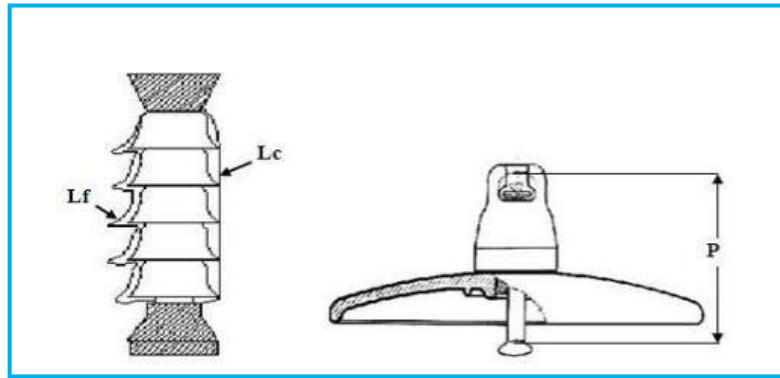


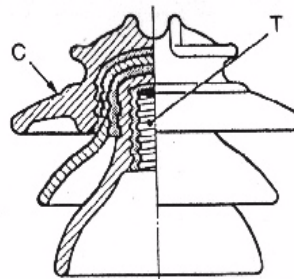
Figure I.17. Les caractéristiques d'un isolateur [9]

I.7.7. Types D'isolateurs :

On peut distinguer deux principaux types d'isolateurs: les isolateurs de type rigide et les éléments de chaîne. [8].

I.7.7.1. Isolateur de type rigide :

Un isolateur rigide (Figure I.22) est relié au support par une ferrure fixe. Cet isolateur est principalement soumis à des efforts de flexion et de compression, lorsqu'il est placé en position verticale. Il peut dans certains cas être placé horizontalement. Ce type d'isolateurs est utilisé pour les lignes aériennes qui ne dépassent pas le niveau de tension de 60 kV.



C : Cloche T : logement de tige

Figure I.18 Vue en coupe d'un isolateur rigide en verre

I.7.7.2. Isolateurs suspendus ou éléments de chaîne :

Ils sont constitués par le matériau isolant et d'une pièce métallique qui sert à réaliser la liaison entre deux isolateurs et à donner une certaine flexibilité à la chaîne d'isolateurs. La chaîne d'isolateurs est montée sur le pylône en suspension soit verticalement (chaîne d'alignement), soit d'une façon horizontale (chaîne d'ancrage).

Il existe deux types principaux d'éléments de chaîne:

- a. les isolateurs à capot et tige.
- b. les isolateurs à long fût.

a. Isolateurs à capot et tige :

Chaque élément est constitué d'un capot, d'une partie isolante en forme de jupe et d'une tige, La coupe d'un tel isolateur est schématisée sur la (Figure 1.3). La forme de la tête est dessinée desorte que les efforts de traction appliqués à l'isolateur se transforment, autant que possible, en compression des diélectriques sur lesquels apparaissent ,toutefois ,inévitablement certaines contraintes de cisaillement. [8]

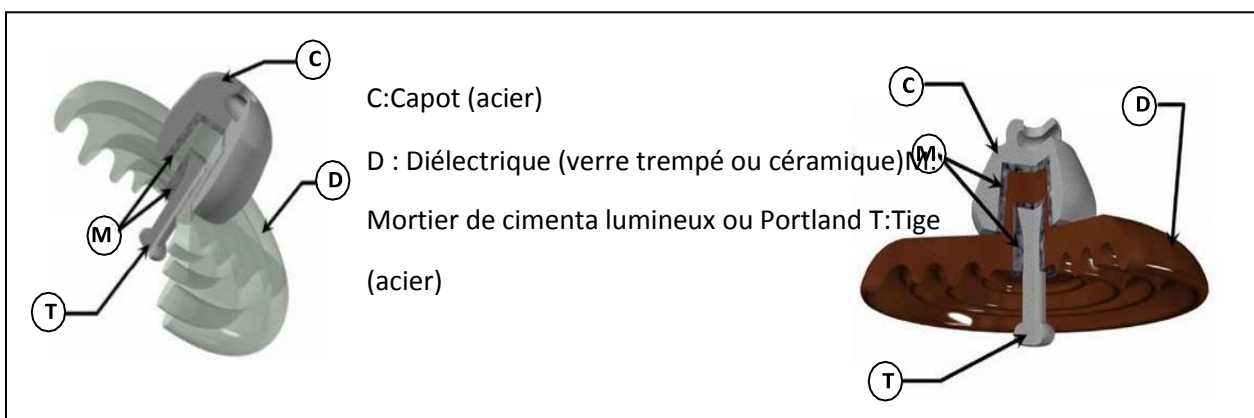
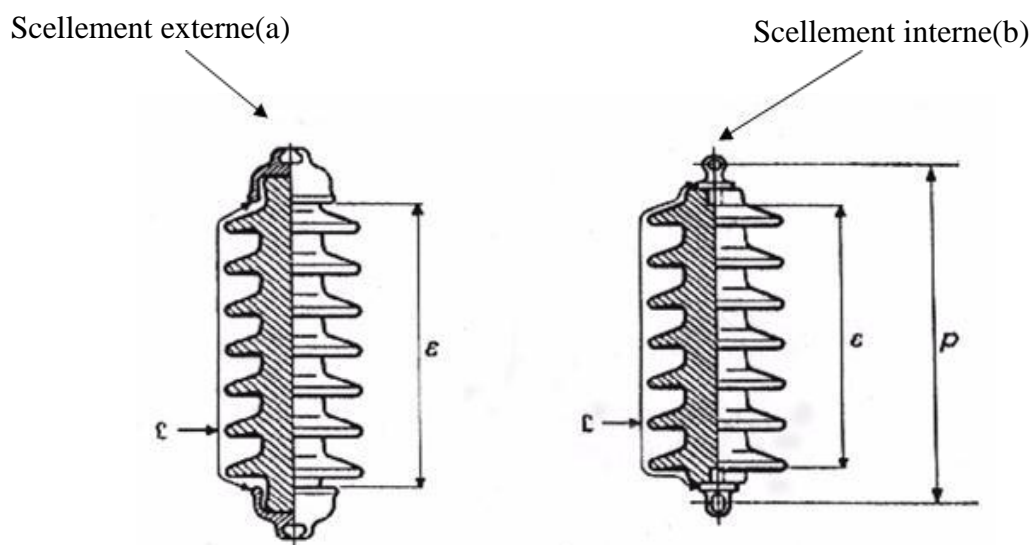


Figure I.19 Isolateurs à capot et tige

b. Isolateurs à long fût

L'isolateur à long fût est constitué d'un bâton cylindrique en céramique, en porcelaine ou en matériaux synthétiques muni d'ailettes, à chaque extrémité duquel est fixée une pièce métallique de liaison . Cette extrémité métallique peut se présenter sous deux formes distinctes, soit elle enveloppe les extrémités tronconiques sur le cylindre (figure i.4 (a)), soit en forme de tige scellée dans une cavité prévue à cet effet.



λ : Plus courte distance dans l'air, extérieure à l'isolateur

λ : Longueur du canal de perforation

P : pas $\lambda \gg \lambda/2$ [8]

Figure I.20 Isolateur à long fût en porcelaine

Les types des chaînes isolateurs :

Ancrage : ce type de chaîne (figure I.7), qui se distingue par sa position quasi horizontale, s'utilise sur les pylônes d'ancrage et d'angle. [4]



Figure I.21 : Chaîne d'ancrage

• **Suspension en V** : La chaîne en V (Figure I.8) permet de limiter le balancement latéral des conducteurs et aussi de répartir les charges en deux points différents sur le pylône



Figure I.22: Chaîne en V

Suspension droite : ce type d'isolation est la plus fréquemment utilisée (Voir figure ci-dessous)



Figure I.23 : Chaîne de suspension [4]

I.7.8. Choix des Isolateurs :

Les isolateurs entrent pour un pourcentage très modeste de l'ordre de 7%, dans le prix d'une

ligne aérienne moyenne tension. Cependant, ils sont un élément essentiel dont dépendent la sécurité d'exploitation, la qualité et la continuité de service.

Les isolateurs les mieux adaptés à un environnement donné sont ceux qui retiennent le taux de dépôts polluants le moins élevé, c'est-à-dire ceux qui possèdent les meilleures propriétés d'auto-nettoyage. [8]

I.8. Câbles de garde:

Les câbles de garde ne conduisent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre, et en évitant le foudroiement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en acier. Au centre du câble d'acier on place parfois un câble fibre optique qui sert à la communication. [9]



Figure I.24: Un fibre optique insérée dans un câble de garde. [10]

I.9. Eclateurs à cornes:

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre. A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel.

La tension d'amorçage de l'éclateur est réglée en agissant sur la distance dans l'air entre les électrodes, de façon à obtenir une marge entre la tenue au choc du matériel à protéger et la tension d'amorçage au choc de l'éclateur (Figure I.28). [9]

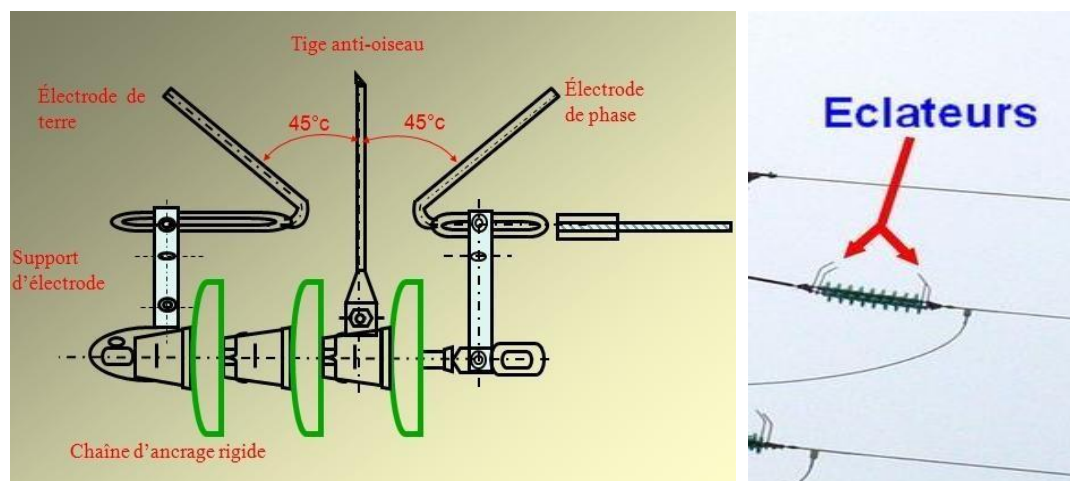


Figure I.25 : Eclateurs placés sur la ligne de transport et sa constitution[11]

I.10. Mise à terre des pylônes:

On relie les pylônes des lignes de transport à des prises de terre exécutées avec grande précaution afin de leur assurer une faible résistance. En effet, si la foudre frappe un pylône, il ne faut pas que la chute de tension provoquée par le courant dans la prise de terre dépasse la tension de contournement des isolateurs.

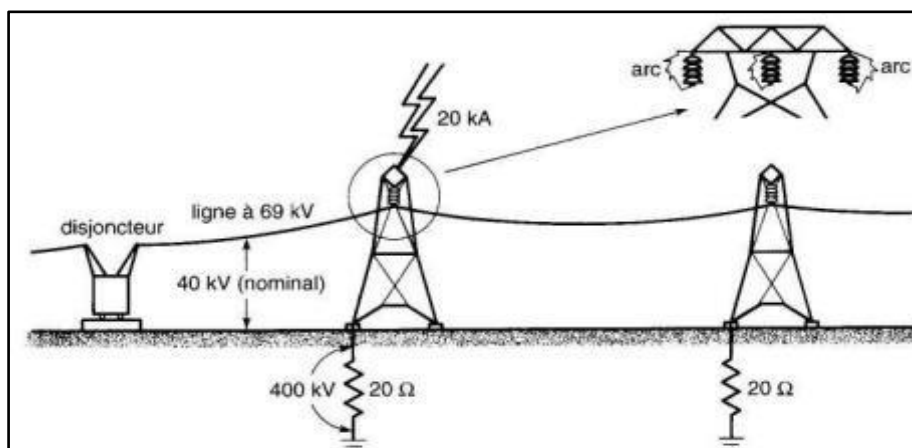


Figure.I.26. Mise à la terre des pylônes. [9]

I.11. Les types des postes HTA:

On peut classer les postes suivant les fonctions qu'ils assurent selon:

Leur fonction :**I.11.1. Poste de distribution publique (DP):**

Il est au service de plusieurs clients, dont l'énergie est délivrée en basse tension. Il est placé soit dans un bâtiment soit sur un support[12].

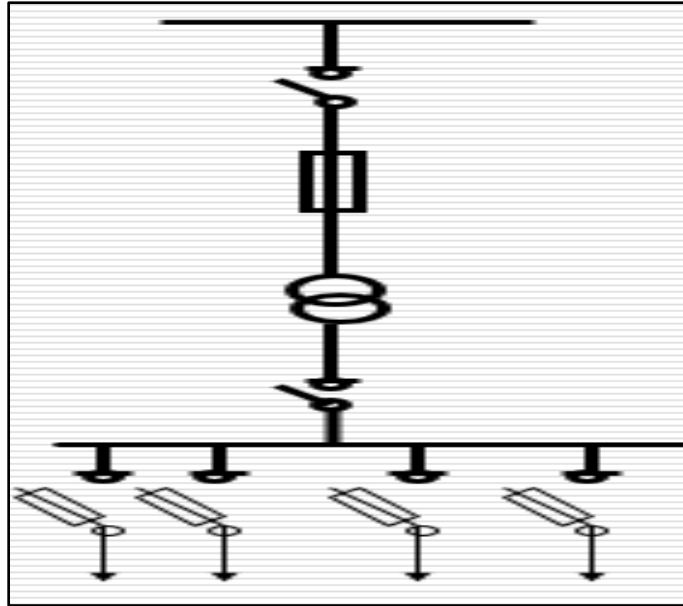


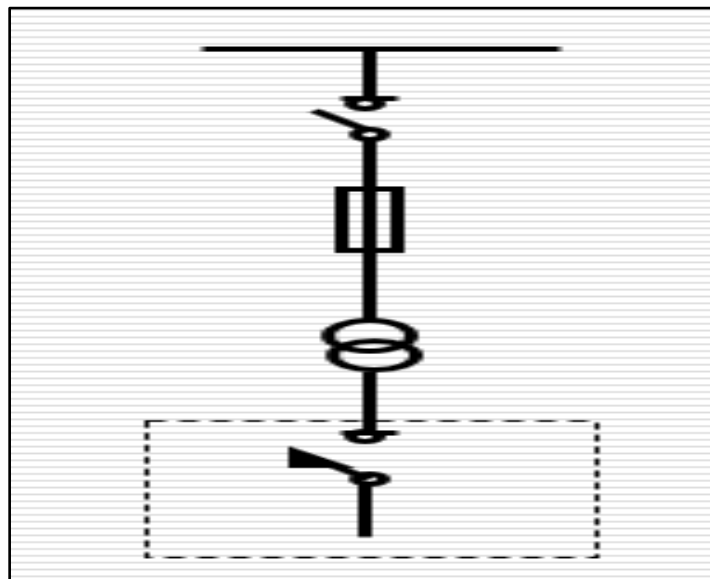
Figure I.27 : Poste de distribution publique. [10]

I.11.2. Les postes mixtes(DP/L):

Dans ces postes on trouve deux parties une installation DP et une autre pour le client. Ces postes sont classés selon la puissance transmise.

I.11.3. Poste de livraison (L)ou client:

Ce sont des postes de transformation alimentant des clients dont leurs puissances installées dépassent 210 KVA.



FigureI.28 : Poste de livraison. [10]

Leurpuissance :

I.11.4. Le poste HT/HTA :

Ces postes de transformations comprennent les parties suivantes:

Etage HT: se trouvant à l'extérieur il comprend des arrivées HT; Jeux de barres; Transformateurs et Protections (parafoudre, sectionneurs...).

Etage HTA:

Cellules arrivées : elles assurent la liaison entre le transformateur de puissance HT/HTA qui se trouve à l'extérieur et le jeu de barres HTA 30 qui se trouve à l'intérieur du bâtiment «moyenne tension», la liaison se fait en souterrain.

Cellules départs : elles assurent la liaison entre le jeu de barres HTA et le réseau de distribution aérien ou souterrain.

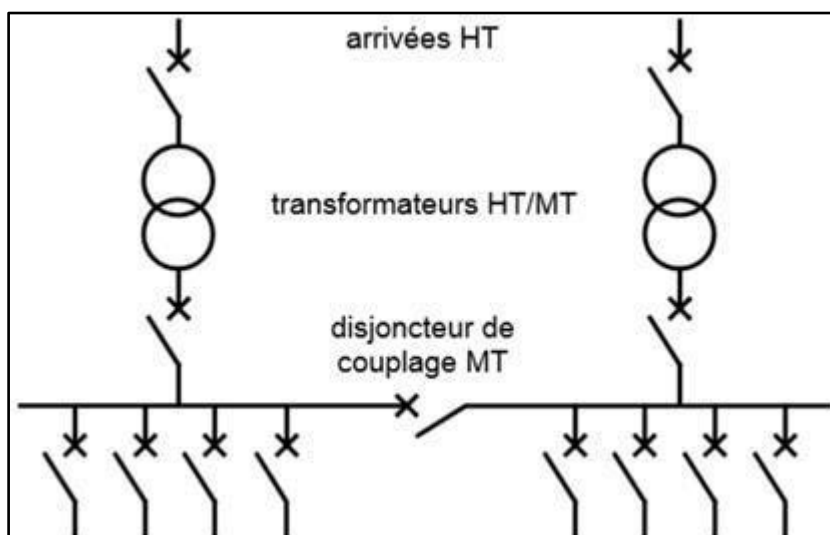


Figure I.29: Poste HTB/HTA. [10]

Le poste HTB/HTA en distribution publique : Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays ; il est situé entre le réseau de répartition et le réseau de distribution HTA (ou MT).

Sa fonction est d'assurer le passage de la HTB à la HTA. Son schéma type comporte deux arrivées HT, deux transformateurs HT/HTA, et de 10 à 20 départs HTA.

Ces départs alimentent des lignes en aérien et/ ou des câbles en souterrain. [10]

I.11.10. Le poste HTA/HTA (ou MT/MT):

Cet ouvrage peut réaliser deux fonctions:

- Assurer la démultiplication des départs HTA en aval des postes HT/HTA. Dans ce cas, le poste

ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées HTA et de 8 à 12 départs HTA.

■ Assurer le passage entre deux niveaux HTA. De tels postes HTA/HTA intègrent des transformateurs. Ils sont nécessaires dans certains pays qui utilisent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau HTA (On trouve à Constantine deux tensions HTA : 10KV et 30KV).[10]

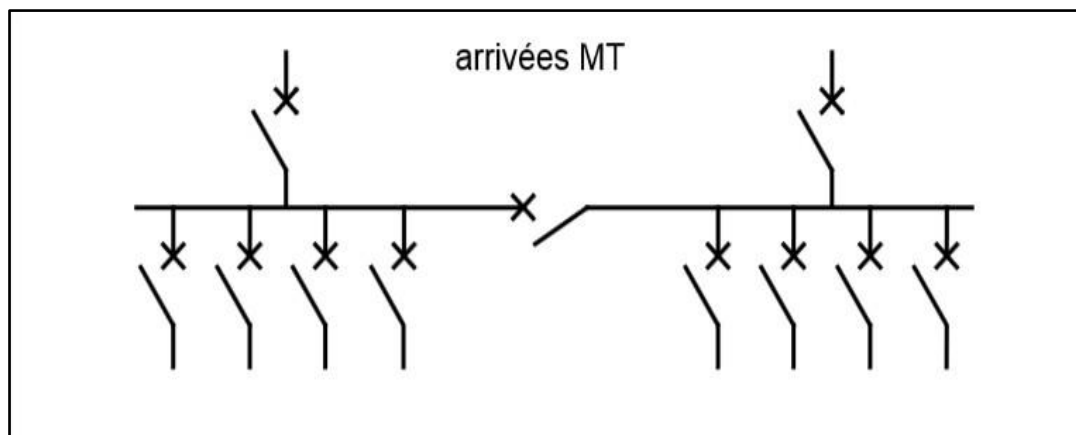


Figure. I.30: Poste HTA/HTA. [10]

I.11.6. Le poste HTA/BT :

Le poste HTA/BT en distribution publique est localisé entre le réseau de distribution HTA et le réseau de distribution BT, cet ouvrage est pour:

Assurer le passage de la HTA à la BT. Le schéma type de ce poste est évidemment beaucoup plus simple.

Comparativement au poste HTA/HTA, en particulier, l'appareil de base HTA utilisé est l'interrupteur et non plus le disjoncteur. Ces postes sont constitués de quatre parties:

- L'équipement HTA pour le raccordement au réseau amont;
- Le transformateur de distribution HTA/BT;
- Le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT);
- Et de plus en plus souvent une enveloppe extérieure préfabriquée (métallique ou de plus en plus souvent en béton) qui contient les éléments précédents[12].

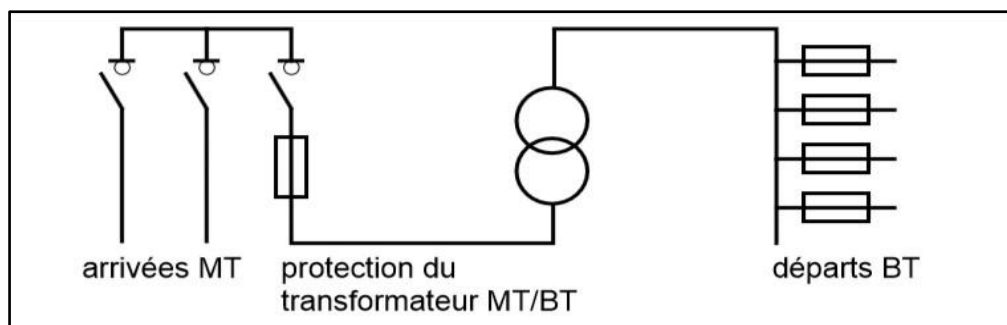


Figure:I.31 Poste HTA/BT. [10]

I.12. Définition des interrupteurs:[10]

Les interrupteurs sont des appareils destinés à ouvrir ou à fermer un circuit électrique, plus perfectionné que les sectionneurs. Ils possèdent un certain pouvoir de coupure ; en général, ils peuvent couper sous la tension nominale un courant d'une intensité égale à l'intensité nominale.

Le pouvoir de coupure peut être renforcé sur certains appareils. Par contre les sectionneurs-interrupteur, leurs pouvoirs de coupure est presque nul.

Enfin, le pouvoir de fermeture est suffisant pour permettre la fermeture en charge des interrupteurs.

I.12.1. Différent types des interrupteurs:

Les interrupteurs les plus utilisés sont :

- Interrupteur aérien à ouverture automatique dans les creux de tension (IACT);
- Interrupteur aérien à commande manuelle (IACM);
- Interrupteur aérien télécommandé à creux de tension (IATCT);
- Interrupteur aérien télécommandé à distance(IAT).

a) Description de l'IACT(Interrupteur aérien à creux de tension):

L'IACT est équipé d'un automatisme alimenté par le courant de défaut qui provoque son ouverture à la troisième séquence du cycle du disjoncteur de départ.

Il doit remplir les fonctions suivantes:

- Interdire l'ouverture de l'interrupteur tant qu'un des détecteurs de défauts est sollicité;
- Ne pas enregistrer les défauts dont la durée est inférieure à 0.25 secondes;
- Deux défauts écartés de moins de 1.5 secondes doivent être comptés pour un seul ;

–Provoquer l'ouverture automatique de l'interrupteur au plus de 10 secondes après l'ouverture du disjoncteur de départ dans le cas d'un défaut permanent.

b) Description de l'IACM (Interrupteur aérien à commande manuelle):

L'interrupteur aérien manuel IACM est un ensemble constitué de:

- Un interrupteur à enveloppe métallique remplie de SF6 et protégée par un capot;
- Six parafoudres sont installés au-dessus du caisson interrupteur pour la protection amont et aval ;
- Des câbles de liaison entre l'interrupteur et les parafoudres.

L'ensemble de l'appareillage est installé en partie supérieure du poteau sous la ligne.

Aucune contrainte particulière concernant le poteau, étant donné le faible poids du matériel.

c) Description de l'IATCT (Interrupteur aérien télécommandé à creux de tension) [11]:

Ces interrupteurs doivent être conçus pour être intégrés facilement dans un système de téléconduite et de permettre les principales fonctions suivantes:

- Coupure en charge de l'énergie électrique;
- Commande électrique ou manuelle ;
- Mesure, mémorisation et affichage des grandeurs électriques;
- Localisation du défaut;
- Communication locale ou à distance. (Figure I.41)

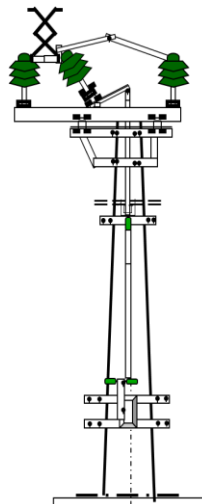


Figure I.32: Interrupteur aérien à commande manuelle

d) Description de l'IAT (Interrupteur aérien télécommandé à distance):

Ils réalisent les applications de surveillance et de contrôle à savoir les manœuvres Ouverture /Fermeture, et autres applications plus sophistiquées comme la fonction ouverture dans le creux de tension et la mesure des grandeurs électriques qui nécessitent l'installation de TC et TT externes.

(Figure I.42)



Figure I.33 : Interrupteur aérien télécommandé à distance [11]

I.13. Effet couronne :

L'effet couronne se produit sur tous les conducteurs et lignes soumis à une haute tension. Dès que le champ électrique à la surface du conducteur devient suffisamment grand (supérieur au champ d'ionisation de l'air, $\approx 30 \text{ kV/cm}$), l'air s'ionise et forme autour du conducteur une couronne lumineuse (Figure I.43).

La lumière de la décharge couronne n'est visible que sur les lignes THT ($U \geq 400 \text{ kV}$), lorsqu'il fait sombre. [12]

- *Inconvénients*: pertes couronne, interférence avec les ondes radio, bruit et vibrations des conducteurs.

L'effet couronne devient très gênant pour les réseaux à partir de 345 kV . Le bruit et le champ électrique superficiel représentent actuellement les paramètres d'environnement les plus importants à prendre en considération lors de la construction de nouvelles lignes $U \geq 7100 \text{ kV}$.

L'effet couronne se produit principalement sur les conducteurs de ligne, mais aussi sur les parties métalliques aiguës reliées à la haute tension, telles que sur l'isolateur, sur tout par temps humide.

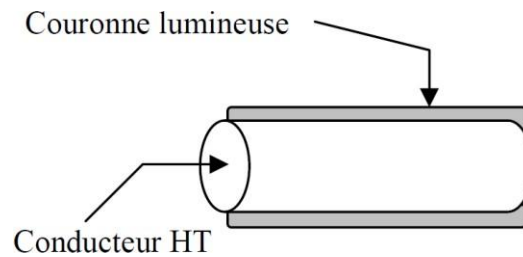


Figure I.34 Conducteur HT avec une couronne lumineuse (Effet couronne) [12]

I.14. Effet de peau :

La distribution uniforme du courant sur la section d'un conducteur n'existe qu'en courants continus. Cette uniformité se perd au fur et à mesure qu'on augmente la fréquence, le courant se concentre alors à la périphérie du conducteur, c'est l'effet de peau.

La résistance effective en courant alternatif R_a est plus grande que la résistance réelle en courant continu R_c .

En pratique, le taux d'effet de peau ou coefficient d'augmentation de résistance s'exprime par le rapport suivant (effet de peau) :

$$K = \frac{R_a}{R_c} \quad (II.1)$$

$$\text{OU} \quad K = \sqrt{\left(\frac{3}{4}\right) + \frac{S}{\rho\delta}} + 0.210$$

Avec :

$$\delta = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{10\rho}{\mu f}} \quad (II.2)$$

En plus de ce facteur, il existe d'autres facteurs induisant la variation de la résistance comme :

- La température;
- L'effet de spirilage des conducteurs toronnés;
- L'arrangement des conducteurs en faisceaux. [12]

I.15. Réseaux HTA souterrains

Les zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge sont alimentées par des câbles HTA en terres en double dérivation (figure I.44) ou en coupure d'artère (figure I.410).

En double dérivation, les postes HTA/BT sont normalement alimentés par le câble de

travail(CT), le câble de secours (CS) permet de garantir une bonne continuité de service en cas de défaut. La technique en coupure d'artère est moins coûteuse que la précédente et permet une isolation rapide des défauts, mais nécessite un temps d'intervention plus long.

Le dimensionnement des ouvrages souterrains est principalement lié aux courants admissibles dans les câbles en raison de la densité des charges à desservir.

Les ouvrages de distribution neufs ou les rénovations en zones rurales sont également réalisés en câble enterré depuis les années 1990, en raison de la baisse notable du surcoût liée à cette technique.

De plus, une volonté politique croissante de qualité environnementale tend à la réduction de l'impact visuel des ouvrages.[13]

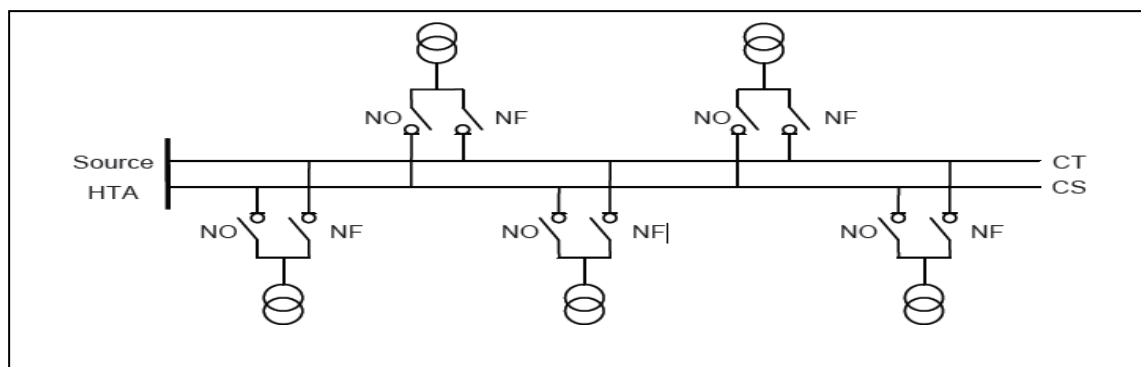


Figure.I.35 : Réseaux HTA souterrains en Double dérivation

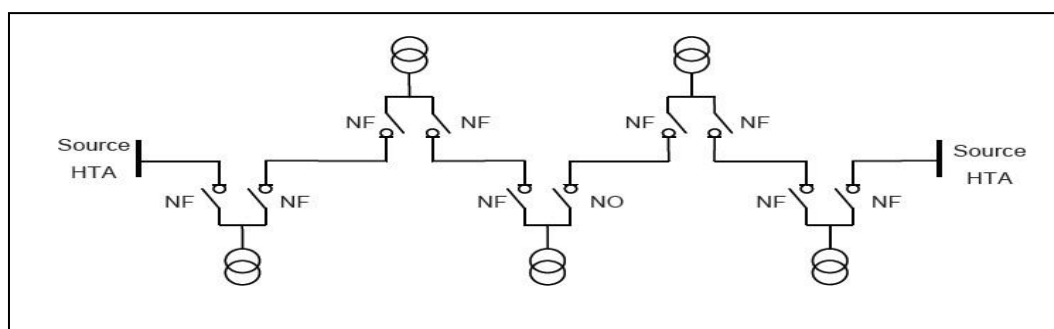


Figure. I.36 Réseaux HTA souterrains en Coupure d'artère

Elles sont constituées par un ou plusieurs câbles unipolaires ou par un câble multipolaire :

➤ **Un câble unipolaire**

Comprend généralement un conducteur de phase centrale en cuivre ou en aluminium, entouré par un isolant (papier imprégné à l'huile, gaz sous pression), une gaine métallique et une protection contre l'humidité et les agressions mécaniques et chimiques[14].

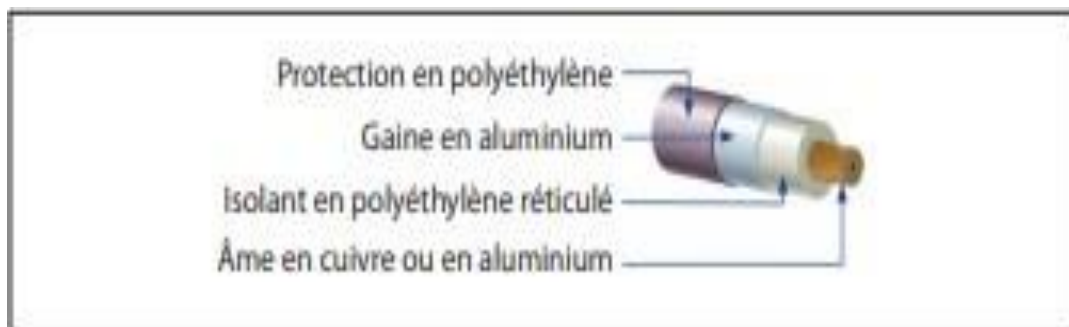


Figure I.37: Constitution d'un câble de liaison souterrain.

➤ **Un câble tripolaire**

Il est composé de trois conducteurs de phase isolés et groupés sous une armure métallique commune[14].



Figure I.38:câble souterrain tripolaire. [14]

I.16. Comparaison entre les lignes aériennes et souterraines :

Dans ce paragraphe sont comparées les réseaux aériens et souterrains se distinguent en termes les avantages et Inconvénients.

Tableau 3:Tableau I.3 Comparaison entre les lignes aériennes et souterraines

Typesdelignes	Lignesaériennes	Lignessouterraines
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> • sont moins coûteuses que les lignes souterraines du point de vue des frais d'installation et de réparation. • Elles permettent une surveillance aisée de leur état et un repérage facile des accidents et des défauts. • Elles peuvent être réparées très rapidement en cas d'accident ou de défaut. • Elles peuvent être surchargées en 	<ul style="list-style-type: none"> • Sont soustraites aux surtensions atmosphériques(foudre). • Ne causent pas d'interférences avec les circuits de télécommunications. • Ne produisent aucune gêne pour les réceptions de radiodiffusion et télévision. • Seule solution possible pour traverser de larges fleuves ou des bras

	intensité de courant sans trop de danger.	de mer lorsque la distance à franchir dépasse 3km[2].
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> • L'exposition aux surtensions d'origine atmosphérique. • Leur installation donne lieu à des oppositions des propriétaires des terrains sur plombés. • Elles soulèvent des problèmes d'esthétique et de respect des sites. • Elles sont susceptibles d'induire des forces électromotrices perturbatrices ou dangereuses dans les circuits de télécommunication. • Elles sont susceptibles de produire des perturbations radio électriques gênant les réceptions de radiodiffusion et de télévision. • Selon certains, les champs électriques et magnétiques peuvent exercer une influence néfaste sur la santé [2]. 	<ul style="list-style-type: none"> • sont d'un coût beaucoup plus élevé que celui des lignes aériennes. La différence est d'autant plus grande que la tension est plus élevée. • Le repérage des défauts y est délicat et lent. • Les réparations sont coûteuses et par foismalaises. • Leurs armures et gaines doivent être protégées contre les effets de corrosion dus aux courants vagabonds. • Risquent d'être détérioré • Leur isolement est susceptible d'être détérioré par élévation de température des conducteurs en cas de surcharge[2].



Chapitre II:

Etude électrique et mécanique



II. Les principales mesures à prendre dans l'établissement d'une étude :

II.1. Réception Du Dossier

- Vérification des documents constituant le dossier client
- Saisie de l'affaire sur le fichier de suivi du portefeuille étude
- Classement par agence et commune
- Cibler les affaires urgentes à savoir:
 - * Affaires Etatiques
 - * Affaires clients industriels
 - * Affaires ordinaires à priorité (déplacement de réseau présentant un danger , Lotissement,etc...)

II.2. Traitement Administratif Du Dossier

- Lire attentivement la demande du client
- Déterminer la nature de raccordement HTA ou BT voulu par le client
- Programmer une sortie sur le lieu de l'affaire afin d'établir une étude de raccordement en énergie électrique

II.3. ETUDE D'UNE AFFAIRE

II.3.1. Client Dont La Puissance Est Inférieur À 40 Kva.

Le raccordement sera en Basse Tension soit en Aérien ou Souterrain (BTA/BTS): Il ya lieu de:

- Choisir le point de raccordement le plus proche
- Choisir la section adéquate pour le raccordement
- Choisir un tracé qui ne traverse pas les terrains des voisins
- Établir un croquis (planminute) relevant tout les détails possibles concernant le lieu de l'affaire par rapport à la situation du client dans sa localité.
- Relever sur place les éléments de l'étude à savoir:
 - Le point de piquêre

- La nature du réseau existant (classique ou torsadé ou câbles souterrain)
- La section de ce réseau existant
- Le type de support existant (béton, BS ou bois)
- L'effort ou la classe de ce support existant

I. Les composants existants sur ce support (armement, isolateur, type de branchement, EP)

- Déterminer sur place la répartition des supports
- Prévoir les gammes de supports suivant les lieux de l'affaire
- Mesurer les longueurs entre supports
- Disponibilité d'un départ libre au niveau du tableau de distribution dans le poste
- Disponibilité d'un coffret BT à départ libre au niveau d'un immeuble.
- Possibilité de création d'une émergence souterraine à partir d'un réseau BT/A
- Possibilité de création d'un réseau BT/A sur façade à partir d'un réseau BT/A ou BT/S.

Au retour au bureau il ya lieu de:

- Etablir un plan d'étude propre et exploitable
- Déterminer la section de réseau projeté
- Déterminer les efforts des supports projetés

II.3.2. Pour Un Client Dont La Puissance Est Supérieur À 40KVA

1. Cas de réseau aérien (MTA):

- Choisir un tracé qui ne traverse pas les terrains privés.
- Estimer la longueur du réseau projeté.
- Établir un croquis (plan minute) relevant tous les détails possibles concernant le lieu de l'affaire par rapport à la situation du client dans sa localité.
- On procède au relevé topographique pour l'étude à ce dernier suivant le plan minute déjà établi.

- Etablir un projet technique «DETAIL DE FOURNITURE» pour soumission et chiffrage SCTE.

- Etablir un «DOSSIER ADMINISTRATIF» qui contient les documents suivants:

- Profil en long
- Plan de situation
- Tableau de pose
- Mémoire descriptive
- Carnet de piquetage

2. Cas de réseaux souterrains (HTA/S):

Veillez aux conditions suivantes:

- Respecter le mode raccordement.
- Viabilisation du site.
- La prévision des ouvrages (OBA et OB)
- La prévision de la boucle ou réseaux de secours
- La prévision de la remise en état des lieux

II.4. Etablissement De Chiffrage

Une fois le plan d'étude finalisé l'opération de chiffrage consiste à déterminer :

1. Détail de fourniture et mise en œuvre de matériel

Le détail de matériel est un tableau contenant la désignation et la consistance de l'article soit en fourniture ou mise en œuvre. Ce détail de matériel sera utilisé dans l'établissement des lettres de soumission par la DAM.

2. Chiffrage SCTE

Le système de chiffrage SCTE est un logiciel qui détermine le coût financier de l'affaire afin de pouvoir établir un devis estimatif pour le client d'une part, d'autre part il sera comme référence de prix dans le résultat de la soumission de l'affaire.

II.5. Annulation D'une Affaire

Le dossier d'un client peut être annulé pour plusieurs motifs à savoir:

Dossier incomplet

- 1) Manque Plan de Masse ou de lotissement pour les cas suivants:
 - Déplacement de réseau
 - Groupe de clients
 - Voie inexistante
 - Limite de la propriété non matérialisée
- 2) Manque Plan de Situation pour les clients introuvables.
- 3) Manque autorisation de passage pour les clients dans leur études le réseau projeter qui travers des terrains privés.
- 4) Manque Fiche de renseignement pour les clients à besoin de puissance supérieure à 40KVA.
- 5) Manque positionnement du poste pour tous les clients nécessitant la construction d'un génie civile du poste HTA/BT.
- 6) Affaire Branchement pour les clients ayant une distance inférieure à 210 ml soit la longueur totale du câble de branchement à compter du support au compteur.
- 7) Désistement du client en cas où ce dernier renonce sur sa demande.
- 8) Client déjà raccordé dans autre programme.
- 9) Client en agression de réseau (électrique ou gaz)
- 10) Autres Motifs

III.

Le respect de toutes ces phases de l'établissement de l'études donnera lieu à une réalisation efficace et jouera un rôle très important dans le développement des réseaux ainsi qu'une satisfaction de notre clientèle. [19]

II.6. Etude électrique HTA

II.6.1. But et hypothèse de calcul

Cette étude a pour but final de permettre le choix de la section du câble HTA à utiliser. Elle se fait par la méthode des moments électriques. Le GTD limite les chutes de tension à 10% en zone rurale. [16] [17]

II.7. Répartition de la charge

La difficulté dans le calcul électrique réside dans la méconnaissance de la valeur de la puissance appelée par abonné. Il existe diverses approches qui permettent d'estimer cette valeur. Dans notre travail, l'approche utilisée est celle de la puissance unitaire.

En général, nous ne disposons que de la puissance mise à la disposition de l'abonné PS qui est la puissance maximale susceptible d'être appelée par ce dernier.

La puissance appelée à la pointe par N abonnés est certainement inférieure à la somme des maximas des puissances individuelles, ceci peut se traduire par la relation:

$$P = K \times N \times P_S$$

K: coefficient de simultanéité ($0 < k < 1$)

Tableau 4: Le tableau II.4 ci-dessous donne les valeurs du coefficient K en fonction du nombre d'abonnés N.

N	2 à 4	10 à 9	10 à 14	110 à 19	20 à 24	210 à 29	30 à 34	310 à 39	40 à 49	>100
K	1	0.78	0.63	0.103	0.49	0.46	0.46	0.42	0.41	0.40

Les puissances maximales à affecter aux abonnés sont données ci-après:

- **1Kva** pour le foyer en zone rurale;
- **2Kva** par habitation de standing moyen en zone urbaine;
- **6Kva** par habitation de grand standing.
- **36KVA** par exploitations agricoles. Ces valeurs diffèrent d'une région à une autre, ainsi pour notre étude, la puissance allouée est de 36 Kva par abonné. [17]

II.8. Dimensionnement du transformateur

Un transformateur installé à une année doit pouvoir débiter la puissance appelée par les abonnés

BT qu'il alimente pendant un certain nombre d'années. Cependant cette dernière croît d'année en année. Alors pour le dimensionner, il faut tenir compte de ces deux paramètres:

- L'accroissement en surface c'est-à-dire l'augmentation du nombre d'abonnés suite aux raccordements nouveaux;
- L'accroissement en profondeur qui signifie la croissance de la puissance appelée par chaque abonné suite à l'introduction des nouveaux équipements électroménagers.

Soit P_0 la puissance appelée par un poste HTA/BT à l'année initiale, au bout de n années, nous aurons:

$(n) = (1 + X)^n$ Avec X le taux d'accroissement annuel de la puissance appelée. En pratique X varie entre 0,010 et 0,07

Avec P_0 la puissance appelée à l'année initiale

$$\text{Donc } P_0 = K \times N \times P_s = 1 \times 1 \times 36 = 36 \text{ kW}$$

Convertissons cette puissance en puissance apparente:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{36}{0.8} = 45 \text{ KVA}$$

Donc au bout dix ans nous aurons :

$$S(10) = S(1 + X)^{10}$$

$$S(10) = 45(1 + 0.010)^{10} = 50.16 \text{ KW}$$

Nous choisirons un transformateur de 100 kVA

Taux d'utilisation du transformateur pour l'année de mise en service est:

$$\frac{S}{S(10)} \times 100 = \frac{45}{50.16} \times 100 = 90.39\%$$

(Alors le transformateur se situe dans la zone d'utilisation optimale) [17]

II.9. Chute de tension admissible

II.9.1. Méthode de calcul:

Elle consiste à déterminer la section convenable et la chute de tension en bout du réseau.

- ❖ Pour ce faire, nous procéderons tronçon par tronçon, de l'extrémité de ligne jusqu'à la source pour déterminer les moments des charges de chaque tronçon.

Celui-ci se calcule par la formule suivante :

$$M=P \times L$$

$$\text{Or } P = 6 \times K \times N \quad \Rightarrow M = 6 \times K \times N \times L$$

Avec

P: Puissance simultanée des logements (puissance transitée dans le tronçon);

N: nombre d'abonnés ;

L: Longueur du tronçon en km;

M: Moment électrique des charges transitées sur le tronçon en kW. Km [17][18]

II.9.2. Le calcul de la chute de tension pour la ligne existante objet point de piquage :

La ligne objet du piquage est le départ alimentant la commune de RECHAIGA

Le calcul de la chute de tension pour le départ TIARET Tronçon compris entre le poste 30/60kva MEHDIA et les neveux poste ACC

$$S_{\text{mesuré}} = \alpha * \Sigma S_{\text{Install.}} \quad I_{\text{mesuré}} = 71 \text{ A} \quad \Sigma S_{\text{Install.}} = 142100 \text{ KVA}$$

- Calcul de la puissance mesurée :

$$S_{\text{mesuré}} = \sqrt{3} \times U \times I_{\text{mesuré}}$$

$$S_{\text{mesuré}} = \sqrt{3} \times 30 \times 71$$

$$S_{\text{mesuré}} = 3689.27 \text{ KVA}$$

- Calcul du courant nominal :

$$S_{\text{Install.}} = \sqrt{3} \times U \times I$$

$$I = \frac{S_{\text{instal}}}{\sqrt{3} \times U} = \frac{142100}{\sqrt{3} \times 30} = 274.24 \text{ A}$$

- Calcul du coefficient de simultanéité :

$$\alpha = \frac{S_{\text{mesuré}}}{S_{\text{instal}}} = \frac{3689.27}{142100} = 0.26$$

II.9.3. Prévisions de la chute de tension après 10 années:

La puissance allouée pour chaque exploitation sera calculée via la formule suivante :

$$P(10) = P_0 \times (1 + 0,010)^{10}$$

Etant sain :

Le calcul de la chute de tension pour le départ TIARET (tronçon compris entre le poste 30/60KV MEHDIA ET POSTE ACC N°216) [18]

Tronçon	S [KVA]	P [mw]	$\alpha \times p$	L [Km]	M=P×L [mw/km]	s	M1	$\Delta U/U$ %	I [A]	I _{th} [A]	P [10]	I [10]	$\Delta U/U$ [10]%
P216-E180	1040	0.832	0.216	2.601	2.164	34.4	7.91	0.273	0.005	140	1.355	0.008	0.446
E180-E16	4160	3.328	0.865	2.371	7.891	34.4	7.91	0.998	0.021	140	5.421	0.034	1.625
E16-E15	4410	3.528	0.917	1.573	5.550	34.4	7.91	0.702	0.022	140	5.747	0.036	1.143
E15-J282	4570	3.656	0.951	1.929	7.052	54.6	11.57	0.610	0.023	190	5.955	0.037	0.993
J282-E14	4730	3.784	0.984	0.112	0.424	54.6	11.57	0.037	0.024	190	6.164	0.039	0.060
E14-IATCT2216	6720	5.376	1.398	0.030	0.161	54.6	11.57	0.014	0.034	190	8.757	0.055	0.023
IATCT2216-E323	6720	5.376	1.398	0.540	2.903	54.6	11.57	0.251	0.034	190	8.757	0.055	0.598
E323-J281	6880	5.504	1.431	1.825	10.045	34.4	7.91	1.270	0.034	140	8.965	0.055	1.414
J281-E11	6880	5.504	1.431	0.134	0.738	54.6	11.57	0.064	0.034	190	8.965	0.055	0.152
E11-E17	7600	6.08	1.581	0.545	3.314	34.4	7.91	0.419	0.038	140	9.904	0.062	0.682
E17- IATCT2206	10250	8.2	2.132	0.047	0.385	34.4	7.91	0.049	0.051	140	13.357	0.083	0.079
IATCT2206-E573	10250	8.2	2.132	0.157	1.287	54.6	11.57	0.111	0.051	190	13.357	0.083	0.181
E573- H2C14	10250	8.2	2.132	22.342	183.204	93.3	16.92	10.828	0.051	270	13.357	0.083	17.637
H2C14-DISJ	110710	88.568	23.028	0.030	2.657	185 CUI	55.90	0.048	0.554	400	144.268	0.902	6.857
				34.236				15.66%					31.831%

Commentaire: D’après le calcul électrique de la chute de tension de la ligne on a vérifié que $\Delta U/U$ est inférieur a 10 % mais après dix ans la $\Delta U/U$ Dépassé 10% .

Alors suggérer un changement a la section de cable(le tableau suivant)

Etant incident :

Tronçon	S[KVA]	P[mw]	$\alpha \times p$	L[Km]	M=P×L [mw/km]	S	M1	$\Delta U/U\%$	I[A]	Ith [A]	P[10]	I[10]	$\Delta U/U$ [10]%
P216-E180	1040	0.832	0.216	2.601	2.164	93.3	16.92	0.127	0.005	270	1.355	0.008	0.208
E180-E16	4160	3.328	0.865	2.371	7.891	93.3	16.92	0.466	0.021	270	5.421	0.034	0.760
E16-E15	4410	3.528	0.917	1.573	5.550	93.3	16.92	0.328	0.022	270	5.747	0.036	0.535
E15-J282	4570	3.656	0.951	1.929	7.052	93.3	16.92	0.417	0.023	270	5.955	0.037	0.679
J282-E14	4730	3.784	0.984	0.112	0.424	93.3	16.92	0.025	0.024	270	6.164	0.039	0.041
E14- IATCT2216	6720	5.376	1.398	0.030	0.161	93.3	16.92	0.010	0.034	270	8.757	0.055	0.016
IATCT2216-E323	6720	5.376	1.398	0.540	2.903	93.3	16.92	0.172	0.034	270	8.757	0.055	0.280
E323-J281	6880	5.504	1.431	1.825	10.045	93.3	16.92	0.594	0.034	270	8.965	0.055	0.967
J281-E11	6880	5.504	1.431	0.134	0.738	93.3	16.92	0.044	0.034	270	8.965	0.055	0.071
E11-E17	7600	6.08	1.581	0.545	3.314	93.3	16.92	0.195	0.038	270	9.904	0.062	0.320
E17- IATCT2206	10250	8.2	2.132	0.047	0.385	93.3	16.92	0.023	0.051	270	13.357	0.083	0.037
IATCT2206-E573	10250	8.2	2.132	0.157	1.287	93.3	16.92	0.076	0.051	270	13.357	0.083	0.124
E573- H2C14	10250	8.2	2.132	22.342	183.204	93.3	16.92	10.828	0.051	270	13.357	0.083	17.637
H2C14-DISJ	110710	88.568	23.028	0.030	2.657	185 CUI	55.90	0.048	0.554	4400	144.268	0.902	6.857
				34.236				13.353%					28.532%

Commentaire : D'après le changement (la section $34.4mm^2 \rightarrow 93.3mm^2$) et le calcul électrique de la chute de tension de la ligne on a vérifié que $\Delta U/U$ est inférieur à 10 % mais par dix ans $\Delta U/U$ est toujours Dépasse 10 % malgré sa diminution

Le calcul de la chute de tension pour le départ TIARET (tronçon compris entre le poste 30/60KMEHDIA ET POSTE ACC N°692)

Tronçon	S[KVA]	P[mw]	$\alpha \times p$	L[Km]	M=P×L [mw/km]	S	M1	$\Delta U/U$ %	I[A]	Ith[A]	P[10]	I[10]	$\Delta U/U$ [10]%
P692-P690	630	0.504	0.131	0.040	0.020	120	26.95	0.000	0.003	250	0.821	0.005	0.001
P690-E508	1890	1.512	0.393	1.093	1.653	34.4	7.91	0.059	0.009	140	2.463	0.015	0.340
E508-E14	1990	1.592	0.414	0.642	1.022	54.6	11.57	0.088	0.010	190	2.593	0.016	0.144
E14-IATCT2216	8710	6.968	1.812	0.030	0.209	54.6	11.57	0.018	0.044	190	11.350	0.072	0.029
IATCT2216-E323	8710	6.968	1.812	0.540	3.763	54.6	11.57	0.325	0.044	190	11.350	0.072	0.530
E323-J281	8870	7.096	1.845	1.825	12.950	34.4	7.91	1.637	0.044	140	11.559	0.072	2.667
J281-E11	8870	7.096	1.845	0.134	0.951	54.6	11.57	0.082	0.044	190	11.559	0.072	0.134
E11-E17	9490	7.592	1.974	0.545	4.138	34.4	7.91	0.523	0.047	140	12.37	0.077	0.852
E17- IATCT2206	12140	9.712	2.525	0.047	0.456	34.4	7.91	0.057	0.061	140	15.820	0.099	0.094
IATCT2206-E573	12140	9.712	2.525	0.157	1.525	54.6	11.57	0.132	0.061	190	15.820	0.099	0.215
E573- H2C14	12140	9.712	2.525	22.342	216.986	93.3	16.92	12.82 4	0.061	270	15.820	0.099	20.890
H2C14-DISJ	110710	88.568	23.028	0.030	2.657	185 CUI	55.90	0.048	0.554	400	144.268	0.902	6.857
				17.395				110%					31.863 %

Etant Projeté :

Le calcul de la chute de tension pour le départ TIARET (tronçon compris entre le poste 30/60KV MEHDIA ET POSTE P/PROJET) .

Tronçon	S[KVA]	P[mw]	$\alpha \times p$	L[Km]	M=P×L [mw/km]	S	M1	$\Delta U/U$ %	I[A]	Ith[A]	P[10]	I[10]	$\Delta U/U$ [10]%
P/PROJETE- E102	100	0.08	0.020	2.1100	0.172	34.4	7.91	0.022	0.000	140	0.130	0.000	0.028
E102-E1810	360	0.288	0.0710	0.372	0.107	34.4	7.91	0.014	0.002	140	0.469	0.003	0.022
E1810-E17	107660	86.128	22.393	0.083	7.149	34.4	7.91	0.904	0.1039	140	140.293	0.878	1.472
E17- IATCT2206	110710	88.1068	23.028	0.047	4.163	34.4	7.91	0.1026	0.10104	140	144.268	0.902	0.8107
IATCT2206- E1073	110710	88.1068	23.028	0.1107	13.9010	104.6	11.107	1.202	0.10104	190	144.268	0.902	1.9108
E1073- H2C14	110710	88.1068	23.028	22.342	1978.786	93.3	16.92	116.9100	0.10104	270	144.268	0.902	190.499
H2C14-DISJ	110710	88.1068	23.028	0.030	2.6107	1810 CUI	1010.90	0.048	0.10104	400	144.268	0.902	6.8107
				110.181				119.67%					201.69%

Commentaire : D'après le calcul électrique de la chute de tension de la ligne objet point de piquage est on a vérifié que $\Delta U/U \leq 10\%$ mais après dix ans $\Delta U/U$ est toujours Dépasse 10% Alors : dans ce cas ,vous devriez alimenté P /PROJET par une autre source

II.9.4.Calcul de la section au fonction de la chute de tension restant disponible :

On a la chute de tension au nœud E. projet (le point de raccordement de la nouvelle extension sur le tronçon poste : $\frac{DU}{U}$ E. projet [%] = 67.3 [%]

Donc puisqu'il s'agit d'une zone rurale la chute de tension admissible est 10%, la chute de tension restant disponible : $\frac{DU}{U}$ [%] = 10 - 0.02 = 9.98%

Données :

- Transformateur a installé est de 100 KVA
- La longueur de l'extension est 2.1100 KM

La puissance Active de transformateur :

$$P = S \cos \theta = 100 \times 0.8 = 80 \text{KW} \Rightarrow P = 0.08 \text{ MW}$$

Le moment dans la ligne (Extension) :

$$M = P \times L = 0.08 \times 2.1010 = 0.17 \text{ [MW.KM].}$$

$$\text{On a } \frac{DU}{U} [\%] \geq \frac{M}{M_1} \Rightarrow M_1 \geq \frac{M}{\frac{DU}{U}} \Rightarrow M_1 \geq \frac{0.17}{9.98} = 0.017 \text{ MW.KM}$$

Pour $M_1 \geq 0.017$, la section choisie est de **34.4 mm² alu.**

Contrôle de section par le courant admissible :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} \Rightarrow I = \frac{80}{\sqrt{3} \times 30 \times 0.8} = 1.92 \text{ A}$$

I_{ad} ≥ I, donc la section choisie 34.4 mm² Alu est bonne. [18]

II.10.Etude mécanique HTA

II.10.1. But

L'étude mécanique a pour but essentiel le choix des supports et des armements .Elle se fait suivant des conditions établies par l'arrêté technique.Ces conditions sont entre autres le respect du coefficient de sécurité et celui de la garde au sol.[16]

II.10.2. Profil en long

Il porte toutes les informations essentielles pour notre étude et par conséquent la rend facile. Il contient en outre les portées, les altitudes, les traversées importantes, les types de supports et d'armements choisis. Le profil en long permet de choisir le paramètre pour une zone bien déterminée. Il est obtenu après le choix du tracé de la ligne.

II.10.3. Le tracé

Il doit être aussi rectiligne que possible et permettant un accès facile et rapide aux exploitants. Nous devons aussi prendre en considération les traversées importantes et la nature du terrain qui sera surplombé.

II.10.4. Le choix du paramètre

Nous devons tenir compte de la valeur des gardes au sol et des flèches pour choisir le paramètre d'étude. Chaque paramètre possède pour une valeur de flèche choisie une portée maximale à ne pas dépasser. Notre plus grande portée est de 116 m nous avons donc opté pour un paramètre $P=700$ m.

Portée(m)	Paramètre(m)	Portée max(m)	$a_{max} > a$
100	700	116	Vérifiée
109	700	116	Vérifiée
109	700	116	Vérifiée
109	700	116	Vérifiée
110	700	116	Vérifiée
110	700	116	Vérifiée
116	700	116	Vérifiée
116	700	116	Vérifiée
116	700	116	Vérifiée
116	700	116	Vérifiée
116	700	116	Vérifiée
116	700	116	Vérifiée
116	700	116	Vérifiée
116	700	116	Vérifiée
116	700	116	Vérifiée
116	700	116	Vérifiée
113	700	116	Vérifiée

113	700	116	Vérifiée
113	700	116	Vérifiée
113	700	116	Vérifiée
113	700	116	Vérifiée
60	700	116	Vérifiée

Tableau 5: Tableau II.10 : parametre et portée maximale

II.10.10. Les flèches, écartements, l'encastrement et garde au sol

- L'encastrement est donné par la formule: $I = \frac{H}{10} + 0.10$

(Pour les supports métalliques BSG il est fixé à 1.4m et 1.70m pour Béton)

- La garde au sol par: $G = H - (I + f_m + 0.210)$ (pour notre terrain elle est fixée à 6.10m).

- La flèche quant à elle est donnée par: $F_m = \frac{a^2}{(8 \times P)} [20]$

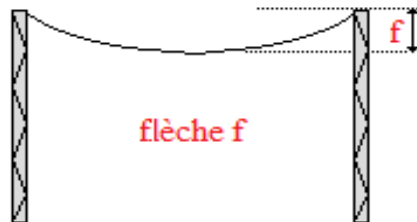


Figure.II.39 la forme de la flèche [18]

- l'écartement par:

$$e = k\sqrt{fm + l} + \frac{u}{1100}$$

Avec:

k = nature du métal conducteur

L = longueur de la chaîne d'isolateur U = tension en KV

L = 0 (arrêt de part et d'autre)

L = L / 2 (arrêt d'un côté et alignement de l'autre côté) L = L (alignement de part et d'autre)

Avec:

$L=0.4$ pour une chaîne à 2 éléments

$L=0.10$ pour une chaîne à 3 éléments $L=0.6$ pour une chaîne à 4 éléments $K=0.9$ pour le conducteur aluélec

Pour les armements en Nappe l'écartement est réduit de 20%..[16]

❖ Canton1: $P=700m$

- Portée: $a=100m$ (Arrêt-Arrêt)

$$F_m = \frac{100^2}{(8 \times 700)} = 0.410m$$

$$e_m = 0.9\sqrt{0.410} + \frac{30}{1100}$$

$$e_m = 0.6m \text{ donc } \mathbf{e=0.44m}$$

(Choix de l'armement bras de dérivation NAH /170/ U80 GALVA)

❖ Canton2: $P=700m$

➤ Portée: $a=109.4m$ (Arrêt-arrêt)

$$F_m = \frac{109.42^2}{(8 \times 700)} = 2.14m$$

$$e_m = 0.9\sqrt{2.14} + \frac{30}{1100}$$

$$e_m = 1.32m \text{ donc } \mathbf{e=1.010m}$$

(Choix de l'armement bras de dérivation NAH /170/ U80 GALVA)

❖ Canton3et 4: $P=700m$

- Portée: $a=116m$ (Arrêt-Arrêt)

$$F_m = \frac{116^2}{(8 \times 700)} = 2.40m$$

$$e_m = 0.9\sqrt{2.40} + \frac{30}{1100}$$

$$e_m = 1.39m \text{ donc } \mathbf{e=1.11m}$$

(Choix de l'armement bras de dérivation NAH /170/ U80 GALVA)

❖ Canton10: $P=700m$

- Portée: $a=113m$ (Arrêt- Arrêt)

$$F_m = \frac{113^2}{(8 \times 700)} = 2.28m$$

$$e_m = 0.9\sqrt{2.28} + \frac{30}{1100}$$

$$e_m = 1.210m \text{ donc } \mathbf{e = 1.010m}$$

(Choix de l'armement bras de dérivation NAH /170/ U80 GALVA)

- ❖ Canton 6: P=700m
- Portée: a=60m (Arrêt-Arrêt)

$$F_m = \frac{60^2}{(8 \times 700)} = 0.64m$$

$$e_m = 0.9\sqrt{0.64} + \frac{30}{1100}$$

$$e_m = 0.72m \text{ donc } \mathbf{e = 0.6m}$$

(Choix de l'armement bras de dérivation NAH /170/ U80 GALVA)

II.10.6. Calcul des tensions unitaires

La variation de la température provoque par dilatation ou contraction des conducteurs (Almélec), l'augmentation ou la diminution de la tension et par conséquent celles de la flèche. Le tableau ci-dessous nous montre pour la zone considérée les hypothèses climatiques (vent et température maximale) nécessaires au calcul des tensions mécaniques dans les conducteurs, ainsi que les coefficients de sécurité adoptés pour les lignes électriques HTA. [16]

Tableau 6: Tableau 6: zone d'étude et hypothèse de calcul

Zone	HypR	HypA	HypB	HypG
Hauts Plateaux	+100°C	+20°C	-10°C	-10°
		48daN /m²	18daN /m²	48daN /m²
		CN	CN	CE

1. Caractéristiques conducteurs :

Les conducteurs standardisés pour la moyenne tension (30 KV) sont de trois types de conducteurs nus en Almélec, de sections 34,4mm², 93.3mm² et 117 mm². Leurs caractéristiques sont données dans le (Tableau 7: tableau [II.6] Caractéristiques conducteur)

Nature	Almélec 34,4 mm ²	Almélec 93.3 mm ²	Almélec 117 mm ²

Section : S (mm ²)	34,4	93.3	117
Diamètre extérieur D (mm)	7,10	12.100	14
Poids linéique p (daN/m)	0.094	0.2106	0.340
Module d'élasticité E (daN/mm ²)	6000	6000	6000
Coefficient de dilatation (/°C)	23*10 ⁻⁶	23*10 ⁻⁶	23*10 ⁻⁶

2. Equation du changement d'état :

Elle nous permet de calculer les tensions dans les différentes hypothèses.[16]

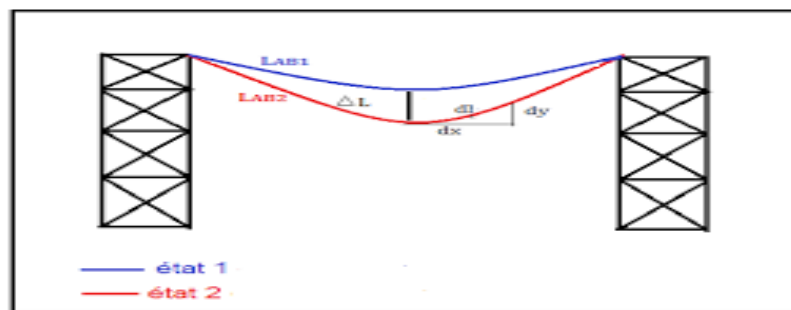


Figure.II.40. Changement d'état du câble[22]

$$t_f^3 + t_f^2 \left[\frac{EW^2}{24} \times \frac{a_{eq}^2}{t_i^2} \times m_i^2 + E\alpha(\theta_f - \theta_i) - t_i \right] = \frac{EW^2}{24} \times a_{eq}^2 \times M_{eq}^2$$

t_i : Tension initiale

t_f : Tension finale

a_{eq} : Portée équivalente

θ_i : Température initiale

θ_f : Température finale

m_i : Coefficient de surcharge initial

m_f : Coefficient de surcharge final E: module de Young

α : Coefficient de dilatation

$$a_{eq} = \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum a}}$$

$$t_i = P \cdot W \quad t_i = 700 \times 0.00273 \Rightarrow t_i = 1.92 \text{ kg /mm}^2$$

P: paramètre

W : poids spécifique du conducteur

Pour les calculs les valeurs de V, P_g, Eα(θ_f-θ_i), et P_c qui caractérisent le conducteur sont données dans le tableau 3 en fonction de l'hypothèse de calcul.[16]

a. Le coefficient de surcharge finale m_f

Il est donné par:

$$m_f = \frac{R}{PC} = \frac{\sqrt{(pc + pg)^2 + Ev^2}}{PC}$$

Avec: P_c poids du conducteur et E_v effort du vent sur le conducteur

Il est à noter que pour les hypothèses A et B P_g = 0. Les m_f sont donnés dans le tableau ci-dessous:

Tableau 8: Tableau II.8 Valeurs des composantes de l'équation du changement d'état

	HyA	HypB	HypG
v	48	18	48
P_c	0.094	0.094	0.094
P_g	0	0	0.8
m_f	3.96	1.710	10.210
(θ _f -θ _i)	-4.14	-8.28	-7.109

3. Calcul des tensions

❖ Canton 1: a_{eq}=100m P=700m

✓ Hypothèse A:

Toutes les valeurs sont données dans le tableau ci-dessus:

$$t_f^3 + t_f^2 \left[0.00186 \times \frac{100^2}{1.91^2} \times 1 - 4.14 - 1.91 \right] = 0.00186 \times 100^2 \times 3.96^2$$

$$t_{fA} = 6.10 \text{ daN/mm}^2$$

✓ HypothèseB:

$$t_f^3 + t_f^2 [0.00186 \times \frac{100^2}{1.91^2} \times 1 - 8.28 - 1.91] = 0.00186 \times 100^2 \times 1.710^2$$

$$t_{fB} = 9.09 \text{ daN/mm}^2$$

✓ HypothèseG:

$$t_f^3 + t_f^2 [0.00186 \times \frac{100^2}{1.91^2} \times 1 - 7.109 - 1.91] = 0.00186 \times 100^2 \times 10.210^2$$

$$t_{fG} = 11.73 \text{ daN/mm}^2$$

❖ Canton2: a=109.4metP=700m

✓ HypothèseA:

$$t_f^3 + t_f^2 [0.00186 \times \frac{109.4^2}{1.91^2} \times 1 - 4.14 - 1.91] = 0.00186 \times 109.4^2 \times 3.96^2$$

$$t_{fA} = 7.02 \text{ daN/mm}^2$$

✓ HypothèseB:

$$t_f^3 + t_f^2 [0.00186 \times \frac{109.4^2}{1.91^2} \times 1 - 8.28 - 1.91] = 0.00186 \times 109.4^2 \times 1.710^2$$

$$t_{fB} = 10.99 \text{ daN/mm}^2$$

✓ HypothèseG:

$$t_f^3 + t_f^2 [0.00186 \times \frac{109.4^2}{1.91^2} \times 1 - 7.109 - 1.91] = 0.00186 \times 109.4^2 \times 10.210^2$$

$$t_{fG} = 14.101 \text{ daN/mm}^2$$

❖ Canton3et 4:a=116met P=700m

✓ HypothèseA:

$$t_f^3 + t_f^2 [0.00186 \times \frac{116^2}{1.91^2} \times 1 - 4.14 - 1.91] = 0.00186 \times 116^2 \times 3.96^2$$

$$t_{fA} = 7.60 \text{ daN/mm}^2$$

✓ HypothèseB:

$$t_f^3 + t_f^2 [0.00186 \times \frac{116^2}{1.91^2} \times 1 - 8.28 - 1.91] = 0.00186 \times 116^2 \times 1.710^2$$

$$t_{fB} = 10.70 \text{ daN/mm}^2$$

✓ HypothèseG:

$$t_f^3 + t_f^2 \left[0.00186 \times \frac{116^2}{1.91^2} \times 1 - 7.109 - 1.91 \right] = 0.00186 \times 116^2 \times 10.210^2$$

$$t_{fG} = 14.74 \text{ daN/mm}^2$$

❖ Canton10: a=113m P=700m

✓ HypothèseA:

$$t_f^3 + t_f^2 \left[0.00186 \times \frac{113^2}{1.91^2} \times 1 - 4.14 - 1.91 \right] = 0.00186 \times 113^2 \times 3.96^2$$

$$t_{fA} = 7.04 \text{ daN/mm}^2$$

✓ HypothèseB:

$$t_f^3 + t_f^2 \left[0.00186 \times \frac{113^2}{1.91^2} \times 1 - 8.28 - 1.91 \right] = 0.00186 \times 113^2 \times$$

$$1.710^2 t_{fB} = 10.82 \text{ daN/mm}^2$$

✓ HypothèseG:

$$t_f^3 + t_f^2 \left[0.00186 \times \frac{113^2}{1.91^2} \times 1 - 7.109 - 1.91 \right] = 0.00186 \times 113^2 \times 10.210^2$$

$$t_{fG} = 14.64 \text{ daN/mm}^2$$

❖ Canton6: a=60m P=700m

✓ HypothèseA:

$$t_f^3 + t_f^2 \left[0.00186 \times \frac{60^2}{1.91^2} \times 1 - 4.14 - 1.91 \right] = 0.00186 \times 60^2 \times 3.96^2$$

$$t_{fA} = 6.61 \text{ daN/mm}^2$$

✓ HypothèseB:

$$t_f^3 + t_f^2 \left[0.00186 \times \frac{60^2}{1.91^2} \times 1 - 8.28 - 1.91 \right] = 0.00186 \times 60^2 \times 1.710^2$$

$$t_{fB} = 8.62 \text{ daN/mm}^2$$

✓ HypothèseG

$$t_f^3 + t_f^2 \left[0.00186 \times \frac{60^2}{1.91^2} \times 1 - 7.109 - 1.91 \right] = 0.00186 \times 60^2 \times 10.210^2$$

$$t_{fG}=12.31 \text{ daN/mm}^2$$

Tableau 9:Tableau II.9: Tableau récapitulatif du calcul des tensions finales HTA

TENSION (dan /mm ²) canton	Hypothèse A	Hypothèse B	Hypothèse C
1	6.10	9.09	11.73
2	7.02	10.99	14.101
3	7.60	10.70	14.74
4	7.60	10.70	14.74
10	7.04	10.82	14.64
6	8.62	8.62	12.31

4.Calcul des efforts des supports

✓ Support EXT:Arrêt franc

$$t_{fdef}=11.73 \text{ daN/mm}^2 \text{ (conditions exceptionnelles).}$$

$$E_H = n \times t_{fdef} \times S$$

$$E_H = 3 \times 11.73 \times 34.4$$

$$E_H = 1210.104 \text{ daN}$$

E_H :effort horizontal

N:nombre de conducteurs

S:section du conducteur

$$t_{fB}=9.09 \text{ daN/mm}^2 \text{ (conditions normales) pour vérification}$$

$$E_H = n \times t_{fdef} \times S$$

$$E_H = 3 \times 9.09 \times 34.4$$

$$E_H = 938.09 \text{ daN}$$

✓ Support N°1:Arrête ligne +IACM=138kg

$$t_{fdef}=14.101 \text{ daN/mm}^2 \text{ (conditions exceptionnelles)}$$

$$E_H = n \times t_{def} \times S$$

$$E_H = 3 \times 14.101 \times 34.4$$

$$E_H = 1497.43 \text{ daN}$$

$$E_v = \left((p_c + p_g) \frac{a_1 + a_2}{2} \right) \times 3 + P_a + P_i + P_{iacm}$$

$$E_v = \left((0.094 + 1.084) \times \frac{100 + 109}{2} \right) \times 6 + 89 + 48 + 138$$

$$E_v = 836.906 \text{ daN}$$

✓ Support N° 2-3: Alignement

$$E_H = E_v \times \frac{a_1 + a_2}{2} \times \emptyset$$

E_v : effort du vent de l'hypothèse considérée ($a_1 = 109 \text{ m}$ et $a_2 = 109 \text{ m}$)

$$E_H = E_v \times \frac{109 + 109}{2} \times 7.10 \times 10^{-3}$$

$E_H = 39.24 \text{ daN}$, il est majoré à 10%

$$\underline{E_H = 43.16 \text{ daN}}$$

✓ Support N° 4: Alignement

$$E_H = E_v \times \frac{a_1 + a_2}{2} \times \emptyset$$

E_v : effort du vent de l'hypothèse considérée ($a_1 = 109 \text{ m}$ et $a_2 = 110 \text{ m}$)

$$E_H = E_v \times \frac{109 + 110}{2} \times 7.10 \times 10^{-3}$$

$E_H = 39.42 \text{ daN}$, il est majoré à 10%

$$\underline{E_H = 43.36 \text{ daN}}$$

✓ Support N° 10: Alignement

$$E_H = E_V \times \frac{a_1 + a_2}{2} \times \emptyset$$

E_V : effort du vent de l'hypothèse considérée ($a_1 = 110m$ et $a_2 = 110m$)

$$E_H = E_V \times \frac{110 + 110}{2} \times 7.10 \times 10^{-3}$$

$E_H = 39.60 \text{ daN}$, il est majoré à 10%

$$\underline{E_H = 43.106 \text{ daN}}$$

$$E_H = E_V \times \frac{a_1 + a_2}{2} \times \emptyset$$

✓ Support N°6: Arrête en ligne

$t_{fdef} = 14.101 \text{ daN/mm}^2$ (conditions exceptionnelles)

$$E_H = n \times t_{fdef} \times S$$

$$E_H = 3 \times 14.74 \times 34.4$$

$$E_H = 1497.43 \text{ daN}$$

✓ Support N°7- 8-9-11-12-13: Alignement

$$E_H = E_V \times \frac{a_1 + a_2}{2} \times \emptyset$$

E_V : effort du vent de l'hypothèse considérée ($a_1 = 116m$ et $a_2 = 116m$)

$$E_H = E_V \times \frac{116 + 116}{2} \times 7.10 \times 10^{-3}$$

$E_H = 41.76 \text{ daN}$, il est majoré à 10%

$$\underline{E_H = 410.94 \text{ daN}}$$

✓ Support N°10: Arrêt en ligne

$t_{fdef} = 14.101 \text{ daN/mm}^2$ (conditions exceptionnelles)

$$E_H = n \times t_{fdef} \times S$$

$$E_H = 3 \times 14.74 \times 34.4$$

$$E_H = 1497.43 \text{ daN}$$

✓ Support N°14: Arrêt en ligne

$t_{fdef} = 14.101 \text{ daN/mm}^2$ (conditions exceptionnelles)

$$E_H = n \times t_{fdef} \times S$$

$$E_H = 3 \times 14.64 \times 34.4$$

$$E_H = 11010.810 \text{ daN}$$

✓ Support N°110- 16-17-18: Alignement

$$E_H = E_v \times \frac{a_1 + a_2}{2} \times \emptyset$$

E_v : effort du vent de l'hypothèse considérée ($a_1 = 113 \text{ m}$ et $a_2 = 113 \text{ m}$)

$$E_H = 48 \times \frac{113 + 113}{2} \times 7.10 \times 10^{-3}$$

$$E_H = 40.68 \text{ daN, il est majoré à 10% } \underline{E_H = 44.710 \text{ daN}}$$

✓ Support N°19: Arrêt en ligne

$t_{fdef} = 14.101 \text{ daN/mm}^2$ (conditions exceptionnelles)

$$E_H = n \times t_{fdef} \times S$$

$$E_H = 3 \times 14.64 \times 34.4$$

$$E_H = 11010.810 \text{ daN}$$

✓ Support 20: Arrêt franc

$t_{fdef} = 11.73 \text{ daN/mm}^2$ (conditions exceptionnelles).

$$E_H = n \times t_{fdef} \times S$$

$$E_H = 3 \times 12.31 \times 34.4$$

$$E_H = 1270.39 \text{ daN}$$

E_H : effort horizontal

N: nombre de conducteurs

S: section du conducteur

$t_{fB}=8.62daN/mm^2$ (conditions normales) pour vérification

$$E_H=n \times t_{fdef} \times S$$

$$E_H=3 \times 8.62 \times 34.4$$

$$E_H=889.108daN$$

$$E_v = \left((pc + pg) \frac{a_1 + a_2}{2} \right) \times 3 + P_{\text{paremement}} + P_{\text{(eclateuracorne)}} + P_{\text{transf}}$$

$$E_v = ((0.094 + 1.084) \times) \times 3 + 80 + 24 + 10310 + 100$$

$$E_v = 836.906 \text{ dan}$$

10. Calcul des hauteurs et Choix des supports

Le choix de la nature du support dépend:

- Des caractéristiques nécessaires (efforts-hauteurs)
- Du lieu d'implantation (difficultés d'accès, etc.)
- Des conditions climatiques (neige, givre)
- Des considérations économiques (rentabilité).

La formule $H=G+I+F$ nous donne la hauteur totale d'un support. [16]

✓ Support EXT

$$E_H=1210.14daN \quad H=6.10+1.4+0.410+1 \Rightarrow H=9.310m \Rightarrow 2 \times PBA 11 630$$

✓ Support 1

$$E_H=1497.43daN \quad H=6.10+1.4+2.14 \Rightarrow H=10.3m \Rightarrow 106BS88$$

✓ Support 2- 3 -4 -10

$$E_H=31.48daN \quad H=6.10+1.4+2.14-0.6 \Rightarrow H=9.44m \Rightarrow PBA 12.400$$

✓ Support 6- 10

$$E_H=39.24daN \quad H=6.10+1.4+2.40 \Rightarrow H=10.3m \Rightarrow PBA 12.630$$

✓ Support 7 -8- 9- 11- 12- 13

$$E_H = 43.36 \text{ daN} \quad E_t H = 6.10 + 1.4 + 2.40 - 0.6 \Rightarrow H = 9.7 \text{ M} \Rightarrow \text{PBA 12.400}$$

✓ Support 14

$$E_H = 1497.43 \text{ daN} \quad E_t H = 6.10 + 1.4 + 2.28 \Rightarrow H = 10.18 \text{ m} \Rightarrow 2 \times \text{PBA 12.1000}$$

✓ Support 110 -16- 17- 18

$$E_H = 44.710 \text{ daN} \quad E_t H = 6.10 + 2.28 - 0.6 \Rightarrow H = 9.108 \text{ m} \Rightarrow \text{PBA 12.400}$$

✓ Support 19

$$E_H = 410.94 \text{ daN} \quad E_t H = 6.10 + 1.4 + 2.28 \Rightarrow H = 10.18 \text{ m} \Rightarrow 106 \text{ BS88}$$

✓ Support 20

$$E_H = 1497.43 \text{ daN} \quad E_t H = 6.10 + 1.4 + 0.64 \Rightarrow H = 8.104 \text{ m} \Rightarrow 2 \times \text{PBA 12.1000}$$

6. Calcul et Choix des armement nappe voute

Le choix se fait en fonction de deux considérations :

- Electrique : pour vérifier l'écartement entre conducteur afin d'éviter

II. Les risques d'amorçage entre conducteur et masses.

- Mécanique : pour la résistance aux surcharges de neige..[17]

- Calculs des armements

✓ Support N°02-03

Portée: $a = 109.4 \text{ m}$

Comme le terrain est plat

$$E_H = 3E_v \times \frac{a_1 + a_2}{2} \times \emptyset \qquad E_V = p_c \times \frac{a_1 + a_2}{2}$$

$$E_H = 43.16 \text{ Ddan}$$

$$E_V = 0.094 \times \frac{109 + 109}{2}$$

$$E_V = 10.24 \text{ dan}$$

- Calcul de l'écartement:

Nous sommes dans le cas de arrêt –alignement: $L = \frac{1}{2}$

On a :

$$e_m = 0.9 \sqrt{2.14 + 0.210} + \frac{30}{1100}$$

$$e_m=1.27\text{m donc } e=1.07\text{m}$$

Le choix s'effectue sur abaque à partir de l'effort vertical et horizontal

Armement retenu :NVG 1.7m

✓ Support N°04

$$EH=43.36\text{dan}$$

$$EV=0.094 \times \frac{109+110}{2}$$

$$EV=10.293\text{dan}$$

- Calcul de l'écartement:

alignement –alignement:L=L

On a :

$$e_m=0.9\sqrt{2.14 + 0.10} + \frac{30}{1100}$$

$$e_m=1.32\text{m donc } e=1.13\text{m}$$

Armement retenu :NVG 2m

✓ Support N°010

$$EH=43.106\text{dan}$$

$$EV=0.094 \times \frac{110+110}{2}$$

$$EV=10.34\text{dan}$$

- Calcul de l'écartement:

alignement –alignement:L=L

On a :

$$e_m=0.9\sqrt{2.14 + 0.10} + \frac{30}{1100}$$

$$e_m=1.32\text{m donc } e=1.13\text{m}$$

Armement retenu :NVG 2m

✓ Support N°07 ,08 ,09 ,11 ,12 ,13

$$EH=410.94\text{dan}$$

$$EV=0.094 \times \frac{116+116}{2}$$

$$EV=10.90\text{dan}$$

- Calcul de l'écartement:

alignement –alignement:L=L

Ona :

$$e_m = 0.9\sqrt{2.40 + 0.10} + \frac{30}{1100}$$

$$e_m = 1.39\text{m donc } e = 1.19\text{m}$$

Armement retenu :NVG 2m

✓ Support N°110- 16-17-18

$$EH = 44,710\text{dan}$$

$$EV = 0.094 \times \frac{113+113}{2}$$

$$EV = 10.62\text{dan}$$

- Calcul de lécartement:

alignemen –alignement:L=L

On :

$$e_m = 0.9\sqrt{2.28 + 0.10} + \frac{30}{1100}$$

$$e_m = 1.36\text{m donc } e = 1.16\text{m}$$

Armement retenu :NVG 2m [17]

PROJET : RACCORDEMENT MTA PERIMETRE AGRICOLE RECHAIGA
NOM D'ABONNER
MEMOIRE DESCRIPTIF

Ligne MT/A 30KV VERS (NOM D'ABONNER) P1 EN 34.4 mm² ALU L = 21100 m

DETAIL MATERIEL LIGNE MTA/BTA			
Désignations	Unité	Quantité	Observation
SUPPORTS PBA 12.400	unité	14	
SUPPORTS PBA 12.630	unité	2	
SUPPORTS PBA 12.1000	unité	1	
SUPPORT 106 BS88	unité	2	
NVG 34.4	unité	14	

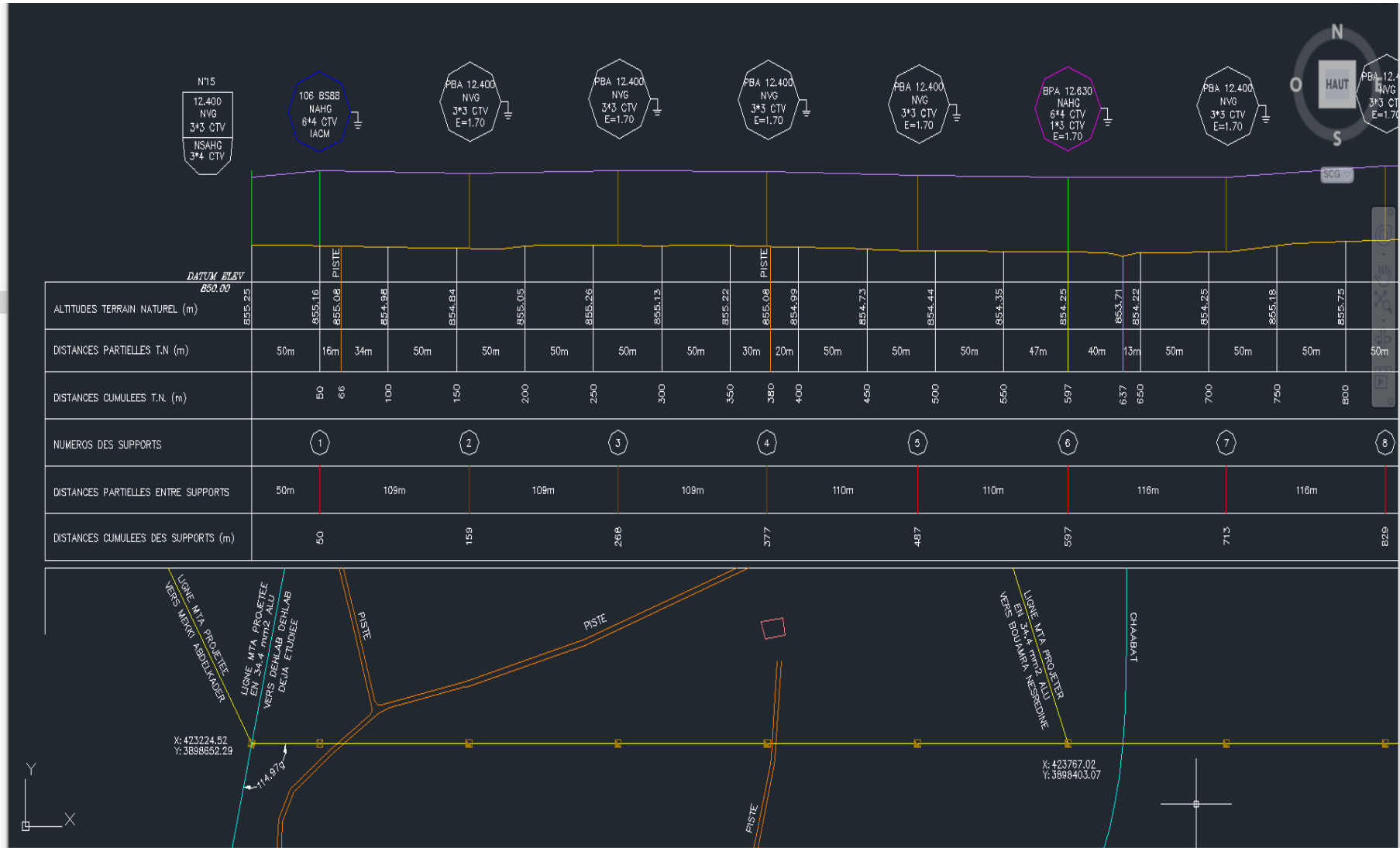
NAHG 34.4	unité	10	
NSAHG 34.4	unité	1	
CTV 1710 a 3 elem	unité	410	
CTV 1710 a 4 elem	unité	33	
EAO a 4 elem	unité	3	
IACM	unité	2	
PAM	unité		
Longueur du cable EN 34.4	m	21100	

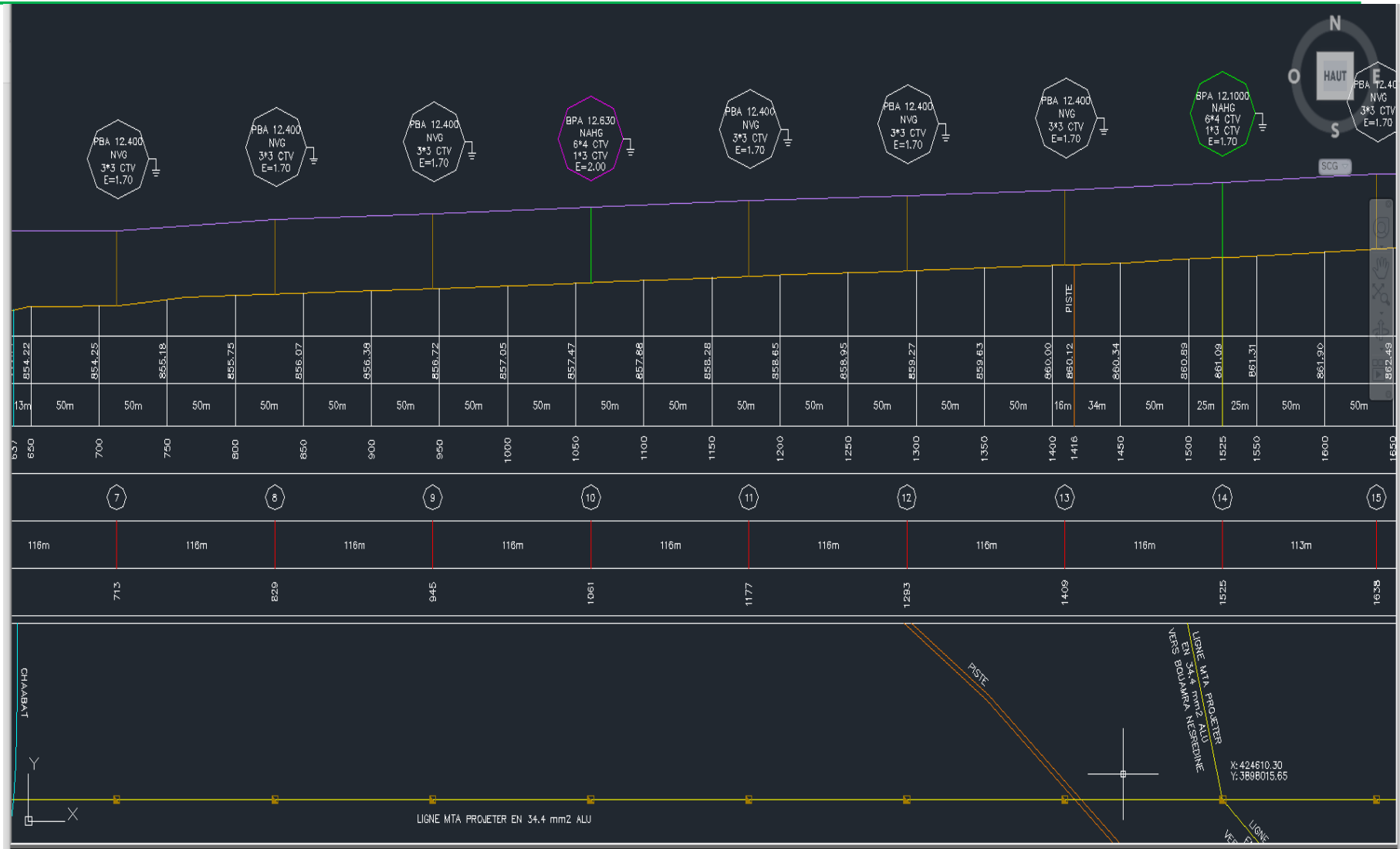
CARNET DE PIQUETAGE :

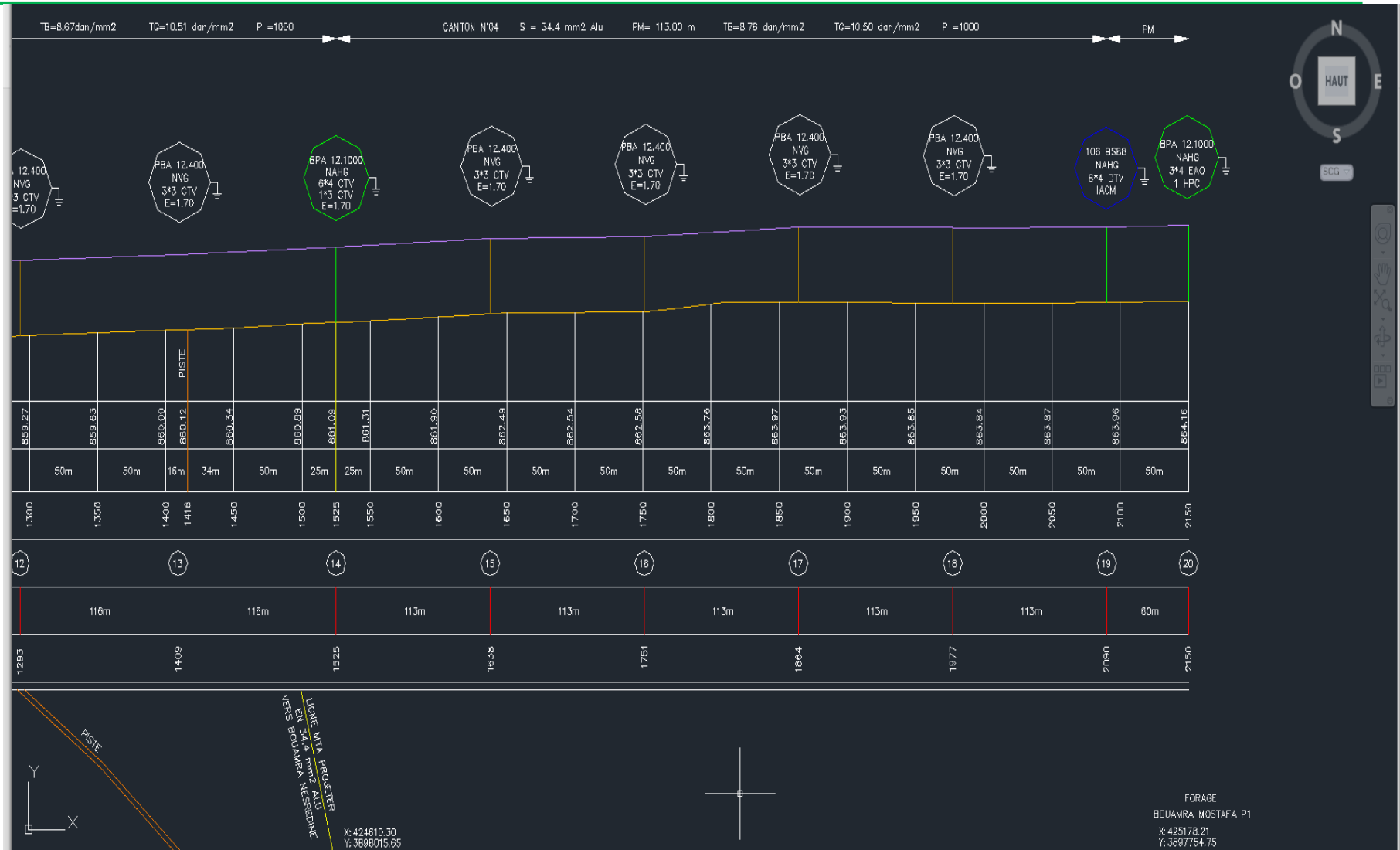
N°	PORTEE	CANTON	TYPE SUPPORT	ARMEMENT	CTV3E	CTV4E	IACM30KV	EAO	OBSERVATION
EXT		1	EXT	NSAHG 34.4		3			
1	100	1	106 BS88	NSAHG 34.4		6	IACM		
2	109	2	PBA12.400	NVG34.4	3				
3	109	2	PBA12.400	NVG34.4	3				
4	109	2	PBA12.400	NVG34.4	3				
10	110	2	PBA12.400	NVG34.4	3				
6	110	2	PBA 12.630	NSAHG 34.4	1	6			
7	116	3	PBA12.400	NVG34.4	3				
8	116	3	PBA12.400	NVG34.4	3				
9	116	3	PBA12.400	NVG34.4	3				
10	116	3	PBA 12.630	NSAHG 34 .	1	6			
11	116	4	PBA12.400	NVG34.4	3				
12	116	4	PBA12.400	NVG34.4	3				
13	116	4	PBA12.400	NVG34.4	3				

14	116	4	PBA 12.1000	NSAHG 34 .4	1	6			
110	113	10	PBA12.400	NVG34.4	3				
16	113	10	PBA12.400	NVG34.4	3				
17	113	10	PBA12.400	NVG34.4	3				
18	113	10	PBA12.400	NVG34.4	3				
19	113	10	106 BS88	NSAHG 34 .4		6	IACM		
20	60	6	PBA 12.1000	NSAHG 34 .4				3	

Profil en long :









Chapitre III :

Procédure de la surveillance pour les travaux électriques



III.1. Les Principaux Phase De La Surveillances

- 1^{ère} phase: Elle est relative à la préparation, la nancement de l'affaire. Le surveillant vérifie les pièces constituant le dossier d'exécution des travaux et procède sur le terrain au piquetage de l'affaire avec l'entreprise réalisatrice.
- 2^{ème} phase: Elle est relative au suivi technique et physique sur le terrain:
 - Installation de chantier,
 - Contrôle conformité technique,
 - Etat d'avancement des travaux.

Au bureau, le surveillant rend compte de ses visites de chantier et contrôle les facturations.

- 3^{ème} phase: Elle est relative à la réception de ouvrages et à la préparation des dossiers «affaires terminées».

III.2. Procédure de suivi technique

La surveillance des Travaux Electricité est l'un des actes les plus importants dans la réalisation d'un ouvrage. En effet, par définition la surveillance c'est l'action de veiller à la conformité technique des ouvrages pendant leur réalisation afin d'avoir un ouvrage dont la durée de vie sera la plus longue possible.

La surveillance de la réalisation des ouvrages aériens consiste à des visites programmées tout en respectant le planning tracé avec l'entreprise sous-traitante (surveillance obligatoire de phase-clés de l'affaire donnant lieu à un PV de phase pour pouvoir entamer la suite des travaux) ainsi que des visites inopinées.

III.3. Missions et attributions du Surveillant Travaux Electricité

Le surveillant travaux :

- Vérifie les pièces constituant le dossier d'exécution des travaux.
- Procède au piquetage de l'affaire sur le terrain avec l'entreprise de réalisation.
- Autorise l'entreprise à entamer la réalisation de l'ouvrage.
- Procède au cours des réalisations aux contrôles successifs de la conformité des travaux aux normes et spécifications en vigueur, par :
 - La surveillance permanente pour toutes les phases de réalisation des réseaux aéro souterrains.
 - Des visites programmées et/ou inopinées pour les réseaux aériens et souterrains.

- La surveillance obligatoire des phases clés de l'affaire donnant lieu à des procès-verbaux de phase et au relevé de métré pour attachement contradictoire.

- Etablit l'avis de fin des travaux.

- Etablir la fiche de suivi de matériels homologués

Procédure de suivi

technique.....

III.4. Procédure de suivi de la réalisation du réseau HTA aérien

Préparation :

Le surveillant des travaux (désigné sur l'affaire) vérifie le dossier qui doit comprendre :

Des informations de type technique venant de la structure « Etudes » :

- Notice descriptive des travaux
- Plan de situation
- Plan de masse
- Plan d'Etudes
- Liste de matériel
- Tableau de réglage
- Carnet de piquetage
- Profil en long

Des informations de type administratives venant de la structure « Gestion » :

- Commande ou marché
- Permis de construire, autorisations de passage et de voirie, ...
- Autorisation de survol (éventuellement)
- Ordre de service

Il prend rendez- vous avec l'entreprise pour le piquetage.

Lancement

Le surveillant des travaux se déplace sur le terrain, il :

- Indique a l'entreprise le point de départ et d'arrivée de la ligne
- Constate les changements éventuels du tracé par rapport aux prévisions de l'étude, auquel cas il avise le chef de structure (étude et travaux) pour la préconisation des mesures à prendre.
- Relève le taux d'accessibilité du terrain
- Informe les services techniques électricité de la date de début des travaux

Piquetage

C'est une visite de reconnaissances des lieux sur le terrain en présence de l'entreprise réalisatrice. Lors de piquetage, il incombe au surveillant des travaux :

- Identifier et positionner l'ouvrage sur le terrain suivant le plan d'étude d'exécution
- Indiquer à l'entreprise le point de piquetage de d'aboutissement de la ligne projetée
- Voir et constater l'accessibilité de l'affaire sur le terrain

Suivi technique sur le terrain : Procédure de suivi technique.....

Le surveillant des travaux, lors de ses déplacements sur le terrain doit particulièrement s'attacher à faire respecter les normes en vigueur en matière de réalisation des ouvrages et de sécurité.

Les parties à réceptionner sont :

- **Réception des fouilles** (conformité avec le carnet de piquetage) :

- Contrôle les dimensions des fouilles,
- Relève la qualité du terrain (normal, dur, très dur),
- Vérifie le béton de propreté (semelle)

- **Levage des supports : vérification de :**

- La verticalité des supports,
- Le dosage du béton,
- La conformité des dés.

- Mesure la valeur des mises à la terre.

- **Vérification de l'armement** (longueur et épaisseur de la cornière)

- **Vérification de la mise à la terre** pour les supports métalliques.

- **Déroulage des conducteurs :**

- Le matériel utilisé pour dérouler le câble,
- La pose des poulies,
- L'état des conducteurs pendant l'opération,
- Les dispositifs de sécurité (balisage, ...)
- Mise sur pince 48 heures après déroulage pour permettre au conducteur de s'équilibrer.

- **Réglage de la ligne :**

Vérifier si toutes les conditions nécessaires au réglage de la ligne sont réunies (pas de vent fort etc ...)

Vérifier les flèches définies dans le tableau de réglage (sur le terrain dénivelé, réglage de la flèche au dynamomètre.

- Poste sur poteau : le surveillant doit veiller à la vérification de :

- Mesure des valeurs des terres
- La position du commutateur de réglage de tension
- L'existence de la plaque signalétique du transformateur
- Des dispositifs et réglages des protections (disjoncteur BT, les éclateurs)
- La plateforme de manœuvre du disjoncteur
- Des connexions

- Vérification du matériel : Le surveillant de travaux doit :

- Procéder à la vérification des matériels approvisionnés avant la pose pour chaque affaire
- S'assurer que le matériel approvisionné est homologué
- Demander à l'entreprise réalisatrice une copie du certificat d'homologation en cas de doute

Procédure de suivi

technique.....

III.5. Suivi de la réalisation de réseau BT aérien torsadé

La surveillance des travaux BT ne diffère pas de celle des ouvrages HTA, étant donné que les phases de réalisation sont les mêmes sauf en ce qui concerne leurs consistances et leurs délais de réalisation.

Le surveillant doit notamment focaliser son attention sur :

- La technique de mise en œuvre du faisceau (le déroulage, le tirage, et le réglage)
- Mise en place des connecteurs, des ensembles de suspension et les ensembles d'ancrage.

Suivi physique

Parallèlement au suivi technique sur le terrain, le surveillant des travaux doit remplir à chaque visite de chantier la fiche de suivi de chantier en double exemplaire :

Une copie est envoyée à la programmation pour la mise à jour de l'état d'avancement des affaires.

Une autre copie reste pour le classement.

III.6. Réception provisoire de l'ouvrage

Avant la réception le surveillant de travaux doit

- S'assurer de la conformité des travaux en respects des normes et spécification en vigueur et du projet approuvé
- S'assurer que tous les points de l'autocontrôle sont pris en compte et conforme
- S'assurer de bonne réalisation des circuits de terre et en donnant à l'écrit les valeurs au STE du réseau de distribution

III.7. Constitution du dossier

Après avoir effectués toutes les opérations précitées le surveillant des travaux doit constituer le dossier qui comprend les documents suivants :

- PV de piquetage
- Fiche de suivi de matériel utilisé travaux neuf
- PV de réception provisoire
- Avis de fin des travaux électricité
- Fiche de délai d'exécution
- Listes des matériels
- Décompte global définitif
- Attachement contradictoire
- Balance des matériels
- Plan conforme

III.8. LES PV ET LES DOCUMENTS DE TRAVAIL

الشركة الجزائرية للكهرباء والغاز-التوزيع

Société algérienne de l'électricité et du gaz - Distribution

ناحية وهران

N°

Année

Direction de Distribution de Tiaret

ORDRE DE SERVICE A L'ENTREPRENEUR ELECTRICITE

IMPUTATION : N°

DESIGNATION DE L'AFFAIRE :

ENTREPRENEUR : Le soussigné Mr.....

Directeur de distribution de Tiaret, invite l'entreprise à commencer les travaux de l'affaire ci-dessus citée, conformément aux conditions ci-dessous :

- Soumission N° :
- Mode de passation :
- Montant du lot :
- Montant de l'affaire :
- Délai de réalisation

	MTA(ml)	MTS(ml)	BTA(ml)	BTS(ml)	BRT	EQUIP	GC)	AutreConsistance
Pose								
Dépose								

Il est bien précisé par ailleurs que les délais de réalisation ne commenceront effectivement sur le terrain que :

- Après vérification par entrepreneur que toutes les autorisations de passage dans les terrains ou les servitudes, ont bien été obtenues des propriétaires.
- Après approbation du piquetage que l'entrepreneur aura matérialisée sur le terrain en tenant compte des modifications éventuelles ou projet initial demandées par les services techniques.

Vu et accepté par l'entreprise

Tiaret LE :

LE DIRECTEUR DE DISTRIBUTION



الشركة الجزائرية للكهرباء والغاز-التوزيع

Société algérienne de l'électricité et du gaz - Distribution

ناحية وهران

N°
Année

Direction de la Distribution de Tiaret

Division Etudes et Travaux Elec/Gaz

Service Etude et Travaux Elec

PV De Piquetage

Objet :

Ods N° : Du

Ce jour le .../.../..... nous nous somme déplacés sur les lieux de l'affaire citée en objet pour procéder à son piquetage conformément au plan d'étude N°en présence de l'entreprise Pour réalisation dans un délai de jours

Le PV NB : L'entreprise est tenue d'informer son surveillant de travaux ou le responsable de structure de tout problème rencontré tel que les oppositions de passage le dépassement de consistance de réseau ; intempéries ou autres problème qui peuvent surgir durant l'exécution des travaux ou ils doivent être sanctionnés par un PV d'arrêt de travaux provisoire jusqu'à la prise en charge de ces derniers

Le Surveillant des travauxL'entreprise



الشركة الجزائرية للكهرباء والغاز-التوزيع
Société algérienne de l'électricité et du gaz - Distribution

ناحية وهران

N°

Année

Direction de la Distribution de Tiaret

Division études exécution travaux

Service Etudes Et Travaux ELEC

PV D'APPROVISIONNEMENT DE MATERIELS

En ce jour le /..../20.... Nous nous sommes déplacés sur les lieux du chantier en vue de procéder à la réception de l'approvisionnement de matériels de réalisation de l'affaire : _____

_____ , Confiée à l'entreprise _____ pour réalisation, ou nous avons constaté la disponibilité des articles suivants :

Article	Quantité

Article	Quantité

De ce fait et après constat :

L'autorisation de démarrage des travaux est accordée.

Interdiction de démarrage des travaux jusqu'approvisionnement
Du reste du matériel manquant

Le Surveillant des travauxL'entreprise



الشركة الجزائرية للكهرباء والغاز-التوزيع
Société algérienne de l'électricité et du gaz - Distribution

ناحية وهران

N°

Année

Direction de la Distribution de Tiaret
Division études exécution travaux
Service Etudes Et Travaux ELEC

PV D'ouverture de chantier

Objet

.....
.....

Nous vous informons que le chantier relatif à l'affaire citée en objet sera entamé par l'entreprise

..... Au profit de la société de distribution centre, direction de distribution de BLIDA. ;

à partir de la date du / /20.....

(Délais contractuel =.....jours)

LE Surveillant L'Entreprise



الشركة الجزائرية للكهرباء والغاز-التوزيع

Société algérienne de l'électricité et du gaz - Distribution

ناحية وهران

N°

Année

Direction de la Distribution de Tiaret
Division études exécution travaux
Service Etudes Et Travaux ELEC

DECOMPTE GLOBAL DEFINITIF

Affaire :

O D S : N° Approuvé le

Code Article	DESIGNATION	Un	Quantité Prévue	Quantité Réalisée	Ecart R - P	Observation

Entreprise	Surveillant /TVX	Contrôleur /TVX	Chef de Service	Chef de D.E.E.T



الشركة الجزائرية للكهرباء والغاز-التوزيع
Société algérienne de l'électricité et du gaz - Distribution

ناحية وهران

N°

Année

Direction de la Distribution de Tiaret
Division études exécution travaux
Service Etudes Et Travaux ELEC

LISTE DE MATERIEL A REINTEGRE

Affaire:

ODS : N° Approuvé le

N°	DESIGNATION	Unité	Quantités

Le Surveillant des travaux L'entreprise



الشركة الجزائرية للكهرباء والغاز-التوزيع

Société algérienne de l'électricité et du gaz - Distribution

ناحية وهران

N°
Année

Direction de la Distribution de Tiaret
Division études exécution travaux
Service Etudes Et Travaux ELEC

ATTACHEMENT CONTRADICTOIRE

Affaire:

ODS : N° Approuvé le

Code Article	DESIGNATION	Unité	Quantité

Entreprise	Surveillant /TVX	Contrôleur /TVX	Chef de Service	Chef de D.E.E.T



الشركة الجزائرية للكهرباء والغاز-التوزيع
Société algérienne de l'électricité et du gaz - Distribution

ناحية وهران

N°
Année

Direction de la Distribution de Tiaret
Division études exécution travaux
Service Etudes Et Travaux ELEC

En ce jour le /...../20.... Nous nous sommes déplacés sur les lieux du chantier en vue de confirmer l'achèvement des travaux de l'affaire : _____

Confiée à l'entreprise _____ pour réalisation.

Constats :

Achèvement des travaux est confirmé, d'où la réception provisoire sera programmée pour la date du .../.... /20.... Selon la disponibilité du STE de.....)

Le surveillant de travauxL'entreprise



الشركة الجزائرية للكهرباء والغاز-التوزيع
Société algérienne de l'électricité et du gaz - Distribution

ناحية وهران

N°

Année

Direction de la Distribution de Tiaret
Division études exécution travaux
Service Etudes Et Travaux ELEC

AVIS DE FIN DES TRAVAUX ELECTRICITE Affaire

..... Entreprise
..... N° RCN :

ODS N° : Approuvé le :

Date Début des Travaux/...../20..... Date Fin des Travaux/...../20.....

Date MES des Ouvrage/...../20..... Plan Conforme N°

Réalisation Poste N° : Type : Nature
..... Puissance Du Transfo
.....

Ligne MT Aérien /Souterrain
Tension : 30 KV Nature : ALM / SEC N° de Tronçon :

Longueur Posée (ml) Longueur Déposée (ml)

Ligne BT Aérien /Souterrain
Tension : B2 Nature : Poste N° :

Longueur Posée (ml) Longueur Déposée (ml)

Branchement 2Fils Branchement 4Fils
Posée : Déposée : | Posée : Déposée :

Regroupement de Compteur

NB : Affaire relatif à la totalité du projet Affaire relatif à une partie du projet (Cocher la mention utile)

Observation
.....
.....
.....

Surveillanttravaux	Contrôleurtravaux	Chef de service	Chef de DEET



الشركة الجزائرية للكهرباء والغاز-التوزيع
Société algérienne de l'électricité et du gaz - Distribution

ناحية وهران

N°
Année

DIRECTION DE LA DISTRIBUTION DE TIARET

Division :

Service...

(1) OBJET :

.....

Marché N°: Approuvé le :

PROCES-VERBAL DE RECEPTION DIFINITIVE

L'an deux Mille Le

Nous soussigné,délégué par l'Ingénieur en Chef du Service en (3) De l'Entrepreneur en dûment appelé, Nous sommes transportés Sur les lieux des travaux pour examiner les travaux (4)

..... Exécuté au titre du marché par Entreprise (2)

Nous avons reconnu que ces travaux et fournitures satisfont aux conditions imposées par les clauses du marché et se trouvent en bon état d'entretien.

En conséquence, le délai de garantie étant expiré, nous déclarons qu'il y a lieu d'en accorder la réception définitive.

En foi de quoi nous dressé le présent procès-verbal.

A tiaret..... Les jours, mois et an que dessus.

ACCEPTE PAR L'ENTREPRENEUR (FOURNISSEUR)
SERVICE

L'INGENIEUR, CHEF DE

SOUSSIGNE

Vu par le chef de DEET

(1) Désignation de l'ouvrage et de l'objet du marché.

(2) Désignation de l'Entreprise ou du fournisseur.

(3) << Présence>> ou << Absence>>.

Désignation de l'ouvrage ou éventuellement de la partie de l'ouvrage objet de la réception

Conclusion générale

Après l'étude nous pouvons conclure que le client ne peut être raccordé qu'après la mise en service d'une nouvelle source HT/MT.

En revanche le calcul des paramètres d'une ligne de transport électrique à l'aide du logiciel de programmation MATLAB nous permettant de réduire le temps de calcul et rapidité de réponse. Enfin, nous espérons que ce travail fera l'objet d'une réalisation concrète.

Références Bibliographique

- [1].BellamouchiAbdelhai et BekkoucheMoussa et BekkoucheELhadi
«Conceptionetsimulationdelignesélectriquesàhautetension» MASTERACADEMIQUE ,
Université Hamma Lakhdar. El OuedFACULTE DE LA TECHNOLOGIE p 10 ,6, 7 ,
2020/2021
- [2].Kraibdallh, bedjaouimerouane«analyse électromagnétique et thermique de cable souterrains
haute tension a l'aide MFE» , Mémoire présenté pour obtenir le diplôme de master, Université de
mohamed el-bachir-el-inrahimi-bordj bouarreidj, p4 ,7,2021/2022
- [3].BenhaouaAbdelnacer,MehdaAdem,achiriRachid«Etude et analyse les paramètres
électrique et mécanique d'une ligne a haute tension»MasterAcademique
Lakdhar –EL OUED HammaUniversitéEchahid, p4, 2020/2021
- [4]. RachediAyoub,Zitouni Abdelkader «Etude et dimensionnement d'un pylone d'alignement
de transport d' énergie électrique 220KV»Mémoire de fin d'études de master
Université yahiafares de media, p 2, 2019/2020
- [10].MohamedAbdallahiisselmou,hamcherifAbdelkarim«Etude de conception d'une lgine
aérienne MT suivant la normalisation algérienne»Mémoire présenté pour obtenir le diplôme de
master en genieelectrique
Université Abdlhamid Ibn Badis Mostaganem p 41 42 , 2021/2022
- [6].HachimSechiri,Abd Rachid Akka«Diagnostic de la fonction isolation de cables HT isolés par
la méthode des éléments finis» Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme de Master
académique, Université Mohamed Boudiaf-M'sila p 14 110 16 , 2019/2020
- [7].DilmiAbdelmalek,MaroufAmeur«influence de la pollution sur le comportement d'un modele
plan d'isolateur sous haute tension » Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de
master, Université Mohamed Boudiaf-M'sila p 4 10 ,2016/1017
- [08].ReguiegSeifEddine,Khaldi Hamza «modelisation de la propagation l'arc électrique sur une
surface isolante »
Mémoire de fin d'étude, Université Mohamed Boudiaf-M'sila p 3 4 10 , 2019/202
- [09]LamineMiloud«Etude et modélisation des courants de court-circuit» Mémoire de fin
d'études en vue de l'obtention du diplôme de master, université de M'sila p 24 ,210 ,20110/2016
- [10]DahahjYassine,NouariRadhwane«Optimisation des Réseaux de Distribution Basse
tension(étude de cas Poste n1071-TIMIMOUNE)»
Mémoire Master Academique, p 24, 2017/2018
- [11]MessadSaidani,NouaraHammouche«Paramétrage et réglage d'un relais de protection
MICOM P142 du départ 30KV HTA «SN SEMPIC » AC issu du post source THT «OUED-AISSI»
Mémoire de fin d'étude de Master Academique , Université Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou
P 106 ,107 , 20110

[12]HaddasLyazid,HamiKhodir«Calcul des paramètres et caractéristique des lignes électrique triphasées » Mémoire fin de cycle présentation pour l'obtention du diplôme master II en Génie électrique, Université Abderrahmane-BEJAIA p10 ,17 , 18 , 2014/20110

[13]OussamaMessad, NouhAgguini«Calcul des paramètres et caractéristique des lignes électrique triphasées» Mémoire de fin d'étude de Master Académique, Université Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou, p 19 ,20 , 2021

[14]BenzazaZohir, Ahmed Benchaid Abdel sami«Etude de fonctionnement d'un réseau électrique hybride dans un réseau avec un réseau local» pour l'obtention du diplôme de master, Ecole supérieure en sciences appliquées-Tlemcin- , p 8 ,9 , 2020/2021

[110]MahamanHabou,MahamanAbdourhamane«EtudeDétailée De l'électrification rurale centre de boukhuidem commune de chenigule»Mémoire pour l'obtention du diplôme de techniciensupérieur en réseauelectrique, p 7

[16]Mahamane Mai Dango Moctar TRSE«Etude D'électrification Rurale Du Centre De M'fataha Commune De M'fatha /Médéa»

Mémoire De Fin Formaton, Ecole Technique de blida , p 17 , 2018

[17]Kader Aba «Etude d'exécution pour l'électrification rurale HTA /BT du centre HAI BOUZID(commune de el affroun) » mémoire de stage a la direction de distribution de bilda (la division Etude Exécution et travaux , p 16 ,17

[18] MeguenniMiloud«Etude d'alimentation en energieelectrique des trois exploitation agricoles a medroussa» Mémoire de fin de stage

Pour l'obtention du cader d'exploitation hc travaux electrique, tiaret p34 ,



ANNEXE



Caractéristiques des conducteurs

NATURE	SECTION mm ²	r à 20 ⁰ (Ω/km)	r + x tgφ (Ω/km)	I _{LT} (A)
CUIVRE	17.8	1.010	1.1810	118
	27.6	0.6100	0.8210	1103
	38.2	0.472	0.647	200
	48.3	0.373	0.1048	230
	74.9	0.240	0.416	280
	116.2	0.1106	0.331	3610

NATURE	SECTION mm ²	r à 20 ⁰ (Ω/km)	r à 100 ⁰ (Ω/km)	r + x tgφ (Ω/km)	I _{LT} (A)
ALUMINIUM	210	1.200	1.3410	1.3910	7
	310	0.868	0.973	1.023	8
	100	0.641	0.918	0.768	910
	70	0.443	0.497	0.1047	114
	910	0.320	0.3109	0.409	142
	120	0.2103	0.284	0.334	172
	1100	0.206	0.231	0.281	198
	1810	0.164	0.184	0.234	2210
	240	0.1210	0.140	0.190	2410
					3010

CARACTERISTIQUES DES CONDUCTEURS Almelec

C EI 208

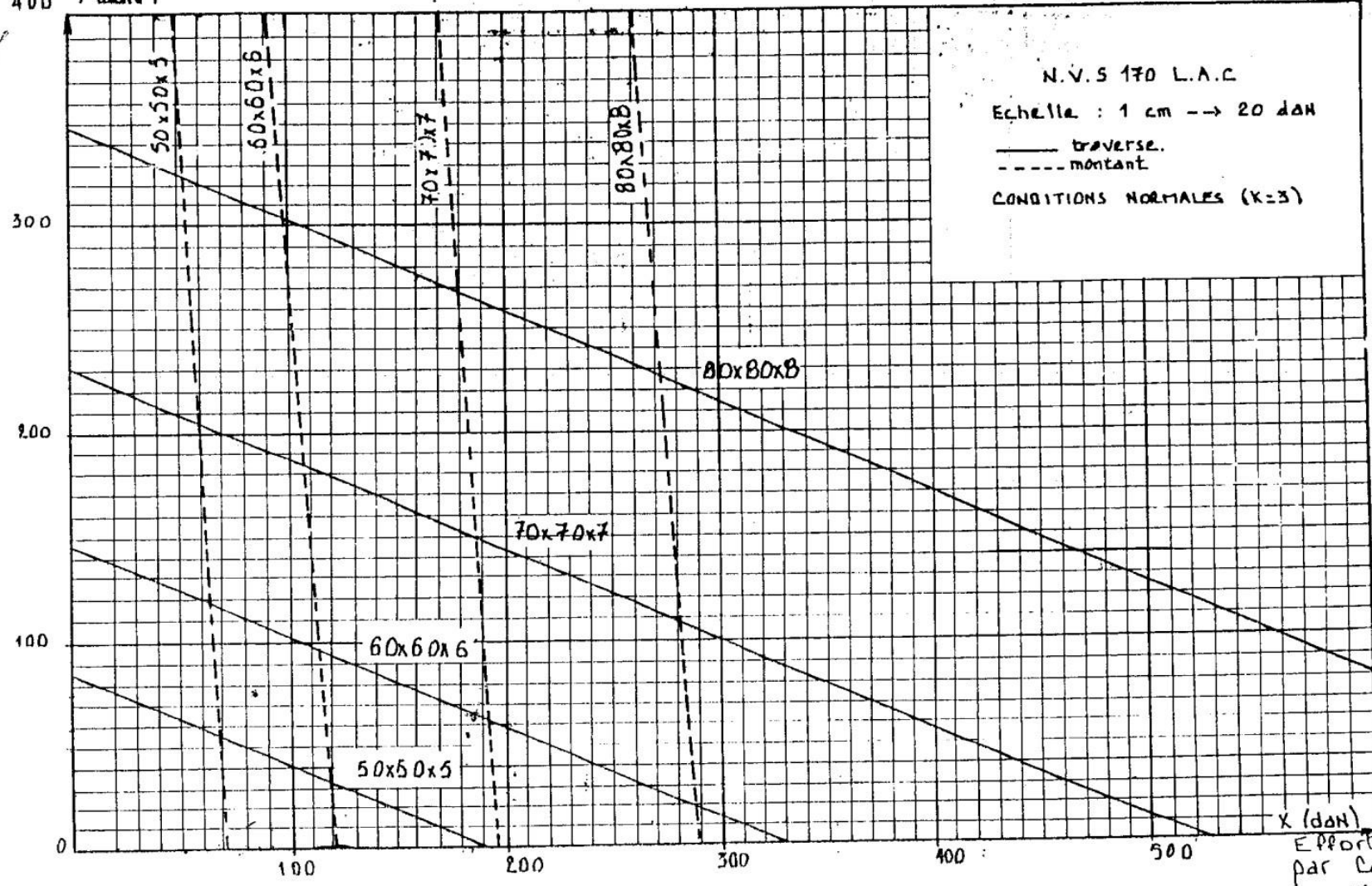
SECTION (mm ²)	Compos fil Almelec (Nbre x Diametre en mm)	Diametre exterieur du cable D (mm)	Poids unitaire du conduct. (kg/m)	Charge de rupture mini. (kg)	TENSION unitaire admissible		Resistance electrique $\bar{\omega}$ 20°C (Ohms/km)	Module d'elasticite E (kg/mm ²)	Coef. de dilatation α	Poids specifique du conducteur \bar{W} (kg/m/mm ²)	$\frac{E \bar{W}^2}{2A}$	Effort du au vent sur un conducteur EV	
					en Regime normale Coef. securite 3 (kg/mm ²)	avec Givre Coef. securite 1,75 (kg/mm ²)						$18 \times \phi$ 18 daN/m ²	$48 \times \phi$ 48 daN/m ²
34,4	7x2,5	7,5	0,094	979	9,486	16,26	0,958	6000	23×10^{-6}	0,00273	0,00186	0,135	0,360
93,3	10x2,5	12,5	0,256	2658	9,496	16,279	0,355	6000	23×10^{-6}	0,00273	0,00186	0,225	0,6

SECTION (mm ²)	EFFORT DU AU VENT SUR UN CONDUCTEUR AVEC SON MANCHON DE GIVRE (daN/m)		COEFFICIENTS DE SURCHARGE				$E \alpha (\theta' - \theta)$ pour $\theta' \leq \theta =$												
			Coef. de surcharge du au vent		Coef. de surcharge du au vent avec givre														
	avec Vent de 18 daN / m ²	avec Vent de 48 daN / m ²	avec Vent de 18 daN / m ²	avec Vent de 48 daN / m ²	avec Vent de 18 daN / m ²	avec Vent de 48 daN / m ²	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°
34,4	0,567	1,50	1,75 <i>OK</i>	3,96 <i>OK</i>	10,17														
93,3	0,657	1,75	1,33 <i>OK</i>	2,55 <i>OK</i>	5,03		0,69	1,38	2,07	2,76	3,45	4,14	4,83	5,52	6,21	6,90	7,59	8,28	8,97

EFFORTS REQUIS
par Conducteur.

EV

400 Y (daN)



N.V.S 170 L.A.C
Echelle : 1 cm → 20 daN
—— traverse.
- - - - montant
CONDITIONS NORMALES (K=3)

X (daN)
Effort hori
par conduc

SECTIONS NOMINALES CONDUCTEURS mm ²	Nature isolant	Conducteurs Eclair. Public	Caractéristiques du Faisceau				R 50° C Ω/km	I _A
			Diam. Maxim. mm.	Masse kg/km	Poids (1) ω	$\frac{\sigma^2 E}{24}$		
3 x 25 mm ² Alu 1 x 54,6 mm ² Alm (2)	PRC	1 x 16 2 x 16	25,89	574 651 728	0,01031 0,01169 0,01307	0,0266	1,345	100
	PCV	1 x 16 2 x 16		623 705 787	0,01119 0,01266 0,01413	0,0313		
	HYP	1 x 16 2 x 16		650 735 820	0,01167 0,01320 0,01472	0,0341		
3 x 35 mm ² Alu 1 x 54,6 mm ² Alm (2)	PRC	1 x 16 2 x 16	30,00	696 773 850	0,01250 0,01388 0,01526	0,0390	0,973	120
	PCV	1 x 16 2 x 16		749 831 913	0,01345 0,01492 0,01639	0,0452		
	HYP	1 x 16 2 x 16		780 865 950	0,01401 0,01553 0,01706	0,0490		
3 x 50 mm ² Alu 1 x 54,6 mm ² Alm (2)	PRC	1 x 16 2 x 16	33,15	819 895 973	0,01471 0,01609 0,01747	0,0541	0,718	145
	PCV	1 x 16 2 x 16		876 958 1040	0,01573 0,01720 0,01867	0,0619		
	HYP	1 x 16 2 x 16		910 995 1080	0,01634 0,01787 0,01939	0,0667		
3 x 70 mm ² Alu 1 x 54,6 mm ² Alm (2)	PRC	1 x 16 2 x 16	38,44	1059 1136 1213	0,01902 0,02040 0,02178	0,0904	0,497	180
	PCV	1 x 16 2 x 16		1145 1227 1309	0,02056 0,02203 0,02350	0,1057		
	HYP	1 x 16 2 x 16		1195 1280 1365	0,02146 0,02298 0,02451	0,1151		

(1) Poids de 1 mètre de faisceau, ramené à l'unité de section du câble porteur (ω)
(2) Alm : Almélec : Alliage d'Aluminium AGS/L

TYPE SUPPORT	POIDS (kg)	CONDITIONS NORMALES (K = 2.1)			CONDITIONS EXCEPTIONNELLES (K = 1.25)			OBSERVATIONS
		HORIZONTALE	I	VERTICALE	HORIZONTALE	I	VERTICALE	
11-150	0	160	I	400	270	I	685	NOUVELLE GAMME
12-160	0	160	I	400	480	I	1025	NOUVELLE GAMME
11-250	805	250	I	500	420	I	840	GAMME ACTUELLE
12-250	905	250	I	500	420	I	840	GAMME ACTUELLE
11-400	1035	400	I	600	672	I	1028	GAMME ACTUELLE
12-400	1165	400	I	600	672	I	1028	GAMME ACTUELLE
11-630	1545	630	I	800	1058	I	1344	GAMME ACTUELLE
12-630	1735	630	I	800	1058	I	1344	GAMME ACTUELLE
11-800	0	800	I	800	1344	I	1344	NOUVELLE GAMME
12-800	0	800	I	800	1344	I	1344	NOUVELLE GAMME
11-1000	1925	1000	I	800	1680	I	1344	GAMME ACTUELLE
12-1000	2170	1000	I	800	1680	I	1344	GAMME ACTUELLE

TYPE SUPPORT	POIDS (kg)	EFFORTS (dsh)						OBSERVATIONS
		CONDITIONS NORMALES (K = 3)			CONDITIONS EXCEPTIONNELLES (K = 1.75)			
		HORIZONTALE	I	VERTICALE	HORIZONTALE	I	VERTICALE	
106bs55	297	270	I	600	500	I	1025	NOUVELLE GARME
67bs45	130	280	I	600	480	I	1025	NOUVELLE GARME
96bs55	271	300	I	600	510	I	1025	NOUVELLE GARME
146bs77	641	400	I	1000	685	I	1710	NOUVELLE GARME
96bs66 (8)°	317	450	I	600	770	I	1025	GARME ACTUELLE
106bs66 (8)°	351	450	I	600	770	I	1025	GARME ACTUELLE
67bs66 (8)°	208	580	I	700	990	I	1200	GARME ACTUELLE
126bs77 (8)°	551	590	I	800	1010	I	1370	GARME ACTUELLE
96bs77	412	710	I	600	1215	I	1025	NOUVELLE GARME
67bs77 (8)°	284	930	I	900	1590	I	1540	GARME ACTUEL
106bs88 (8)°	572	950	I	800	1625	I	1370	GARME ACTUEL
96bs99 (8)°	657	1350	I	1200	2310	I	2050	GARME ACTUEL
106bs1010	842	1810	I	1200	2760	I	2050	NOUVELLE

Fiche technique jointe à l'acceptation N° 122 / 2006 du 18 Octobre 2006
Armements de ligne type nappe voûte du fabricant Sarl SAM

Référence	Givre	Désignation	Quantité	Quantité	Longueur (m)	Poids (Kg/ml)	Poids (Kg)	Poids total (Kg)
NV 170/34	Sans givre	Traverse	L 50x50x5	01	3.604	3.77	13.59	44.8
		Montants	L 60x60x6	02	3.332	5.42	25.28	
		Contrefiches	L 40x40x4	02	1.19	2.42	5.76	
	Avec givre	Traverse	L 70x70x7	01	3.604	7.38	26.60	60.9
		Montants	L 60x60x6	02	2.34	5.42	25.37	
		Contrefiches	L 50x50x5	02	1.19	3.77	8.97	
NV 170/93	Sans givre	Traverse	L 50x50x5	01	3.604	3.77	13.59	56.3
		Montants	L 70x70x7	02	2.332	7.38	34.42	
		Contrefiches	L 50x50x5	02	1.19	3.77	8.97	
	Avec givre	Traverse	L 80x80x8	01	3.6	9.63	34.67	78
		Montants	L 70x70x7	02	2.35	7.38	34.69	
		Contrefiches	L 50x50x5	02	1.19	3.77	8.97	
NV 200/93	Avec ou sans givre	Traverse	L 80x80x8	01	4.225	9.63	40.69	10
		Montants	L 80x80x8	02	2.48	9.63	47.76	
		Contrefiches	L 60x60x6	02	1.16	5.42	12.57	

PROMOTION2022-2023.