



# **DIMENSIONNEMENT DE LA TRAVÉE DE TRANSFORMATEUR 132/20kV- 30MVA DU POSTE MARADI 3 AU NIGER**

MÉMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2iE AVEC GRADE DE  
MASTER

**SPECIALITE : RÉSEAUX ÉLECTRIQUES**

-----  
Présenté et soutenu publiquement le 18 - 01 - 2019 par

**Nazirou BOUBACAR GARANTCHE N° 2015 0386**

**Encadrant 2iE : M. Mahaman Sani MOUSSA KADRI**, Assistant d'enseignement et de recherche à 2iE

**Maître de stage : M. Mamoudou DJAFARA**, Ingénieur de projets postes et centrales à la NIGELEC

**Structure d'accueil : Société Nigérienne d'Electricité (NIGELEC)**

**Jury d'évaluation du stage :**

**Président : M. Madieumbe GAYE**

**Membres et correcteurs : M. Justin BASSOLE**

**M. Mahaman Sani MOUSSA KADRI**

**Promotion [2018/2019]**

## **DÉDICACE**

---

Je dédie ce travail,

**A mes chers parents**, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études.

Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués et le fruit de votre soutien infailible.

Merci d'être toujours là pour moi.

## REMERCIEMENTS

---

Nous voudrions, avant toute chose, rendre grâce à Dieu tout puissant, sans qui ce travail ne saurait aboutir.

De même, nous adressons nos sincères remerciements :

- ✚ A tout le corps administratif et professoral du 2iE en général et celui du département génie électrique et énergétique industriel (GEEI) en particulier;
- ✚ A **M. Mahaman Sani MOUSSA KADRI**, Assistant d'enseignement à 2iE, encadreur interne, pour sa disponibilité, son encadrement et son orientation tout au long de ce travail;
- ✚ A **M. Halid ALHASSANE**, Directeur Général de la NIGELEC;
- ✚ A **M. Mamane Maisharou BALLA**, Coordonnateur de la Cellule de Grands Projets CGP;
- ✚ A **M. Mamoudou DJAFARA**, Ingénieur de projets postes et centrales à la NIGELEC, Maître de mémoire, pour l'attention particulière accordée à notre sujet en nous servant de guide du début à la fin de ce travail;
- ✚ A tout le personnel de la CGP à tous les niveaux;
- ✚ A tous nos camarades et amis qui nous ont témoigné de diverse manière leur soutien, leur disponibilité et leur compréhension.

## **RÉSUMÉ**

---

Le présent mémoire porte sur le dimensionnement de la travée de transformateur 132/20 kV 30 MVA du poste source Maradi 3 au Niger. Ce travail intervient dans le cadre du projet de développement de l'accès à l'énergie électrique au Niger (NELACEP) financé par la banque Mondiale.

La région de Maradi, bénéficiaire de ce projet est un carrefour commercial, une ville stratégique pour le pays. Sa consommation énergétique augmente d'année en année avec une puissance de pointe de 12 MW enregistrée en 2017 et un taux de couverture en électricité de 17,18% [1]. Cependant, la production locale n'arrive pas à satisfaire cette demande. Ainsi, le choix d'un transformateur de puissance de 30 MVA choisi par NIGELEC est basé sur une projection à l'horizon 2030 avec un taux d'accroissement de 5%, soit 29 MVA.

Pour le dimensionnement de la travée, l'élément le plus important a été le choix du disjoncteur qui est le dispositif principal de protection du transformateur de puissance.

Pour ce faire, nous nous sommes basés sur les pratiques de la NIGELEC et les manuels des constructeurs. Les résultats de nos travaux ont permis de fournir un document technique complet à la NIGELEC pour le pilotage et la réalisation de la travée du poste Maradi 3.

Enfin, l'évaluation financière du coût global d'acquisition des équipements s'élève à 469 281 517 F CFA.

### **Mots clés :**

- 
1. Coût d'acquisition
  2. Dimensionnement
  3. Énergie électrique
  4. Poste source
  5. Travée de transformateur

## **ABSTRACT**

---

This statement deals with the dimensioning of the 132/20 kV 30 MVA transformer bay of the Maradi 3 source substation in Niger. This work is part of the project for the development of access to electric power in Niger (NELACEP) financed by the World Bank.

The Maradi region, beneficiary of this project is a commercial hub, a strategic city for the country. Its energy consumption is increasing year by year with a peak power of 12 MW recorded in 2017 and an electricity coverage rate of 17.18% [1]. However, local production cannot meet this demand. Thus, the choice of a 30 MVA power transformer chosen by NIGELEC is based on a projection at 2030 horizon with a growth rate of 5%, ie 29 MVA.

For the sizing of the span, the most important element was the choice of circuit breaker which is the main protection device of the power transformer.

To do this, we based ourselves on the NIGELEC practices and the manufacturers' manuals. The results of our work provided a complete technical document to NIGELEC for the management and construction of the bay of the Maradi 3 substation.

Finally, the financial assessment of the total cost of equipment acquisition amounted to 469,281,517 F CFA.

### **Key words:**

---

1. Acquisition cost
2. Dimensioning
3. Electric energy
4. Transformer bay
5. Source stations

## **LISTE DES ABRÉVIATIONS**

---

- ✚ A : Ampère
- ✚ AAAC: Conducteur en alliage d'aluminium
- ✚ AL: Aluminium
- ✚ AOF : Afrique Occidentale Française
- ✚ ATA: Armure d'aluminium
- ✚ CEI : Commission Électrotechnique Internationale
- ✚ CGP : Cellule de grands projets
- ✚ CNE 1157 : Projet de réhabilitation, densification, renforcement et extension des réseaux de distribution
- ✚ EMA90, REG-DA: Relais de mesure du centre de comptage
- ✚ FRANC CFA : Franc de la Communauté Financière Africaine
- ✚ HTA: Haute Tension de catégorie A
- ✚ HTB: Haute Tension de catégorie B
- ✚ Hz : Hertz
- ✚ Icc : courant de court-circuit
- ✚ In : Courant nominal
- ✚ Ki : Coefficient de correction
- ✚ m : Mètre
- ✚ MPa : Méga Pascal
- ✚ MVA : Méga-Volt-Ampère
- ✚ MW : Méga-Watt
- ✚ N.A: Non appliqué
- ✚ NELACEP : Niger Electricity Access Expansion Projet (Projet de développement de l'accès à l'énergie électrique au Niger.
- ✚ NIGELEC : Société Nigérienne d'Electricité
- ✚ OM : Oxyde métallique
- ✚ PEPERN : Projet d'électrification rurale, périurbaine et urbaine
- ✚ PVC: Polychlorure de vinyle
- ✚ SA : Société Anonyme
- ✚ SAFELEC : Société Africaine d'Electricité

- + SCW: Courant de court-circuit à la fréquence industrielle
- + SF6 : Hexafluorure de soufre
- + SONICHAR : Société Nigérienne du charbon d'Anou-Araren
- + SORAZ : Société de Raffinage de Zinder
- + SPM : Spécialiste en Passation de Marché
- + TC : Transformateur de courant
- + TP : transformateur de potentiel ou de tension
- + Un : Tension nominale
- + V : Volte
- + VA : Volt-Ampère
- + XLPE: Isolant en polyéthylène réticulé
- + 2IE : Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'environnement
- + 7UT613: Relais SIEMENS pour la protection différentielle, côté 132 kV et 20 kV
- + 7SJ61: Relais SIEMENS pour la protection maximum courant du neutre
- + 7SJ63: Relais SIEMENS pour la protection maximum courant, côté 132 kV
- + 7SJ64: Relais SIEMENS pour la protection maximum courant, côté 20 kV

## **SOMMAIRE**

---

DEDICACE.....	i
REMERCIEMENTS .....	ii
RESUME .....	iii
ABSTRACT .....	iv
LISTE DES ABREVIATIONS .....	v
SOMMAIRE .....	1
LISTE DES TABLEAUX .....	3
LISTE DES FIGURES .....	4
INTRODUCTION GENERALE.....	5
CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA STRUCTURE D’ACCUEIL ET LA ZONE DU PROJET .....	6
I.1. Introduction .....	6
I.2. Présentation de la NIGELEC et de la CGP.....	6
I.3. Présentation de la zone du projet (région de Maradi) .....	7
I.4. Conclusion partielle.....	12
CHAPITRE II: GÉNÉRALITÉ SUR LES ÉLÉMENTS CONSTITUANT LA TRAVÉE DE TRANSFORMATEUR.....	13
II.1. Introduction .....	13
II.2. Schéma unifilaire d’une travée de transformateur .....	14
II.3. Sectionneurs et sectionneurs de terre .....	14
II.4. Disjoncteurs à haute tension .....	17
II.5. Réducteurs de mesure .....	18
II.6. Parafoudres à haute tension .....	19
II.7. Conclusion partielle .....	20

CHAPITRE III: DIMENSIONNEMENT DE LA TRAVÉE DE TRANSFORMATEUR ET PROTECTION (partie électrique).....	21
III.1. Introduction .....	21
III.2. Identification des équipements .....	21
III.3. Choix de niveaux de tension.....	22
III.4. Dimensionnement des éléments de la travée transformateur .....	22
III.5. Protection du transformateur de puissance 132/20 kV, 30 MVA.....	41
III.6. Conclusion partielle.....	48
CHAPITRE IV: Evaluation du coût d’acquisition des matériels .....	49
IV.1. Introduction .....	49
IV.2. Conclusion partielle.....	49
CONCLUSION GENERALE.....	50
BIBLIOGRAPHIE .....	51
ANNEXES.....	A

## **LISTE DES TABLEAUX**

---

Tableau 1: Production locale de Maradi [4].....	8
Tableau 2: Puissance de pointe demandée en MW [4] .....	9
Tableau 3: Caractéristiques électriques du réseau.....	21
Tableau 4: Caractéristiques électriques du transformateur de puissance .....	21
Tableau 5: Caractéristiques électrique et mécanique du câble AAAC [5].....	22
Tableau 6: Caractéristiques électriques du câble isolé.....	22
Tableau 7: Niveaux de tension utilisés par la NIGELEC.....	22
Tableau 8: Caractéristiques électriques des disjoncteurs HTB et HTA choisis.....	25
Tableau 9: Données des transformateurs de courant choisis.....	25
Tableau 10: Résultats de calcul du TC côté HTB (enroulement différentiel et de surintensité).....	28
Tableau 11: Résultats de calcul du TC de neutre HTB (enroulement différentiel et de surintensité)	29
Tableau 12: Résultats de calcul du TC arrivée 20 kV (enroulement différentiel et de surintensité) .	30
Tableau 13: Résultats de calcul du TC de neutre (sursintensité) T85 .....	31
Tableau 14: Données de la centrale de mesure CM .....	31
Tableau 15: Résultats de calcul du courant de court-circuit maximal .....	31
Tableau 16: Données du TP suggéré.....	32
Tableau 17: Données instruments de mesure .....	32
Tableau 18: Résultat du calcul de la consommation (1 <sup>er</sup> enroulement) .....	33
Tableau 19: Résultat du calcul de la chute de tension et vérification (1 <sup>er</sup> enroulement).....	33
Tableau 20: Résultat du calcul de la consommation (2 <sup>eme</sup> enroulement).....	33
Tableau 21: Résultat du calcul de la chute de tension et vérification (2 <sup>ieme</sup> enroulement) .....	34
Tableau 22: Conditions climatiques pour la détermination du câble extérieur.....	34
Tableau 23: Résultat du calcul de la capacité de charge du câble 500 mm <sup>2</sup> .....	35
Tableau 24: Détermination du facteur de surtension temporaire [12] .....	40
Tableau 25: Caractéristiques électriques du parafoudre choisi.....	40
Tableau 26: Caractéristiques électriques des sectionneurs choisis .....	41
Tableau 27: Temps de validité des équipements de la travée .....	47
Tableau 28: Tableau récapitulatif des caractéristiques électriques des éléments de la travée .....	47
Tableau 29: Devis estimatif des matériels de la travée .....	49

## **LISTE DES FIGURES**

---

Figure 1: Localisation de la zone du projet [15] .....	8
Figure 2: Image illustrative de la travée ligne du poste Maradi 3 (arrivée 132 kV) .....	10
Figure 3: Image illustrative des deux jeux de barres 132 kV couplables.....	11
Figure 4: Schéma unifilaire d'une travée de transformateur.....	14
Figure 5: Sectionneur rotatif à trois colonnes .....	15
Figure 6: Sectionneur vertical à deux colonnes .....	16
Figure 7: Sectionneur de terre à une seule colonne.....	16
Figure 8: Caractéristique courant-tension du parafoudre à oxyde métallique .....	19
Figure 9: Mode de branchement du parafoudre .....	20
Figure 10: Schéma de principe de raccordement des TC pour la protection différentielle.....	27
Figure 11: Schéma de principe l'utilisation des TP .....	32
Figure 12: Schéma de raccordement de parafoudre .....	39
Figure 13: Schéma de protection et commande .....	42

## **INTRODUCTION GÉNÉRALE**

---

L'énergie électrique est incontestablement l'une des formes d'énergie les plus utilisées de nos jours. Depuis sa découverte, elle a marqué de façon considérable le mode de vie des hommes et l'économie des pays. A ce titre, elle est devenue l'une des sources d'énergie les plus courantes dans la vie quotidienne. Selon la Banque Mondiale, le taux d'accès à l'électricité au Niger est de 16,2% en 2016 [2] et la demande en énergie électrique qui ne cesse d'accroître d'année en année et reste généralement supérieure à l'offre au Niger. Ainsi, pour améliorer ce taux d'accès ; la NIGELEC avec l'appui du gouvernement à travers son programme de développement économique et social, la NIGELEC a obtenu des financements importants en vue d'améliorer de manière sensible l'électrification du pays, à travers l'exécution de grands projets dans toutes les régions.

C'est dans ce cadre que la région de Maradi a bénéficié du projet de développement de l'accès à l'énergie électrique au Niger (NELACEP) financé par la Banque Mondiale. Ce projet a pour objectif, le renforcement et l'extension des réseaux de distribution ainsi que le renforcement des postes sources.

C'est dans ce sens que la NIGELEC a bien voulu nous recevoir en stage; ce qui nous a permis de traiter du sujet ayant pour thème : «**DIMENSIONNEMENT DE LA TRAVÉE DE TRANSFORMATEUR 132/20 kV- 30 MVA DU POSTE MARADI 3 AU NIGER**».

Le présent mémoire est constitué de quatre grandes parties:

- ✚ Présentation de la structure d'accueil et de la zone d'étude (région de Maradi);
- ✚ Généralités sur les éléments constituant une travée de transformateur d'un poste source;
- ✚ Dimensionnement, le choix des éléments constituant la travée et la protection du transformateur de puissance;
- ✚ Évaluation du coût d'acquisition de ces éléments de la travée.

## **CHAPITRE I : PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET LA ZONE DU PROJET**

---

### **I.1. Introduction**

Ce chapitre s'intéressera en premier lieu à la présentation de la structure d'accueil. Ensuite, il apportera quelques précisions sur la description de la zone du projet et la justification du choix du transformateur de puissance exigé par la société.

### **I.2. Présentation de la NIGELEC et de la CGP**

#### **I.2.1. Historique**

La Société Nigérienne d'Electricité «NIGELEC» a été constituée le 07 septembre 1968. Son siège social est situé à Niamey, quartier plateau, N°201, Avenue de Général De Gaulle.

La fourniture de l'énergie électrique remonte à 1952 avec la première convention accordant la gestion du service de l'électricité de Niamey à la société « Energie AOF » et qui avait notamment pour objet la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique en Afrique de l'Ouest française. Energie AOF s'est par la suite transformée en SAFELEC (Société Africaine d'Electricité), en raison de l'accession du Niger à l'indépendance.

Le 07 septembre 1968, la SAFELEC est transformée en une société anonyme sous la dénomination de « Société Nigérienne d'Electricité » (NIGELEC) dont les capitaux sont détenus majoritairement par l'Etat. La distribution de l'électricité dans les autres villes fut confiée progressivement à NIGELEC à partir de 1971, d'abord en gérance, puis sous forme de concession à partir de 1973.

La Société Nigérienne d'électricité (NIGELEC), a toujours exercé ses activités sous le régime de concession avec le monopole de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. La Société Nigérienne de Charbon d'Anou Araren (SONICHAR), créée en 1978 pour exploiter le gisement de charbon d'Anou Araren s'est vu accorder la production de l'électricité par dérogation au monopole détenu par NIGELEC. Depuis 1988, NIGELEC loue la ligne 132 kV Anou Araren-Arlit à SONICHAR qui vend l'énergie électrique aux sociétés minières tout en gardant le monopole de la distribution dans les villes d'Agadez, d'Arlit et de Tchirozérine. [3]

#### **I.2.2. Mission**

La NIGELEC a pour missions sous un régime concessionnaire, de régir l'achat, la production, le transport et la distribution ainsi que l'importation et l'exportation de l'énergie électrique dans le strict respect de la **loi n°2003-004 du 31/01/03** portant code d'électricité. [3]

### **I.2.3. Cadre juridique et actionnariat**

La NIGELEC est une société anonyme (SA) d'économie mixte. A sa création, elle avait un capital d'un milliard (**1.000.000.000**) de franc CFA. Ce capital avait connu plusieurs augmentations et s'élève aujourd'hui à soixante-seize milliards quatre cent quarante-huit millions huit cent soixante-dix milles (**76.648.870.000**) Francs CFA. [3]

### **I.2.4. Organisation et fonctionnement**

L'importance du volume des activités a conduit les dirigeants de la NIGELEC à la recherche d'une meilleure structuration administrative. Celle-ci est définie par les dispositions de la décision n° 001/AD du 1er février 2002 qui porte sur l'organisation de la société et ses attributions.

Pour répondre plus efficacement à sa mission de service public et aux exigences de sa clientèle, la structure de la NIGELEC est ainsi organisée. Organigramme en annexe I.1. [3]

### **I.2.5. Historique et organisation de la CGP**

La Cellule Grands Projets a été créée en juillet 2015 en vue de la gestion des grands projets de la NIGELEC. La structure actuelle de la CGP est issue du Conseil d'Administration de décembre 2016 et est logée depuis Août 2016 dans les locaux de l'immeuble situé à l'angle du carrefour de l'avenue du roi Mohamed VI, dit carrefour Maurice Delens.

Elle est rattachée directement au secrétariat général de la NIGELEC.

## **I.3. Présentation de la zone du projet (région de Maradi)**

La région de Maradi est située dans la partie centre sud du Niger. Elle est limitée à l'Est par la région de Zinder, à l'Ouest par la région de Tahoua, au Nord par les régions de Tahoua et Agadez et au Sud par la République Fédérale du Nigeria, comme l'indique la figure ci-dessous. Sa superficie est de 41 796 km<sup>2</sup> soit environ 3,30 % du territoire national. Avec une population de 4 160 231 habitants en 2017 et un taux d'accroissement plus élevé que la moyenne nationale (3,77 % pour la région contre 3,3 % pour la moyenne nationale) [1], qui la classe parmi les régions les plus peuplées du Niger.



Figure 1: Localisation de la zone du projet [15]

### I.3.1. Présentation du système électrique de la région de Maradi

Le réseau de transport de Maradi est actuellement composé de deux niveaux de tension notamment 66 kV et 132 kV. Le réseau est alimenté par l’interconnexion en 132 kV avec le Nigeria et les centrales thermiques du parc local exploité par la NIGELEC.

La direction régionale de Maradi dispose actuellement de trois postes sources dont le troisième (Maradi 3) en coupure d’artère sans transformateur de puissance. Cependant, notre travail consiste à étudier la travée du premier transformateur qui sera installé sur ce poste. Ci-après le récapitulatif du parc local de la région.

Tableau 1: Production locale de Maradi [4]

Groupe	Année de mise en service	Puissance installée (kW)	Puissance disponible (kW)
CAT	1989	728	700
VOLVO P1	2009	504	400
VOLVO P2	2009	504	400
VOLVO P3	2009	504	400
MTU 1	2009	2 200	1 800
MTU 2	2009	2 000	1 600
<b>TOTAL</b>		<b>6 440</b>	<b>5 300</b>

### **I.3.2. Puissance électrique de pointe de Maradi en MW**

**Tableau 2: Puissance de pointe demandée en MW [4]**

<b>Poste/ Année</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Maradi 2	10,3	11,2	11,5
Gazoua	0,5	0,5	0,5
<b>Total</b>	<b>10,8</b>	<b>11,7</b>	<b>12</b>

### **I.3.3. Justification du projet**

Vu la puissance de la pointe qui est largement supérieure à la production locale et le taux d'accroissement élevé de la population sans oublier la création des nouvelles usines, cet écart engendre des périodes de délestage qui constituent les principales difficultés que rencontre la population de Maradi. Par conséquent, la création d'un nouveau poste source alimenté par la ligne 132 kV est plus que nécessaire pour pallier les difficultés énergétiques que vit cette population.

### **I.3.4. Contexte du projet**

A l'état actuel, le poste Maradi 3 en construction fonctionne en coupure d'artère sans transformateur de puissance. Ainsi, la NIGELEC souhaite augmenter la fourniture énergétique de la région de Maradi par l'installation d'un transformateur de puissance 132/20 kV - 30 MVA dans ce poste. En effet, pour installer ce transformateur de puissance, la NIGELEC a besoin des éléments constituant la travée de transformateur. Notre travail consiste à faire l'étude technique de ces éléments pour aider la NIGELEC à installer ce transformateur.

Ce projet entre dans le cadre du projet de renforcement des postes sources dont la région de Maradi est bénéficiaire. L'objectif de ce projet est d'accroître l'accès aux services d'électricité dans la ville de Maradi et des villages environnants.

### **I.3.5. Objectifs du projet**

L'objectif spécifique de ce travail est de faire l'étude technique pour la réalisation de la travée de transformateur du poste Maradi 3. L'objectif global de cette étude est de mettre à la disposition de la NIGELEC un document technique permettant le pilotage et l'exécution de ce projet.

### **I.3.6. Situation actuelle du poste Maradi 3 (en construction)**

Le poste Maradi 3 est créé dans le cadre du programme de construction des lignes 132kV dans le centre-Est du Niger. Ce poste comprend à l'état actuel:

- des équipements extérieurs dont trois travées de lignes et deux jeux des barres couplables;
- des équipements intérieurs dont les auxiliaires et un tableau 20kV.



Figure 2: Image illustrative de la travée ligne du poste Maradi 3 (arrivée 132 kV)



**Figure 3: Image illustrative des deux jeux de barres 132 kV couplables**

### **I.3.7. Données de base**

Les données de base que nous disposons sont :

- Le cahier de charge ou besoin du maître d'ouvrage, (Annexe II);
- Les caractéristiques électriques du réseau existant, (Tableau 3);
- Les données du transformateur de puissance (30MVA, 132/20 kV), (Tableau 4).

### **I.3.8. Méthodologie de l'étude**

La conception de la travée de transformateur pour l'installation d'un transformateur de puissance se limite au dimensionnement des équipements se trouvant entre les jeux de barres HTB et les jeux de barres HTA. Ainsi, si on examine les manuels techniques et dans les normes, pour dimensionner une travée les étapes à suivre sont les suivantes :

- Etape 1 : Définir les données de bases disponibles du poste source;
- Etape 2 : Dimensionnement des équipements HTB et HTA de la travée de transformateur :
  - Identification des éléments constituant la travée ;
  - Choisir les niveaux de tension;
  - Dimensionnement et le choix de chaque élément de la travée :

Le dimensionnement des éléments de la travée est basé, non seulement sur les caractéristiques du transformateur de puissance, mais aussi sur celles du réseau d'alimentation.

- Etape 3 : Calcul de la protection du transformateur de puissance ;
- Etape 4 : Récapitulatif des éléments choisis ;
- Etape 5 : Enfin, le coût prévisionnel des éléments.

## **I.4. Conclusion partielle**

Si on regarde tout le projet à l'état actuel, tout ce qui manque pour mettre le poste en service, c'est juste la travée de transformateur. Notre travail est de faire le dimensionnement de cette travée de transformateur sachant que le transformateur de puissance a été déjà choisi.

## **CHAPITRE II: GÉNÉRALITÉ SUR LES ÉLÉMENTS CONSTITUANT LA TRAVÉE DE TRANSFORMATEUR**

---

### **II.1. Introduction**

La travée de transformateur est un ensemble d'appareillage délimité par deux supports verticaux constituant les points d'appuis principaux qui sont les jeux de barres HTB et HTA.

Comme illustrée sur le schéma unifilaire ci-dessous, on retrouve sur une travée de transformateur, deux catégories d'appareils:

✚ Les appareils susceptibles d'être manœuvrés tels que :

- Disjoncteurs (primaire et secondaire) ;
- Sectionneurs (primaire et secondaire) ;
- Sectionneurs de terre (primaire et secondaire).

✚ Les appareils de contrôle et de mesure :

- Transformateurs de tension et de courant ;
- Relais de mesure et de protection ;
- Jeu de parafoudres.

## II.2. Schéma unifilaire d'une travée de transformateur

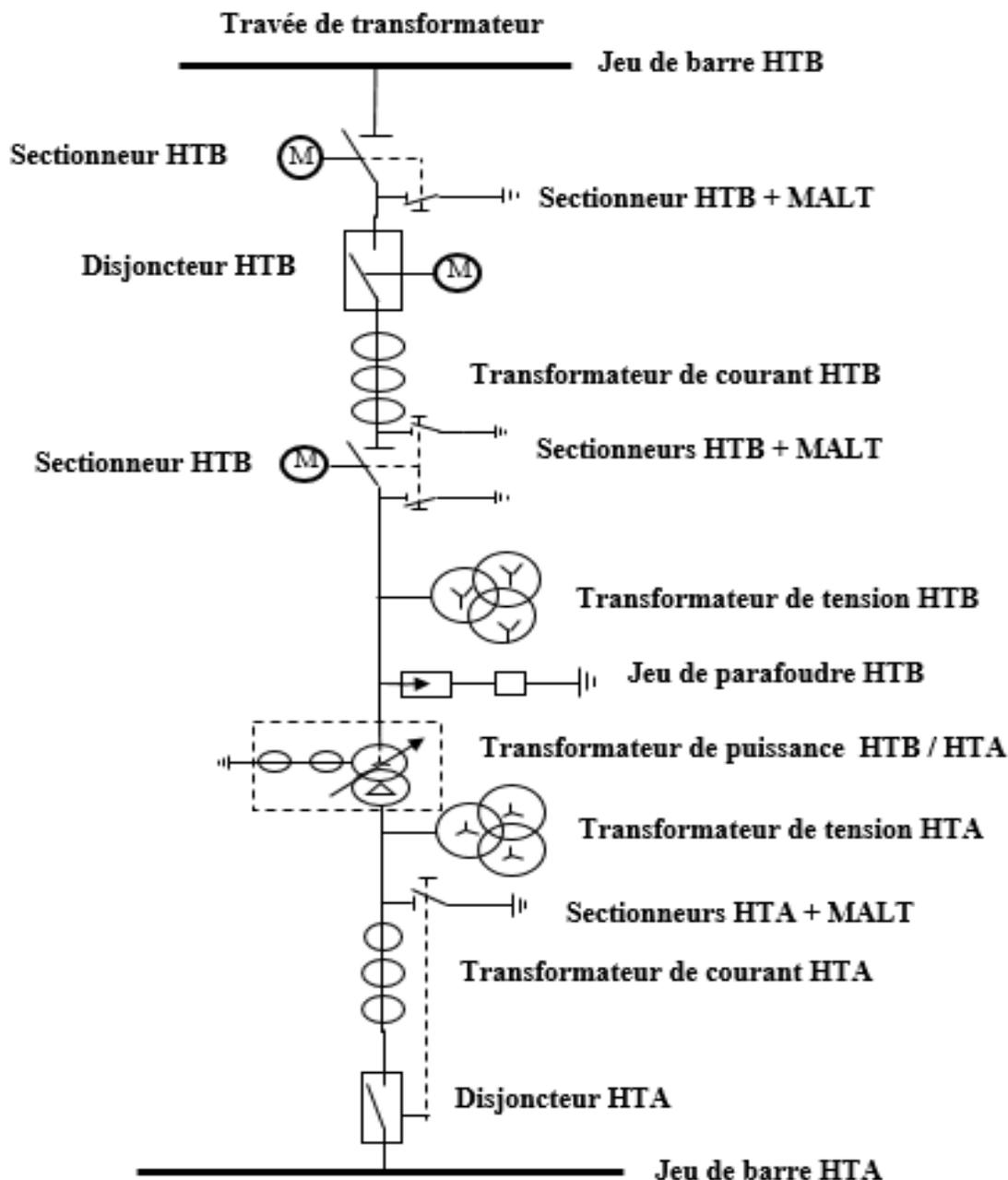


Figure 4: Schéma unifilaire d'une travée de transformateur

## II.3. Sectionneurs et sectionneurs de terre

### II.3.1. Définition et fonctionnement

Les sectionneurs sont des dispositifs de commutation mécanique assurant en position ouverte une distance de séparation entre les pôles. Ne disposant pas d'un dispositif d'extinction d'arc électrique, ils ne doivent jamais être manœuvrés en charge sous peine de détruire l'appareil ou une partie des installations électriques. Cependant, ils sont capables d'ouvrir ou de fermer un circuit si le courant à

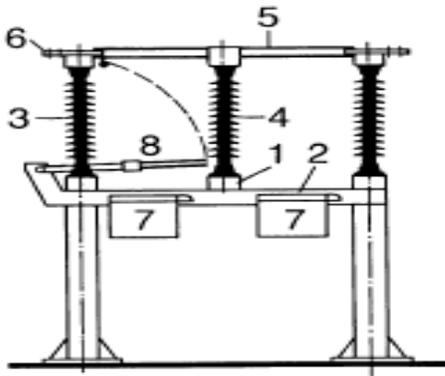
commuter est négligeable de l'ordre de 0,5 A. En effet, des courants peuvent être transportés dans des conditions normales de fonctionnement ou dans des conditions anormales, telles qu'un court-circuit, pendant une durée spécifiée 1s à 3s. [5]

Les sectionneurs de mise à la terre quant à eux, ils sont utilisés pour court-circuiter et mettre à la terre une station hors tension. Ils peuvent aussi résister à des courants pendant un temps spécifié entre 1s à 3s dans des conditions anormales. Ils sont généralement combinés avec les sectionneurs pour former une unité. Cependant, ils peuvent être installés séparément.

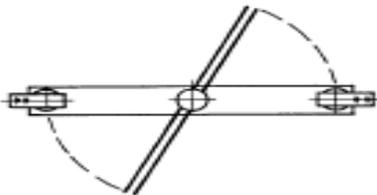
### **II.3.2. Différents types de sectionneurs**

- **Sectionneur à ouverture horizontale**

Il s'agit d'un sectionneur rotatif à ouverture horizontale pour l'extérieur. Il est utilisé pour des tensions de grandeurs nominales,  $U_n = 72,5$  à  $525\text{kV}$  et  $I_n = 630\text{A}$  à  $1250\text{A}$ . [5]



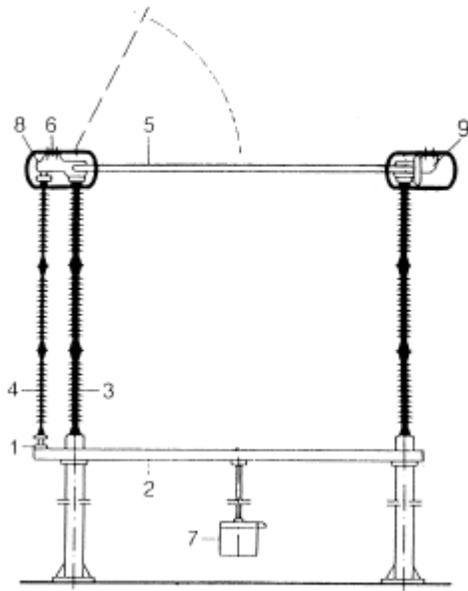
1. Base tournante
2. Cadre
3. Isolateur
4. Isolateur rotatif
5. Bras de contact
6. Borne haute tension
7. Mécanisme de commande
8. Commutateur de terre



**Figure 5: Sectionneur rotatif à trois colonnes**

- **Sectionneur à ouverture verticale**

Il s'agit d'un sectionneur rotatif, à ouverture verticale, pour l'extérieur, avec  $U_n = 72,5\text{kV}$  à  $420\text{kV}$  et  $I_n = 500\text{A}$  à  $1250\text{A}$ . [5]



1. Appuie rotative
2. Cadre
3. Isolateurs
4. Isolateur rotatif
5. Bras de contact
6. Borne haute tension
7. Mécanisme de commande
8. Boite de transmission
9. Contact fixe

Figure 6: Sectionneur vertical à deux colonnes

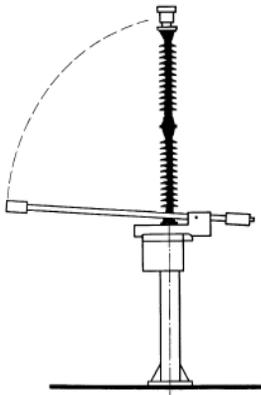


Figure 7: Sectionneur de terre à une seule colonne

### II.3.3. Mécanisme de commande des sectionneurs et des sectionneurs de terre

Les sectionneurs sont généralement actionnés par un mécanisme de commande motorisé. Cependant, un mécanisme manuel est également utilisé pour les sectionneurs de terre. Le mécanisme de commande est soit monté directement sur le châssis du sectionneur ou du sectionneur de terre ou placé au niveau de l'opérateur (1,20m au-dessus du sol). Les mécanismes motorisés peuvent être également actionnés par un actionneur manuel d'urgence.

**Remarque:** la commande d'un sectionneur n'est jamais automatique, son ouverture ou sa fermeture est toujours provoquée par un opérateur (commande manuelle et électrique). [5] La norme, CEI 62271-102, s'applique aux sectionneurs et aux sectionneurs de terre à courant alternatif, prévu pour

l'intérieur ou l'extérieur dans des postes sous enveloppe ou de type ouverts, pour des tensions supérieures à 1 000 V et de fréquence de service 50 Hz. [5]

## **II.4. Disjoncteurs à haute tension**

### **II.4.1. Définition**

Les disjoncteurs à haute tension sont des dispositifs de commutation mécaniques capables d'établir de supporter ou d'interrompre sous sa tension assignée dans des conditions normales et dans des conditions anormales (court-circuit). Le disjoncteur est le seul appareil à pouvoir couper un courant de court-circuit, il est donc l'élément de protection principale de tout réseau à haute tension. [6]

### **II.4.2. Fonction**

Les disjoncteurs sont utilisés pour la commutation de lignes aériennes, transformateurs, bobines de réactances et condensateurs. Ils sont également utilisés dans les installations avec plusieurs jeux de barres pour permettre la transmission de puissance d'un jeu de barres à un autre. Ils assurent donc la protection de ces derniers en cas d'anomalie en ouvrant le circuit sur ordre automatique émanant des relais de protections. [5]

### **II.4.3. Différents types de disjoncteurs**

Les disjoncteurs à haute tension sont classés par famille relativement aux milieux de coupure utilisés.

En effet, trois types de substances peuvent être utilisés :

- L'huile minérale;
- L'air comprimé ;
- L'hexafluorure de soufre ou SF<sub>6</sub>.

De ce fait nous avons les types de disjoncteurs les plus utilisés :

- **Disjoncteur à faible volume d'huile**

Dans ce type de disjoncteur, l'huile est utilisée pour l'isolation et l'extinction de l'arc de coupure. Cet arc fait chauffer l'huile dans la chambre d'extinction, induit un flux d'huile et provoque l'extinction de l'arc.

- **Disjoncteur à air comprimé**

Ce type de disjoncteur provoque l'extinction de l'arc en soufflant de l'air à vitesse supersonique entre les contacts qui se séparent. L'air est conservé dans des réservoirs à une pression de l'ordre de 3 MPa.

- **Disjoncteur au gaz SF<sub>6</sub>**

Ils sont les plus utilisés à nos jours. Ils possèdent beaucoup d'avantages par rapport aux autres du fait de sa grande économie d'espace, plus silencieux que les disjoncteurs à air comprimé.

- **Disjoncteurs à vide**

Ils fonctionnent sur un principe différent de celui des autres disjoncteurs car l'absence d'un gaz évite le problème d'ionisation lors de l'ouverture des contacts. Leur tension de rupture est limitée à une valeur de 30 kV environ, pour des tensions plus élevées, on utilise plusieurs modules en série. [5]

#### **II.4.4. Caractéristiques électriques des disjoncteurs**

Ils sont caractérisés par la tension maximale de fonctionnement, la hauteur d'installation au-dessus du niveau de la mer, le niveau d'isolement assigné, le courant de charge maximale, la fréquence assignée (50/60Hz), les pouvoirs de coupure et de fermeture assignés en court-circuit et les séquences de manœuvres assignées (cycles d'ouverture).

#### **II.4.5. Mécanisme de commande**

C'est la partie où est développée l'énergie nécessaire au déplacement du contact mobile et à l'établissement ou l'interruption du courant.

- **Les différents mécanismes de commande sont:**
  - Mécanisme de commande à ressort;
  - Mécanisme de commande Pneumatique;
  - Mécanisme de commande hydraulique.

### **II.5. Réducteurs de mesure**

Les réducteurs de mesure sont utilisés pour transformer les hautes tensions et les courants en valeurs pouvant être mesurées en toute sécurité avec de faibles pertes internes. Avec les transformateurs de courant, l'enroulement primaire transporte le courant de charge, tandis qu'avec les transformateurs de tension, l'enroulement primaire est connecté à la tension de service [5], 132 kV pour notre cas. On utilise ces transformateurs pour connecter des instruments, compteurs et dispositifs similaires et pour la connexion des dispositifs de protection.

#### **II.5.1. Grandeurs électriques caractérisant les transformateurs de tension**

- La tension nominale primaire ;
- La tension nominale au secondaire;
- Le rapport de transformation;

- La charge nominale;
- La puissance nominale.

### **II.5.2. Grandeurs électriques caractérisant les transformateurs de courant**

- Le courant nominal primaire;
- Courant nominal du secondaire;
- Impédance du circuit secondaire;
- La puissance nominale;
- Erreur de courant (erreur de rapport de transformation).

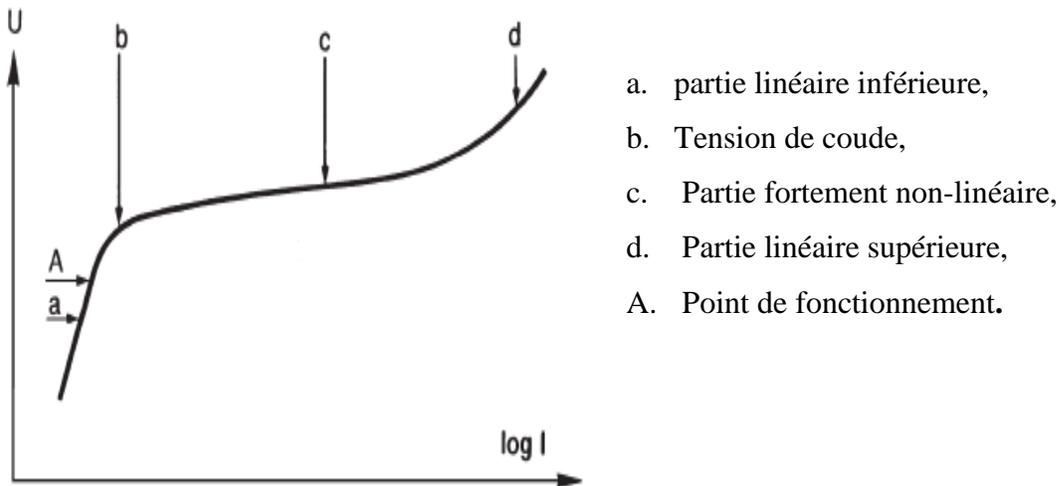
### **II.5.3. Les différents modèles de transformateurs de tension**

On distingue, les transformateurs de tension inductifs et les transformateurs de tension capacitifs.

## **II.6. Parafoudres à haute tension**

Ils sont des appareils destinés à limiter les surtensions imposées aux transformateurs, instruments, lignes et machines électrique par la foudre et par les manœuvres de commutation.

Les parafoudres OM sont caractérisés électriquement par la courbe Courant / tension ci-après : [5]



**Figure 8: Caractéristique courant-tension du parafoudre à oxyde métallique**

### **II.6.1. Mode de branchement**

La partie supérieure du parafoudre est reliée à une des phases de la ligne à protéger et la partie inférieure est connectée au sol par une mise à la terre de faible résistance, généralement de moins d'un ohm comme l'indique le schéma suivant : [5]

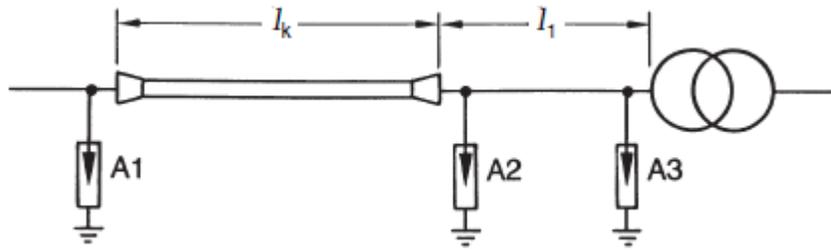


Figure 9: Mode de branchement du parafoudre

## II.7. Conclusion partielle

Les appareils vus ci-haut constituent les équipements électriques que l'on retrouve généralement sur une travée de transformateur. Les différents constructeurs que la NIGELEC a l'habitude de choisir sont: SCHNEIDER ELECTRIC, SIEMENS, ABB etc. Nous procéderons au dimensionnement et au choix de ces appareils dans le chapitre suivant.

## **CHAPITRE III: DIMENSIONNEMENT DE LA TRAVÉE DE TRANSFORMATEUR ET PROTECTION (partie électrique)**

### **III.1. Introduction**

Il s'agit essentiellement du choix judicieux des éléments constituant la travée du transformateur de 30 MVA. Le cahier de charges donné par la NIGELEC fournit les caractéristiques de certains appareils. Notre contribution consiste à faire une étude pour confirmer les choix des appareils qui interviennent dans l'installation du transformateur de puissance, ou d'infirmer ces choix et proposer des grandeurs adéquates selon les normes reconnues. Dans ce projet, le réseau de terre et les sources auxiliaires ne feront pas objet d'étude car le poste source a été déjà construit.

### **III.2. Identification des équipements**

Il s'agit des données que nous disposons et qui nous permettront de faire un dimensionnement approprié de la travée.

#### **III.2.1. Caractéristiques du réseau**

Tableau 3: Caractéristiques électriques du réseau

Grandeurs électriques	Niveau de tension		
	Unité	132 kV	20 kV
Valeur maximale du courant de court-circuit	kA	31,5	20
Tension normale du réseau	kV	132	20
Tension maximale du réseau	kV	145	24
Tension de tenue aux ondes de choc	kV	650	125
Fréquence d'exploitation	Hz	50	

#### **III.2.2. Transformateur de puissance**

Tableau 4: Caractéristiques électriques du transformateur de puissance

Caractéristiques	132/20 kV	
Puissance nominale	30	MVA
Variation de la tension	+5% à -15	%
Tension nominale primaire	132	kV
Tension nominale secondaire	20	kV
Couplage	YNd11	
Rapport de transformation de puissance	6,6	
Impédance de court-circuit	10	%

### III.2.3. Câbles extérieur et isolé

**Tableau 5: Caractéristiques électrique et mécanique du câble AAAC [5]**

Section	Dia (mm)	coefficients		Coeff. de température (1,°C <sup>-1</sup> )	Résistance Ohm/km à 20°C		Charge de rupture (daN)
		d'absorption solaire	constante d'émissivité Ke		AC	DC	
1000 mm <sup>2</sup>	41,10	0,70	0,60	0,00353	0,0389	0,0335	27922
800 mm <sup>2</sup>	36,90	0,70	0,60	0,00353	0,0450	0,0418	22402
625 mm <sup>2</sup>	32,60	0,70	0,60	0,00353	0,0570	0,054	17490
500 mm <sup>2</sup>	29,10	0,70	0,60	0,00353	0,0700	0,0671	13960

**Tableau 6: Caractéristiques électriques du câble isolé**

Caractéristiques du câble isolé		
	TRANSFO- JEU BARRE 20 kV	JB 20 kV – Transfo Auxili
Type de câble	AL/XLPE/PVC/ATA/PVC	AL/XLPE/PVC/ATA/PVC
Tension de service, kV	20	20
Tension consignée, kV	24	24

### III.3. Choix de niveaux de tension

Les niveaux de tension utilisés par la NIGELEC sont donnés dans le tableau 7:

**Tableau 7: Niveaux de tension utilisés par la NIGELEC**

Type de réseaux	Niveaux de tension				
	0,4 kV	20 kV	33 kV	66 kV	132 kV
Transport				✓	✓
Répartition		✓	✓		
Distribution	✓				

De ce fait, pour nous conformer à ce qui existe déjà dans le poste Maradi 3 et aux autres réseaux et postes du pays exploités par la NIGELEC, nous choisissons le 132 kV côté HTB et 20 kV côté HTA. Ces niveaux de tensions nous sont imposés par le transformateur de puissance (132/20 kV, 30 MVA), choisi par la NIGELEC.

### III.4. Dimensionnement des éléments de la travée transformateur

La conception de la travée repose sur deux grandes parties de dimensionnement à savoir :

- La partie génie civil;

- La partie génie électrique.

Dans ce projet, nous nous contenterons uniquement de la partie électrique.

### **III.4.1. Dimensionnement et choix du transformateur de puissance**

Le transformateur de puissance exigé par la NIGELEC étant un transformateur de 30 MVA alors, nous allons retenir ce transformateur avec les caractéristiques vues ci-haut : Tableau 4.

#### **III.4.1.1. Calcul des courants du transformateur 132/20kV, 30MVA**

Puissance du transformateur de puissance étant :  $S = 30 \text{ MVA}$ , nous avons:

- **Calcul du courant primaire**

$$I_{1N} = \frac{S_N}{\sqrt{3} * U_N} \quad (1)$$

$$I_{1N} = \frac{30 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 10^3} = 131,22 \text{ A}$$

- **Calcul du courant secondaire**

$$I_{2N} = \frac{S_N}{\sqrt{3} * U_N} \quad (2)$$

$$I_{2N} = \frac{30 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 866 \text{ A}$$

**NB :** Ces valeurs seront utilisées tout au long de cette étude.

### **III.4.2. Dimensionnement et choix du disjoncteur 132 kV et 20 kV**

#### **III.4.2.1. Critères de choix du disjoncteur 132 kV et 20 kV**

Le choix du disjoncteur est lié au calcul du courant de court-circuit maximal. Ce dernier nous sera utile pour la détermination du pouvoir de coupure et du pouvoir de fermeture que peut interrompre le disjoncteur. La détermination de ce courant requière la connaissance du courant de court-circuit aux bornes de l'appareil à protéger (c'est à dire le transformateur de puissance).

#### **III.4.2.2. Courant de défaut coté HTB du transformateur 132 / 20 kV - 30 MVA**

Le calcul de ce courant est donné par la relation suivante:

$$I_{\text{tf1}} = \frac{I_n}{U_k}, (\text{A}) \quad (3)$$

- $I_n$  : courant nominal;
- $U_k$  : Tension de court-circuit du transformateur.

Le courant nominal au primaire du transformateur de puissance étant,  $I_{n1} = 131,22$  A avec

$U_k = 10\%$ , alors le courant de défaut sera:

$$I_{tf2} = 1312,2 \text{ A.}$$

### **III.4.2.3. Analyse de résultat**

Le calcul du courant de court-circuit maximal aux bornes du transformateur de puissance nous permet de choisir le pouvoir de coupure du disjoncteur parmi les valeurs normalisées données par la norme CEI 60909-0 (6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40 et 50 kA). Ce choix dépend également du niveau de tension du réseau (145 kV) comme indiqué dans le cahier de charge du maître d'ouvrage soit 31,5 kA avec un pouvoir de fermeture de 80 kA, soit 2,5 fois le courant de court-circuit à 50Hz selon la norme CEI 60909-0.

### **III.4.2.4. Choix du disjoncteur HTB**

Nous optons pour le disjoncteur tripolaire de SIEMENS de type 3AP1FG-SF6, avec une séquence de manœuvre rapide 1 (O-0,3s-CO-3min-CO).

Selon la norme CEI 62271-100; O désigne une manœuvre d'ouverture, CO manœuvre de fermeture suivie immédiatement de manœuvre d'ouverture, t et t' respectivement la durée entre manœuvre d'ouverture et de fermeture et entre deux manœuvres CO. [7] Il existe trois séquences assignées :

- Lent: O-3min-CO-3min-CO;
- Rapide 1: O-0,3s-CO-3min-CO;
- Rapide 2: O-0,3s-CO-15s-CO.

### **III.4.2.5. Choix du disjoncteur HTA**

Par la même démarche en HTB, nous avons les résultats enregistrés au tableau ci-dessous. Le courant de court-circuit est calculé par la même relation et a permis d'en déduire la valeur normalisée du pouvoir de coupure.

$$I_{n2} = 866,03 \text{ A, } I_{th2} = \frac{866,03}{0,1} = 8660,3 \text{ A.}$$

Alors, la valeur normalisée immédiate est 10 kA, mais compte tenu du niveau de tension et pour se conformer au cahier de charges nous choisissons 20 kA comme pouvoir de coupure avec un pouvoir de fermeture de 50 kA.

**Tableau 8: Caractéristiques électriques des disjoncteurs HTB et HTA choisis**

Caractéristiques des disjoncteurs HTB et HTA	Unité	Pour 132 kV	Pour 20 kV
Tension nominale	kV	132	20
Tension assignée d'emploi	kV	145	24
Fréquence nominale	Hz	50	50
Pouvoir de coupure	kA	31,5	20
Pouvoir de fermeture	kA	80	40
Courant nominal	A	600	1600
Séquence de manœuvre assignée rapide 1 et 2		O-0,3s-FO-3min-FO	O-0,3s-FO-15s-FO

### III.4.3. Dimensionnement et choix des réducteurs de mesure

#### III.4.3.1. Calcul de transformateur de courant TC

Les postes sources constituent un élément essentiel du système électrique. Cependant, ces postes sources sont constitués de plusieurs travées dont celle du transformateur qui est l'organe vital du poste. Cet organe doit nécessairement être protégé par des dispositifs de protections adéquats afin d'assurer une meilleure continuité de service.

Pour assurer cette fonction de protection, une attention particulière doit être accordée aux calculs et choix des transformateurs de courant et de tension qui devront alimenter les relais et les appareils de mesure. En outre, certaines informations sur les instruments et les types de protections appropriés doivent être connues. Ces données sont résumées dans le tableau n° 9 suivant:

**Tableau 9: Données des transformateurs de courant choisis**

N° Enrou	Légendes	Rapports de transformation	Types	Classes	Câbles	Instruments choisis
<b>Transformateur de courant à trois enroulements secondaire côté 132 kV du transformateur de puissance T1</b>						
1	Différentielle	600-300-150/1	Protection	X 500 V	4mm <sup>2</sup> (75 m)	7UT613
2	Surintensité	600-300-150/1	Protection	20 VA 5P20	4mm <sup>2</sup> (75 m)	7SJ63
3	Non utilisée	600-300-150/1	Mesure	10 VA 0,2M5	N.A	N.A
<b>Transformateur de courant de neutre côté 132 kV du transformateur de puissance T80</b>						
1	Différentielle	600-300-150/1	Protection	X 500 V	4mm <sup>2</sup> (72 m)	7UT613
2	Surintensité	600-300-150/1	Protection	20 VA 5P20	4mm <sup>2</sup> (72 m)	7SJ63
<b>Transformateur de courant arrivée 20 kV T1</b>						
1	Différentielle	2500-1250-625/1	Protection	X 500 V	4mm <sup>2</sup> (35m)	7UT613

## DIMENSIONNEMENT DE LA TRAVÉE DE TRANSFORMATEUR 132/20 kV- 30 MVA DU POSTE MARADI 3 AU NIGER

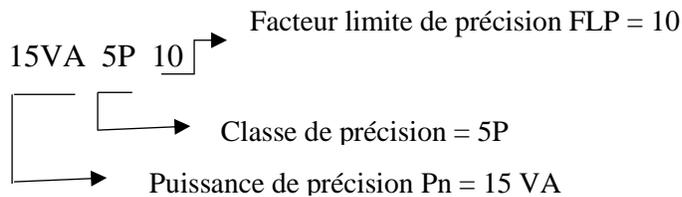
2	Surintensité	2500-1250-625/1	Protection	20 VA 10P20	4mm <sup>2</sup> (35m)	7SJ64
3	MC & AVR RELAY	2500-1250-625/1	Mesure	10 VA 0,2M5	4mm <sup>2</sup> (35m)	EMA90,REG- DA
<b>Transformateur de courant neutre T85</b>						
1	Surintensité	600-300-150/1	Protection	10 VA 10P10	4mm <sup>2</sup> (30m)	7SJ61

### III.4.3.2. Sélection de transformateurs de courant

Les transformateurs de courant sont utilisés pour fournir l'information aux « relais » de protection et/ou de mesure du courant. Pour cela, ils doivent délivrer un courant secondaire proportionnel au courant primaire qui les traverse. Ils doivent donc être adaptés aux caractéristiques du réseau : tension, fréquence et courant.

Le choix d'un transformateur de courant est basé sur les valeurs du courant nominal primaire et secondaire, de la sortie nominale des noyaux de transformateur à une classe de précision donnée et du facteur de limite de surintensité. Le facteur limite de surintensité doit être ajusté au courant de charge du consommateur (instruments). [8]

#### Exemple de TC de protection [8]



### III.4.3.3. Calcul du transformateur de courant coté 132 kV

Comme annoncé dans le tableau n° 9 ci haut, seules la protection différentielle et de surintensité sont appliquées respectivement à l'enroulement n°1 et au n°2 du transformateur de courant de la partie 132 kV. Quant au troisième enroulement, il n'est pas utilisé.

#### ❖ Méthode

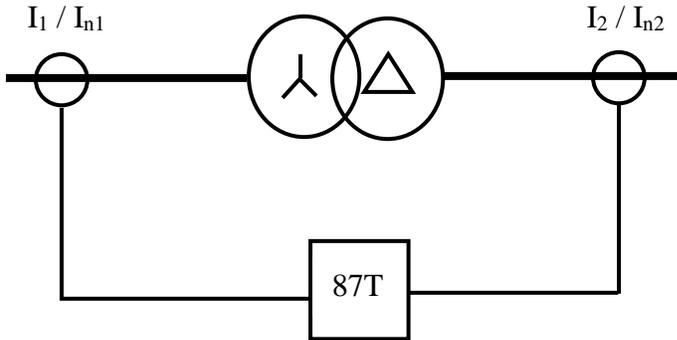
Ce calcul consiste à vérifier si les enroulements secondaires du TC correspondent aux instruments de mesure et de protection choisis. Cette vérification est basée sur la détermination de la tension de coude<sup>1</sup> en fonction des rapports de transformation, des paramètres de la ligne, de la charge et des fils de connexion. Cette tension doit être inférieure à la tension de coude donnée par le fabricant.

<sup>1</sup> Tension correspondant au point de fonctionnement de l'appareil.

❖ **Enroulement pour la protection différentielle**

Cette protection sera assurée par un instrument (relais) de type **7UT613**, classe X 500V de **SIEMENS**.

• **Schéma de principe de raccordement des TC pour la protection différentielle**



**Figure 10: Schéma de principe de raccordement des TC pour la protection différentielle**

• **Calcul de la tension de coude du TC coté HTB**

Il s'agit de calculer la tension de coude. Cette tension est calculée par *l'équation 4* suivante.

$$V_r(1) = \frac{(a * I_{tf} * I_2 * (R_{ct} + (2 * R_p) + R_b))}{\frac{1,3}{I_1}} \quad (4)$$

Avec :

- $I_1$ , Courant au secondaire du TC placé au côté HTB du transformateur de puissance = 1A;
  - $I_2$ , Courant au secondaire du TC placé au côté HTA du transformateur de puissance = 1A;
  - Selon le manuel du fabricant,  $a = 3$ ;
  - $R_b$ , Résistance du relais, = 0,05  $\Omega$ ;
  - $R_p$ , Résistance des câbles de connexion 4 mm<sup>2</sup> (75m), = 0,402  $\Omega$ ;
  - $R_{ct}$ , Résistance des enroulements au secondaire du TC, donnée par le constructeur;
  - $I_{tf}$ , le courant de court-circuit symétrique maximal.
- **Détermination du courant  $I_{tf}$ ,**

Nous avons  $I_n = 131,2$  A, et  $U_k = 10\%$ , alors le courant de défaut sera,

$$I_{tf} = 1312,1 \text{ A}$$

❖ **Enroulement pour la protection contre les surintensités**

Elle sera assurée par un instrument (relais) de type **7SJ63**, classe **20 VA 5P20** de marque **SIEMENS**.

• **Calcul de la tension de coude du TC coté HTB**

Elle est donnée par *l'équation 5* suivante :

$$V_r(1) = \frac{\left[\left(\frac{I_F}{I_1}\right) * a * I_2 * (R_{ct} + (2 * R_p) + R_b)\right]}{1,3} \quad (5)$$

Selon le manuel du fabricant, a = 1;

$I_F = I_{cc} = 31\,500$  A, Courant de défaut.

**Tableau 10: Résultats de calcul du TC côté HTB (enroulement différentiel et de surintensité)**

Positions	Rapports TC	R <sub>ct</sub> , (Ω)	V <sub>r</sub> , (V)	V <sub>k</sub> , (V)	Observations
<b>Enroulement pour la protection différentielle</b>					
1	600/1	2,5	16,92	500	V <sub>k</sub> > V <sub>r</sub> satisfaisant
2	300/1	1,5	23,74	250	V <sub>k</sub> > V <sub>r</sub> satisfaisant
3	150/1	1	37,39	125	V <sub>k</sub> > V <sub>r</sub> satisfaisant
<b>Enroulement pour la protection de surintensité</b>					
1	600/1	2,5	135,39	450	V <sub>k</sub> > V <sub>r</sub> satisfaisant
2	300/1	1,5	190	230	V <sub>k</sub> > V <sub>r</sub> satisfaisant
3	150/1	1	95	120	V <sub>k</sub> > V <sub>r</sub> satisfaisant (I <sub>cc</sub> = 10 kA)

#### ❖ Analyse des résultats

Nous pouvons constater que les résultats de l'enroulement 1 et 2 sont satisfaisants sur les deux premières positions pour un courant de court-circuit de 31,5 kA c'est-à-dire que les enroulements pourront remplir leurs fonctions respectives avec moins d'erreur, par contre si le TC est couplé sur la troisième position, les résultats ne seront fiables qu'avec un courant de court-circuit inférieur ou égale à 10 kA. Par conséquent, nous allons considérer ce transformateur de courant.

#### III.4.3.4. Transformateur de courant de neutre (Protection terre restreinte)

La protection différentielle et celle de surintensité sont également appliquées respectivement à l'enroulement n°1 et au n°2 du transformateur de courant neutre.

#### ❖ Enroulement pour la protection différentielle

Cette protection est assurée par l'instrument (relais) **7UT613, classe X 500V** de la maison **SIEMENS**.

#### • Calcul de la tension de coude du TC coté HTB

Cette tension est donnée par *l'équation 4* précédente.

$R_p$ , Résistance des câbles de connexion 4 mm<sup>2</sup> (72m), = 0,3852  $\Omega$ .

- **Détermination du courant de court-circuit symétrique maximal  $I_{tf}$ ,**

Le courant de court-circuit symétrique maximal ( $I_{kmax}$ ) : 31,5 kA

Le courant de court-circuit symétrique maximal est,

$I_{tf} = 1375,58$  A Calculé en annexe III.4

- ❖ **Enroulement pour la protection contre les surintensités**

Le relais **7SJ63, classe 20 VA 5P20** de **SIEMENS** assurera cette protection.

- **Calcul de la tension de coude du TC coté HTB**

Elle est donnée par *l'équation 5* précédente.

- $a = 1$ , selon le manuel du fabricant;
- $I_F = I_{cc} = 31\ 500$  A, Courant de défaut.

**Tableau 11: Résultats de calcul du TC de neutre HTB (enroulement différentiel et de surintensité)**

Positions	Rapports TC	Rct, ( $\Omega$ )	Vr, (V)	Vk, (V)	Observations
<b>Enroulement pour la protection différentielle</b>					
1	600/1	2,5	17,57	500	Vk > Vr satisfaisant
2	300/1	1,5	24,55	250	Vk > Vr satisfaisant
3	150/1	1	38,52	125	Vk > Vr satisfaisant
<b>Enroulement pour la protection de surintensité</b>					
1	600/1	2,5	134,09	450	Vk > Vr satisfaisant
2	300/1	1,5	187,42	230	Vk > Vr satisfaisant
3	150/1	1	93,35	120	Vk > Vr satisfaisant ( $I_{cc} = 10$ kA)

Pour plus de détails. (Feuille de calcul en annexe III.3)

- ❖ **Analyse des résultats**

Même constat que les résultats précédents, **les résultats de l'enroulement 1 et 2 sont concluants.**

### **III.4.3.5. Transformateur de courant pour la Protection de l'arrivée 20 kV**

Contrairement à la protection de la partie 132 kV, la protection de l'arrivée 20 kV utilise tous les trois enroulements du TC à savoir les deux premiers pour la protection différentielle et de surintensité et le troisième pour la mesure.

❖ **Enroulement pour la protection différentielle**

Le relais **7UT613**, classe **X 500V** de marque **SIEMENS** assurera cette protection.

• **Calcul de la tension de coude du TC coté HTA**

Sachant que le courant de court-circuit au secondaire du transformateur de puissance est  $I_{cc}$  20 kA, alors, les résultats du calcul des tensions de coude des différents rapports de transformation sont donnés dans le tableau 12.

❖ **Enroulement pour la protection contre les surintensités**

Elle est assurée par le relais **7SJ64**, classe **20 VA 5P20**, **SIEMENS**.

• **Calcul de la tension de coude du TC coté HTA**

Elle est donnée par *l'équation 5*, avec :

- $a = 1$ , selon le manuel du fabricant;
- $I_F = I_{cc} = 20\ 000$  A, Courant de défaut.

**Tableau 12: Résultats de calcul du TC arrivée 20 kV (enroulement différentiel et de surintensité)**

Positions	Rapports TC	Rct, ( $\Omega$ )	Vr, (V)	Vk, (V)	Observations
<b>Enroulement pour la protection différentielle</b>					
1	2500/1	10	192,45	500	Vk > Vr satisfaisant
2	1250/1	5	200,28	250	Vk > Vr satisfaisant
3	625/1	2,5	107,98	125	Vk > Vr satisfaisant
<b>Enroulement pour la protection de surintensité</b>					
1	2 500/1	10	64,15	450	Vk > Vr satisfaisant
2	1 250/1	5	66,76	230	Vk > Vr satisfaisant
3	625/1	2,5	71,98	120	Vk > Vr satisfaisant ( $I_{cc} = 10$ kA)

Pour plus de détails. (Feuille de calcul en annexe III.3)

**III.4.3.6. Transformateur de courant neutre**

❖ **Enroulement pour la protection contre les surintensités**

Elle est assurée par un relais de type **7SJ61**, classe **10 VA 10P10**, **SIEMENS**.

• **Calcul de la tension de coude du TC neutre :**

Elle est donnée par *l'équation n° 5* précédente.

## DIMENSIONNEMENT DE LA TRAVÉE DE TRANSFORMATEUR 132/20 kV- 30 MVA DU POSTE MARADI 3 AU NIGER

- $a = 1$ , selon le manuel du fabricant;
- $I_F = I_{cc} = 300$  A, Courant de défaut.

**Tableau 13: Résultats de calcul du TC de neutre (surintensité) T85**

Position	Rapports TC	Rct, ( $\Omega$ )	Vr, (V)	Vk, (V)	Observations
1	100/1	1	3,164	110	Vk > Vr satisfaisant

### ❖ Enroulement pour la mesure

Données sur les instruments utilisés et le câble : 4 mm<sup>2</sup> (35m) et  $R_p = 0,188 \Omega$ .

**Tableau 14: Données de la centrale de mesure CM**

Positions	Nom	Type	Puissance, Pb (AV)	S.C.W
1	EMA 90	MC	0,04	50
2	REG-DA	AVR RELAY	0,1	50

Nous allons calculer le courant de court-circuit maximal auquel cet enroulement peut être exposé. Ensuite, nous le comparerons avec le courant de court-circuit tolérable pour 1s, donné par le fabricant.

### • Calcul du courant de court-circuit maximal

Le courant de court-circuit maximal est donné par la formule suivante :

$$I_{cc}(\text{Max}) = \frac{1,1 * V_k * I_{sn}}{P_b * P_i} \quad (6)$$

### ❖ Résultats de calcul

**Tableau 15: Résultats de calcul du courant de court-circuit maximal**

Positions	Rapport TC	Courant secondaire, Isn	Tension de coude, Vk	SCW(Max)	SCW(tor)	Puissance TC, Pi (VA)	Charge totale connectée, Pb VA
1	2500/1	1	100	33,33	50	10	0,33
2	1250/1	1	50	33,33	50	5	0,33
3	625/1	1	25	33,33	50	2,5	0,33

SCW(Max) < SCW(Tor), alors le CT est satisfaisant

Nous constatons que le courant de court-circuit à la fréquence industrielle théorique est nettement inférieur au courant de court-circuit que peut supporter l'enroulement, alors nous pouvons conclure que les résultats sont satisfaisants.

### III.4.3.7. Calcul du transformateur de tension TP

Comme les transformateurs de courants, les transformateurs de tension doivent être calculés et choisis conformément à la norme CEI 60044-2 qui stipule que la classe de précision doit être remplie de 25% à 100% de la charge, c'est-à-dire que la charge doit être comprise entre 25% et 100% de la puissance que peut fournir le TP. En plus du choix du TP les câbles de raccordement doivent être soigneusement choisis afin de limiter les chutes de tensions entre le TP et les instruments de mesure et de protection. Pour des raisons de conformité nous avons choisi le transformateur de tension avec les paramètres suivants que nous soumettrons aux calculs et vérifications.

Tableau 16: Données du TP suggéré

Transformateur de tension suggéré			
Enroulements	Classe de précision	Tension secondaire (V)	Puissance nominale $P_{TP}$ (VA)
1 et 2	0,2 + 3P	110	10

Tableau 17: Données instruments de mesure

Enroulement	Instruments suggérés	Type	Puissance, $P_i$ (VA)	Courant, mA
1	Relais AVR	REG-DA	0,121	0,64
	Relais différentiel	7UT613	0,1	0,52
	Centre de mesure	EMA-90	0,2	1,05
2	Relais de surintensité	7SJ64	0,3	1,57

#### ❖ Schéma de principe

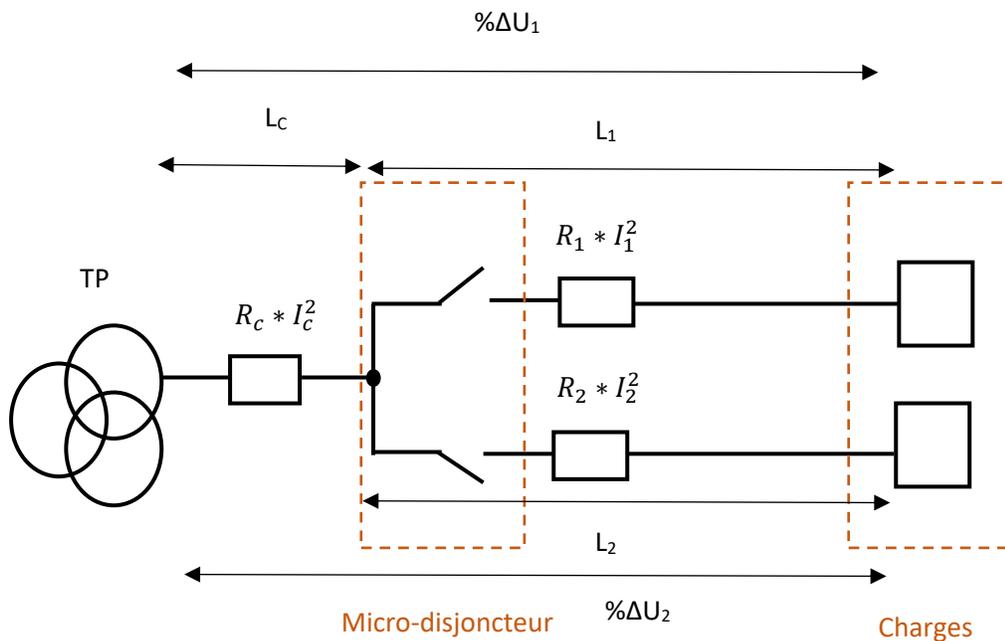


Figure 11: Schéma de principe l'utilisation des TP

❖ **Liste de formules pour les différents calculs**

▪ Courant (mA)  $I = \frac{(1000 * P_i)}{(U * \sqrt{3})}$  (7)

▪ Chute de tension (circuit monophasé)  $\% \Delta U1 = \frac{(2 * 1,2 * 100 * L * \sqrt{3} * I)}{(S * 58 * U * 1000)}$  (8)

▪ Chute de tension (circuit triphasés)  $\% \Delta U3 = \frac{(1,2 * 100 * L * \sqrt{3} * I)}{(S * 58 * U * 1000)}$  (9)

▪ Consommation par circuit, (VA)  $S_i = P_i + \frac{(L * I^2)}{(58 * S * 1000000)}$  (10)

▪ Résistance du câble (Ω)  $R = \frac{(1,2 * L)}{(58 * S)}$  (11)

❖ **Calcul du premier enroulement du TP choisi**

**Tableau 18: Résultat du calcul de la consommation (1<sup>er</sup> enroulement)**

Désignations	Du TP-MD	Du MD à la CH 1	Du MD à la CH 2
Longueur câble, (m),	Lc = 10	L1 = 20	L2 = 20
Section suggérée, (mm <sup>2</sup> )	Sc = 2,5	S1 = 2,5	S2 = 2,5
Chute de tension, (%)	0,00057	0,00044	0,00041
Consommation, (VA)	0,421007	0,321004	0,1
Totale consommation	0,421007		

Enfin nous pouvons procéder à la vérification de la chute de tension et de la puissance.

**Tableau 19: Résultat du calcul de la chute de tension et vérification (1<sup>er</sup> enroulement)**

Etude de la chute de tension totale				
Chute de tension maximale admissible % : 1	%ΔU 1	%ΔU 2	Observation	
Chute de tension totale du TP à la charge, (%)	0,001	0,00071	< 1	Alors le câble convient
Etude de la charge du TP				
Selon CEI 60044-2	0,25 * S <sub>TP</sub>	S <sub>CH</sub>	S <sub>TP</sub>	Observation
0,25 * S <sub>TP</sub> < S <sub>CH</sub> < S <sub>TP</sub>	2,5	0,421007	10	Alors la charge ne convient pas au TP.

• **Calcul du deuxième enroulement du TP choisi**

**Tableau 20: Résultat du calcul de la consommation (2<sup>eme</sup> enroulement)**

Désignations	Du TP-MD	Du MD à la CH 1	Du MD à la CH 2
Longueur câble, (m)	Lc = 10	L1 = 20	L2 = 0
Section suggérée, (mm <sup>2</sup> )	Sc = 2,5	S1 = 2,5	S2 = 0
Chute de tension, (%)	0,001230	0,00034	0
Consommation, (VA)	0,30	0,30	0
Totale consommation, (VA)	0,30		

❖ **La vérification de la chute de tension et de la puissance**

**Tableau 21: Résultat du calcul de la chute de tension et vérification (2<sup>ème</sup> enroulement)**

<b>Etude de la chute de tension totale</b>				
Chute de tension maximale admissible % : 1	% $\Delta$ U 1	% $\Delta$ U 2	Observation	
Chute de tension totale du TP à la charge, (%)	0,00034	0	< 1	Alors le câble convient
<b>Etude de la charge du TP</b>				
Selon CEI 60044-2	0,25 * S <sub>TP</sub>	S <sub>CH</sub>	S <sub>TP</sub>	Observation
0,25 * S <sub>TP</sub> < S <sub>CH</sub> < S <sub>TP</sub>	2,5	0,30	10	Alors la charge ne convient pas au TP.

#### ❖ Analyse des résultats

Nous constatons effectivement que la section de câbles suggérée convient parfaitement, tant dis que la charge appliquée aux enroulements du TP ne leur convient pas, cela est dû au fait que les instruments modernes consomment peu d'énergie et peut être inférieure à 25% de la puissance nominale du TP.

Pour corriger cet inconvénient, nous proposons une augmentation de la charge en insérant des résistances pouvant amener la charge totale supérieure ou égale à 25% de la puissance du TP (l'option la moins couteuse), on peut en outre choisir un TP avec une puissance inférieure difficile à avoir sur le marché (option couteuse).

### III.4.4. Dimensionnement et choix des câbles de connexion

#### III.4.4.1. Calcul de section du câble extérieur

Le courant requis pour la sous-station (poste), concerne uniquement le câble extérieur du poste c'est-à-dire le coté HTB.

#### ❖ Conditions climatiques

Elles sont résumées dans le tableau suivant :

**Tableau 22: Conditions climatiques pour la détermination du câble extérieur**

<b>Grandeurs</b>	<b>Symbole</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur</b>
Vitesse du vent	V	m.s <sup>-1</sup>	48
Intensité du rayonnement solaire	S <sub>i0</sub>	W.m <sup>-2</sup>	900
Température ambiante maximale	T1	°C	55

#### ❖ Caractéristiques du conducteur

Le conducteur est de type AAAC à brins d'aluminium, les caractéristiques de plusieurs sections sont données dans le tableau 5.

❖ **Calcul de la capacité de charge (CC)**

La capacité de charge (CC) d'un conducteur est le courant permanent maximal induisant une élévation de température donnée dans le conducteur, dans des conditions ambiantes données. La CC dépend du conducteur, de sa résistance électrique, de l'élévation de la température maximale admissible. En effet le conducteur soumis au calcul de la capacité de charge est celui de 500 mm<sup>2</sup> pour se conformer à l'existant.

▪ **Formule de calcul de la capacité de charge (CC)**

Le courant de charge peut être calculé par la formule suivante :

$$I_{\max} = \left[ \frac{(P_{\text{ray}} + P_{\text{conv}} - P_{\text{sol}})}{R_T} \right]^{1/2} \quad (12)$$

- $R_T$ , est la résistance électrique du conducteur à la température T ( $\Omega/m$ );
- $P_{\text{sol}}$ , est le gain de chaleur solaire par la surface du conducteur;
- $P_{\text{ray}}$  est la perte de chaleur par rayonnement du conducteur;
- $P_{\text{conv}}$ , est la perte de chaleur par convection.

❖ **Calcul de la capacité de charge pour un câble de 500 mm<sup>2</sup>, (calcul en annexe III.5)**

**Tableau 23: Résultat du calcul de la capacité de charge du câble 500 mm<sup>2</sup>**

Grandeurs	Valeur	Unité
Résistance électrique du conducteur à la température T2	8,73*10 <sup>-5</sup>	$\Omega.m^{-1}$
Gain de chaleur solaire par la surface du conducteur	18,33	W.m <sup>-1</sup>
Perte de chaleur par rayonnement du conducteur	18	W.m <sup>-1</sup>
Perte de chaleur par convection	47,73	W.m <sup>-1</sup>
Capacité de charge pour un câble de 500 mm <sup>2</sup>	736,83	A

❖ **vérification du courant de court-circuit thermique admissible du conducteur choisi**

Pratiquement, la marche à suivre consiste à vérifier que la contrainte thermique  $I_{th}$ , que laisse passer le disjoncteur est inférieure à la contrainte thermique admissible maximale du conducteur. Selon VDE 103 et CEI 865 et pour les conditions les plus contraignantes ( $x = 1,95$  et  $\frac{I''_k}{I_k} = 1,25$ ) les résultats suivants sont donnés à  $T_k = 1s$ .

- $m = 0,20$  ;  $n = 0,83$  référer à l'annexe III.6.
- $I''_k = I_{cc} = 31,5$  kA

$$- I_{th} = I''_K * \sqrt{m + n}$$

$$\text{AN: } I_{th} = 31,5 * \sqrt{0,2 + 0,83} = 31,97 \text{ kA.}$$

La température maximale du conducteur étant 90°C, alors  $S_{thr} = 80 \text{ A/ mm}^2$ . Annexe III.7.

La section minimale du conducteur choisi est 500 mm<sup>2</sup>, alors le courant limite thermique est  $1 * 500 * 80 = 40 \text{ kA} > 31,97 \text{ kA}$ .

#### ❖ **Analyse des résultats**

Nous pouvons constater que le courant permanent maximal induisant une élévation de température est nettement supérieur au courant d'emploi du réseau en amont du transformateur de puissance. Ainsi, le courant limite thermique du conducteur (40 kA) est supérieur au courant de court-circuit de la ligne (31,97 kA) dans des conditions les plus défavorables. Nous pouvons conclure que le conducteur choisi pour le réseau amont correspond parfaitement et est conforme aux exigences de la norme VDE 103 et CEI 865 et au cahier de charge du maître d'ouvrage.

#### **III.4.4.2. Câble entre le transformateur de puissance et le jeu de barre 20kV**

Il s'agit d'un câble unipolaire isolé. Le dimensionnement de ce câble est fait de la manière suivante:

#### ❖ **Courant d'emploi**

La Puissance du transformateur de puissance étant :  $S = 30 \text{ MVA}$ , alors le courant nominal est :

$$I_b = 866 \text{ A}$$

#### ❖ **Courant Nominal**

$$I_N = 1000 \text{ A}$$

#### ❖ **Facteurs de réduction :**

- Mode de pose sous caniveaux: 41;
- Méthode de référence : B;
- Facteur de correction du mode de pose 41 B :  $K_1 = 0,95$  (référé à l'annexe III.8); [9]
- Facteur de température ambiante (50°C) :  $K_2 = 0,82$  (référé à l'annexe III.9).

$$K_i = 0,95 * 0,82 = 0,779$$

#### ❖ **Courant admissible sera :**

$$I_z = \frac{I_N * k}{K_i}, \text{ avec } k = 1 \text{ pour disjoncteur} \quad (13)$$

$$I_z = \frac{I_N * k}{K_i} = \frac{1000 * 1}{0,779} = 1283,69 \text{ A}$$

En se référant à la norme CEI 60502-2 (annexe III.10), deux câbles de 300 mm<sup>2</sup> de section sont adaptés à chaque phase.

#### ❖ Analyse et choix

Il est clair que la section normalisée 2\*(1\*300 mm<sup>2</sup>), est supérieure à celle requise, alors la section de câble considérée est 2\*(1\*300 mm<sup>2</sup>) par phase.

**Modèle : 3\*(2\*1\*300 mm<sup>2</sup>), (AL-XLPE-CU-PVC-ATA-PVC)**, ce type de câble est utilisé pour la distribution d'énergie et les stations d'alimentation utilisées dans les applications industrielles, pour des tensions nominales allant jusqu'à 30kV. Il convient aux installations fixes, directement enterré avec une bonne protection mécanique. [10]

- **AL**, Ruban en aluminium;
- **XLPE**, Matériau d'isolation;
- **CU**, âme conducteur en cuivre;
- **PVC**, Matériau d'isolation, en polychlorure de vinyle;
- **ATA**, Armure d'aluminium;
- **PVC**, Matériau d'isolation, en polychlorure de vinyle.

#### III.4.4.3. Câble entre le jeu de barre 20kV et le transformateur auxiliaire

La puissance du transformateur auxiliaire est : S = 160 kVA.

#### ❖ Calcul de section en fonction du courant de court-circuit et le temps de coupure

$$S = \frac{I_{cc} * \sqrt{t}}{K} \quad (14)$$

- $I_{cc}$  : Courant de court-circuit en A;
- $S$  : Section de câble en mm<sup>2</sup>;
- $t$  : Temps de coupure admissible en sec;
- $K$  : Constant de température.

$$K = \sqrt{\ln \left( \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta} \right) * \frac{Q_c(\beta + 20) * 10^{-12}}{\rho_{20}}}, [A.S^1.mm^{-2}] \quad (15)$$

- $\theta_f$  : Température finale (250°C pour XPLE);
- $\theta_i$  : Température initiale (°C);
- $\beta$  : Coefficient de température de résistance du conducteur à 20 ° C. (228 pour AL);

- $Q_c$ : Chaleur spécifique volumétrique du conducteur à 20°C. ( $2,50 * 10^6 \text{ J.K}^{-1}.\text{mm}^{-3}$  pour AL);
- $\rho_{20}$ : Résistivité électrique du câble à 20°C ( $2,8264 * 10^{-8} \Omega.\text{m}^{-1}$  pour AL).

En considérant  $I_{cc} = 20 \text{ kA}$  et  $t = 1 \text{ s}$  et  $\Theta_i = 50^\circ\text{C}$  et  $\Theta_f = 250^\circ\text{C}$  et l'équation (15),  $K = 109,01$ .

$$S = \frac{20\,000 * \sqrt{1}}{109,47} = 182,7 \text{ mm}^2$$

Alors  $S_{\min} = 182,7 < (1 * 185 \text{ mm}^2)$

Nous constatons que la section (1\*185 mm<sup>2</sup>), sélectionnée est supérieure à celle requise.

**Modèle : 3\*(1\*185 mm<sup>2</sup>), (AL-XLPE-CU-PVC-ATA-PVC).**

#### **III.4.4.4. Câble entre le jeu de barre 20kV et le transformateur du neutre BPN**

Comme nous le savons bien, si le secondaire du transformateur de puissance est couplé en triangle, il faut nécessairement installer un transformateur de neutre appelé BPN (Bobine du Point Neutre).

##### **❖ Courant nominal**

Le courant du transformateur de neutre :

$$I_N \cong 0 \text{ A}$$

##### **❖ Calcul de la section de câble en fonction de $I_{cc}$ et le temps de coupure**

$$S = \frac{20000 * \sqrt{1}}{109,47} = 182,7 \text{ mm}^2$$

Alors  $S_{\min} = 182,7 < (1 * 185 \text{ mm}^2)$

Alors la section de câble est (1\*185 mm<sup>2</sup>) par phase.

**Modèle : 3\*(1\*185 mm<sup>2</sup>), (AL-XLPE-CU-PVC-ATA-PVC).**

#### **III.4.5. Dimensionnement et choix des parafoudres**

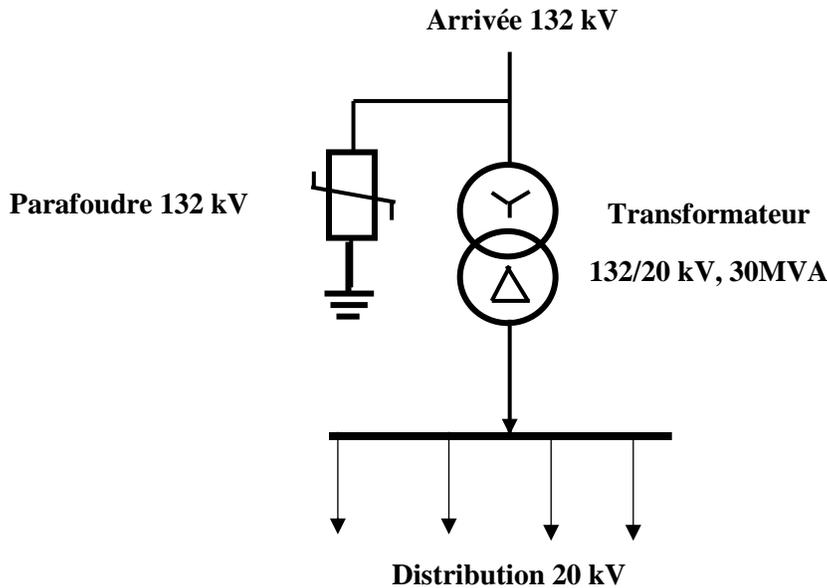
##### **III.4.5.1. Choix des parafoudres**

La protection contre les surtensions est jugée nécessaire sur la travée de transformateur, des parafoudres doivent être installés à proximité des équipements. Il s'agit d'un dispositif qui limite les fortes tensions transitoires générées lors d'une perturbation du système en détournant la partie excessive de celle-ci vers le sol et en réduisant l'amplitude de l'onde de tension transitoire à travers l'équipement à une valeur de sécurité admissible. [5]

NB : Notre choix est porté sur les parafoudres de type OM.

### III.4.5.2. Calcul et sélection du parafoudre

La sélection du parafoudre pour la protection des équipements montés sur la ligne 132 kV, comme illustré à la *figure n°12*, est faite par la procédure suivante :



❖ Figure 12: Schéma de raccordement de parafoudre

La tension nominale du système correspond à la tension du réseau en amont du transformateur de puissance qui est,  $U_n = 132$  kV.

#### ❖ Tension maximale du système ( $U_m$ )

La tension maximale d'un réseau de 132 kV est,  $U_m = 145$  kV.

#### ❖ Tension maximale de fonctionnement continu ( $U_c$ )

La tension de fonctionnement continu  $U_c$  du parafoudre doit être égale ou supérieure à la valeur de la tension de fonctionnement maximale du réseau divisée par  $\sqrt{3}$ . [11]

$$U_c \geq \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (16)$$

$$\text{AN: } U_c \geq \frac{U_m}{\sqrt{3}} = \frac{145}{\sqrt{3}} = 83,72 \text{ kV}$$

#### ❖ Calibre du parafoudre (au courant de référence 10 kA)

- Détermination du facteur de Surtension temporaire

Le tableau ci-dessous nous permet de choisir le facteur de surtension en fonction du régime de mise à la terre du système.

**Tableau 24: Détermination du facteur de surtension temporaire [12]**

Surtension temporisée	Cause de U <sub>&gt;&gt;</sub> temp	Facteurs de U <sub>&gt;&gt;</sub>	temporisation	Facteur de U <sub>&gt;&gt;</sub> temp
U <sub>1&gt;&gt;</sub>	Défaut à la terre			
	1. pour un système mis à la terre	≤ 1,4	1 ou 3 s	1,16 - pour 1 s 1,13 – pour 3 s
	2. pour un système neutre isolé.	1,73	10 s	1,10 – pour 10 s
U <sub>2&gt;&gt;</sub>	Rejet de charge	1,1	1 s	1,16

Considérant les conditions (1) et (2) se produisant au même moment, nous aurons :

Le facteur de surtension total = 1,4 \* 1,1 = 1,54, pour un facteur de surtension temporisée de 3 secondes comme dans le tableau ci-haut K = 1,13.

Alors la tension de parafoudre peut être calculée par l'expression suivante :

$$U_r = \frac{1,54 * U_c}{K} \quad (17)$$

$$U_r = \frac{1,54 * 83,72}{1,13} = 114,1 \text{ kV}$$

Nous avons sélectionné un parafoudre de classe 3, dont la valeur nominale immédiatement supérieure est la même que celle indiquée dans l'annexe III.11.

$$U_r = 120 \text{ kV. Annexe III.11.}$$

Le parafoudre sélectionné a les caractéristiques suivantes :

**Tableau 25: Caractéristiques électriques du parafoudre choisi**

Caractéristiques	Unité	Valeur
Tension nominale	kV	132
Tension assigné d'emploi	kV	96
Tension permanente assignée	kV	120
Courant nominal de décharge	kA	10

### III.4.6. Dimensionnement et choix des sectionneurs et sectionneurs de terre

Les sectionneurs ont les mêmes caractéristiques électriques que les disjoncteurs à l'exception du pouvoir de coupure et de fermeture. Cependant, ils doivent assurer le passage du courant normal de

service sans échauffement exagéré et supporter le courant de court-circuit jusqu'à l'ouverture du disjoncteur. En effet, nous choisissons un sectionneur tripolaire à ouverture horizontale de PARS SWITCH CO avec les caractéristiques électriques suivantes :

**Tableau 26: Caractéristiques électriques des sectionneurs choisis**

<b>Caractéristiques des sectionneurs</b>	<b>Unité</b>	<b>pour 132 kV</b>	<b>pour 20 kV</b>
Tension nominale	kV	132	20
Tension assignée d'emploi	kV	145	24
Fréquence nominale	Hz	50	50
Courant de court-circuit	kA	31,5	20
Courant nominal	A	600	1600

### **III.5. Protection du transformateur de puissance 132/20 kV, 30 MVA**

En pratique, la plupart des transformateurs disposent d'une gamme de prises pour répondre à différentes conditions de charge. Alors que la plupart des transformateurs ont un changeur de prises hors charge, les transformateurs utilisés pour le contrôle de la tension dans un réseau sont équipés d'un changeur de prises en charge. Les paramètres de protection doivent alors tenir compte de la variation de la position du changeur de prise pour éviter tout risque de déclenchement intempestif aux positions de prise extrêmes. Dans notre cas, le transformateur utilisé est équipé d'un changeur de prises en charge avec une plage de -15% à +5%. Les étapes du calcul sont:

- a. déterminer le rapport de correction à mi- prise et en courant secondaire;
- b. déterminer les courants HT aux prises extrêmes avec correction du rapport;
- c. déterminer le courant différentiel aux prises extrêmes; [13]

**III.5.1. Données générales du transformateur (tableau n° 4)**

**III.5.2. Schéma de protection et commande**

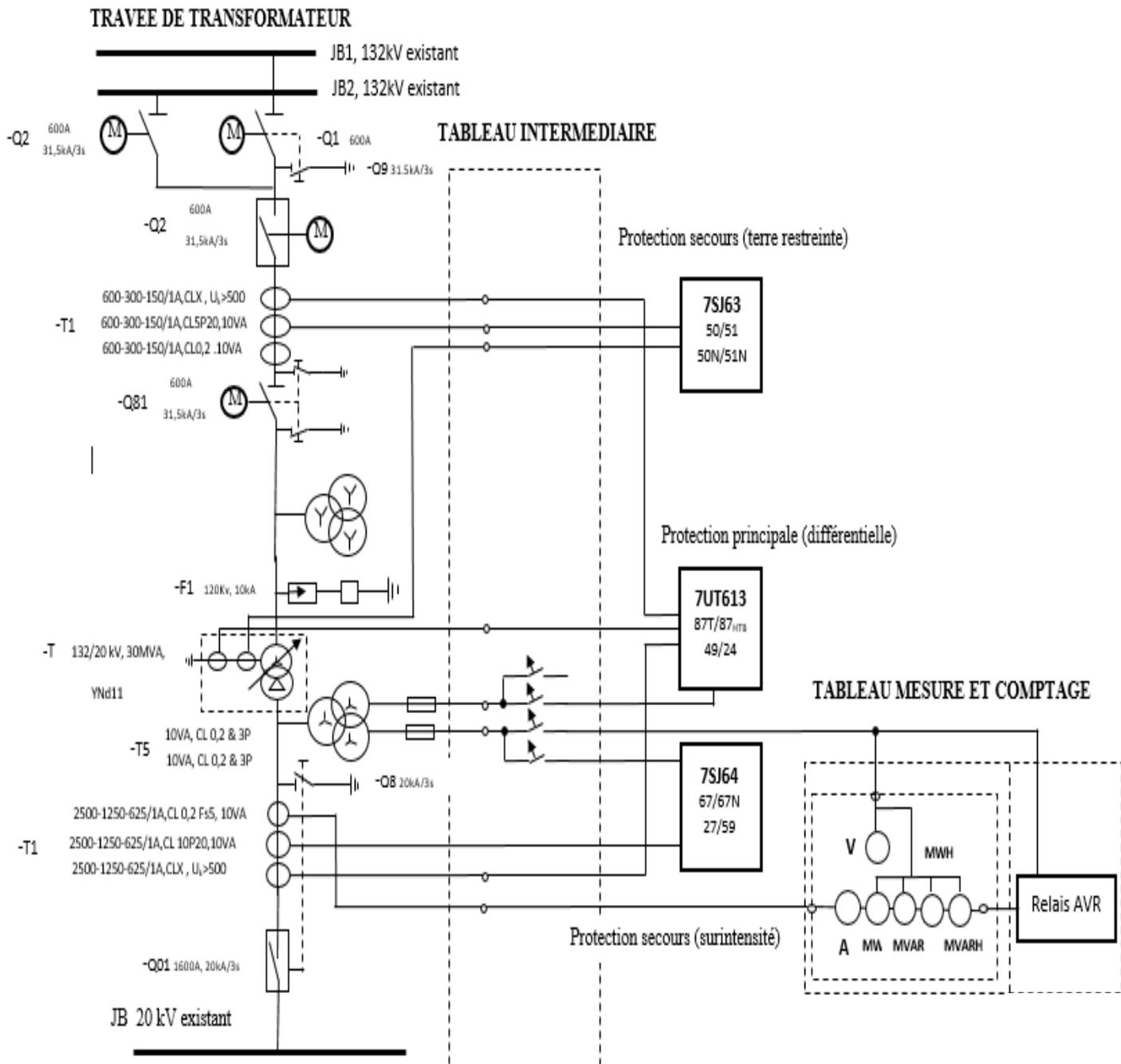


Figure 13: Schéma de protection et commande

**III.5.3. Protection différentielle ou principale**

Le bon fonctionnement de l'élément différentiel exige que les courants dans l'élément différentiel s'équilibrent sous des conditions de charge et de défaut. Comme les courants dans la ligne primaire et secondaire peuvent ne pas correspondre exactement aux courants dans les enroulements nominaux du

transformateur, des relais numériques sont fournis avec des facteurs de correction de rapport pour chacune des entrées de transformateur de courant.

Les facteurs de correction peuvent être calculés automatiquement par le relais à partir de la connaissance des rapports de TC de ligne et de la puissance (MVA) du transformateur. Si le transformateur est équipé d'un changeur de prise, les rapports de TC en ligne et les facteurs de correction sont généralement choisis pour atteindre l'équilibre du courant à la prise intermédiaire du transformateur.

### **III.5.3.1. Détermination du rapport de correction à mi- prise et en courant secondaire**

#### **❖ A la position normale du CPC côté HTB**

- Courant primaire du transformateur de courant en pleine charge, il correspond au courant primaire du transformateur de puissance et est donné par la relation suivante :

$$I_{N1} = \frac{S_N}{\sqrt{3} * U_{N1}} = \frac{30 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 10^3} = 131,22 \text{ A}$$

$$I_{N1} = I_{pN} = 131,22 \text{ A}$$

- Courant secondaire du transformateur de courant en pleine charge, nous allons utiliser le rapport de 300/1A du TC.

$$I_{SN} = \frac{I_{PN}}{300} \tag{18}$$

$$I_{SN} = \frac{131,22}{300} = 0,4374 \text{ A}$$

- Facteur de correction, sachant que le courant souhaité est 1 A.

$$K = \frac{1}{I_{SN}} \tag{19}$$

$$K = \frac{1}{0,4374} = 2,28624$$

NB : Ce facteur de correction reste inchangé pour tout le reste.

- Courant corrigé du côté du relais

$$I_{SCN,HTB} = I_{SN} * K \tag{20}$$

$$I_{SCN,HTB} = 0,4374 * 2,28624 = 1 \text{ A}$$

#### **❖ A la Position minimale du CPC côté HTB**

- Courant primaire du transformateur de courant en pleine charge

$$I_{N1} = \frac{S_N}{\sqrt{3} * U_{min1}} = \frac{30 * 10^6}{\sqrt{3} * 112,2 * 10^3} = 154,37 \text{ A}$$

$$I_{N1} = I_{pmin} = 154,37 \text{ A}$$

- Courant secondaire du transformateur de courant en pleine charge

$$I_{Smin} = \frac{I_{pmin}}{300} = \frac{154,37}{300} = 0,51456$$

- Courant corrigé du côté du relais

$$I_{SCmin} = I_{Smin} * K = 0,51456 * 2,28624 = 1,1764 \text{ A}$$

#### ❖ Position normale du CPC (côté HTA)

- Courant primaire du transformateur de courant en pleine charge

$$I_{N2} = \frac{S_N}{\sqrt{3} * U_{N2}} = \frac{30 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 866,02 \text{ A}$$

$$I_{N2} = I_{pN} = 866,02 \text{ A}$$

- Courant secondaire du transformateur de courant en pleine charge, avec le rapport de 1250/1A.

$$I_{SN} = \frac{I_{pN}}{1250} = \frac{866,02}{1250} = 0,692816 \text{ A}$$

- Courant corrigé du côté du relais

$$I_{SCN,HTA} = I_{SN} * K = 0,692816 * 2,28624 = 1,5839 \text{ A}$$

### III.5.3.2. Calcul du courant différentiel à la prise minimale du CPC

$$I_{diff} = (I_{SCmin,HTB} - I_{SCN,HTA}) * 100 \quad (21)$$

$$I_{diff} = |(1,1764 - 1,5839) * 100| = 40,75 \%$$

En supposant un décalage de 5% dans le transformateur de courant principal et 2% dans les fileries.

- Alors le courant différentiel maximal admissible vaut :

$$I_{diffad} = 40,75 + 7 = 47,75\%$$

Alors le premier seuil de réglage du relais de protection différentielle est :

✓ **Seuil<sub>1</sub> = 47,75 %**

Le réglage recommandé pour le deuxième seuil est 2 \* Seuil 1:

✓ **Seuil<sub>2</sub> = 95,5 %**

### **III.5.4. Protection de terre restreinte REF**

La protection contre les défauts de terre restreinte est une protection de type différentiel, une protection d'unité, dont le réglage est indépendant de toute autre protection. Par rapport à la protection différentielle globale, il présente certains avantages. Il est plus simple car aucune correction de phase n'est nécessaire, pas même en cas de changement éventuel du commutateur de prise en charge. Le REF n'est pas sensible aux courants d'appel et d'excès d'excitation. Nous considérons donc:

$I_{diff} > 15 \% I_n$ , C'est-à-dire lorsque le courant différentiel est supérieure à 15% du courant nominal du transformateur le relais donne l'ordre de déclencher.

### **III.5.5. Protection de secours du transformateur.**

#### **III.5.5.1. Protection contre les surintensités et les défauts à la terre côté HTB.**

##### **❖ Principe de fonctionnement**

Dès que le seuil de phase ou de terre est dépassé, la sortie instantanée associée à ce seuil est activée. Cette sortie indique que la protection a détecté un défaut de phase ou de terre et que la temporisation associée au seuil a été démarrée.

- **Surintensité, maximum courant premier seuil : (I>)**

$$I_{SN,TC} = \frac{I_n}{300} = \frac{131,22}{300} = 0,4374 \text{ A}$$

En considérant une surcharge de 120% du transformateur de puissance, alors le courant secondaire du TC correspondant vaut,

$$I_{S(120\%)} = 1,2 * 0,4374 = 0,52488 \text{ A.}$$

Par conséquent, le relais doit être réglé à  $0,52488 * I_n$ .

- **Surintensité, maximum courant deuxième seuil : (I>>)**

Au deuxième seuil, le déclenchement est instantané.

- **Surintensité, maximum courant de terre premier seuil : (Ie>)**

Pour que la détection de défaut à la terre soit adéquate, le relais doit pouvoir discriminer un défaut avec un courant égal à  $0,4 * I_{S,TC}$ . [5]

$$I_R = 0,4 * \frac{131,22}{300} = 0,17 \text{ A}$$

- **Surintensité, maximum courant de terre deuxième seuil : (Ie>>)**

Au deuxième seuil, le déclenchement est instantané.

### **III.5.5.2. Protection contre les surintensités et les défauts à la terre côté HTA**

- **Surintensité, maximum courant premier seuil : (I>)**

$$I_{SN,TC} = \frac{I_n}{300} = \frac{866,02}{1250} = 0,6928 \text{ A}$$

En considérant toujours une surcharge de 120% du transformateur, le courant secondaire du TC correspondant vaut,

$$I_{S(120\%)} = 1,2 * 0,6928 = 0,8314 \text{ A.}$$

Par conséquent, le relais doit être réglé à  $0,8314 * I_n$ .

- **Surintensité, maximum courant deuxième seuil : (I>>)**

Au deuxième seuil, le déclenchement est instantané.

- **Surintensité, maximum courant de terre premier seuil : (Ie>)**

Pour que la détection de défaut à la terre soit adéquate, le relais doit pouvoir discriminer un défaut avec un courant égal à  $0,4 * I_{S,TC}$ . [5]

$$I_R = 0,4 * \frac{866,02}{1250} = 0,2771 \text{ A}$$

- **Surintensité, maximum courant de terre deuxième seuil : (Ie>>)**

Au deuxième seuil, le déclenchement est instantané.

## DIMENSIONNEMENT DE LA TRAVÉE DE TRANSFORMATEUR 132/20 kV- 30 MVA DU POSTE MARADI 3 AU NIGER

**Tableau 27: Temps de validité des équipements de la travée**

VALIDITE DES EQUIPEMENTS		
Équipements	Année de validité	Observations
Transformateur de puissance	2030	A remplacer en 2030
Disjoncteur HTB	2050	A remplacer en 2050
Disjoncteur HTA	2050	A remplacer en 2050
Sectionneur HTB	2050	A remplacer en 2050
Sectionneur de terre HTB	2050	A remplacer en 2050
Sectionneur de terre HTA	2050	A remplacer en 2050
Transformateur de courant HTB	2050	A remplacer en 2050
Transformateur de courant HTA	2050	A remplacer en 2050
Transformateur de tension HTB	2050	A remplacer en 2050
Transformateur de tension HTA	2050	A remplacer en 2050
Câbles	2038	A remplacer en 2030

**Tableau 28: Tableau récapitulatif des caractéristiques électriques des éléments de la travée**

Équipements	Désignations
Transformateur de puissance	30 MVA; 132/20 kV; Ucc = 10%
Disjoncteur 132 kV	Un= 145 kV; Pc= 31,5 kA; Pf= 80 kA, In =600 A O-0,3s-FO- 1min-FO
Disjoncteur 20 kV	Un= 24 kV; Pc= 20 kA; Pf= 40 kA, In = 1600 A O-0,3s-FO-15s-FO
Sectionneur 132 kV	Un = 145 Kv; Icc = 31,5 kA/3s; In = 600 A
Sectionneur 20 kV	Un = 24 Kv; Icc = 20 kA/3s; In = 1600 A
Câble extérieur HTB	AAAC, 500 mm <sup>2</sup>
Câble isolé HTA, Transformateur – Jeux de barres	AL-XLPE-CU-PVC-ATA-PVC, 300 mm <sup>2</sup>
Câble isolé HTA, JB – Transformateur auxiliaire	AL-XLPE-CU-PVC-ATA-PVC, 185 mm <sup>2</sup>
Parafoudre	Uc=120 kV, Icc = 10 kA
Transformateur de courant HTB	
- Enroulement 1	X 500 V
- Enroulement 2	10 VA 5P10
- Enroulement 3	-
Transformateur de courant HTA	

## DIMENSIONNEMENT DE LA TRAVÉE DE TRANSFORMATEUR 132/20 kV- 30 MVA DU POSTE MARADI 3 AU NIGER

- Enroulement 1	X 500 V
- Enroulement 2	10 VA 10P10
- Enroulement 3	10 VA 0,2M5
Transformateur de courant neutre	
- Enroulement 1	10 VA 10P10
Transformateur de tension HTB	S = 10VA; Classe :0,2+3P; Us = 110V; Up= 132 kV
Transformateur de tension HTA	S = 10VA; Classe :0,2+3P; Us = 110V; Up = 20 kV
Relais de protection et de mesure	REG-DA(Contrôle); 7UT613(Différentiel); 7SJ64(Surintensité); EMA-90 (mesure)

### III.6. Conclusion partielle

Le choix des instruments de mesure et de comptage numériques, a apporté plus de souplesse dans le dimensionnement des équipements de la travée. Ainsi, sur la base de nos calculs, le tableau ci-dessus donne le récapitulatif des caractéristiques techniques de tous les éléments qu'a besoin la NIGELEC pour la réalisation de cette travée.

## **CHAPITRE IV: Évaluation du coût d'acquisition des matériels**

### **IV.1. Introduction**

Le coût d'acquisition des équipements qui ont été dimensionnés pour la réalisation de la travée de transformateur est établi dans le devis ci-dessous.

**Tableau 29: Devis estimatif des matériels de la travée**

<b>Désignation</b>	<b>Caractéristiques</b>	<b>U</b>	<b>Qte</b>	<b>Prix U</b>	<b>Montant</b>
Transformateur de puissance de chez, Iran transfo + accessoires	30MVA, 132/20 kV	U	1	303 013 821	303 013 821
Transformateur de courant 132kV	600-300-150/1A	U	1	4 762 940	4 762 940
Transformateur de courant du neutre + accessoires	600-300-150/1A	U	1	4 762 940	4 762 940
Transformateur de tension 132kV	$(132/\sqrt{3})/(0,11/\sqrt{3})/(0,11/\sqrt{3})$	U	1	4 400 050	4 400 050
Disjoncteur 132kV + accessoires	600 A, 31,5 kA/3s	U	1	21 605 810	21 605 810
Sectionneur 132kV + accessoires	600 A, 31,5 kA/3s	U	1	5 350 020	5 350 020
Sectionneur 132kV + 1 MALT + acc	600 A, 31,5 kA/3s	U	2	6 538 037	13 076 074
Sectionneur 132kV + 2 MALT + acc	600 A, 31,5 kA/3s	U	1	7 264 485	7 264 485
Parafoudre 132 kV, équipé d'un compteur de surtensions + acc	120 kV, 10kA	U	1	1 063 310	1 063 310
Cellule blindée arrivée équipée d'un disjoncteur débouchable à coupure dans le SF 24 kV-1600 A + TC + TP + équipements de commande et de protection, jeu de barre à 3150 A + accessoires	-	Ens	1	24 646 486	24 646 486
Câble HTB, AAAC + accessoires	500 mm <sup>2</sup>	ml	165	3 632	599 280
Câble HTA, AL-XLPE-CU-PVC-ATA-PVC +accessoires	300 mm <sup>2</sup>	ml	300	4 250	1 275 000
Câble HTA, AL-XLPE-CU-PVC-ATA-PVC +accessoires	185 mm <sup>2</sup>	ml	600	3 110	1 866 000
Câble Cu isolé pour câblage + accessoires	4 mm <sup>2</sup>	ml	1000	668	668 000
<b>Montant total hors taxes HT</b>					<b>394 354 216</b>
<b>TVA (19%)</b>					<b>74 927 301</b>
<b>Montant total TTC</b>					<b>469 281 517</b>
Soit un montant total TTC de 469 281 517 F CFA					

### **IV.2. Conclusion partielle**

L'implantation de la travée de transformateur du poste source HTB/HTA dit poste Maradi 3, nécessite la mobilisation de 469 281 517 F CFA pour l'acquisition des équipements électriques de puissances et numériques contenus dans le devis.

## **CONCLUSION GENERALE**

---

Le dimensionnement détaillé de la travée de transformateur du poste source Maradi 3, a permis d'aboutir à la proposition d'un document technique comportant l'étude de la première travée de transformateur du poste source répondant aux normes techniques.

Cette étude a consisté principalement au dimensionnement de la travée de transformateur du poste source Maradi 3 et une estimation du coût d'acquisition des matériels évalué à hauteur de 469 281 517 F CFA.

Une fois ce projet réalisé, il entrainera l'amélioration de l'accès aux services publics de l'électricité et la diminution des perturbations de la fourniture de l'énergie électrique dans cette région. Il impactera en outre le développement économique de la capitale économique du Niger. Il est donc important que les représentants de la NIGELEC veillent à une utilisation optimale de cet ouvrage et à son entretien régulier.

## **BIBLIOGRAPHIE**

---

- [1] D. R. D. L. N. D. L. S. D. MARADI, «MARADI EN CHIFFRES,» MARADI, 2017.
- [2] L. B. MONDIALE, «Accès à l'électricité (%de la population),» 2018. [En ligne]. Available: <https://donnees.banquemondiale.org>. [Accès le 01 Décembre 2018].
- [3] NIGELEC, [En ligne]. Available: <http://nigelec.net/page-d-exemple/presentation/>. [Accès le 05 Novembre 2018].
- [4] STUDI INTERNATIONAL, AFAQ QSE QUALITE SECURITE ENVIRONNEMENT, «RAPPORT FINAL- VOLET 3 - ETUDE DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT,» 2017.
- [5] ABB Calor Emag, Switchgear Manual, 10 éd., Cornelson Verlag, Berlin: Hennig Gremmel, 1993 et 1995.
- [6] T. WILDI, ELECTROTECHNIQUE, 3e éd., De Boeck Université, 1999.
- [7] R. Y. DJOSSOU, «Etude et dimensionnement d'un poste source HTB/HTA dans le Grand Porto-Novo,» Cotonou, 2015.
- [8] Schneider Electric, *Cahier technique n°194, Transformateur de courant*, 2001.
- [9] U. T. d. I. UTE, Norme française NF C 15-100, UTE, 2002.
- [10] F. CABLES, «Cu or Al - XLPE - Cu - ATA or AWA - PVC or PE,» [En ligne]. Available: <https://fast-cables.com/product/cu-al-xlpe-cu-ata-awa-pvc-pe/>. [Accès le 08 Novembre 2018].
- [11] ABB, *Selection Guide for ABB HV Surge Arresters*, 2 éd., 1991-02.
- [12] K. Agrawal, «Surge arresters: applications and selection,» chez *Electrical Power Engineering Reference & Applications Handbook*, 2007, p. 18.
- [13] PARSIAN HV substations developement Co, *Niamey-2 substation protection relays setting calculation*.
- [14] C. 60050, «Définition de poste électrique suivant le vocabulaire électrotechnique international CEI 60050,» [En ligne]. Available: [http:// WWW.electropedia.org](http://WWW.electropedia.org). [Accès le 06 Décembre 2018].
- [15] MAPNALL.COM, «Carte géographique- Maradi (région),» [En ligne]. Available: [WWW.mapnall.com](http://WWW.mapnall.com). [Accès le 07 Décembre 2018].

## **ANNEXES**

---

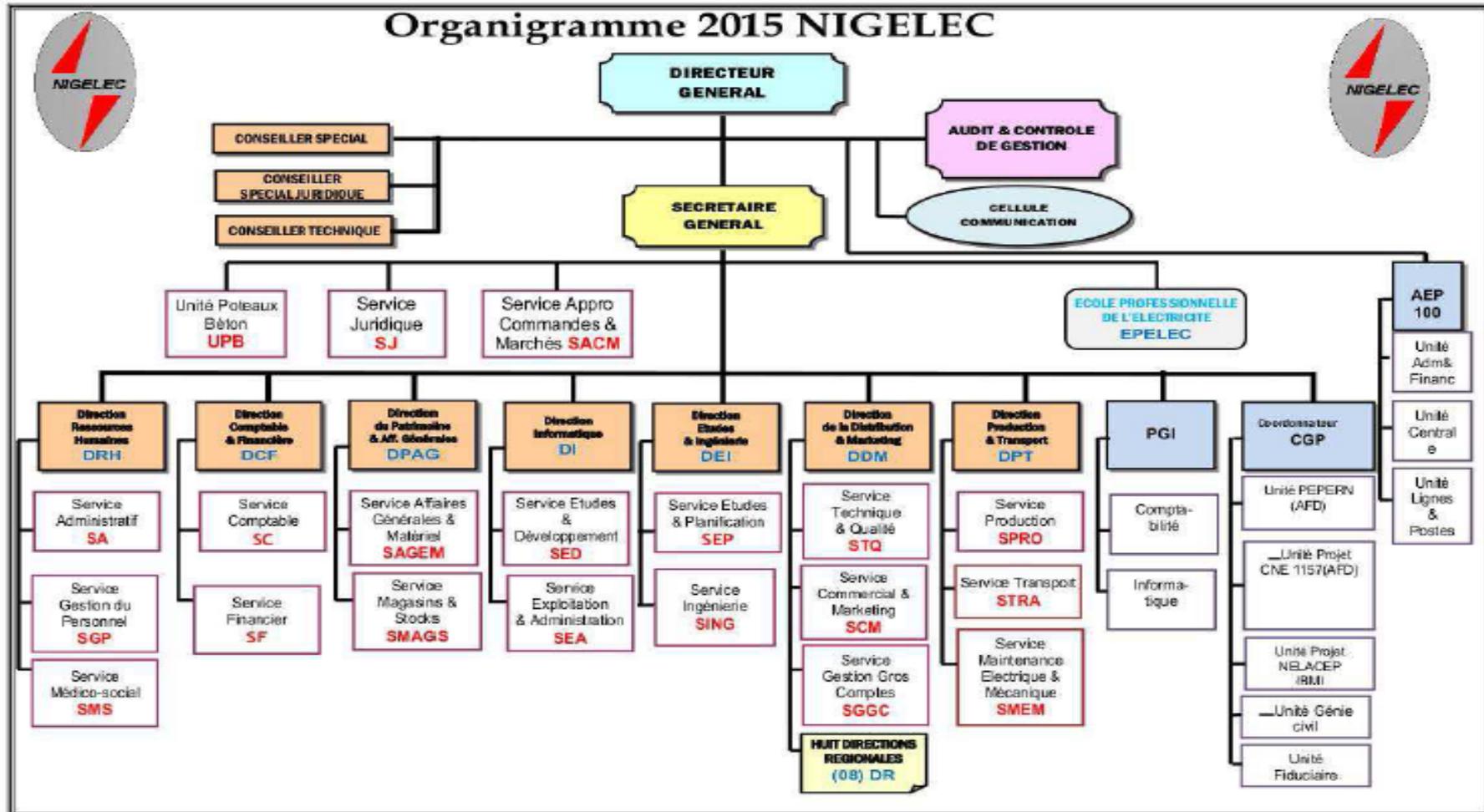
<b>Liste des tableaux .....</b>	<b>B</b>
<b>ANNEXE I : STRUCTURE D'ACCUEILLE .....</b>	<b>C</b>
Annexe I.1 Organigramme de la NIGELEC .....	C
<b>Annexe II : BESOIN EXPRIMÉ PAR LE MAITRE D'OUVRAGE.....</b>	<b>D</b>
II.1. Expression des besoins du maître d'ouvrage.....	D
1. Description générale.....	D
2. Prescription technique .....	D
<b>ANNEXE III : DIMENSIONNEMENT DE LA TRAVÉE.....</b>	<b>G</b>
Annexe III.1. Fiche technique du transformateur de puissance .....	G
Annexe III.2. Fiche technique disjoncteur haute tension catégorie B.....	H
Annexe III.2. Fiche technique disjoncteur haute tension catégorie A.....	I
Annexe III.3. Feuille de calcul pour la vérification des TC .....	J
Annexe III.4. Détermination du courant de court-circuit symétrique maximal itf.....	K
Annexe III.5. Calcul de la capacité de charge (cc).....	K
Annexe III.6. Figure de détermination des valeurs de m et n.....	N
Annexe III.7. Détermination de la densité électrique.....	O
Annexe III.8. Facteur du mode de pose.....	P
Annexe III.9. Facteur de température ambiante (50°C) .....	Q
Annexe III.10. Choix de section.....	R
Annexe III.11. Caractéristiques de protection des parafoudres.....	S
Annexe III.13. Fiche technique sectionneur .....	T

## **Liste des tableaux**

Tableau 30: Conditions environnementales (besoins maître d’ouvrage) .....	D
Tableau 31: Caractéristiques générales du réseau (besoins maître d’ouvrage).....	E
Tableau 32: Caractéristiques du transformateur de puissance (besoins maître d’ouvrage) .....	E

ANNEXE I : STRUCTURE D'ACCUEILLE

Annexe I.1 Organigramme de la NIGELEC



## **Annexe II : BESOIN EXPRIMÉ PAR LE MAITRE D'OUVRAGE**

### **II.1. Expression des besoins du maître d'ouvrage**

Dans le cadre de son projet d'expansion de l'accès à l'électricité, la société Nigérienne d'électricité prévoit dans la ville de Maradi, le renforcement d'un de ses postes à haute tension (Maradi 3), en installant une travée complète de transformateur (30 MVA – 132/20kV).

L'objet de notre étude est de présenter à la NIGELEC une ingénierie plus ou moins complète relative à l'installation du transformateur de puissance qui sera intégré au poste existant.

#### **1. Description générale**

La travée du transformateur sera la première travée de transformateur à installer au poste de Maradi 3, elle sera constituée de :

- Un transformateur de puissance,
- Un disjoncteur,
- Trois sectionneurs,
- Un jeu de trois transformateurs de courant,
- Un jeu de trois transformateurs de tension,
- Un jeu de trois parafoudres.

Elle sera également intégrée dans un poste existant équipé de trois travées complètes de lignes, deux jeux de barres et une travée de couplage.

La nouvelle travée de transformateur alimentera deux jeux de barres 20 kV coupables à travers une cellule disjoncteur arrivée et le couplage se fera par disjoncteur.

#### **2. Prescription technique**

##### **2.1. Conditions environnementales**

Les conditions climatiques retenues pour la conception et le calcul des ouvrages sont caractérisés par les grandeurs et valeurs suivantes :

**Tableau 30: Conditions environnementales** (besoins maître d'ouvrage)

Température minimum	+ 10° C
Température moyenne annuelle maximale	+ 30°C
Température moyenne journalière maximale	+ 35 °C

## DIMENSIONNEMENT DE LA TRAVÉE DE TRANSFORMATEUR 132/20 kV- 30 MVA DU POSTE MARADI 3 AU NIGER

Température maximale des câbles aériens	
➤ Conducteurs	+75°C
➤ Câble de garde	+ 55°C
Vitesse maximum des vents	48 m/s
Taux d'humidité relative maximum de l'air	60-90% (période de pluie)
Taux d'humidité relative minimum de l'air	10-30% (période sèche)
Ensoleillement	1000 W/m <sup>2</sup>
Niveau iso-Kéraunique	65
Pluviométrie moyenne	600 mm/an
Niveau de pollution moyen	2 cm/kV ligne de fuite
Altitude au-dessus du niveau moyen de la mer	inférieur à 1000 m

### 2.2. Caractéristiques générales du réseau

Il s'agit des caractéristiques du réseau aérien et celles du souterrain, elles sont résumées dans le tableau suivant:

**Tableau 31: Caractéristiques générales du réseau** (besoins maître d'ouvrage)

Grandeurs électriques	Niveau de tension		
	Unité	132 kV	20 kV
Valeur maximale du courant de court-circuit	kA	31,5	20
Tension normale du réseau	kV	132	20
Tension maximale du réseau	kV	145	24
Tension de tenue aux ondes de choc	kV	650	125
Tension de tenue à 50 Hz 1 minute	kV	275	50
Fréquence d'exploitation	Hz		50

### 2.3. Caractéristiques des éléments de la travée

#### 2.3.1. Transformateur de puissance 132/20kV

Les caractéristiques spécifiques du transformateur de puissance 132/20kV sont résumées dans le tableau suivant:

**Tableau 32: Caractéristiques du transformateur de puissance** (besoins maître d'ouvrage)

Données générales	Transformateur 132/20 kV, 30 MVA
Altitude d'utilisation au-dessus de la mer (m)	≤ 1000
Conservateur d'huile et assécher d'Air	Oui
Tension nominale de service primaire/secondaire (kV.)	132/20
Puissance (kVA)	30.000
Nombre de phases	3
Isolation des enroulements	Huile CEI-60296-Cl.I
Mode de refroidissement	ONAF

## DIMENSIONNEMENT DE LA TRAVÉE DE TRANSFORMATEUR 132/20 kV- 30 MVA DU POSTE MARADI 3 AU NIGER

Couplage primaire/secondaire	YNd11
Données de tension	
Fréquence assignée (Hz)	50
Impédance à 50 Hz, In, Sn, 75°C et sous rapport nominal	10%
Niveau maximal de bruit audible du transformateur	70 dBA
Courant nominal (A)	1250
Tenue nominale des enroulements en court-circuit	
Primaire (kA)	31,5
Secondaire (kA)	31,5
Tension assignée des enroulements	
Primaire (kV)	145
Secondaire (kV)	24
Neutre (kV)	145
Tension de tenue aux chocs de foudre des enroulements	
Primaire (kV)	650
Secondaire (kV)	125
Neutre (kV)	650
Tension de tenue diélectrique 50Hz-60 sec des enroulements	
Primaire (kV)	275
Secondaire (kV)	50
Neutre (kV)	275
Tension de tenue aux chocs de foudre des traversées	
Primaire (kV)	750
Secondaire (kV)	145
Neutre (kV)	750
Tension de tenue diélectrique (50 Hz-60sec.) des traversées:	
Primaire (kV)	315
Secondaire (kV)	60
Neutre (kV)	315

### 2.3.2. Disjoncteur 132 kV

Le disjoncteur devra respecter la recommandation CEI 62271-100. Il sera du type à coupure dans l'hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>) à l'état gazeux comme fluide diélectrique et agent extincteur de l'arc, à un seul élément de coupure par pôle, accouplé à une commande de type à ressort avec réarmement par un moteur à courant continu.

### 2.3.3. Transformateurs de courants

Les transformateurs d'intensité seront conformes aux spécifications de la norme CEI 60044-2. Ils seront de construction complètement étanche, fermés hermétiquement.

### 2.3.4. Les transformateurs de potentiel (tension)

Deux types de transformateurs de tension sont utilisés. Les transformateurs type inductif et les diviseurs capacitifs qui permettent l'installation de dispositif de couplage par courant porteur pour la télétransmission entre les postes.

## ANNEXE III : DIMENSIONNEMENT DE LA TRAVÉE

### Annexe III.1. Fiche technique du transformateur de puissance



BTB Plaza Ltd FINLAND  
www.btbplaza.com  
info@btbplaza.com

**ITEM ID: BTB Web #219**

Contact person: Kristian Östman, phone +358 505509921

---

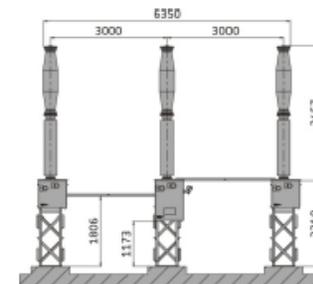
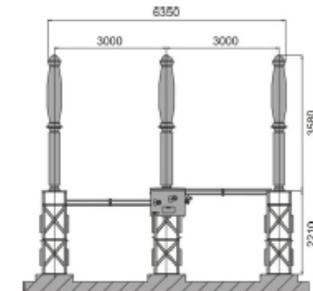
## 45/55 MVA 132/20 kV

Quantity	: 1 pce
Brand	: TBA
Year of Manufacture	: 2017
Condition	: Surplus, unused
Application	: Power Transformer
Basic Transformer Concept	: Oil-immersed, conservator tank
Tank Design	: Rigid tank, detachable cooling radiators
Number of Phases	: 3-phase
Rated Power	: 45 000 / 55 000 kVA
Method of Cooling	: ONAN/ONAF
Voltage Ratio (prim./sec.)	: 132 000/ 20 000 V
Voltage Regulation	: On-load tap changer (OLTC)
Tapping Range	: +-10x1,0% / 20 kV
Frequency	: 50 Hz
Temperature Rise	: 60/65K
Connection	: YNd11
Standards	: IEC-60076

**Annexe III.2. Fiche technique disjoncteur haute tension catégorie B**

# GL 313 F1/F3

Type		GL 313 F1/F3/4031 P
Tension assignée	[kV]	170
Fréquence assignée	[Hz]	50 / 60
Tension de tenue assignée à fréquence industrielle	[kV]	325
Tension de tenue assignée aux chocs de foudre	[kV]	750
Courant de service continu	[A]	3150
Pouvoir de coupure assigné en court-circuit	[kA]	40
Pouvoir de fermeture assigné en court-circuit	[kA]	104
Durée de court-circuit assignée	[s]	3
Durée d'ouverture	[ms]	29
Durée de coupure	[ms]	50
Durée de fermeture	[ms]	≤ 70
Commande	-	commande unipolaire et tripolaire



Active Windows

**Annexe III.2. Fiche technique disjoncteur haute tension catégorie A**

Circuit-breaker	VD4 24							
Standards	IEC 62271-100	•						
	VDE 0671; CEI 17-1 (File 1375)	•						
Rated voltage	Ur [kV]	24						
Rated insulation voltage	Us [kV]	24						
Withstand voltage at 50 Hz	Ud (1 min) [kV]	50						
Impulse withstand voltage	Up [kV]	125						
Rated frequency	fr [Hz]	50-60						
Rated normal current (40 °C)	Ir [A]	630	630	1250	1250	1600	2000	2500
		16	16	16	16	16	16	—
Rated breaking capacity (rated short-circuit breaking current symmetrical)	Isc [kA]	20	20	20	20	20	20	—
		25	25	25	25	25	25	25
Rated short-time withstand current (3s)	Ik [kA]	16	16	16	16	16	16	—
		20	20	20	20	20	20	—
Making capacity	Ip [kA]	25	25	25	25	25	25	25
		40	40	40	40	40	40	—
Operation sequence	[ O - 0.3 s - CO - 15 s - CO ]	•	•	•	•	•	•	•
		•	•	•	•	•	•	•

**Annexe III.3. Feuille de calcul pour la vérification des TC**

Etapes	Rapport TC	Courant de court-circuit IF, A	Courant de court-circuit IFs, A	Courant de court-circuit If, A	Courant secondaire I2, A	Courant primaire I1, A	Tension de coude réelle du TC, (Vr)	Tension de coude nominale du TC, (Vk)	Observations	
<b>Transformateur de courant à trois enroulements secondaire coté 132 kV du transformateur de puissance T1</b>										
<b>Protection différentielle, enroulement n° 1</b>										
1	600/1	600	NA	NA	1312,1	1	1	16,92	500	Vk > Vr satisfaisant
2	300/1	300	NA	NA	1312,1	1	1	23,74396346	250	Vk > Vr satisfaisant
3	150/1	150	NA	NA	1312,1	1	1	37,39485	125	Vk > Vr satisfaisant
<b>Protection contre les surintensités, enroulement n° 2</b>										
1	600/1	600	31500	52,5	NA	1	1	135,3894231	450	Vk > Vr satisfaisant
2	300/1	300	31500	105	NA	1	1	190,0096154	230	Vk > Vr satisfaisant
3	150/1	150	10000	66,66666667	NA	1	1	95	120	Vk > Vr satisfaisant (Ik actualisé = 10kA)
<b>Transformateur de courant de neutre côté 132 kV du transformateur de puissance T80</b>										
<b>Protection différentielle, enroulement n° 1</b>										
1	600/1	600	NA	NA	1375,58	1	1	17,57	500	Vk > Vr satisfaisant
2	300/1	300	NA	NA	1375,58	1	1	24,55304486	250	Vk > Vr satisfaisant
3	150/1	150	NA	NA	1375,58	1	1	38,52470511	125	Vk > Vr satisfaisant
<b>Protection contre les surintensités, enroulement n° 2</b>										
1	600/1	600	31500	52,5	NA	1	1	134,0930769	450	Vk > Vr satisfaisant
2	300/1	300	31500	105	NA	1	1	187,4169231	230	Vk > Vr satisfaisant
3	150/1	150	10000	66,66666667	NA	1	1	93,35384615	120	Vk > Vr satisfaisant (Ik actualisé = 10kA)

### **Annexe III.4. Détermination du courant de court-circuit symétrique maximal itf**

Le courant de court-circuit symétrique maximal ( $I_{kmax}$ ) : 31,5 kA

Pour calculer le courant de court-circuit symétrique maximal, nous avons :

$$I_n = 131,22 \text{ A et}$$

- **La puissance de court-circuit**

$$S_{sc} = \sqrt{3} * I_{kmax} * U_n \quad (22)$$

$$AN: S_{sc} = \sqrt{3} * 31,5 * 10^3 * 132 * 10^3 = 7\,201,87 \text{ MVA}$$

$$S_{base} = S_N = 30 \text{ MVA}$$

- **L'impédance de Thévenin**

$$Z_{th.net} = \frac{S_{base}}{S_{sc}} = \frac{30 * 10^6}{7201,87} = 4,17 * 10^{-3} \Omega \quad (23)$$

$$Z_{th.net} = \frac{30 * 10^6}{7201,87} = 4,17 * 10^{-3} \Omega$$

$$Z_{th.net}^+ = Z_{th.net}^- = Z_{th.net}^0 = Z_{th.net} = 4,17 * 10^{-3} \Omega \quad (24)$$

En considérant  $U_k = 10\%$ , l'impédance de Thévenin côté HTA sera :

$$Z_{th} = (Z_{th.net}^+ + Z_{th.net}^- + Z_{th.net}^0) = 3 * 4,17 * 10^{-3} = 0,012 \Omega$$

$$I_{pu} = \frac{1,05}{0,012} = 87,5 \text{ A}$$

$$I_{0.pu} = I_{pu} * \frac{Z_{th.net}^0}{Z_{th.net}^0 + U_k\%} = 87,5 * \frac{4,17 * 10^{-3}}{4,17 * 10^{-3} + 0,1} = 3,49 \text{ A} \quad (25)$$

$$I_{f.pu} = 3 * I_{0.pu} = 3 * 3,49 = 10,47 \text{ A}$$

$$I_{tf} = I_{f.pu} * I_n = 10,47 * 131,21 = 1375,58 \text{ A}$$

### **Annexe III.5. Calcul de la capacité de charge (cc)**

- **Formule de calcul de la capacité de charge (CC)**

Le courant de charge peut être calculé par la formule suivante :

$$I_{\max} = \left[ \frac{(P_{\text{ray}} + P_{\text{conv}} - P_{\text{sol}})}{R_T} \right]^{1/2} \quad (26)$$

- $R_T$ , est la résistance électrique du conducteur à la température  $T$  ( $\Omega/m$ ) et
- $P_{\text{sol}}$ , est le gain de chaleur solaire par la surface du conducteur;
- $P_{\text{ray}}$  est la perte de chaleur par rayonnement du conducteur;
- $P_{\text{conv}}$ , est la perte de chaleur par convection.

▪ **Équation d'équilibre thermique**

$$P_j + P_{\text{sol}} = P_{\text{ray}} + P_{\text{conv}} \quad (27)$$

- $P_j$ , est la chaleur générée par effet joule;

▪ **Effet Joule**

$$P_j = R_T * I^2 \quad (28)$$

$R_T$ , est la résistance électrique AC du conducteur à température  $T$  ( $\Omega/m$ )

- $I$ , est le courant du conducteur (A)

▪ **Perte de chaleur rayonnée**

$$P_{\text{ray}} = s * \pi * D * K_e * (T_2^4 - T_1^4) \quad (29)$$

- $S$ , est le constant de Boltzman, ( $5,67 * 10^{-8} \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-4}$ )
- $D$ , diamètre du conducteur (m)
- $K_e$ , est le coefficient d'émissivité
- $T$ , est la température (K)

▪ **Gain de chaleur solaire**

$$P_{\text{sol}} = \gamma * D * S_i \quad (30)$$

- $\gamma$ , est coefficient d'absorption du rayonnement solaire
- $D$ , diamètre du conducteur (m)
- $S_i$ , est l'intensité du rayonnement solaire ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

▪ **Perte de chaleur par convection**

$$P_{\text{conv}} = \lambda * N_u (T_2 - T_1) * \pi \quad (31)$$

- $\lambda$ , est la conductivité thermique du film d'air en contact avec le conducteur, supposée constante et égale à :  $0,02585 \text{ W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$
- $N_u$ , est le nombre de Nusselt, donné par l'équation suivante

$$N_u = 0,65 * R_e^{0,2} + 0,23 * R_e^{0,61} \quad (32)$$

- $R_e$ , est le nombre de Reynolds déterminé par l'équation qui suit:

$$R_e = 1,644 * 10^9 * V * D * [(T_1 + 0,5 (T_2 - T_1))]^{-1,78} \quad (33)$$

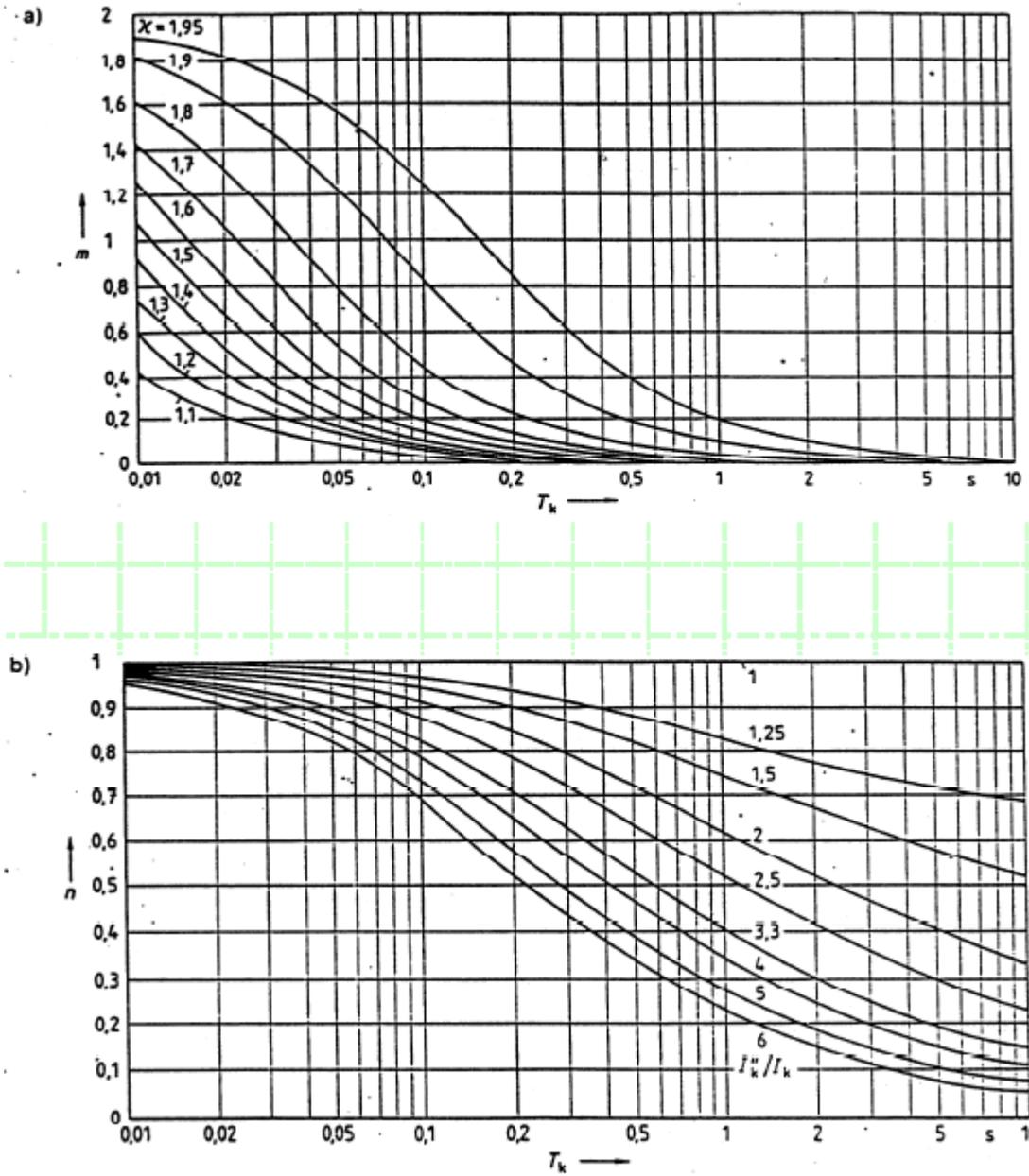
- $V$ , est la vitesse moyenne en m/s;

- D, diamètre du conducteur (m);
- T, la température en K;
  - o T<sub>1</sub>, température ambiante (K);
  - o T<sub>2</sub>, température finale d'équilibre (K).

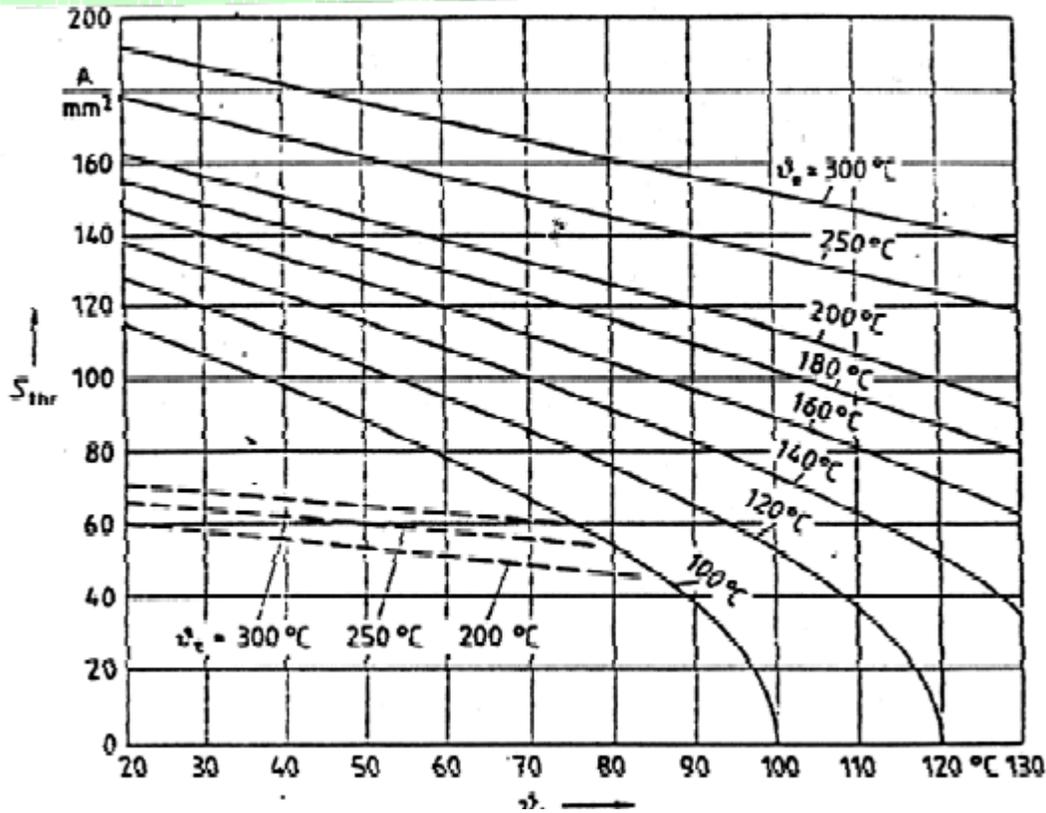
**a. Calcul de la capacité de charge pour un câble de 500 mm<sup>2</sup>**

- $P_{sol} = \gamma * D * S_i$   
 $= 0,7 * 0,0291 * 900 = 18,33 \text{ W.m}^{-1}$
- $P_{ray} = s * \pi * D * Ke * (T_2^4 - T_1^4)$   
 $= 5,67 * 10^{-8} * 3,14 * 0,0291 * 0,6 * ((273 + 90)^4 - (273 + 55)^4) = 18$
- $P_{conv} = \lambda * Nu * (T_2 - T_1) * \pi$
- $Re = 1,644 * 10^9 * V * D * [(T_1 + 0,5 (T_2 - T_1))]^{-1,78}$   
 $= 1,644 * 10^9 * 0,6 * 0,0291 * [(273 + 55) + 0,5 * ((273 + 90) - (273 + 55))]^{-1,78}$   
 $= 869,98$
- $Nu = 0,65 * Re^{0,2} + 0,23 * Re^{0,61}$   
 $= 0,65 * 869,98^{0,2} + 0,23 * 869,98^{0,61} = 16,8$
- $P_{conv} = 0,02585 * 16,8 * ((273 + 90) - (273 + 55)) * 3,14 = 47,73$
- $R_{T2} = R_{T1} * [1 + \alpha(T_2 - T_1)]$   
 $= 0,07 * 10^{-3} * [1 + 0,00353((273 + 90) - (273 + 20))] = 8,73 * 10^{-5} \Omega.m^{-1}$
- $I_{max} = \left[ \frac{(P_{ray} + P_{conv} - P_{sol})}{R_T} \right]^{1/2}$   
 $= \left[ \frac{(18 + 47,73 - 18,333)}{0,0000873} \right]^{1/2} = 736,83 \text{ A}$

Annexe III.6. Figure de détermination des valeurs de m et n



Annexe III.7. Détermination de la densité électrique



### Annexe III.8. Facteur du mode de pose

**Tableau 52G - Choix des méthodes de référence pour les courants admissibles en fonction des modes de pose**

Pour chacun des modes de pose décrits dans le **tableau 52C**, le tableau indique la méthode de référence - repérée par l'une des lettres : B, C, D, E ou F - à appliquer et les facteurs de correction éventuels.

Mode de pose (numéro de référence du tableau 52C)	Méthode de référence	Facteurs de correction	Remarques
1	B	0,77	
2	B	0,70	
3	B	-	
3A	B	0,9	
4	B	-	
4A	B	0,9	
5	B	-	
5A	B	0,9	
11	C	-	
11A	C	0,95	
12	C	-	
13	E, F	-	
14	E, F	-	
16	E, F	-	
17	E, F	-	
18	C	1,21	
21	B	0,95	
22	B	0,95	
22A	B	0,865	
23	B	0,95	
23A	B	0,865	
24	B	0,95	
24A	B	0,865	
25	B	0,95	
31	B	-	
31A	B	0,9	
32	B	-	
32A	B	0,9	
33	B	-	
33A	B	0,9	
34	B	-	
34A	B	0,9	
41	B	0,95	
42	B	-	
43	B	-	
61	D	0,80	
62	D	-	
63	D	-	

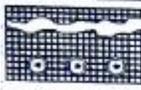
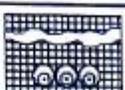
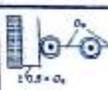
**Annexe III.9. Facteur de température ambiante (50°C)**

Ambient temperature <sup>a</sup> °C	Insulation			
	PVC	XLPE and EPR	Mineral <sup>a</sup>	
			PVC covered or bare and exposed to touch 70 °C	Bare not exposed to touch 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	-	0,65	-	0,70
70	-	0,58	-	0,65
75	-	0,50	-	0,60
80	-	0,41	-	0,54
85	-	-	-	0,47
90	-	-	-	0,40
95	-	-	-	0,32

<sup>a</sup> For higher ambient temperatures, consult the manufacturer.

Annexe III.10. Choix de section

Table B.3 – Current ratings for single-core cables with XLPE insulation –  
Rated voltage 3,6/6 kV to 18/30 kV \* –  
Aluminium conductor

Nominal area of conductor	Buried direct in the ground		In single-way ducts		In air		
	Trefoil	Flat spaced	Trefoil ducts	Flat touching ducts	Trefoil	Flat touching	Flat spaced
					 $\geq 15 \times d_c$	 $\geq 12 \times d_c$	 $\geq 16,5 \times d_c$
mm <sup>2</sup>	A	A	A	A	A	A	
16	84	88	80	81	97	99	116
25	108	112	102	103	127	130	153
35	129	134	122	123	154	157	185
50	152	157	144	146	184	189	222
70	186	192	176	178	230	236	278
95	221	229	210	213	280	287	338
120	252	260	240	242	324	332	391
150	281	288	267	271	368	376	440
185	317	324	303	307	424	432	504
240	367	373	351	356	502	511	593
300	414	419	397	402	577	586	677
400	470	466	451	457	673	676	769

### Annexe III.11. Caractéristiques de protection des parafoudres

**Table 18.9** Protective characteristics of gapless station class surge arresters for a nominal discharge current of 10 kA<sup>a</sup>

1	System voltage (50 Hz)												
	kV	420	245	245	<b>145</b>	123	72	36	36	24	12	12	
2	Rating of surge arrester (at the reference current)	kV	390	216	198	<b>120</b>	96	60	36	30	18	12	9
3	Discharge class		III	III	III	<b>III</b>	III	II	II	II	I	I	I
4	Energy dissipation capability cumulative operation	(kJ/kV <sub>r</sub> )	10	10	10	6.5	6.5	4.5	4.5	4.5	2.5	2.5	2.5
5 <sup>b</sup>	High current impulse withstand of 4/10 μs wave shape	kA	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
6	Reference current of the arrester at ambient temperature	mA	5	5	5	3.25	3.25	2.25	2.25	2.25	1.5	1.5	1.5
7	Components of the continuous leakage current at COV												
	Resistive	μA peak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
	Capacitive	μA peak	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
8	Watt loss at MCOV per kV of rated voltage												

**Annexe III.13. Fiche technique sectionneur**

**NSA DISCONNECTORS CHARACTERISTICS:**

Type NSA	Rated voltage Kv	Rated normal current A	At the shortest permissible phase distance ("D", Figure 1)		Permissible tensile force at each terminal N
			Peak current KA	Short time current KA(sec)	
36/1250 C	36				
72.5/1250 C	72.5	1600	79	31.5 (3)	1000
145/1250 C	145				1000
72.5/1600 D	72.5				1000
145/1600 D	145	2000	100	40 (1)	1000
245/1600 D	245				1500
72.5/2500 D	72.5				1000
145/2500 D	145	2500	100	40 (3)	1000
245/2500 D	245				1500
72.5/3150 D	72.5				1000
145/3150 D	145	3150	125	50 (1)	1000
245/3150 D	245				1500
420/3150 D	420	3150	125	50 (1)	2000