# DIMENSIONNEMENT D'UN POSTE 90/33 kV POUR L'ALIMENTATION DU TECHNOPÔLE PHARMACEUTIQUE A KOKOLOGHO

---

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

---

Présenté et soutenu publiquement le 20/01/26 par
SAWADOGO Steve Patrick Pendgwende (20200329)

**Encadrant 2iE:** Ing. Justin BASSOLE, enseignant au département Génie Electrique Energétique et Industrielle à 2iE.

**Maître de stage :** Ing. Hamidou GAMBO, chef de service d'études électriques au Département d'Ingénierie des Projets d'Investissement (DIPI) de la SONABEL.

Jury d'évaluation du mémoire :

Président : Pr. Yrébégnan Moussa SORO

Membres et correcteurs : Dr. MOUSSA KADRI Mahaman Sani

Ing. Delbon NTUMBA

**Promotion M2 [2025/2026]**

# RÉSUMÉ

Ce mémoire traite du dimensionnement d'un poste électrique 90/33 kV destiné à assurer une alimentation électrique sûre et continue du Technopôle Pharmaceutique de Kokologho, un projet important pour le développement industriel et le renforcement de l'autonomie sanitaire du Burkina Faso. L'étude repose sur une évaluation approfondie des besoins énergétiques du site. Cette analyse a permis de retenir une puissance maximale de 21 MW, incluant une plage de sécurité destinée à couvrir les extensions futures.

Sur la base de ces besoins, le poste électrique est conçu autour de 2 transformateurs de puissance 90/33 kV de 30 MVA chacun, disposés de manière à assurer une continuité de l'alimentation. Les calculs ont permis de déterminer les courants d'emploi et les courants de court-circuit, servant de base au choix et au dimensionnement des équipements de coupure et de protection. Les disjoncteurs des niveaux HTB et HTA ont ainsi été sélectionnés avec un pouvoir de coupure allant de 16 kA à 50 kA, conformément aux normes en vigueur et aux exigences techniques de la SONABEL.

Le travail a également porté sur le dimensionnement des équipements de mesure et de protection, en particulier les transformateurs de courant et de tension, nécessaires à la protection des installations, à la mesure des grandeurs électriques et au comptage précis de l'énergie transitant dans le poste.

Un traitement spécifique a été réservé aux services auxiliaires. Les besoins en courant ont conduit au dimensionnement de systèmes de batteries en 127 V CC et 48 V CC, destinés à alimenter les fonctions de protection, de commande et de téléconduite en cas de défaillance du réseau. Les besoins en courant alternatif ont permis de déterminer les caractéristiques d'un groupe électrogène de 100 kVA de secours ainsi que d'un transformateur de services auxiliaires de 160 kVA, assurant l'alimentation des équipements essentiels du poste.

Enfin, une partie de ce mémoire traite d'une estimation globale du coût de projet, évalué à environ 4 milliards de Francs CFA, ainsi qu'une analyse d'impact environnemental visant à en limiter les effets. Les résultats obtenus constituent une base technique directement exploitable pour la réalisation du poste et pour des projets similaires d'infrastructures électriques industrielles.

Mots-clés :

1. Technopôle pharmaceutique
2. Dimensionnement électrique
3. Kokologho
4. Poste électrique 90/33 kV
5. Services auxiliaires

## ABSTRACT

This thesis deals with the design and sizing of a 90/33 kV electrical substation intended to ensure a safe and continuous power supply to the Kokologho Pharmaceutical Technopole, a major project for industrial development and the strengthening of Burkina Faso's health autonomy. The study is based on a detailed assessment of the site's energy requirements. This analysis led to the adoption of a maximum demand of 21 MW, including a safety margin to cover future expansions.

Based on these needs, the substation is designed around two 90/33 kV, 30 MVA power transformers, arranged to guarantee continuity of supply. Calculations of operating and Circuit currents were used to size switching and protection equipment. Circuit breakers at both the HV and MV levels were therefore chosen with breaking capacities ranging from 16 to 50 kA, in accordance with applicable standards and SONABEL technical requirements.

The work also focused on the sizing of measurement and protection devices, particularly current and voltage transformers, which are essential for system protection, electrical quantity monitoring, and accurate energy metering within the substation.

Special attention was given to auxiliary services. The load requirements led to the sizing of battery systems at 127 V DC and 48 V DC, intended to supply protection control and remote operation functions in the event of network failure. Alternating current loads were used to determine the characteristics of a 100 kVA auxiliary standby generator as well as a 160 kVA auxiliary service transformer, ensuring the supply of essential substation equipment.

Finally, this thesis includes an overall cost estimate of the project, evaluated at approximately 4 billion CFA francs, along with an environmental impact assessment aimed at minimizing its effects. The results provide a technical basis for the construction of the substation and similar industrial projects.



Key Words:

1. Pharmaceutical Technopôle
2. Electrical Sizing
3. Kokologho
4. 90/33 kV Electrical substation
5. Auxiliary services

# DEDICACE

Je dédie ce mémoire à ma famille.

# REMERCIEMENTS

La rédaction de ce mémoire constitue l'aboutissement de mon parcours de formation et n'aurait pas été possible sans l'appui, l'accompagnement et la bienveillance de nombreuses personnes auxquelles je souhaite exprimer ma reconnaissance.

Je tiens tout d'abord à adresser mes remerciements à l'institut international d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), ainsi qu'à l'ensemble du corps professoral, pour la qualité de l'enseignement dispensé. Les connaissances théoriques et pratiques acquises au cours de cette formation ont constitué une base essentielle à la réalisation de ce travail

J'exprime ensuite ma profonde gratitude à la direction Générale de la SONABEL pour m'avoir accueilli au sein de cette institution de référence, me permettant d'évoluer dans un environnement professionnel stimulant et favorable au développement de mes compétences

Mes sincères remerciements vont particulièrement à mon maitre de stage, M. GAMBO Hamidou pour son encadrement de qualité. Sa disponibilité, sa rigueur technique et la pertinence de ses orientations ont grandement contribué au bon déroulement de cette étude. Les enseignements reçus à ses côtés ont été aussi enrichissants sur le plan professionnel qu'humain.

Je souhaite également remercier M. BA, chef de département Ingénierie des Projets d'Investissements pour avoir facilité mon intégration au sein de l'équipe et pour l'attention accordée à mon travail.

Ma reconnaissance s'adresse par ailleurs à l'ensemble du personnel de la SONABEL, et plus particulièrement à l'équipe du Service Etudes Electriques, pour leur accueil chaleureux, leur disponibilité et leur esprit de collaboration, qui ont rendu ce stage particulièrement formateur.

Je remercie également mon encadrant 2iE, M. BASSOLE Justin, pour ses orientations, sa patience et son expertise tout au long de l'élaboration de ce mémoire.

Enfin j'adresse mes sincères remerciements à ma famille et à mes proches pour leur soutien constant, leurs encouragements et leur confiance tout au long de mon parcours académique.

# LISTE DES ABREVIATIONS

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

SONABEL : Société Nationale d'Électricité du Burkina

DEPI : Direction des Études, de la Planification et de l'Ingénierie

DIPI : Département d'Ingénierie des Projets d'Investissement

TBT : Très Basse Tension

BT : Basse Tension

HT : Haute Tension

HTA : Haute Tension A

HTB : Haute Tension B

CA : Courant Alternatif

CC : Courant Continu

TC : Transformateur de Courant

TT : Transformateur de Tension

TSA : Transformateur de Services Auxiliaires

TGBT : Tableau Général Basse Tension

JDB : Jeu de Barres

UPS (ASI) : Alimentation Sans Interruption

SCADA : Système de contrôle, de supervision et d'acquisition de données

FLP : Facteur Limite de Précision

ONAN : Refroidissement par huile naturelle et air naturel

ONAF : Refroidissement par huile naturelle et air forcé

$SF_6$ : Hexafluorure de soufre

PR (XLPE) : Polyéthylène réticulé

CEI (IEC) : Commission Électrotechnique Internationale

AT : Arrêté Technique

PGE : Plan de Gestion Environnementale

# Table des matières

**RÉSUMÉ** ..... **i**

**ABSTRACT** ..... **iii**

**DEDICACE** ..... **iv**

**REMERCIEMENTS** ..... **v**

**LISTE DES ABREVIATIONS** ..... **vi**

**LISTE DES TABLEAUX** ..... **ix**

**LISTE DES FIGURES** ..... **xi**

**INTRODUCTION** ..... **1**

**CHAPITRE 1 : PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DE LA ZONE D'ÉTUDE** ..... **2**

1. **Présentation de la structure d'accueil** ..... 2
2. **Présentation de la zone d'étude** ..... 4
3. **Présentation du projet** ..... 5

**CHAPITRE 2 : GÉNÉRALITÉS TECHNIQUES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES ET LES POSTES DE TRANSFORMATION** ..... **7**

1. **Notion de réseaux électriques** ..... 7
2. **Organisation et Configurations des réseaux électriques** ..... 8
3. **Les postes électriques** ..... 14

**CHAPITRE 3 : ÉTUDE TECHNIQUE** ..... **21**

1. **Hypothèses et données de dimensionnement** ..... 21
2. **Dimensionnement des équipements de protection du poste** ..... 30

**CHAPITRE 4 : DIMENSIONNEMENT DES SERVICES AUXILIAIRES DU POSTE ELECTRIQUE ET CALCUL DE LA SECTION DES CONDUCTEURS** ..... **49**

1. **Charges CC** ..... 49
2. **Charges CA** ..... 62
3. **Calcul des sections des câbles et Choix de la taille du jeu de barres** ..... 64

**CHAPITRE 5 : ESTIMATION FINANCIERE ET NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL** ..... **70**

**1. Estimation financière du projet** ..... 70
**2. Notice d'impact environnementale** ..... 71
**CONCLUSION** ..... **73**
**BIBLIOGRAPHIE** ..... **I**
**ANNEXE** ..... **III**

# LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Classification des domaines de tension ..... 7
Tableau 2 : Bilan de puissance du site ..... 21
Tableau 3 : Niveau d'isolement du poste 90/33 kV ..... 23
Tableau 4: Calculs des puissances de court-circuit ..... 28
Tableau 5: Calculs des courants de court-circuit ..... 29
Tableau 6: Calculs des courants de la travée transformateur ..... 29
Tableau 7: Calculs du courant transitant dans les jeux de barres ..... 30
Tableau 8 : Tableau des Résultats des disjoncteurs ..... 32
Tableau 9 : Résultats du dimensionnement du sectionneur ..... 35
Tableau 10 : Caractéristiques des courants au secondaire des TC ..... 36
Tableau 11 : Résultats du dimensionnement des TC coté travée ligne ..... 39
Tableau 12 : Différentes données pour le calcul des TT ..... 42
Tableau 13 : Résultats de calcul des TT coté travée ligne ..... 43
Tableau 14: Calculs des tensions de fonctionnement continu du parafoudre ..... 44
Tableau 15: Calculs des tensions $Ur1$ ..... 45
Tableau 16: Calculs des tensions $Ur2$ ..... 45
Tableau 17 : Résultat de la vérification de l'énergie du parafoudre ..... 48
Tableau 18 : Bilan de puissance des charges continue alimenté en 127 V ..... 51
Tableau 19 : Bilan de puissance des différentes hypothèses de fonctionnement ..... 53
Tableau 20 : Valeur d'établissement du profil de charge ..... 54
Tableau 21 : Capacité des batteries ..... 55
Tableau 22 : Détermination du facteur de capacité ..... 56
Tableau 23: Calcul de la capacité réelle de la batterie 127 V CC ..... 57
Tableau 24 : Charge alimentés en 48 V CC ..... 58
Tableau 25 : Profil de charge 48 V CC ..... 59
Tableau 26 : Calcul de la capacité de la batterie ..... 60
Tableau 27 : Détermination du facteur de capacité en 48 V CC ..... 61
Tableau 28 : Calcul de la puissance du générateur ..... 63
Tableau 29 : Calcul du courant admissible ..... 66
Tableau 30 : Vérification de la chute de tension ..... 68

Tableau 31 : Récapitulatif devis.....70

# LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Organigramme de la DEPI....4
Figure 2 : Vue satellitaire du site et tracé de la ligne Zagtouli-Kokologho-Koudougou....5
Figure 3: Représentation du réseau de transport, de répartition et de distribution [1]....9
Figure 4 : Illustrations des différents conducteurs....10
Figure 5 : Armement en nappe voute....12
Figure 6 : Armements Triangle....12
Figure 7 : Armements Drapeau....12
Figure 8 : Isolateurs....13
Figure 9 : Composants électrique d'un poste électrique [3]....18
Figure 10 : Schéma en antenne [2]....18
Figure 11 : Schéma en coupure d'artère [2]....19
Figure 12 : Schéma en double dérivation [2]....20
Figure 13: Plan d'aménagement générale du technopôle....23
Figure 14 : Schéma unifilaire du poste de Kokologho....26
Figure 15: Illustration de l'agencement des disjoncteurs....34
Figure 16 : Profil de charge 127 V CC....54
Figure 17 : Profil de charge 48 V CC....60

# INTRODUCTION

Le Technopôle Pharmaceutique de Kokologho est un projet stratégique majeur visant à renforcer l'indépendance du Burkina Faso dans le domaine de la santé. En effet, le pays couvre aujourd'hui plus de 99 % de ses besoins en produits pharmaceutiques par des importations, une situation qui entraîne des contraintes majeures en matière de sécurisation des approvisionnements, de maîtrise de la qualité des médicaments et de stabilité économique du secteur. Cette dépendance quasi totale affaiblit la souveraineté sanitaire nationale et expose les populations à des risques liés à la présence de médicaments dont la qualité peut être incertaine. Face à ces enjeux, l'Union Africaine préconise le développement de la production pharmaceutique locale, considérée comme un levier stratégique pour renforcer la résilience sanitaire et soutenir le développement durable. Dans cette optique, le Technopôle Pharmaceutique de Kokologho se présente comme une réponse concrète aux enjeux de souveraineté pharmaceutique du Burkina Faso, à travers la création d'un cadre moderne regroupant des unités de production, des laboratoires de recherche et des centres d'innovation.

Afin d'assurer une mise en œuvre efficace du projet, il est important d'assurer une alimentation électrique fiable et durable. Dans cette vision, la continuité et la qualité de l'alimentation électrique représentent des enjeux majeurs pour les pays en développement, dont le Burkina Faso. Assurer une bonne alimentation électrique est donc d'une importance stratégique pour le Technopôle, où toute interruption pourrait avoir un impact sur la qualité des procédés et la sécurité des installations. La construction d'un poste source 90/33 kV dédié s'impose ainsi comme une solution stratégique pour répondre aux besoins énergétiques, tout en assurant la stabilité et la continuité de service conformément aux prescriptions de la SONABEL (Société Nationale d'Électricité du Burkina) et aux standards internationaux.

Ce travail, effectué dans le cadre d'un stage à la SONABEL, s'inscrit dans une démarche de développement des infrastructures énergétiques nationales. Il permettra de contribuer à la conception et à la mise en œuvre d'une alimentation électrique robuste pour le Technopôle, favorisant ainsi la modernisation du secteur énergétique et au renforcement de la souveraineté industrielle du Burkina Faso.

# CHAPITRE 1 : PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D’ACCUEIL ET DE LA ZONE D’ÉTUDE

Ce chapitre présente le cadre institutionnel et géographique dans lequel s'inscrit notre étude. Il expose l'historique et l'organisation de la SONABEL, décrit la zone d'implantation du projet et définit les objectifs du poste 90/33 kV de Kokologho.

## 1. Présentation de la structure d’accueil

### 1.1. Historique de la SONABEL

L'histoire de la SONABEL remonte à 1954, lorsque la société « Énergie de l'Afrique Occidentale Française (AOF) » a lancé la production, le transport et la distribution d'électricité dans les villes de Ouagadougou et Bobo-Dioulasso. Après l'indépendance du Burkina Faso en 1960, ces activités ont été reprises par la SAFELEC (Société Africaine d'Électricité), une société d'économie mixte au capital de 150 millions de francs CFA. En 1968, elle devient VOLTELEC (Société Voltaïque d'Électricité), puis SONABEL en 1984, après le changement de nom du pays et l'accession au pouvoir du Conseil national pour la révolution.

La SONABEL a fait l'objet de profondes réformes, comme la perte du monopole de la production d'électricité en 1998, avec l'adoption d'une nouvelle loi de régulation du secteur. En 2001, une tentative de privatisation a été lancée, mais finalement abandonnée en 2010 par décision du Conseil des ministres, conservant ainsi son statut d'entreprise publique.

En application de ses statuts, la SONABEL a pour mission de mener toutes les activités de production, de transport, de distribution, d'importation et d'exportation d'énergie électrique sur le territoire burkinabè. Elle contribue aussi au développement économique et industriel du pays et garantit le rendement des capitaux mis à sa disposition.

L’ambition de la SONABEL est de devenir une entreprise rentable, moderne et performante, capable d‘assurer un service de qualité à un coût de production optimisé. Elle est en quête d'amélioration continue, du recouvrement des recettes, d’une gestion optimale de la trésorerie et s’attache à mobiliser des ressources financières avantageuses pour le développement de ces infrastructures. Elle est dirigée par un Directeur Général, sous le contrôle d'un Conseil d'administration.

## 1.2. Organisation de la SONABEL

La structure interne de la SONABEL est placée sous l'autorité du Conseil d'Administration et de la Direction Générale. Elle est organisée autour de quatre pôles principaux : le Pôle Support et Ressources (PSR), le Pôle Production, Transport et Mouvements d'Énergie (PPTME), le Pôle Distribution et Commercial (PDC) et le Pôle Équipements (PEQ).

Ces pôles regroupent différentes directions et départements chargés des fonctions de, production, du transport de l'énergie, de la distribution et des activités commerciales, ainsi que des études et des projets. Certaines structures, rattachées directement à la Direction Générale, assurent des fonctions supports comme l'audit, les finances, le contrôle, la sécurité, la communication et l'appui juridique. Cette structuration facilite le fonctionnement et la gestion des activités de la SONABEL.

Notre stage s'est déroulé au sein de la Direction des Études, de la Planification et de l'Ingénierie (DEPI), plus précisément au département d'ingénierie des projets d'investissement (DIPI), qui est un organe stratégique chargé de la conception, du dimensionnement et de la planification des infrastructures électriques au Burkina Faso. Le département est organisé en plusieurs services dont la structuration est présentée au niveau de la **Figure 1**.

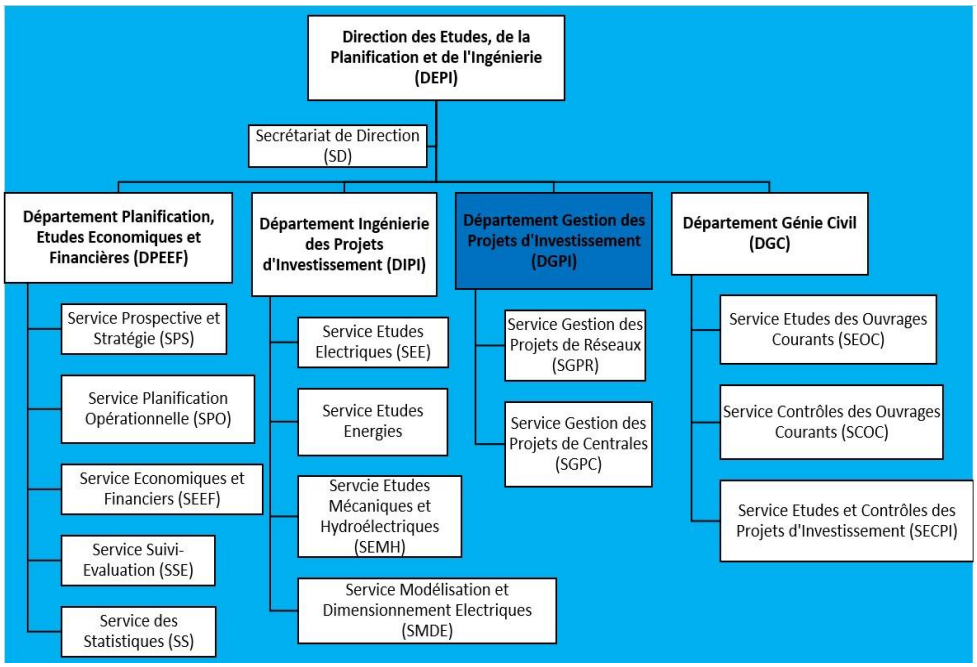



*Figure 1 : Organigramme de la DEPI*

## 2. Présentation de la zone d'étude

La commune rurale de **Kokologho**, située à environ **45 kilomètres à l'ouest de Ouagadougou**, se trouve dans la province du **Boulkiemdé**, région du Nando, anciennement appelée Centre-Ouest. Elle est traversée par la **Route Nationale n°1**, qui relie Ouagadougou à Bobo-Dioulasso, en passant par Koudougou. Cette situation géographique stratégique place Kokologho dans une dynamique d'interaction économique forte entre milieu urbain et rural. Le site du Technopôle Pharmaceutique est situé à environ 2 km de la ville de Kokologho. La vue satellitaire du site fournie sur la **Figure 2** nous montre le tracé de la ligne Zagtouli-Kokologho-Koudougou.

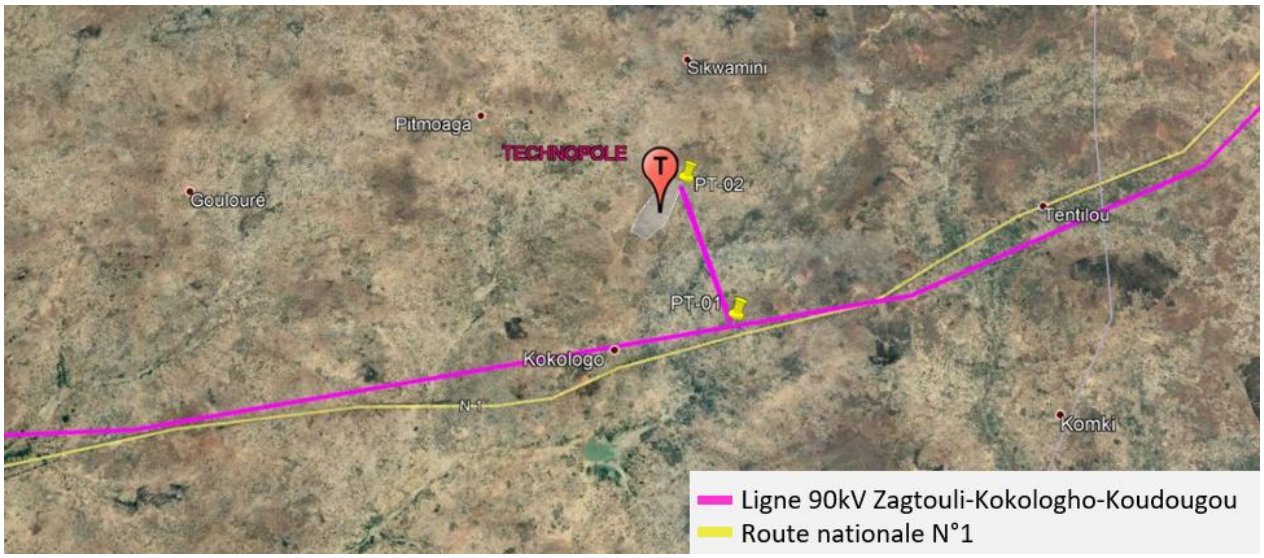



*Figure 2 : Vue satellitaire du site et tracé de la ligne Zagtouli-Kokologho-Koudougou*

# 3. Présentation du projet

## 3.1. Contexte et justification de la création du poste 90/33 kV

Dans le cadre de sa politique de développement industriel, le gouvernement burkinabè, soutenu par ses partenaires techniques et financiers, a lancé un projet stratégique : la création d'un technopôle pharmaceutique à Kokologho, dans la région du Nando (Centre-Ouest). L'objectif est de bâtir un pôle national et sous régional de production, de recherche et de distribution de produits pharmaceutiques, essentiel pour renforcer l'autonomie sanitaire du pays.

Ce technopôle requiert des infrastructures modernes et, surtout, une alimentation électrique d'une fiabilité irréprochable. Les installations prévues sont en effet très sensibles à la qualité et à la continuité de l'approvisionnement en électricité.

Présentement, la zone de Kokologho ne bénéficie pas d'une desserte électrique optimale via le réseau HTA de la SONABEL. La capacité de la ligne 33 kV est insuffisante pour couvrir les besoins futurs du technopôle, et les capacités de transformation actuelles dans la zone ne répondent pas aux exigences de puissance, de stabilité de tension et de fiabilité nécessaires.

Face à ces défis, la construction d'un poste source 90/33 kV est la solution technique la plus appropriée. Ce poste permettra de :

- Renforcer le réseau de transport de la SONABEL dans la ville de Kokologho.
- Alimenter directement le technopôle avec une capacité suffisante, capable de satisfaire les besoins des extensions futures.
- Garantir la continuité et la stabilité de la fourniture électrique nécessaire au bon fonctionnement des installations stratégiques.
- Accroître la sécurité énergétique et réduire les pertes techniques liées aux longues distances de transport HTA.

## 3.2. Objectif général

L’objectif principal de ce travail est de dimensionner un poste électrique 90/33 kV qui servira à l’alimentation du technopôle pharmaceutique de Kokologho. Il s’agit de garantir que ce site disposera d’une électricité fiable sans coupure et capable de répondre aux exigences des équipements. Au-delà de l’aspect technique, ce projet s’inscrit dans la dynamique nationale du renforcement du réseau électrique et participe activement au développement industriel du pays.

## 3.3. Objectifs spécifiques

- Conception et dimensionnement technique

Définir l’architecture du poste 90/33 kV et dimensionner l’ensemble des équipements électriques pour garantir un fonctionnement optimal et sécurisé

- Respect des normes environnementales et de sécurité

Concevoir le poste dans le respect strict des réglementations environnementales et des standards de sécurité, en intégrant les recommandations issues des sources techniques disponibles sur les projets d’extension du réseau électrique burkinabè.

La présentation de la SONABEL et du contexte du projet révèle l'importance stratégique du Technopôle Pharmaceutique. Cette compréhension du cadre général constitue la base nécessaire pour aborder les aspects techniques du dimensionnement du poste électrique.

# CHAPITRE 2 : GÉNÉRALITÉS TECHNIQUES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES ET LES POSTES DE TRANSFORMATION

Avant d'entamer le dimensionnement du poste, il est essentiel de maîtriser les concepts fondamentaux des réseaux électriques. Ce chapitre expose les notions théoriques relatives aux réseaux, aux postes de transformation et aux normes applicables.

## 1. Notion de réseaux électriques

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures interconnectées qui permet de transporter et distribuer l'électricité depuis les centres de production jusqu'aux consommateurs.

Il se compose essentiellement de ligne électrique à différents niveaux de tension (**Tableau 1**), des postes électriques équipés de transformateurs de puissance, ainsi que des équipements de protection et de commande. Ces infrastructures interagissent pour acheminer l'électricité de manière sûre et efficace, en adaptant la tension selon les besoins entre production, transport, et distribution finale. Il existe plusieurs types de réseau électrique qui se distinguent principalement selon leurs niveaux de tension, leur fonction, ainsi que leur structure.

*Tableau 1 : Classification des domaines de tension*

| Domaines de tension | | Valeur de la tension nominale (Un en Volts) | |
|---|---|---|---|
| | | En courant alternatif | En courant continu |
| TBT (Très Basse Tension) | | Un ≤ 50 | Un ≤ 120 |
| BT (Basse Tension) | BTA | 50 < Un ≤ 500 | 120 < Un ≤ 750 |
| | BTB | 500 < Un ≤ 1000 | 750 < Un ≤ 1500 |
| HT (Haute tension) | HTA | 1000 < Un ≤ 50 000 | 1500 < Un ≤ 75 000 |
| | HTB | 50 000 < Un | 75 000 < Un |

# 2. Organisation et Configurations des réseaux électriques

## 2.1. Organisation des réseaux électriques

### 2.1.1. Le réseau de transport

Les réseaux de transport assurent le transfert de grandes quantités d'électricité sur de longues distances, depuis les centres de production (centrales hydroélectriques, thermiques, solaires, etc.) vers les zones de consommation ou les réseaux de distribution. Ces réseaux fonctionnent sous des niveaux de tension élevés (330 kV, 225 kV) conçus pour minimiser les pertes d'énergie en ligne. Ils sont utilisés notamment pour les interconnexions entre pays.

### 2.1.2. Le réseau de répartition

Le réseau de répartition électrique se situe entre le réseau de transport (très haute tension) et les réseaux de distribution (moyenne tension) ; il fonctionne à haute tension (90, 132 kV), et couvre une échelle régionale, alimentant les réseaux de distribution locaux et les grandes industries, et d'autre part il collecte l'électricité produite par les centrales de taille moyenne.

### 2.1.3. Le réseau de distribution

Les réseaux de distribution ont pour mission de livrer l'électricité aux consommateurs finaux. Leur conception prend en compte plusieurs facteurs : la densité de population, du type d'activité et, les exigences de qualité. Les transformateurs HTA/BT jouent un rôle clé dans ce processus électrique en ramenant la moyenne tension à des niveaux utilisables par les ménages et les commerces.

Une représentation des différents réseaux électriques est présentée sur la **Figure 3**.

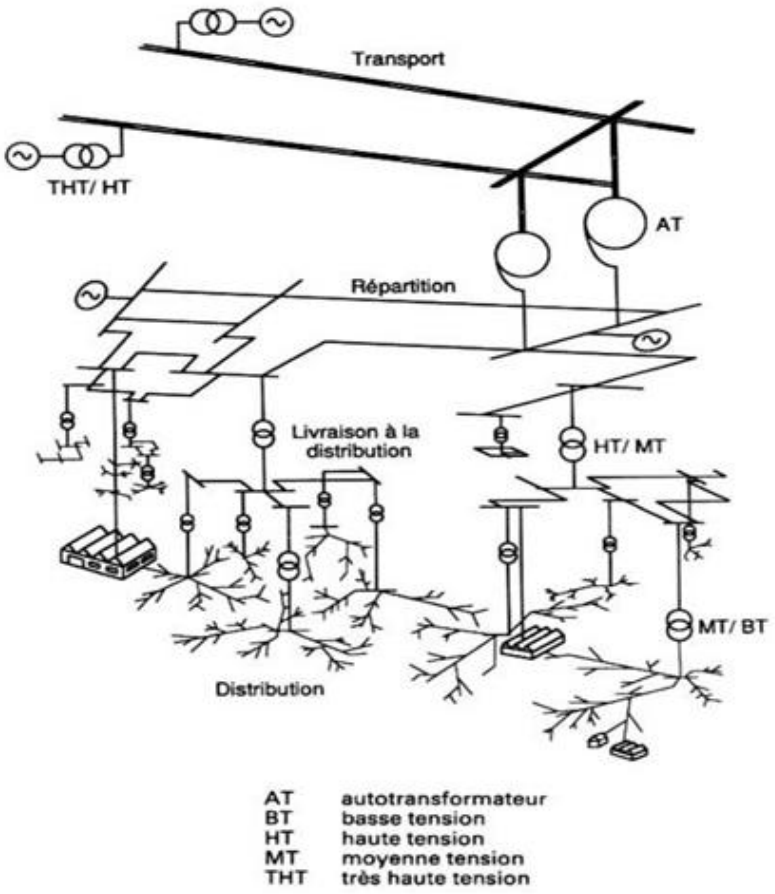



*Figure 3: Représentation du réseau de transport, de répartition et de distribution [1]*

## 2.2. Infrastructures principales d'un réseau électrique

### 2.2.1. Lignes aériennes

Les lignes aériennes représentent la solution la plus répandue pour le transport et la distribution d'énergie électrique. Fixées sur des structures de soutien telles que les poteaux en béton ou métalliques, elles assurent l'acheminement de l'électricité à moyenne et haute tension sur de grandes distances. Les éléments constitutifs d'une ligne aérienne sont :

#### a) Les conducteurs

Ce sont les câbles métalliques nus, généralement en cuivre, ou en l'aluminium, qui assurent la transmission du courant électrique. Le cuivre grâce à sa conductivité et sa résistance au choc auxquelles sont soumis les câbles constitue le matériau idéal mais il est souvent abandonné pour utilisation de l'aluminium qui est moins couteux. Afin de rendre l'aluminium plus rigide et plus

résistant, il est souvent combiné à d'autres métaux ou soumis à des traitements spécifiques. Ces procédés ont permis de créer de grandes catégories de conducteurs : Les conducteurs en alliage d'aluminium et les conducteurs renforcés par de l'acier (ACSR). Ces derniers se présentent généralement en trois types :

- **L'AAAC (All Aluminium Alloy Conductor)** : appelé communément ALMELEC qui est constitué uniquement d'un alliage d'aluminium.
- **L'ACSR (Aluminium Alloy Conductor Steel Reinforced)** : qui est association d'un alliage d'aluminium a une âme en acier pour plus de solidité.
- **L'AAC (All Aluminium Conductor):** composé d'aluminium pur.




*Figure 4 : Illustrations des différents conducteurs [2]*

### b) Les pylônes

Les conducteurs des lignes électriques aériennes sont suspendus à des supports spécifiques pour les maintenir hors de portée et garantir la sécurité de l'installation. Le choix du type de pylône dépend des contraintes mécaniques imposées par les conducteurs, du niveau de tension, ainsi que des conditions climatiques de la région. Les pylônes peuvent être conçus avec des matériaux en métal, en béton et en bois. On distingue plusieurs catégories principales de pylônes :

Dans la première catégorie nous avons :

- **Les pylônes d'alignement**

  Ce sont des supports utilisés dans les lignes électriques aériennes pour maintenir la trajectoire rectiligne des conducteurs. Leur rôle principal est de supporter le poids vertical des câbles tout en garantissant le respect des distances de sécurité avec le sol et les obstacles.

- **Les pylônes d'ancrages**

  Ce sont des supports particuliers qui ont pour rôle de fixer solidement les conducteurs aux points sensibles comme les changements de direction, les extrémités de la ligne ou les traversées difficiles. Conçus pour résister à de fortes contraintes mécaniques. Ils assurent la stabilité et la sécurité de l'ouvrage.

- **Les pylônes d'angle**

  Ils sont installés aux points ou la ligne change de direction. Ils sont connus pour supporter les efforts horizontaux supplémentaires dus à la dérivation des conducteurs. En plus de maintenir la continuité mécanique de la ligne, ils garantissent la fiabilité et la sécurité du tracé dans les zones de virage.

Selon la forme nous avons :

- **Les pylônes du type Haubané**

  Ils sont utilisés pour les très hautes tensions allant jusqu' à 725 kV. Leur stabilité est assurée par des câbles en acier appelés Haubans, fixé au sol. Leur structure principale est plus fine car une partie des efforts mécaniques est reprise par les haubans. Il existe deux catégories de pylônes Haubanés : les Haubanes en V et les Haubanes à Chainette qui diffèrent du fait de la position des câbles.

- **Les Pylônes du type monopôdes :**

  Ils sont utilisés généralement pour les lignes hautes et moyenne tension. Ils sont composés d'un seul mat métallique ou en béton armé. Du fait de leur silhouette élancée qui réduit l'emprise du sol et l'impact visuel ont les utilises souvent en zones urbaines ou les espaces restreints. Mais il présente une résistance mécanique limitée pour les très grandes portées et sont très coûteux.

- **Les pylônes du type treillis :**

  Ce type de pylône est couramment utilisé pour transporter l'électricité sur de longue distance, notamment les lignes hautes tensions. Ils sont constitués d'une structure

métallique composés de plusieurs éléments entre croisés permettant une forte résistance face aux conditions climatiques difficiles.

### c) Les armements

Un armement correspond à l'assemblage des pièces et accessoires nécessaires à la fixation des conducteurs électrique sur des supports. Ils assurent l'équilibre et la suspension et la stabilité des conducteurs. Ils sont fabriqués pour résister aux contraintes mécaniques du au vent ou à d'autres sollicitations. On rencontre divers types d'armements à savoir :

**Les armements en nappe-voute**

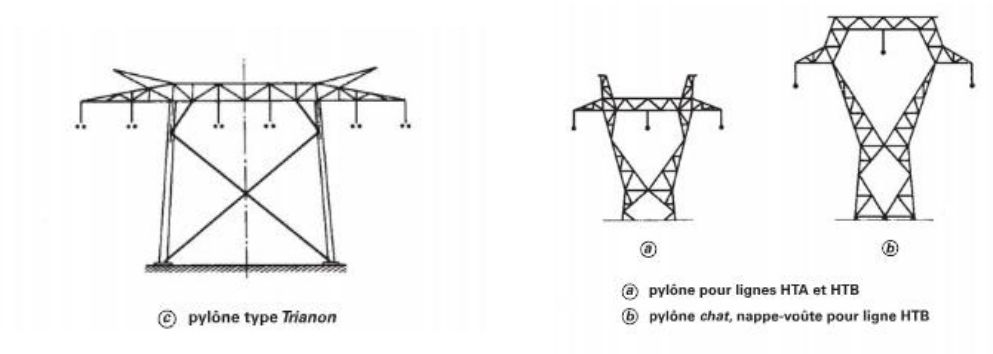



*Figure 5 : Armement en nappe voute*

**Les armements en triangle**

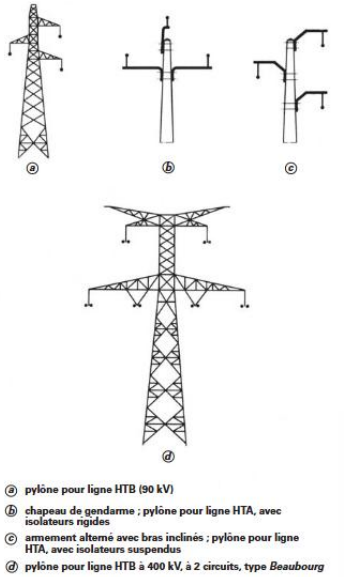



*Figure 6 : Armements Triangle*

**Les armements drapeau**

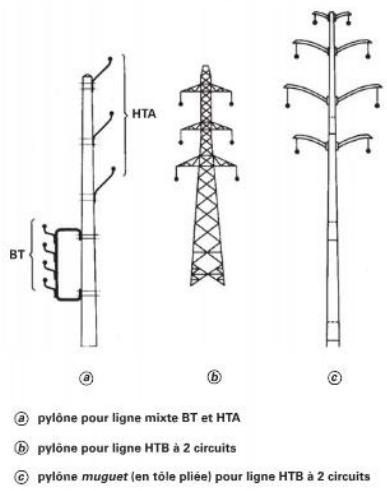



*Figure 7 : Armements Drapeau*

### d) Les isolateurs

L’isolement et la fixation des conducteurs sur les pylônes des lignes aériennes reposent sur l’utilisation d’isolateurs. Ces équipements assurent deux rôles importants. D’un point de vue de l’isolation électrique, ils bloquent toutes circulation de courant entre les câbles conducteurs et les pylônes préservant ainsi la qualité de l’alimentation quelques soit les conditions climatiques. Sur le plan tenu mécanique, ils portent la charge des lignes et assurent leur maintien le long du parcours défini. Leur conception doit leur permettre d’encaisser les tensions exercées par les conducteurs, tout en harmonisant les vibrations et les contraintes par les conditions climatiques particulièrement les rafales de vents. On les fabrique en utilisant des matériaux isolants comme du verre, de la céramique ou en matériau synthétique.

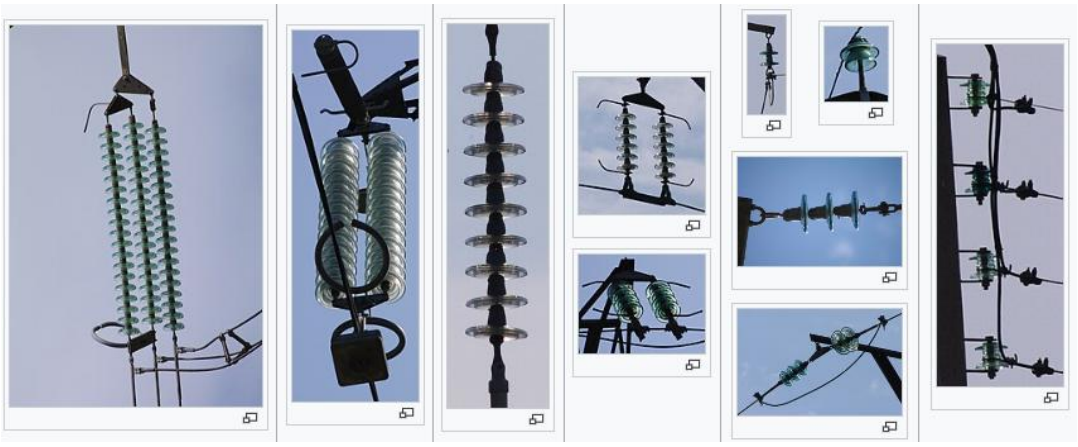


*Figure 8 : Isolateurs*

### e) Les organes de coupures, de protections et de commandes

Les organes de coupure, de commande et de protection sont des équipements importants des réseaux électriques. Ils permettent d'interrompre le courant, de contrôler la circulation de l'énergie et de protéger les installations et les personnes contre les défauts. Comme appareils de coupure, de protection et de commande on peut citer :

- **Les IACM** : Interrupteur Aériens à commande manuelle
- **Les IACT** : Interrupteur Aériens à creux de tension
- **Les IAT** : Interrupteurs Aériens Télécommandés
- **Les sectionneurs**

- **Les fusibles**
- **Les parafoudres**
- **Les disjoncteurs**

### 2.2.2. Lignes souterraines

Les liaisons souterraines haute tension (HTB) sont des installations électriques qui transportent des installations électriques qui transportent l'énergie sous terre. Elles peuvent être enfoui dans une tranchée ou installer dans des galeries. Ces infrastructures sont utilisées en ville ou dans des zones sensibles, avec des niveaux de tension compris entre 63 et 400 kV en courant alternatif. La structures de ces installations repose sur des câblages à un ou trois conducteurs fabriqué à partir du cuivre ou l'aluminium. Aujourd'hui, l'enveloppe isolante du conducteur fait appel au polyéthylène réticulé (PR), qui a remplacé les vieux isolant comme le papier imprégné. On y ajoute divers composants, par exemple les jonctions, les extrémités de raccordement et les protections contre les surtensions.

La réalisation de ces ouvrages couvre deux aspects : d'une partie les considérations électrique et d'autres part les travaux de construction (génie civil). L'intégration de fibres optiques accompagnes fréquemment ces installations pour faciliter le pilotage et la télésurveillance.

L'ensemble des processus depuis construction jusqu'à l'exploitation, obéit à un cadre règlementaire strict, comme l'Arrêté Technique (AT) et les normes CEI, visant à garantir sureté de fonctionnement, performance et une grande longévité.

## 3. Les postes électriques

Ce sont des infrastructures qui assurent la liaison entre différentes lignes de transport ou de distribution d'électricité. Leur rôle principal est de servir de point de connexion, faisant d'eux les nœuds principaux du maillage réseau.

### 3.1. Classification des postes électriques

Les postes électriques se présentent sous différentes formes selon leur tension électrique dans le réseau, leur implantation physique ou leur technologie d'isolation. Cette diversité permet d'adapter

leurs conceptions aux exigences techniques, environnementale, économique à chaque projet. On rencontre généralement trois grandes classifications :

### 3.1.1. Classification des postes électriques selon le niveau de tension et leur fonction

Selon leur niveau tension et leur fonction on rencontre trois grandes catégories de postes :

- **Les postes de répartition ou poste interconnexion** :
  Ils relient entre elles des lignes de même niveau de tension (90 kV, 132 kV et 225 kV). Ils peuvent aussi posséder un autotransformateur afin d'adapter la tension si nécessaire. Ces postes peuvent reliés les réseaux de transport de deux pays permettant ainsi de répondre à la demande des consommateurs surtout lors des pics de consommation.
- **Les postes de transformation** :
  Ils assurent le transport de l'énergie électrique sur de longues distances en élevant la tension (225 kV, 132 kV et 90 kV) pour réduire les pertes, puis en abaissant la tension (33 kV, 15 kV) pour la distribuer de manière sécurisée vers les consommateurs, tels que les ménages et les industries. Il existe plusieurs types de poste de transformation à savoir
  - Les postes sources
  - Les postes de livraison
  - Les postes de distribution
- **Les postes mixtes**
  Ils assurent à la fois la fonction de répartition et de transformation de l'énergie électrique. Ces postes sont généralement implantés à des points stratégiques du réseau ou il est nécessaire de convertir la tension tout en assurant sa distribution.

Notre étude s'articulera sur les postes sources, également appelés postes HTB/HTA qui sont des postes qui relient le réseau de transport au réseau de distribution. Ils ont pour fonction d'abaisser l'énergie venant en haute tension (HTB) vers la moyenne tension (HTA) qui est adaptée à la distribution locale. Le poste source répartit alors l'électricité vers plusieurs départs HTA qui alimentent les différents consommateurs. Cette démarche se fait tout en protégeant et en assurant une stabilité du réseau électrique.

### 3.1.2. Classification selon l'environnement d'implantation

Ce critère repose sur les conditions physiques dans lesquelles les postes sont implantés.

- **Les postes extérieurs à l'air libre**

  Ce sont les postes les plus répandus dans les zones à faible densité urbaine. Les équipements sont montés en extérieur, généralement sur des structures métalliques ou bétonnées, sans protection particulière contre les conditions climatiques. Leur principal avantage réside dans leur coût relativement faible et leur facilité d'entretien. Cependant, ils nécessitent une grande surface au sol pour respecter les distances d'isolement entre équipements, ce qui limite leur usage dans les centres urbains.

- **Les postes en bâtiment**

  Les équipements sont mis en place dans un bâtiment technique fermé. Cette approche est utilisée en zone urbain ou industriel, où la place disponible est réduite ou où les exigences environnementales (poussière, humidité, pollution) sont importantes. Ces installations offrent une bonne protection des équipements et assurent une exploitation plus sécurisée, mais sont plus chères à construire.

- **Les postes souterrains**

  Plus rares et coûteux, ces postes sont dans des sous-sols, souvent dans les centres urbains à très forte densité (métropoles, zones commerciales, gares, etc.). Ils permettent de libérer l'espace en surface et d'assurer une grande discrétion visuelle. Leur exploitation nécessite cependant des dispositifs de ventilation et d'évacuation renforcés, ainsi que des systèmes de surveillance continue.

### 3.1.3. Classification selon la technologie d'isolation

Cette classification concerne la méthode d'isolation utilisée entre les conducteurs et les masses métalliques des équipements. Elle influence directement la taille, le coût, la fiabilité et la maintenance du poste.

- **Postes AIS** (Air Insulated Switchgear)

  Dans ces postes, l'air est utilisé comme isolant principal entre les composants sous tension. Ils sont simples à concevoir et à exploiter, et permettent une visualisation directe des équipements. Les postes AIS nécessitent néanmoins des distances d'isolement importantes

(plusieurs mètres entre phases à haute tension), ce qui augmente leur emprise au sol. Ils sont donc adaptés aux zones rurales ou périurbaines où le foncier est disponible.

- **Postes GIS** (Gas Insulated Switchgear)

  Ces postes utilisent du gaz $SF_6$ (hexafluorure de soufre), un excellent isolant électrique, pour garantir une séparation diélectrique entre les composants. L'ensemble des équipements est encapsulé dans des enveloppes métalliques étanches, ce qui permet une installation plus compacte, résistante à la pollution, à l'humidité et aux conditions climatiques sévères. Leur coût est plus élevé que celui des postes AIS, mais ils sont incontournables en milieu urbain ou dans les environnements industriels contraints.

- **Postes mixtes AIS/GIS**

  Dans de nombreux cas, il est judicieux de combiner les deux technologies : certains équipements (par exemple, les cellules de coupure HTA) sont installés en GIS, tandis que d'autres (comme les transformateurs de puissance ou les jeux de barres HTB) restent en AIS. Cette solution hybride permet d'optimiser l'espace, les coûts et la flexibilité du poste.

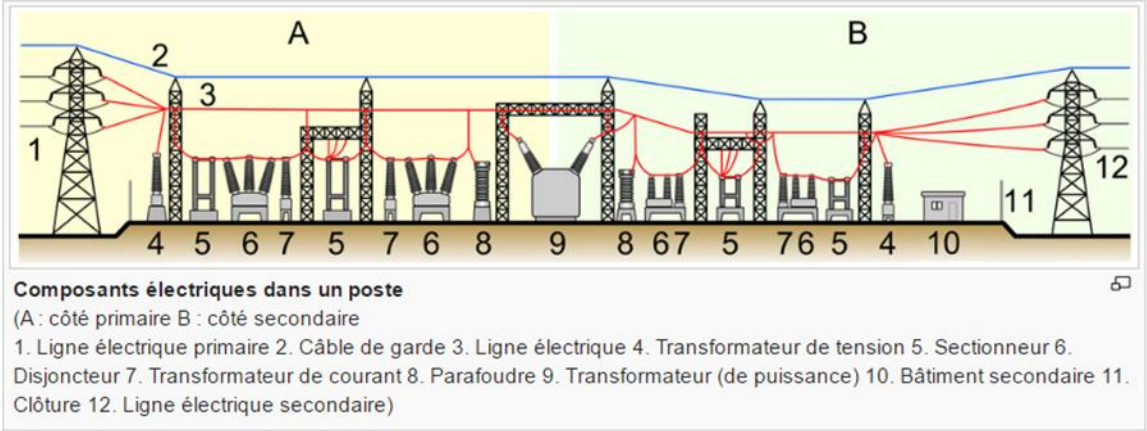
## 3.2. Composants d'un poste électrique HTB/HTA

Un poste électrique est constitué d'un ensemble d'appareillage assurant la transformation, la protection, la commande, la mesure et la distribution de l'énergie électrique entre les différents niveaux de tension. Dans sa conception un poste est organisé en plusieurs parties appelé travées. Une travée correspond à une portion du poste qui regroupe tous les appareils nécessaires pour assurer une fonction bien précise. On distingue principalement deux types de travées :

- **La travée ligne** : elle permet de raccorder le poste aux lignes de transport d'électricité. On y trouve les appareils de protection, de coupure et de mesure liés à la ligne.

- **La travée transformateur** : elle relie la partie haute tension (HTB) à la moyenne tension à travers le transformateur de puissance. Cette travée contient les équipements qui assurent la protection et le bon fonctionnement du transformateur.

Les différents équipements constituants les travées d'un poste électrique sont représentés dans la **Figure 9**.




**Composants électriques dans un poste**
(A : côté primaire B : côté secondaire
1. Ligne électrique primaire 2. Câble de garde 3. Ligne électrique 4. Transformateur de tension 5. Sectionneur 6. Disjoncteur 7. Transformateur de courant 8. Parafoudre 9. Transformateur (de puissance) 10. Bâtiment secondaire 11. Clôture 12. Ligne électrique secondaire)

*Figure 9 : Composants électrique d'un poste électrique[3]*

## 3.3. Architecture d'un poste électrique

Les différents schémas électriques des postes HT les plus couramment rencontrés sont :

- **Schéma en antenne**

Les transformateurs HTB/HTA sont raccordés à un unique jeu de barres HTB. Ainsi, toute perte de la source d'alimentation entraîne l'arrêt des transformateurs HTB/HTA. Ce type de configuration se distingue par un investissement réduit, mais présente une faiblesse notable en termes de continuité de service, la disponibilité globale du poste étant limitée.

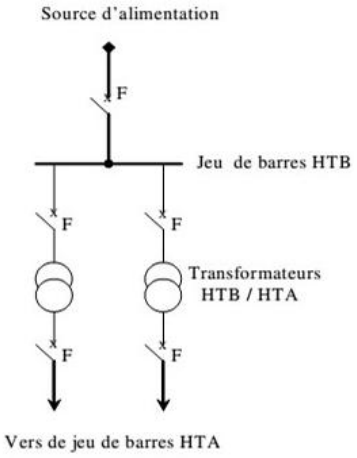



*Figure 10 : Schéma en antenne [1]*

- **Schéma en coupure d'artère**

En régime normal d'exploitation, les disjoncteurs des 2 arrivées sources ainsi que le sectionneur de couplage sont en position fermée, ce qui permet une alimentation simultanée des transformateurs par les 2 sources. En situation perturbée, notamment lors de la perte de l'une des sources, la source restante prend en charge l'ensemble de l'alimentation.

Cette configuration offre une bonne continuité de service, chaque source étant capable d'assurer à elle seule l'alimentation du réseau, et permet également la réalisation d'opérations de maintenance sur le jeu de barres, tout en maintenant une exploitation partielle du poste.

Par contre il est couteux et ne permet pas une exploitation du jeu de barres pendant des travaux de maintenance.

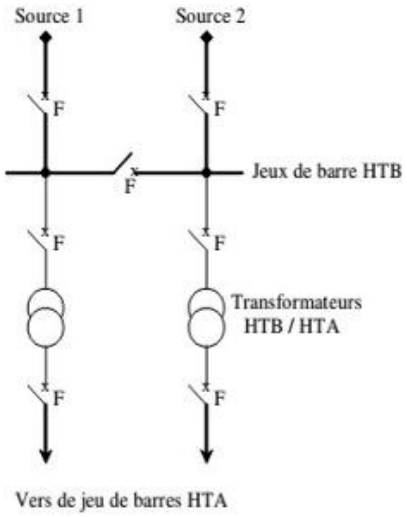



*Figure 11 : Schéma en coupure d'artère [1]*

- **Schéma Double antenne avec double jeu de barre**

En régime d'exploitation normal, la source 1 alimente, à titre d'exemple, le jeu de barres JDB1 ainsi que les départs Dép. 3 et Dép. 4, tandis que la source 2 assure l'alimentation du jeu de barres JDB2 et des départs Dép. 1 et Dép. 2. Le disjoncteur de couplage peut, selon les conditions d'exploitation, être maintenu ouvert ou fermé.

En situation dégradée, notamment en cas de défaillance de l'une des sources, la source restante est en mesure de reprendre l'alimentation de l'ensemble des départs. De même, lors d'un défaut ou

d’une opération de maintenance sur l’un des jeux de barres, l’ouverture du disjoncteur de couplage permet à l’autre jeu de barres d’assurer l’alimentation globale du réseau.

Ce schéma présente plusieurs atouts, notamment une forte disponibilité de l’alimentation, une grande flexibilité d’exploitation pour la répartition des sources et des charges ainsi que pour la maintenance des jeux de barres, et la possibilité de transférer un départ d’un jeu de barres à un autre sans interruption de service, lorsque les jeux de barres sont couplés.

Cette configuration présente un inconvénient dus aux coûts élevés de la construction.

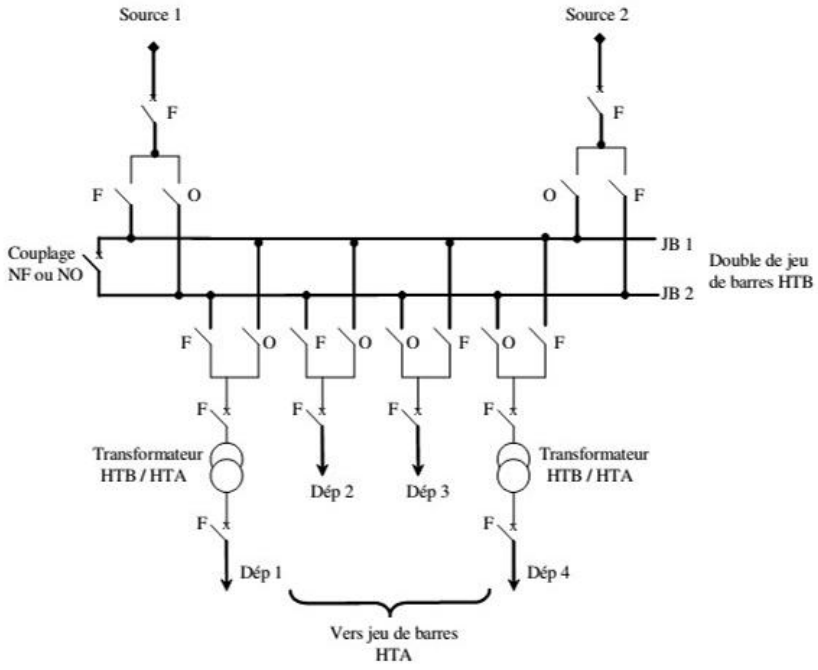



*Figure 12 : Schéma en double dérivation [1]*

# CHAPITRE 3 : ÉTUDE TECHNIQUE

Ce chapitre aborde le dimensionnement proprement dit du poste. Il établit les hypothèses de calcul, détermine les caractéristiques des équipements de protection et vérifie leur conformité aux normes en vigueur. Les distances utilisés pour le dimensionnement dans cette partie proviennent du plan d'implantation.(Voir **Annexe 17**)

## 1. Hypothèses et données de dimensionnement

Le dimensionnement du poste HTB/HTA qui a pour objectif d'alimenter le Technopôle Pharmaceutique est basé sur un ensemble d'hypothèses techniques et normatives permettant d'assurer la fiabilité, la sécurité et la continuité d'alimentation du site.

### 1.1. Hypothèses de charge et de puissance

Le bilan de puissance (voir **Tableau 2**) du site a permis d'évaluer la demande maximale à 21 MW, après application d'un coefficient de sécurité de 20 % sur la demande actuelle.

Ce coefficient permettra au transformateur de puissance de ne pas fonctionner à 100 % de sa capacité. Ainsi, la puissance de 21 MW constitue la valeur de conception retenue pour le dimensionnement du poste 90/33 kV et des ouvrages associés.

Le facteur de puissance de 0,9 a été choisi sur la base des pratiques standard des réseaux de distribution et aux recommandations de la SONABEL, garantissant une compensation efficace de la puissance et une bonne stabilité du réseau.

*Tableau 2 : Bilan de puissance du site*

| N° | Infrastructures | Nombre | Puissance installée (MW) |
|---|---|---|---|
| 1 | Production de médicaments | 20 | 9 |
| 2 | Production de parapharmacie | 5 | 2 |
| 3 | Production d'intrants | 3 | 2 |
| 4 | Production de compléments alimentaires | 3 | 1 |

| N° | Infrastructures | Nombre | Puissance installée (MW) |
|---|---|---|---|
| 5 | Production de cosmétiques | 3 | 1,2 |
| 6 | Recherche et Développement | 1 | 0,2 |
| 7 | Laboratoire de Contrôle Qualité | 1 | 0,2 |
| 8 | Centre d'incubation | 1 | 1 |
| 9 | Centre de formation | 1 | 0,1 |
| 10 | Base de vie | 1 | 0,1 |
| 11 | Administration | 1 | 0,1 |
| 12 | Valorisation des déchets | 1 | 0,4 |
| 13 | Autres infrastructures | 1 | 0,2 |
| Sous-total (puissance installée) | | | 17,5 |
| Marge de sécurité (20 %) | | | 3,5 |
| Puissance totale | | | 21 |

Le plan d'aménagement générale présenter dans la figure illustre la structuration fonctionnelle du technopôle sans précision détaillé de la localisation de chaque infrastructures présentes dans le bilan de puissance.




*Figure 13: Plan d'aménagement générale du technopôle*

## 1.2. Niveau de tension et de tension d'isolement du projet

Le choix du niveau d'isolement (Voir **Tableau 3)** des équipements est effectué conformément aux normes CEI 60071-1 [4] et CEI 60071-2 [5], qui définissent les niveaux de tenue aux surtensions pour les réseaux électriques.

*Tableau 3 : Niveau d'isolement du poste 90/33 kV*

| Dénomination | Unité | Côté 90 kV | Côté 33 kV |
|---|---|---|---|
| Tension nominale de service du réseau concerné | kV effectifs | 90 | 33 |
| Tension la plus élevée du réseau (tension assignée) | kV effectifs | 123 | 36 |
| Tension de tenue aux chocs de foudre | kV crête | 450 | 170 |
| Tension de tenue de courte durée à fréquence industrielle | kV effectifs | 185 | 70 |

## 1.3. Plages de tension

Conformément au cahier de charge, les variations de tension admissibles sont définies comme suit :

- ✓ Côté primaire (HTB) : ± 10 % de la tension nominale.
- ✓ Côté secondaire (HTA) : ± 5 % de la tension nominale.

## 1.4. Conditions climatiques et niveau kéraunique de la zone

Les variations de température sur l'ensemble de la zone du projet sont suffisamment homogènes pour retenir les températures ambiantes de conception des ouvrages comme suit :

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

Il n'existe pas de problème important de pollution autre que la poussière de sable et de latérite. On adoptera un niveau de pollution moyen auquel correspond une ligne de fuite minimale de 20 mm/kV tel que prescrit dans la Recommandation CEI 815. Le niveau kéraunique pour la zone du projet est de 130 jours par an.

## 1.5. Configuration du poste et schéma unifilaire

Le poste 90 kV de Kokologho à construire constituera le point de livraison de l'énergie électrique de la localité de Kokologho à partir de la liaison 90 kV Zagtouli – Kokologho – Koudougou. Il comprendra 2 niveaux de tension, 90 kV et 33 kV, et sera réalisé sous forme de poste extérieur à isolation dans l'air pour la partie haute tension.

Le poste HT 90 kV sera constitué d'un jeu de barres 90 kV et de 2 travées lignes (arrivées Zagtouli et Koudougou) et 2 travées transformateur associées à 2 transformateurs de puissance 90/33 kV du type ONAN/ONAF.

Les travées lignes 90 kV comprendront chacune :

- 3 parafoudres,
- 3 transformateurs de tension capacitifs ;
- 2 circuits bouchons,

- 1 sectionneur de ligne tripolaire avec mise à la terre,
- 3 transformateurs d’intensité,
- 1 disjoncteur de ligne à commande unipolaire

Les travées transformateur 90 kV seront équipées chacune de :

- 1 sectionneur de barre tripolaire ;
- 1 disjoncteur à commande tripolaire ;
- 3 transformateurs d’intensité ;
- 3 parafoudres

La partie poste intérieur moyenne tension 33 kV sera constituée de 1 cellule d’arrivée transformateur, 1 cellule de mesure, de comptage et des cellules de départs, incluant les départs TSA, BPN et les départs lignes alimentant le technopôle, ainsi qu’un transformateur de services auxiliaires.

Enfin, un bâtiment de contrôle-commande abritera l’ensemble des équipements de protection, de commande, de mesure, de télé conduite ainsi que les services auxiliaires nécessaires au fonctionnement du poste.

La constitution et l’agencement de l’ensemble de ces équipements sont illustrés sur le schéma unifilaire du poste(Voir **Figure 14**).

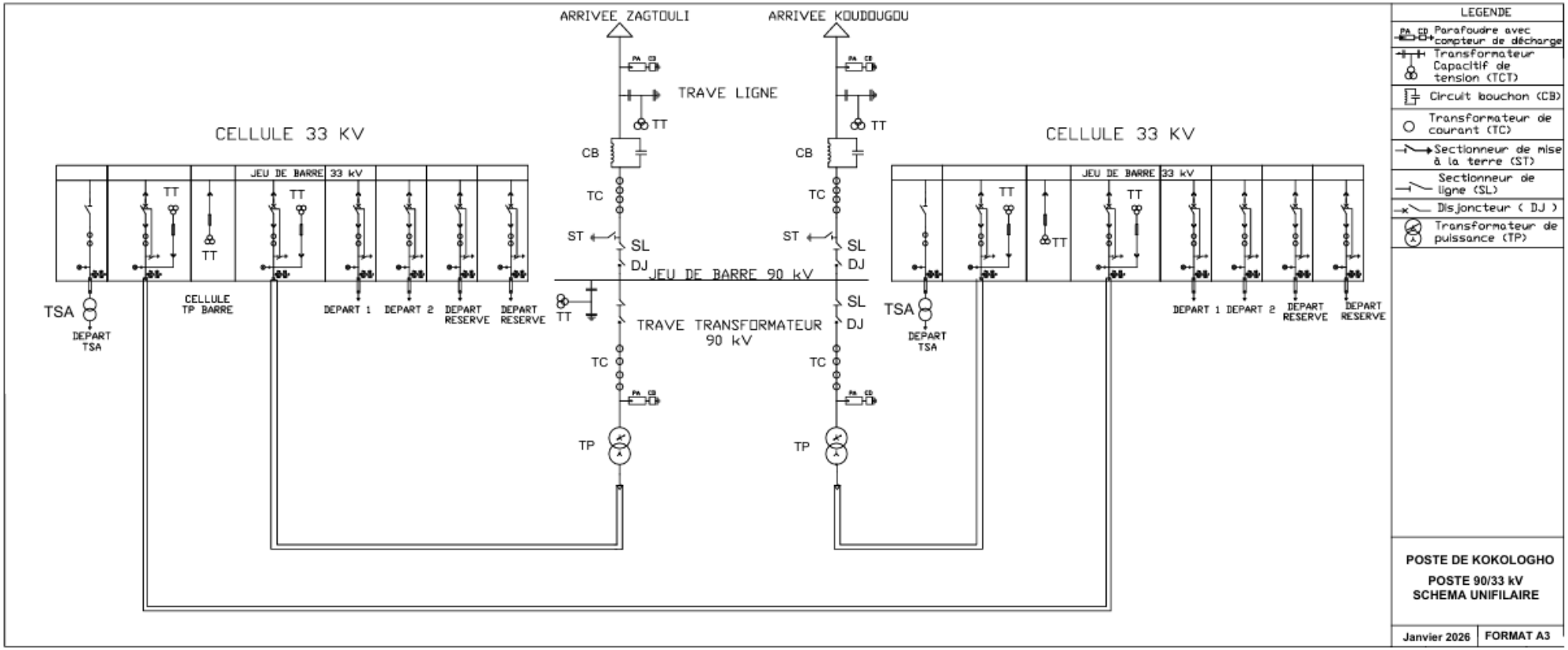



*Figure 14 : Schéma unifilaire du poste de Kokologho*

## 1.6. Dimensionnement et choix du transformateur 90/33 kV

### 1.6.1. Calcul de la puissance apparente requise

Conformément au schéma unifilaire retenu, le poste 90/33 kV sera équipé de 2 transformateurs de puissance. Chacun des transformateurs devra pouvoir satisfaire la charge maximale du site. Le dimensionnement de ces transformateurs consiste à déterminer la puissance apparente nécessaire à l'alimentation de la charge maximale prévue. Pour ce faire nous allons utiliser la relation :

$$S = \frac{P}{Cos\varphi} \quad (1)$$

- S = Puissance apparente requise en MVA
- P = Puissance active maximale appelée dans la zone d'étude en MW
- Cos$\varphi$ = Le facteur de puissance

On procède alors au calcul numérique :

$$S = \frac{21}{0{,}9}$$

$$\mathrm{S} = 23{,}33 \text{ MVA}$$

Afin de tenir compte à la possibilité d'extension futur, nous appliquerons un coefficient de 15 % en cohérence avec les prévisions d'évolution de la charge et les perspectives de développement du site. La puissance apparente devient alors :

$$\mathrm{S} = 23{,}33 \times 1{,}15$$

$$S = 26{,}83 \text{ MVA}$$

Le calcul de la puissance apparente corrigée, en tenant compte du coefficient d'extension de 15 % a permis d'obtenir une valeur de 26,83 MVA. Dans la pratique, les puissances des transformateurs disponibles sont proposées sous forme de valeurs normalisée. Ainsi la valeur normalisée immédiatement supérieur est de 30 MVA. De cette valeur nous choisirons 2 transformateurs de 30 MVA, l'un pour alimenter en permanence le site et l'autre sera utiliser comme transformateur secours. Les caractéristiques des transformateurs choisis sont montré en **Annexe 1.**

### 1.6.2. Calcul des courants de court-circuit

Le courant de court-circuit est un courant anormalement élevé qui circule lorsqu'un défaut brutal relie deux points du réseau, le plus souvent une phase avec la terre, le neutre ou une autre phase. Afin de garantir la sécurité des personnes ainsi que la fiabilité des équipements, il est indispensable de connaître avec précision ce courant, pour dimensionner correctement les dispositifs de protection et s'assurer qu'ils réagiront efficacement au moment critique.

Dans le cadre de notre étude, nous utiliserons la méthode de calcul par puissance de court-circuit. Cette méthode consiste à utiliser la puissance de court-circuit au point de défaut afin d'en déduire le courant à l'aide d'une formule simplifiée suivante :

$$I_{CC} = \frac{S_{cc}}{U \times \sqrt{3}} \quad (3)$$

Pour calculer le courant de court-circuit nous devons d'abord connaitre la puissance de court-circuit qui se calcule en utilisant l'équation de tendance [6] :

$$y = 0{,}2193x^2 - 20{,}503x - 9{,}1166 \quad (4)$$

- y : la puissance de court-circuit
- x : le niveau de tension

L'équation fournie est la dérivée d'une approximation polynomiale fiable basé sur des points expérimentaux.

*Tableau 4: Calculs des puissances de court-circuit*

| **Pour x = 90 kV** | **Pour x =33 kV** |
|---|---|
| $S_{CC} = 0{,}2193 \times 90^2 + 20{,}503 \times 90 - 9{,}1166$ | $S_{CC} = 0{,}2193 \times 33^2 + 20{,}503 \times 33 - 9{,}1166$ |
| $S_{cc} = 3611{,}13$ MVA | $S_{cc} = 906{,}3$ MVA |

De ce fait nous pouvons maintenant procéder au calcul de courant de court-circuit :

*Tableau 5: Calculs des courants de court-circuit*

| Coté HTB | Coté HTA |
|---|---|
| $I_{CC} = \frac{3611{,}13.10^6}{90.10^3 \times \sqrt{3}}$ | $I_{CC} = \frac{906{,}3.10^6}{33.10^3 \times \sqrt{3}}$ |
| $I_{CC} = 23{,}165$ kA | $I_{CC} = 15{,}856$ kA |

### 1.6.3. Calcul des courants d'emploi

- **Travée transformateur 90/33 kV**

Les courants d'emploi au niveau de la travée transformateur se calculent à partir de la formule suivante :

$$I_b = \frac{S_N}{U \times \sqrt{3}} \tag{5}$$

*Tableau 6: Calculs des courants de la travée transformateur*

| Calcul du courant coté HTB | Calcul du courant au HTA |
|---|---|
| $I_{b1} = \frac{30.10^6}{90.10^3 \times \sqrt{3}}$ | $I_{b2} = \frac{30.10^6}{33.10^3 \times \sqrt{3}}$ |
| $I_{b1} = 192{,}45$ A | $I_{b2} = 524{,}864$ A |

- **Travées lignes**

Le courant circulant dans la travée ligne correspond au courant admissible de la ligne 90 kV alimentant le poste. Le courant de la ligne 90 kV ASTER 228 mm² entrant dans le poste électrique est déterminé à l'aide de la formule suivante :

$$I_L = K \times S^{0,62} \tag{6}$$

Avec :

- K= coefficient qui dépend du type de conducteur (K=17,1 pour câble ASTER 228 mm$^2$ [6])
- S= Section du conducteur (228 mm$^2$)

$$I_L = 495{,}13 \text{ A}$$

- **Jeux de barres**
  - ✓ Jeu de barres 90 kV

Au niveau du jeu de barres on procède en faisant la somme du courant maximale qui transite sur les deux travées lignes. Ce qui correspond au double du courant transitant sur une travée ligne.

$$I_{b\ JDB\ 90\ kV} = 2\ \times I_L \quad (7)$$

  - ✓ Jeu de barres 33 kV

On procède en faisant la somme des courants entrant dans le jeu de barres 33 kV c'est à dire le courant au secondaire du transformateur.

$$I_{b\ JDB\ 33\ kV} = 2 \times (I_{2N}) \quad (8)$$

*Tableau 7: Calculs du courant transitant dans les jeux de barres*

| **Jeu de barres 90 kV** | **Jeu de barres 33 kV** |
|---|---|
| $I_{b\ JDB\ 90\ kV} = 2 \times 495{,}13$ | $I_{b\ JDB\ 33\ kV} = 2 \times 524{,}864$ |
| $I_{b\ JDB\ 90\ kV} = 990{,}26$ A | $I_{b\ JDB\ 33\ kV} = 1049{,}728$ A |

# 2. Dimensionnement des équipements de protection du poste

## 2.1. Dimensionnement et choix du disjoncteur

Le dimensionnement du disjoncteur consiste à choisir un appareil capable de supporter le courant nominal en régime normal, et d'interrompre le courant de défaut en cas de court-circuit, sans détérioration de ses composants. Le choix du disjoncteur dépend principalement de la tension du réseau, du courant d'emploi, du courant de court-circuit maximal et de type d'installation (HTB ou HTA). (Voir **Tableau 8**)

- **Courant d'emploi du disjoncteur**

Le courant d'emploi du disjoncteur correspond au courant maximal que l'équipement doit transporter en régime permanent sans échauffement excessif. Ce courant varie selon la position du disjoncteur dans le poste :

- ✓ Pour les travées transformateurs : il correspond au courant circulant au primaire et au secondaire du transformateur de puissance.
- ✓ Pour les travées lignes : il correspond au courant maximal transitant sur la ligne d'alimentation.
- ✓ Pour les jeux de barres : il résulte de la somme des courants entrant dans le jeu de barres.

- **Courant nominal assigné du disjoncteur $I_N$**

Le courant nominal du disjoncteur doit être choisi parmi les valeurs normalisées définies par la norme CEI 60694. Cette valeur doit être immédiatement supérieure au courant calculé, afin d'assurer une marge de sécurité suffisante. Valeurs normalisées CEI 60694 sont : 100 ; 160 ; 200 ; 250 ; 400 ; 630 ; 800 ; 1250 ; 1600 ; 2000 ; 2500 A ; etc.

- **Pouvoir de coupure assigné $I_{th}$**

Le pouvoir de coupure assigné en court-circuit représente la valeur maximale du courant de court-circuit que le disjoncteur doit être capable d'interrompre dans les conditions d'emploi spécifiées. Cette valeur doit être supérieure ou égale au courant de court-circuit prospectif calculé au point d'installation :

$$I_{th} \geq I_{CC} \tag{9}$$

Le pouvoir de coupure assigné pour les postes hautes tension est choisi parmi les valeurs de la série de Renard R10 [7] : 12,5 – 16 – 20 – 25 – 31,5 – 40 – 50 – 63 – 80 – 100 kA.

- **Pouvoir de fermeture $I_{dyn}$**

Le pouvoir de fermeture ($I_{dyn}$) d'un disjoncteur correspond au courant de crête maximal, indiqué sur l'appareil, qu'il est capable d'établir lors d'un défaut. Il est en général défini comme le produit d'un coefficient k (k=2,5) [7] par le pouvoir de coupure ($I_{th}$). Cette grandeur traduit l'aptitude du disjoncteur à se fermer alors qu'un courant de défaut de forte amplitude est déjà présent dans le circuit. Il se calcule selon la relation :

$$I_{dyn} = k \times I_{th} \tag{10}$$

Pour les disjoncteurs installés sur les jeux de barres, les pouvoirs de coupure et de fermeture sont majorés selon les relations :

$$I_{th\ Barre} = 2 \times I_{th} \quad (11)$$

$$I_{dyn\ Barre} = 2 \times I_{dyn} \quad (12)$$

*Tableau 8 : Tableau des Résultats des disjoncteurs*

| Élément | Niveau de tension (kV) | Courant calculé $I_b$ (A) | Courant normalisé $I_N$ (A) | Courant de court-circuit $I_{cc}$ (kA) | Pouvoir de coupure $I_{th}$ (kA) | Pouvoir de fermeture $I_{dyn}$ (kA) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Travée Transformateur (HTB) | 90 | 192,45 | 200 | 23,17 | 25 | 65 |
| Cellule Transformateur (HTA) | 33 | 524,86 | 630 | 15,86 | 16 | 40 |
| Travée Ligne(HTB) | 90 | 495,13 | 630 | 23,17 | 25 | 65 |
| Jeu de barres (HTA) | 33 | 1049,73 | 2000 | 15,86 | 40 | 80 |
| Jeu de barres (HTB) | 90 | 990,26 | 2000 | 23,17 | 50 | 130 |

La valeur du courant normalisé pour les jeux de barres est une valeur majorée standard pour des raisons de sécurité, d'extensions futures et de conformité aux normes SONABEL.

En fonction des différentes positions des disjoncteurs nous avons trouvé différents pouvoir de coupure. La fiche technique du disjoncteur de la partie HTA est présenté en **Annexe 2**.

- **Séquence de manœuvre assignée**

Conformément à la norme CEI 62271-100, les disjoncteurs HTA et HTB doivent être capables d'exécuter des séquences de manœuvres successives sans dégradation de leurs performances. Ces séquences sont définies par des lettres représentant les opérations :

- ✓ O : Ouverture du disjoncteur
- ✓ CO : Fermeture suivie immédiatement d'une ouverture
- ✓ O-CO : Ouverture, suivie d'une fermeture puis d'une ouverture

La norme définit également des temps de manœuvre standards :

- ✓ Refermeture rapide : 0,3 s à 0,5 s
- ✓ Refermeture lente : environ 3 min

Pour le présent projet, la séquence de manœuvre retenue pour les travée lignes est : O - 0,3 s - CO – 3 min – CO.

Ce cycle de manœuvre permet au disjoncteur de traiter efficacement les défauts temporaires avec un réenclenchement rapide, tout assurant une succession complète d'opération lors de défauts persistants en cas de défaut persistants.

Concernant la protection des travées transformateur, un cycle de type O – 3min – CO est choisie. L'appareil procède initialement à l'ouverture pour éliminer le défaut, avant de se refermer automatiquement après une temporisation.

- ➢ **Sélectivité**

La sélectivité s'analyse en suivant le parcours de l'énergie depuis le réseau HTB jusqu'au départ HTA( voir **Figure 15**). Elle se base sur une coordination des protections et sur une répartition des capacités d'interruption des équipements. Au niveau HTB, les disjoncteurs des arrivées lignes ($I_N$ = 630 A, $I_{th}$ = 25 kA) sont réglés de manière à déclencher prioritairement en cas de défaut sur la ligne, tout en maintenant l'alimentation du jeu de barres. Le disjoncteur de la travée transformateur HTB ($I_N$ = 200 A, $I_{th}$ = 25 kA) présente des réglages encore plus simples, assurant son déclenchement rapide en cas de défaut sur le transformateur côté HTB. Par ailleurs, la hiérarchisation des pouvoirs de coupure renforce cette coordination. Le jeu de barres HTB, associé à des équipements de coupure, constitue une protection de secours capable d'interrompre des défauts plus importants si les protections en aval ne fonctionnent pas correctement. Au niveau HTA, la même logique s'applique. La cellule transformateur ( $I_N$ = 630 A, $I_{th}$ = 16 kA) déclenche avant les protections en amont en cas de défaut dans le transformateur ou immédiatement en aval.

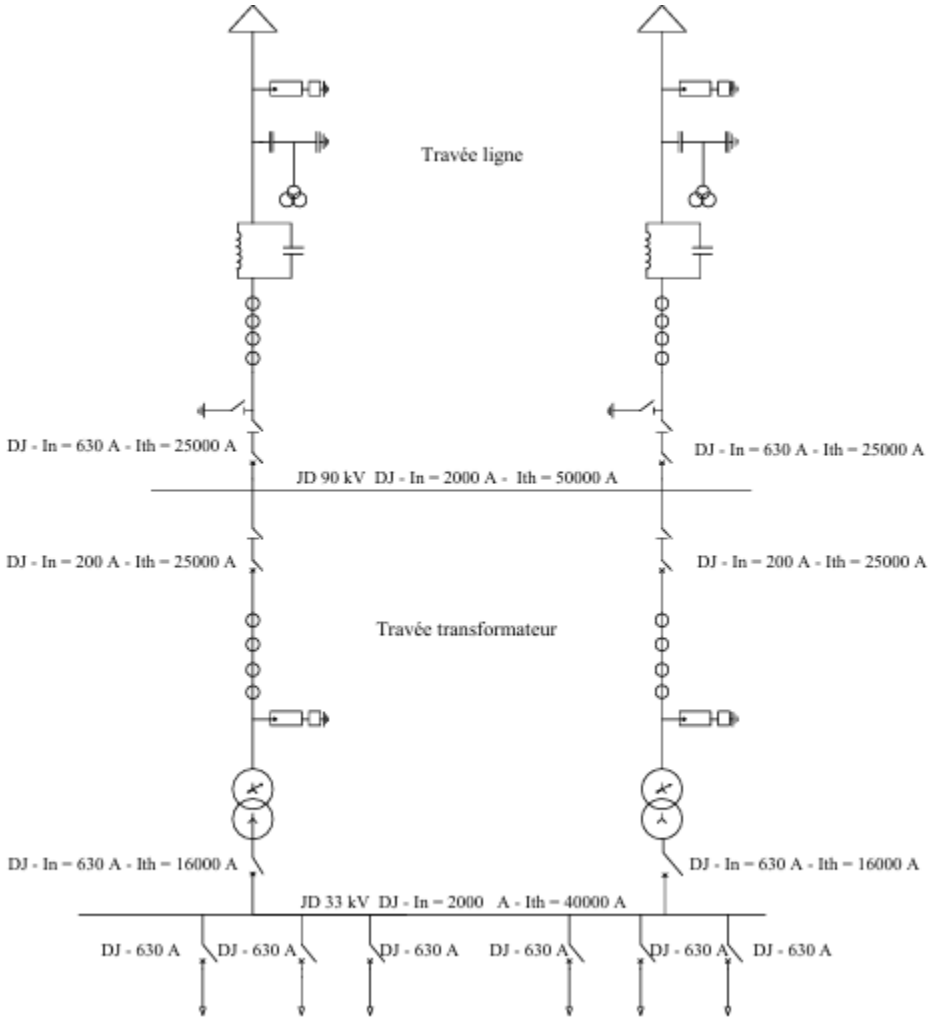



*Figure 15: Illustration de l'agencement des disjoncteurs*

## 2.2. Dimensionnement du sectionneur

Le sectionneur est dimensionné selon les mêmes critères électriques que le disjoncteur. Il doit supporter le courant nominal sans échauffement excessif et résister au courant de court-circuit jusqu'à l'ouverture du disjoncteur. Contrairement à ce dernier, il ne dispose pas de pouvoir de coupure et ne doit pas être actionné en charge. Ces caractérisques sont présentés dans le **Tableau** 9.

La fiche technique du sectionneur est présenté en **Annexe 3**.

*Tableau 9 : Résultats du dimensionnement du sectionneur*

| Élément | Niveau de tension (kV) | Courant calculé $I_b$ (A) | Courant normalisé $I_N$ (A) | Courant de court-circuit $I_{cc}$ (kA) |
|---|---|---|---|---|
| Travée Transformateur (HTB) | 90 | 192,45 | 200 | 23,17 |
| Cellule Transformateur (HTA) | 33 | 524,86 | 630 | 15,86 |
| Travée Ligne(HTB) | 90 | 495,13 | 630 | 23,17 |
| Jeu de barres (HTA) | 33 | 1049,73 | 2000 | 15,86 |
| Jeu de barres (HTB) | 90 | 990,26 | 2000 | 23,17 |

## 2.3. Dimensionnement du transformateur de courant

Le transformateur de courant est un dispositif qui permet de transformer un courant élevé du réseau en un courant faible et proportionnel, utilisable par les appareils de mesure et de protection.

Le dimensionnement du TC repose sur le choix de son courant primaire, de son courant secondaire, de son rapport de transformation, de sa classe de précision et de sa puissance de précision. Ces paramètres sont définis conformément aux recommandations de la norme CEI 60044-1 et de la CEI 61869-2, relatives aux transformateurs de mesure. Le **Tableau 11** résume les résultats du dimensionnement des TC de la travée ligne. L'ensemble des calculs détaillés, des autres TC du poste est présenté en **Annexe 4**.

- **Courant nominal au primaire du TC**

Le courant nominal primaire $I_{pn}$ d'un transformateur de courant dépend de la fonction de l'enroulement considéré, notamment les fonctions de mesures et comptage ou de protection. Ainsi, pour un même transformateur de courant, la valeur de $I_{pn}$ peut être différente selon l'usage.

— Enroulement de mesure et de comptage

Pour les fonctions de mesures et de comptage, le courant nominal primaire doit être supérieur au courant de service du circuit afin d'éviter toute surcharge du transformateur de courant en régime normal. Le critère suivant est appliqué :

$$I_{pn} \geq It \tag{13}$$

Où It représente le courant de transit maximal du circuit en régime permanent. En pratique, le calibre normalisé immédiatement supérieur à It est retenu.

— Enroulement secondaire de protection

Pour les fonctions de protection, le courant nominal primaire est déterminé de manière à garantir la non-saturation du transformateur de courant lors des courants de court-circuit. Le critère de choix s'exprime par la relation suivante:

$$I_{pn} \geq \frac{I_{cc}}{K_{scc}} \tag{14}$$

Avec $K_{scc}$ qui est le facteur de sécurité de saturation, généralement limité à une valeur maximale recommandée par le constructeur $K_{scc}$ = 50 [8]

- **Courant au secondaire du TC**

Le courant nominal secondaire est la valeur normalisée du courant de sortie du TC correspondant au courant nominal du réseau. Il constitue le signal exploité par les équipements de mesure et de protection. Les valeurs normalisées du courant secondaire sont généralement 1 A ou 5 A, selon le type d'installation et la configuration du poste électrique on peut l'observer dans le **Tableau 10**.

*Tableau 10 : Caractéristiques des courants au secondaire des TC*

| Courant secondaire(A) | Avantages | Inconvénients | Usage recommandé |
|---|---|---|---|
| 1 | Pertes réduites, câbles moins coûteux, précision élevée | Sensibilité accrue aux perturbations | Postes modernes, télécommandés, longues distances de câblage |
| 5 | Robuste, compatible avec les relais classiques | Pertes plus élevées dans les câbles | Installations classiques, distances courtes |

- **Rapport de transformation**

Le transformateur de courant (TC) est caractérisé par sa capacité à maintenir un rapport de transformation précis dans des conditions spécifiques de courant et de puissance, avec une marge d'erreur garantie.

$$K = \frac{I_{pn}}{I_{sn}} \tag{15}$$

- **Classe des TC**

Les TC sont répartis en deux grandes catégories selon leur fonction principale : les TC de mesure et les TC de protection. Ils sont classés selon des classes de précision, en fonction de leur domaine d'application.

**TC de mesure:**

- Classe 0,1 : Très grande précision utilisés pour les laboratoires, comptage dans les réseaux et les centrales de grande puissance.
- Classe 0,2 : Applications industrielles exigeant une grande précision, comptage et mesure.
- Classe 0,5 : Installations courantes, mesures standard.
- Classe 1 : Mesures industrielles générales.
- Classe 3 : Mesures où l'erreur de phase n'est pas critique.
- Classe 5 : Mesures simples, faible exigence de précision, erreur de phase non importante.

**TC de protection:**

- Classe 10Pa : Protections ampèremétriques (surcharges, surintensités).
- Classe 5Pa : Protections ampèremétriques ou protections homopolaires.
- Classe PX : Protections différentielles nécessitant une grande fidélité du signal (non linéarisées).

Pour les TC de protection, la désignation de la classe se compose de plusieurs éléments par exemple pour la classe 5Pa, le chiffre **5** correspond à l'erreur de précision exprimer en pourcentage, la lettre **P** indique que le TC est destiné à la protection et la lettre **a** représente le facteur limite de précision (FLP).

Les valeurs usuelles du FLP sont : 5, 10 ,15 ,20 et 30 [8].

Pour notre projet nous choisirons un FLP de 20 car elle correspond à la valeur la plus courante de fabrication, une classe de 0,2 pour les TC de mesure et une classe de 5Pa pour les TC de protection.

- **Puissance de précision des TC**

Un transformateur de courant possède 1 enroulement primaire et 3 enroulements secondaires, chacun destiné à une fonction spécifique (mesure, comptage, protection). Comme chaque fonction impose son propre niveau de précision et sa propre charge, chaque enroulement présente donc des exigences particulières. C'est pour cela que la puissance de précision doit être déterminée séparément pour chacun d'eux.

- ✓ Enroulement secondaire de mesure et Enroulement secondaire de comptage

La puissance de précision des enroulements de mesure et de comptage sont données par le relation suivante :

$$S = \mathrm{I_S^2} \times \mathrm{R_b} \tag{16}$$

Avec :

- $I_S$ = Courant au secondaire du TC
- $R_b$ = charge résistive connectée aux bornes secondaires

$$R_b = \mathrm{R_m} + \mathrm{R_f} \tag{17}$$

- $R_m$ = Résistance des différents appareils de mesure raccordés en série au TT

$$\mathrm{R_m} = \frac{\sum \text{consommations en VA}}{\mathrm{I_S^2}} \tag{18}$$

- $R_f$ = Résistance de câble

$$\mathrm{R_f} = \frac{\mathrm{L} \times 20}{\mathrm{S}} \tag{19}$$

- L = Longueur du câble entre le TC et les armoires de protection
- S = Section du câble

Une fois la puissance de précision trouver on passe à la vérification de la conformité des résultats :

$$S\ nécessaire < S\ normalisé\ retenu < 4 * S\ nécessaire$$

- ✓ Enroulement de protection

La puissance de précision de l'enroulement de protection est donnée par le relation suivante :

$$S = \left(\frac{U_{al}}{I_{sn} \times Flp} - R_{CT}\right) \times I_{sn} \quad (20)$$

Avec :

$$U_{al} = I_{PSC} \times \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \times Ktd \times R_S \quad (21)$$

- $U_{al}$ : tension limite de précision
- $I_{PSC}$ : Courant de court-circuit primaire pour le quelle on souhaite la non saturation du TC.
- $I_p$ : Courant nominal primaire
- Ktd : Facteur de dimensionnement (Ktd = 1)
- $R_S$ : Résistance dans la boucle secondaire ( $R_S = \mathrm{R_{CT}} + \mathrm{R_b}$)
- $R_{CT}$ : Résistance au secondaire du TC ($R_{CT} = 0{,}4\ \Omega/Km$)

*Tableau 11 : Résultats du dimensionnement des TC coté travée ligne*

| TC travée ligne 90 kV | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Noyau 1 et 2 | Rapport de transformation | Classe | Type de relais | Fonction de protection | Puissance Relais | $U_{al}$ | FLP | Rs | Charge totale (VA) | S nominal choisi (VA) |
| Enroulement de protection | 500-1000 /1 | 5P | Schneider : P142 | 50/51,50N/51N,67/67N | 0,22 | 106 | 20 | 1,72 | 4,9 | 15 |
| Enroulement de protection | 500-1000 /1 | 5P | SIFAN : CSC-101 | 21/21N,50/51,FL,25,67/67N,50/51N,25/59,79,32,74,50BF | 0,15 | 42 | 20 | 0,84 | 1,7 | 5 |
| Noyau 3 | Rapport de transformation | Classe | Type de relais | Fonction de protection | Puissance Relais | $\mathrm{R_m}$ | $\mathrm{R_f}$ | $\mathrm{R_b}$ | Charge total (VA) | S nominal choisi |
| Enroulement de comptage | 500-1000/1 | 0,2 | SL7000 | Compteur | 0,2 | 10,21 | 0,45 | 10,66 | 10,66 | 15 |
| | | | Shark 40 | Compteur | 10 | | | | | |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | SIFANG: CSI-200EA | BCU | 0,01 | | | | | |

## 2.4. Dimensionnement des transformateurs de tensions

Le dimensionnement d'un transformateur de tension TT s'effectue conformément aux prescriptions de la norme CEI 61869-3 qui définit les exigences techniques et les conditions de précision applicables à ces équipements. Dans le cadre de notre projet le transformateur de tension comporte 2 enroulements secondaires indépendants, chacun destiné à accomplir une fonction précise. Tout comme le TC, le dimensionnement du TT repose sur le choix de la tension assignée au secondaire, de son rapport de transformation, de sa classe de précision et de sa puissance de précision.

- **Le choix de la tension assignée au secondaire**

La tension assignée au secondaire du TT est généralement fixé à 100 ou 110 V. Dans notre étude nous fixerons la tension au secondaire à 110 V car c'est le niveau de tension utilisé par la SONABEL.

- **Le rapport de transformation**

C'est le rapport entre la valeur de la tension au primaire et au secondaire du TT.

$$k = \frac{U_{ps}}{U_{sc}} \tag{22}$$

- **Classe de précision**
  - ✓ TT de mesure

Les transformateurs de tension (TT) de mesure sont sélectionnés selon les mêmes critères que les transformateurs de courant (TC) de mesure, car ils possèdent des classes de précision identiques.

  - ✓ TT de protection

Les classes de précision du TT de protection garantissent que les relais reçoivent une tension suffisamment exacte pour fonctionner correctement lors des défauts. Les classes courantes sont [9]:

- 3P = précision fiable, adaptée aux fonctions de protection qui doivent être sûr, comme les protections surtensions.
- 6P = précision moins exigeante, suffisante pour des protections moins critiques.

➢ **Puissance du TT**

Le choix de la puissance nominale d'un transformateur de tension (TT) repose sur la somme des puissances apparentes absorbées par l'ensemble des équipements connectés à ses bornes secondaires à laquelle s'ajoutent les pertes joules dans les câbles de raccordement.

Pour le dimensionnement, une puissance nominale de TT est d'abord retenue. Les puissances apparentes de tous les équipements raccordés au secondaire, y compris les pertes dans les câbles, sont ensuite calculées et additionnées. La puissance totale ainsi obtenue est enfin comparée à la puissance nominale du TT afin de vérifier que celui-ci est capable de supporter la charge connectée à son secondaire. Les valeurs des différents paramètres qui entre en jeu dans le calcul de puissance totale sont résumés dans la **Tableau 12**.

La charge totale du transformateur de tension est donnée par la relation :

$$\mathrm{S_{Total}} = \mathrm{S_{Cable}} + \sum \mathrm{S_{Equipement}} \tag{23}$$

Avec :

$$S_{cable} = I^2 \times R = \left(\frac{S_n}{U_s}\right)^2 \times \rho \times \frac{(L \times K)}{A} \tag{24}$$

Et $\mathrm{I} = \frac{\mathrm{S_n}}{\mathrm{U_S}}$ ; $S_n$ = 20 VA puissance nominale choisi du TT et $U_S = \frac{110}{\sqrt{3}}$ tension au secondaire du TT.

*Tableau 12 : Différentes données pour le calcul des TT*

| Paramètre | Résistivité spécifique du cuivre (Ω·mm²/m) | Section du conducteur (mm²) | Facteur de distance aller-retour | Longueur TT travée ligne→ Armoire BT (m) | Longueur TT jeu de barres 90 kV → Armoire BT (m) | Longueur TT jeu de barres 33 kV → Armoire BT (m) | Puissance normalisé Du TT (VA) | Tension au secondaire du TT (V) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Symbole | ρ | A | K | L | L | L | Sn | Us |
| Valeur | 0,0175 | 4 | 2 | 150 | 120 | 60 | 20 | 110/√3 |

- Pour L = 100 m on a $S_{cable}$ = 0,276 VA
- Pour L = 80 m on a $S_{cable}$ = 0,220 VA
- Pour L = 10 m on a $S_{cable}$ = 0,028 VA

Ces pertes sont ajoutées à la somme des puissances absorbées par les relais, compteurs et unités de commande connectés aux bornes secondaires du transformateur pour obtenir la charge totale $S_{Total}$.

Les calculs relatifs au dimensionnement du TT présenté en dans la **Tableau 13**Tableau 13 et en **Annexe 5**, **Annexe 6** ont permis de déterminer le rapport de transformation, la classe de précision, la puissance totale des appareils connectés au TT.

*Tableau 13 : Résultats de calcul des TT coté travée ligne*

| Noyau | Rapport de transformation | Classe | Capacité nominale (VA) | Type de relais | Fonction de protection | Puissance Relais | Puissance câble | Charge totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Noyau 1 | (90/√3) /(0,11/√3 ) | 0.2 | 20 | SL7000 | Compteur d'énergie | 0,2 | 0,28 | 10,49 |
| | | | | Shark 40 | Compteur | 10 | | |
| | | | | SIFANG: CSI-200EA | Compteur | 0,01 | | |
| Noyau 2 | (90/√3) /(0,11/√3 ) | 3P | 20 | SIFANG: CSC-101 | 21/21N,50/51, FL,25,67 /67N,50/51N ,25/59,79,32, 74,50BF | 0,15 | | 0,45 |
| | | | | Schneider: P142 | | 0,02 | | |

Le dimensionnement est jugé correct lorsque $S_{Total} < S_{nominal}$.

## 2.5. Dimensionnement des Parafoudres

Le parafoudre est un dispositif essentiel de protection contre les surtensions dans un poste électrique. Son rôle est de limiter la tension transitoire à un niveau compatible avec la tenue diélectrique des équipements isolants. Le dimensionnement d'un parafoudre consiste à déterminer ses différents paramètres à savoir, tension de fonctionnement continu (MCOV), tension nominale (Ur), courant de décharge nominal et énergie dissipée conformément aux normes CEI 60099-4 [10] et CEI 60099-5.

- **Tension de fonctionnement continu (MCOV)**

La tension de fonctionnement continue, notée MCOV représente la tension maximale autorisé entre les bornes du parafoudre pendant le fonctionnement normal du réseau. Selon la norme CEI 60099-5-5.2.2.7.2, le MCOV doit être supérieur à la tension continue phase-terre la plus élevée + 5 % pour la tension de sécurité. La valeur la plus élevée est la meilleure.

$$U_c > \frac{U_m}{\sqrt{3}} \times 1{,}05 \qquad (25)$$

*Tableau 14: Calculs des tensions de fonctionnement continu du parafoudre*

| Pour parafoudre coté HTB | Pour parafoudre coté HTA |
|---|---|
| $U_c > \frac{U_m}{\sqrt{3}} \times 1{,}05 = \frac{123}{\sqrt{3}} \times 1{,}05$ | $U_c > \frac{U_m}{\sqrt{3}} \times 1{,}05 = \frac{36}{\sqrt{3}} \times 1{,}05$ |
| $U_c = 75\ kV$ | $U_c = 22\ kV$ |

- **Tension nominal minimale requise ($U_r$)**

La tension nominale d'un parafoudre ($U_r$) il s'agit de la tension pour laquelle le parafoudre est conçu afin de résister sans dommage ni échauffement excessif à des conditions de service anormales. La tension nominale Ur doit être supérieure à la surtension temporaire phase-terre la plus élevée. La valeur la plus élevée est la meilleure, car cela signifie que le parafoudre peut supporter des conditions anormales pendant une longue période sans surchauffe.

Cependant, pour s'assurer que la tension nominale choisie reste adaptée à la fois au fonctionnement permanent et aux surtensions temporaires, la norme CEI 60099-4 recommande de vérifier deux conditions distinctes.

On calcule ainsi deux valeurs limites de tension nominale minimale, notées $U_{r1}$ et $U_{r2}$.

- $U_{r1}$ correspond à la tension minimale que le parafoudre doit supporter pendant une surtension temporaire (TOV) consécutive à un défaut à la terre.

Cette valeur se détermine selon la relation :

$$U_{r1} > \frac{U_m}{\sqrt{3}} \times \frac{k}{k_{tov,10s}} \qquad (26)$$

Où : k = facteur de défaut de terre, $k_{tov,10s}$ = facteur de défaut de terre pour TOV (surtension transitoire).

La condition de mise à la terre étant directement mise à la terre, la pratique habituelle est : k = 1,4 et $k_{tov,10s}$= 1,075 ( C'est TOV= $\frac{k}{k_{tov,10s}}$ =1,13 ).

*Tableau 15: Calculs des tensions $U_{r1}$*

| Pour parafoudre coté HTB | Pour parafoudre coté HTA |
|---|---|
| $U_{r1} > \frac{U_m}{\sqrt{3}} \times \frac{k}{k_{tov,10s}} = \frac{123}{\sqrt{3}} \times 1{,}3$ | $U_{r1} > \frac{U_m}{\sqrt{3}} \times \frac{k}{k_{tov,10s}} = \frac{36}{\sqrt{3}} \times 1{,}3$ |
| $U_{r1} = 93\ kV$ | $U_{r1} = 27\ kV$ |

- $U_{r2}$ quant à elle, est calculée à partir de la tension de fonctionnement continu minimale requise (MCOV). Elle introduit une marge de sécurité de 25 % afin d'éviter toute conduction du parafoudre en régime normal :

$$U_{r2} > 1{,}25 \times U_c \tag{27}$$

*Tableau 16: Calculs des tensions$U_{r2}$*

| Pour parafoudre coté HTB | Pour parafoudre coté HTA |
|---|---|
| $U_{r2} > 1{,}25 \times U_c = 1{,}25 \times 75$ | $U_{r2} > 1{,}25 \times U_c = 1{,}25 \times 22$ |
| $U_{r2} = 93{,}75 \cong 94\ kV$ | $U_{r2} = 27{,}5\ kV$ |

La tension nominale finale à retenir pour le dimensionnement doit donc satisfaire la condition suivante :

$$U_r > (U_{r1}, U_{r2}) \tag{28}$$

Cette double vérification garantit que le parafoudre choisi offre une protection fiable et une bonne tenue thermique aussi bien en régime normal qu'en situation de surtension temporaire.

- Pour 90 kV nous proposons $U_r = 102\ kV$
- Pour 33kV nous proposons $U_r = 36\ kV$

➢ **Courant de décharge**

Selon la norme CEI 60099-5, le choix du courant de décharge nominal dépend du niveau de tension du système et des conditions environnementales.

Pour les installations importantes ou situées dans des régions à forte densité de foudroiement ou à résistance de terre élevée, il est recommandé d'utiliser des parafoudres ayant un courant de décharge nominal de 10 kA, offrant ainsi une meilleure marge de protection.

De plus, pour les systèmes dont la tension la plus élevée se situe entre 72,5 kV et 245 kV, la norme préconise généralement des parafoudres de 10 kA.

- **Energie du parafoudre**

L'énergie dissipée dans un parafoudre lors d'un coup de foudre ou d'une commutation doit être inférieure à sa capacité énergétique. Les équations suivantes permettent de vérifier cette condition conformément à la norme CEI 60099-5.

— Energie dissipé lors d'un coup de foudre

Lorsqu'un coup de foudre frappe ou s'approche d'une ligne électrique, une onde de surtension se propage vers le poste. Le parafoudre doit alors absorber et dissiper l'énergie associée à cette surtension pour limiter la tension aux bornes des équipements à un niveau supportable. Cette énergie dépend de l'amplitude de la surtension, de l'impédance de la ligne et de la durée du phénomène.

L'énergie absorbée lors d'un coup de foudre direct est calculée selon la formule de la norme CEI 60099-5 :

$$W = \left[2 \times U_f - N \times U_{pl}\left(1 + ln\frac{2U_f}{U_{pl}}\right)\right] \times \frac{U_{pl} \times T_1}{Z} \qquad (28)$$

Où :

- $U_{pl}$ : est le niveau de protection contre les coups de foudre du parafoudre,
- $U_f$ : est la tension de contournement négative de l'isolation de la ligne,
- Z : est l'impédance de surtension de ligne,
- N : est le nombre de lignes connectées au parafoudre,
- $T_1$ : est la durée équivalente du courant d'un éclair (typiquement $3\times10^{-4}$ s).

Les données utilisés pour les calculs sont détaillées en **Annexe 7**.

— Energie dissipé lors d'une commutation

Durant les cycles d'ouverture et de fermeture, des pics de tension temporaires se manifeste sur le réseau. Même si le niveau reste habituellement plus faible qu'une décharge atmosphérique, leur longue durée peut engendrer une quantité d'énergie importante. Le parafoudre doit également être capable d'absorber cette énergie sans dégradation.

D'après la norme IEC 60099-5, l'énergie absorbée pendant une manœuvre de commutation est donnée par :

$$W_s = 2 \times U_{ps}\left(U_e - U_{ps}\right) \times \frac{T_w}{Z} \tag{29}$$

Où :

- $W_s$ : Énergie dissipée lors de la commutation (kJ)
- $U_{ps}$ : Niveau de protection contre les impulsions de commutation ($U_{res}$) (kV)
- $U_e$ : Amplitude de la surtension de manœuvre (kV)
- $T_w$ : Temps de parcours de l'onde le long de la ligne (s)
- $Z$ : Impédance de surtension de la ligne (Ω)

L'amplitude de la surtension de manœuvre est calculée selon IEC 60071-2 :

$$U_e = 3{,}4 \times \frac{U_m}{\sqrt{3}} \times \sqrt{2} \tag{30}$$

Fonction de la longueur de ligne le temps de parcours s'exprime de la manière suivante :

$$T_w = \frac{L_{ligne}}{V_{onde}} \tag{31}$$

Pour une longueur maximale de ligne de 100 km et une vitesse de propagation proche de celle de la lumière (≈ 300 000 km/s), on obtient $T_w$ = 3.33×10⁻⁴ s.

Les données de calculs sont présentées en **Annexe 8**.

À partir des paramètres introduits dans les tableaux en annexe, les résultats des calculs d'énergie sont regroupés dans le **Tableau 17** afin d'évaluer la conformité énergétique des parafoudres.

*Tableau 17 : Résultat de la vérification de l'énergie du parafoudre*

| Type de sollicitation | Parafoudre 90 kV | Parafoudre 33 kV | Critère |
|---|---|---|---|
| COUP DE FOUDRE | | | |
| Énergie calculée $W_f$ (kJ) | 61.26 | 17.52 | < E |
| Capacité énergétique E (kJ) | 816 | 288 | - |
| Validation | CONFORME | CONFORME | $W_f$ < E |
| COMMUTATION DE LIGNE | | | |
| Énergie calculée $W_s$ (kJ) | 44.4 | 3.3 | < E |
| Capacité énergétique E (kJ) | 816 | 288 | - |
| Validation | CONFORME | CONFORME | $W_s$ < E |

Le dimensionnement technique du poste 90/33 kV a permis de retenir 2 transformateurs de 30 MVA en configuration N-1, garantissant une alimentation fiable pour la charge de 21 MW du Technopôle. Les équipements de protection ont été dimensionnés conformément aux normes CEI et aux standards SONABEL. Le schéma unifilaire retenu assure la continuité de service par alimentation depuis deux sources HTB. Ces résultats techniques constituent la base solide pour aborder maintenant le dimensionnement des services auxiliaires et des câbles de liaison.

# CHAPITRE 4 : DIMENSIONNEMENT DES SERVICES AUXILIAIRES DU POSTE ELECTRIQUE ET CALCUL DE LA SECTION DES CONDUCTEURS

Les services auxiliaires (SA) assurent la continuité de service et la fiabilité du poste électrique, en assurant l'alimentation des équipements de contrôle, commande et protection même en cas de défaillance de la source d'alimentation principale.

L'objectif de cette partie est de dimensionner les composants des SA, en s'appuyant sur l'analyse des charges du poste. Ces charges se distinguent en deux catégories :

- Les charges alternatives (CA)
- Les charges continues (CC)

Pour dimensionner les services auxiliaires du poste, nous allons procéder en deux étapes principales, correspondant aux deux types de charges identifiées (CA et CC).

Dans un premier temps, nous allons effectuer le bilan de puissance des charges CC. Ce calcul consiste à déterminer l'énergie nécessaire pour alimenter les équipements essentiels pendant la durée d'autonomie donnée. Ce besoin énergétique nous permettra ensuite de dimensionner la capacité des batteries, en tenant compte de la tension du système, de l'autonomie souhaitée et des facteurs de décharge.

Dans un second temps, nous allons réaliser le bilan de puissance des charges CA. Cette évaluation permettra d'estimer la consommation totale des équipements alimentés en courant alternatif. À partir de cette puissance totale, nous allons choisir le Transformateur de Services Auxiliaires (TSA) adapté, en s'assurant que sa puissance nominale couvre l'ensemble des charges tout en prévoyant une marge de sécurité.

## 1. Charges CC

Le système CC d'un poste électrique est composé de batteries, de chargeur-redresseur et du tableau de distribution. Les batteries assurent l'alimentation de secours des charges essentielles pendant plusieurs heures. Les technologies de batteries les plus rencontrées pour cet usage sont celles de type Ni-Cd et Plomb-Acide, les premières étant plus résistantes aux fortes températures, elles

seront choisies pour notre dimensionnement. Le chargeur-redresseur convertit le CA en CC pour alimenter les charges, tout en gardant les batteries en charge d’entretien ou en les rechargeant lorsqu’elles sont déchargées. Le tableau CC répartit ensuite cette énergie vers les différents équipements de commande et de protection. Deux niveaux de tension sont généralement utilisés : 127 V CC, destiné aux commandes des disjoncteurs, aux relais de protection et au contrôle-commande, et le 48 V CC, réservé aux équipements de télécommunication et de supervision. La première étape du dimensionnement des charges CC consiste à établir le bilan de puissance des charges 127 V CC selon deux catégories distinctes : les charges continues, fonctionnant en permanence pendant toute la durée d'autonomie choisie qui est de 6 h et les charges non continues, s'activent temporairement lors des manœuvres spécifiques, comme les bobines de déclenchement et de fermeture des disjoncteurs. Ce recensement, qui sépare les charges utilisés pour dimensionner la capacité des batteries de celles pour dimensionner les courants de pointe, il permet de déterminer le profil de consommation nécessaire au calcul du système.

## 1.1. Les charges alimentées en 127 V CC

### 1.1.1. Les charges continues alimentées en 127 V

Les charges continues CC regroupent l’ensemble des équipements fonctionnant sans interruption durant la période d’autonomie retenue, fixée à 6 heures. Leur consommation constitue la base du bilan de puissance en 127 V CC et intervient directement dans le dimensionnement de la capacité des batteries.

Le système de batteries destiné à l’alimentation 127 V CC est constitué de 90 cellules nickel-cadmium montées en série. En fin de décharge, chaque cellule présente une tension minimale de 1,0 V, soit une tension minimale globale de 132,2 V.

Le **Tableau 18** présente le bilan de puissance des charges continues alimentées en 127 V CC.

*Tableau 18 : Bilan de puissance des charges continue alimenté en 127 V*

| | Equipements | Quantité | Puissance Unitaire (W) | Puissance Total (W) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Armoire passerelle de communication | 1 | 145 | 145 |
| 2 | Armoire de commande commune | 1 | 200 | 200 |
| 3 | Armoire de protection transformateur | 2 | 200 | 400 |
| 4 | Armoire de commande du transformateur | 2 | 55 | 110 |
| 5 | Armoire de protection de la ligne de 90 kV | 2 | 145 | 290 |
| 6 | Armoire de commande de la ligne de 90 kV | 2 | 55 | 110 |
| 7 | Armoire d'enregistrement des défauts de la ligne | 2 | 120 | 240 |
| 8 | Armoire de mesure d'énergie | 2 | 20 | 40 |
| 9 | Relais de protection 33 kV | 1 | 550 | 550 |
| 10 | Eclairage salle de commande | 1 | 1000 | 1000 |
| | Total CC (L1) | | | 3085 |

### 1.1.2. Les charges non continues alimenté en 127 V CC

Les charges non continues regroupent les équipements sollicités uniquement lors des manœuvres d'exploitation ou en situation de défaut. Bien que leur durée de fonctionnement soit courte, elles génèrent des appels de courant élevés et influencent le dimensionnement du système 127 V CC. Leur prise en compte permet d'identifier les courants de pointe susceptibles d'être demandés à la batterie. Dans ce cadre, plusieurs hypothèses de fonctionnement liées aux différentes manœuvres des disjoncteurs sont examinées ci-après et sont présenté dans le **Tableau 19**.

- **Déclenchement de disjoncteur (un après l'autre)**

Lorsqu'un défaut est détecté sur une ligne ou un transformateur, la bobine de déclenchement du disjoncteur concerné est alimentée afin d'assurer son ouverture. Bien que cette manœuvre soit de très courte durée, elle engendre une demande de puissance instantanée élevée.
Dans le cas du poste de Kokologho comportant 2 travées lignes, le dimensionnement retient le déclenchement successif des disjoncteurs, chacun présentant un temps d'action inférieur ou égal à 50 ms. Ainsi, le temps total théorique de déclenchement n'excède pas 200 ms. Toutefois, afin d'intégrer les temps de réponse des relais auxiliaires et d'adopter une hypothèse conservative, une durée équivalente de 1 s est retenue pour le calcul.

- **Fermeture disjoncteur**

Pour remettre un disjoncteur en service, la bobine de fermeture reçoit une impulsion courte consommant un courant élevé durant l'ordre de fermeture. Pour le poste de Kokologho, on considère la fermeture consécutive des disjoncteurs des travées lignes 90 kV pour une durée de 2 s.

- **Rechargement des ressorts**

Après chaque fermeture, le mécanisme d'accumulation d'énergie du disjoncteur doit être rechargé afin de garantir sa disponibilité pour de futures manœuvres. Cette opération, réalisée par un moteur électrique, se caractérise par une durée plus longue et une sollicitation significative du système CC.

Dans le cas du poste de Kokologho à 2 travées lignes, le dimensionnement retient le rechargement successif des disjoncteurs, chaque recharge nécessitant un temps d'environ 0,5 min. Le temps total de rechargement sera d'environ 2 min pour les disjoncteurs.

- **Déclenchement de plusieurs disjoncteurs en même temps**

En cas de défaut majeur sur le jeu de barres 90 kV, plusieurs disjoncteurs doivent s'ouvrir simultanément afin d'isoler immédiatement la zone affectée et d'éviter la propagation de la perturbation au reste du poste. Cette situation constitue le cas de charge le plus contraignant pour le système 127 V CC, en raison de l'alimentation simultanée des bobines de déclenchement et des relais associés.

Notre poste comportant 4 travées 90 kV, le dimensionnement considère le déclenchement de tous les disjoncteurs raccordés au jeu de barres. L'ouverture réelle ne dure que quelques dizaines de millisecondes, mais nous choisirons une durée de 1 s afin d'intégrer les temps de réponse des protections et d'assurer une plage de sécurité suffisante.

Les hypothèses présentées ci-dessus représentent les cas de fonctionnement les plus contraignants du système 127 V CC. Elles servent de base à l'établissement du profil de charge, lequel combine les charges continues et non continues afin de déterminer la capacité réellement sollicitée sur la batterie.

*Tableau 19 : Bilan de puissance des différentes hypothèses de fonctionnement*

| No. | Equipements | Quantité | Puissance unitaire (W) | Puissance total (W) |
|---|---|---|---|---|
| Déclenchement de disjoncteur l'un après l'autre | | | | |
| 1 | Bobine de déclenchement du disjoncteur | 6 | 212 | 1272 |
| 2 | Relais auxiliaire | 6 | 3 | 18 |
| Total (L2) | | | | 1290 |
| Fermeture de disjoncteur | | | | |
| 3 | Bobine de fermeture du disjoncteur | 6 | 212 | 1272 |
| 4 | Relais auxiliaire | 6 | 3 | 18 |
| Total (L3) | | | | 1290 |
| Recharge de ressort | | | | |
| 5 | Recharge du ressort | 6 | 400 | 2400 |
| Total (L4) | | | | 2400 |
| Déclenchement de plusieurs disjoncteurs en même temps | | | | |
| 7 | Bobine de déclenchement du disjoncteur | 8 | 212 | 1696 |
| 8 | Relais auxiliaire | 8 | 3 | 24 |
| Total (L5) | | | | 1720 |

### 1.1.3. Etablissement du profil de charge du système 127 V CC

Le profil de charge regroupe l'ensemble des charges continues et non continues selon les différentes hypothèses de fonctionnement, avec leurs durées respectives, afin de représenter le cycle réel de consommation du système 127 V CC nous avons établi le **Tableau 20.**

*Tableau 20 : Valeur d'établissement du profil de charge*

| Profil de Charge | Description de la Charge | Puissance (W) | Courant (A) | Durée (min) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Charge Continue Seule (L1) | 3085 | 24,29 | 360 |
| 2 | Charge Continue (L1) + Charge bobine de Déclenchement du DJ (L2) | 4375 | 34,45 | 0.017 |
| 3 | Charge Continue (L1) + Charge bobine de Fermeture du DJ (L3) | 4375 | 34,45 | 0.033 |
| 4 | Charge Continue (L1) + Charge d'Armement du Ressort (L4) | 5485 | 43,19 | 2 |
| 5 | Charge Continue (L1) + Charge de Déclenchement de tous les DJ (L5) | 4805 | 37,84 | 0.017 |

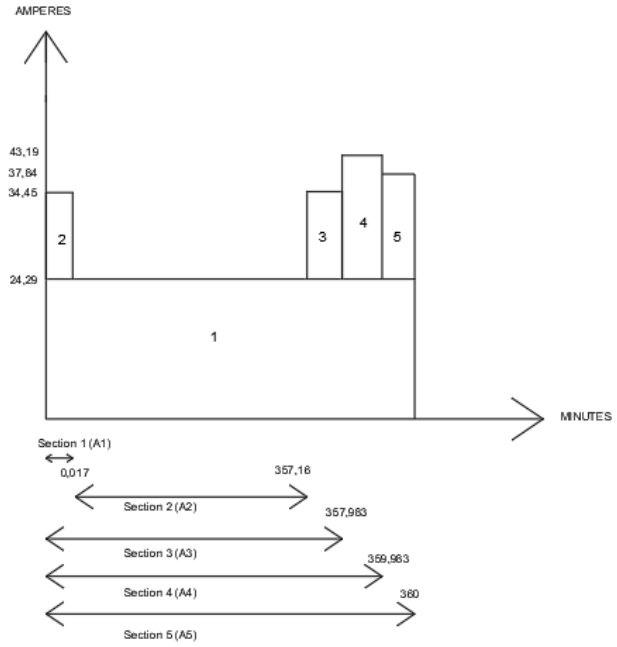



*Figure 16 : Profil de charge 127 V CC*

À partir du profil de charge ainsi défini, la capacité consommée sur la batterie est calculée pour chaque période de fonctionnement.

Le calcul de la capacité consommée permet de déterminer la quantité d'énergie fournie par la batterie durant chaque période du profil de charge.

$$C_i = I_i \times T_i \quad (25)$$

Où :

- Ci : capacité consommée durant la période i (Ah),
- Ii : courant total de la période i (A),
- Ti : durée de la période i en heures (min/60)

La capacité totale de la batterie est ensuite obtenue en sommant les contributions de toutes les périodes :

$$C_{TOTAL} = \sum_{i=1}^{n} C_i \quad (26)$$

Ce calcul présenté dans le **Tableau 21** représente la quantité minimale d'énergie que la batterie doit stocker pour assurer l'alimentation de l'ensemble des charges pendant toutes les séquences de fonctionnement prévues.

*Tableau 21 : Capacité des batteries*

| Profil de charge | Période | Courant (A) | Durée (min) | Capacité (Ah) |
|---|---|---|---|---|
| Section 1 | L1+L2 | 34,45 | 0,017 | 0,01 |
| Section 2 | L1 | 24,29 | 357,899 | 144,89 |
| Section 3 | L1+L3 | 34,45 | 0,067 | 0,04 |
| Section 4 | L1+L4 | 43,19 | 2 | 1,44 |
| Section 5 | L1+L5 | 37,84 | 0,017 | 0,01 |
| Total | | | | 146,39 |

Toutefois, cette capacité correspond à une valeur théorique et ne tient pas compte de l'influence de la vitesse de décharge sur la capacité réellement disponible.

- **Détermination du facteur de capacité Kt**

La capacité totale consommée calculée à partir du profil de charge représente la capacité minimale théorique de la batterie. La capacité réellement disponible dépend de la vitesse de décharge. Le facteur de capacité Kt, déterminé à partir des données constructeur et conformément à la norme

IEEE 1115-2014 [11], permet de corriger cette valeur et d'obtenir une capacité représentative des conditions réelles de décharge du système.

Pour une durée présente dans la table du constructeur Kt est donnée par la relation :

$$Kt = \frac{C_{nominal}}{I_{disponible}} \tag{27}$$

Pour une durée non présente dans la table du constructeur situé entre $T_1$ et $T_2$ ; Kt se calcule par interpolation linéaire à partir de la formule suivante :

$$Kt = K_{T_2} - \left(K_{T_2} - K_{T_1}\right) \times \frac{T - T_1}{T_2 - T_1} \tag{28}$$

Conformément à la norme IEEE 115, le choix du facteur Kt dépend du temps total de décharge écoulé depuis le début du cycle de service jusqu'au début de chaque période considérée, et non de la durée propre de cette période. Ce temps traduit l'état d'avancement de la batterie au moment de l'appel de courant.

Pour une autonomie totale de 360 minutes, le **Tableau 22** présente le calcul des facteurs Kt pour les temps de décharge cumulés. Les valeurs utilisées pour la détermination du facteur de capacité Kt sont issues du catalogue du fabricant GNZ  présenter en **Annexe 9**, relatif aux caractéristiques de décharge des cellules nickel-cadmium

*Tableau 22 : Détermination du facteur de capacité*

| Temps de décharge T(min) | Temps $T_1$ (min) | Temps $T_2$ (min) | Courant de décharge pour $T_1$ (A) | Courant de décharge pour $T_2$ (A) | Facteur $Kt_1$ pour temps $T_1$ | Facteur $Kt_2$ pour temps $T_2$ | Facteur Kt |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0,017 | 0,017 | - | 520 | - | 0,29 | - | 0,29 |
| 2,017 | 1 | 15 | 360 | 200 | 0,42 | 0,75 | 0,42 |
| 2,084 | 1 | 15 | 360 | 200 | 0,42 | 0,75 | 0,42 |
| 357,16 | 300 | 480 | 38.8 | 24,4 | 3,87 | 6,15 | 4,58 |
| 357,983 | 300 | 480 | 38.8 | 24,4 | 3,87 | 6,15 | 4,58 |
| 359,983 | 300 | 480 | 38.8 | 24,4 | 3,87 | 6,15 | 4,63 |
| 360 | 300 | 480 | 38.8 | 24,4 | 3,87 | 6;15 | 4,63 |

D'après les calculs effectués dans le **Tableau 23** et selon la norme IEEE Std 1115-2014, la capacité de batterie requise pour notre poste 90/33 kV est de 118.95 Ah.

*Tableau 23: Calcul de la capacité réelle de la batterie 127 V CC*

| Période (1) | Charge (2) | Variation de charge(3) | Durée de la période(4) | Durée jusqu'à la fin de la période(5) | Facteur de capacité (Kt) (6) | Facteur de correction de température (7) | Capacité requise (6) × (3) × (7) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | A1 = 34,45 | A1-0 = 34,45 | M1= 0,017 | t=M1+…+M5=360,00 | 4,63 | 1 | 159,5 |
| 2 | A2 = 24,29 | A2-A1 = -10,16 | M2 = 357,899 | t=M2+…+M5=359,983 | 4,62 | 1 | - 46,94 |
| 3 | A3 = 34,45 | A3-A2 = 10,16 | M3 = 0,067 | t=M3+…+M5=2,084 | 0,42 | 1 | 4,27 |
| 4 | A4 = 43,19 | A4-A3 = 8,74 | M4 = 2,00 | t=M4+M5=2,017 | 0,42 | 1 | 3,67 |
| 5 | A5 = 37,84 | A5-A4 = -5,35 | M5 = 0,017 | t=M5=0,017 | 0,29 | 1 | -1,55 |
| Total | | | | | | | 118,95 |

En tenant compte des marges de conception de 10 % et du facteur de vieillissement de 20 %, la batterie standard recommandée est 157,01 Ah. La batterie sélectionnée est GN 200 Ah.

### 1.1.4. Dimensionnement du chargeur-redresseur

Le chargeur-redresseur du système 127 V CC doit assurer simultanément l'alimentation des charges continues et la recharge de la batterie après décharge. Son dimensionnement est réalisé conformément à la norme IEEE Std 1115-2014.

Le courant nominal minimal du chargeur est donné par la relation suivante :

$$I_{chargeur} = K_c \times \left( I_{continu} + \frac{1{,}1 \times C_{batterie}}{T_{recharge}} \right) \quad (30)$$

Données :

- $K_C$ = 1,2 (marge de sécurité 20 %)
- $I_{Continue}$ = 24,29 A
- $C_{batterie}$ = 200 Ah
- $T_{recharge}$ = 10 heures

$$I_{chargeur} = 1{,}2 \times (24{,}29 + \frac{1{,}1 \times 200}{10})$$

$$I_{chargeur} = 55{,}55\ A$$

Le chargeur retenu est un chargeur 127 V CC de 60 A, correspondant à la valeur normalisée immédiatement supérieure, garantissant une alimentation fiable des charges continues et une recharge correcte de la batterie.

## 1.2. Charge alimenté en 48 V CC

Le système 48 V CC du poste de Kokologho n'alimente que des charges continues, contrairement au système 127 V CC. Au niveau de tension 48 V CC, seuls les équipements de télécommunication et de contrôle-commande sont alimentés, et ils fonctionnent en permanence tout au long de la durée d'autonomie retenue.

Le système de batteries 48 V est composé de 40 cellules nickel-cadmium connectées en série. Chaque cellule doit maintenir une tension minimale de 1,0 V en fin de décharge, ce qui correspond à une tension totale minimale de batterie de 43,2 V pour l'ensemble du système. Cette configuration assure une alimentation fiable des équipements de communication et de contrôle-commande, conçus pour fonctionner à une tension nominale de 48 V, même en conditions de décharge prolongée.

Le **Tableau 24** présente le bilan de puissance des charges alimentées en 48 V CC et leur consommation respective :

*Tableau 24 : Charge alimentés en 48 V CC*

| No. | Equipement | Unité | Puissance(W) | Puissance unitaire (W) | Puissance Total (W) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Armoire de système de communication optique | Émetteur-récepteur optique SDH-OSN1800V | 1 | 500 | 500 |
| | | Accéder à l'appareil PCM-AM3440 | 1 | 150 | 150 |
| | | Protégez le périphérique | 1 | 30 | 30 |

| No. | Equipement | Unité | Puissance(W) | Puissance unitaire (W) | Puissance Total (W) |
|---|---|---|---|---|---|
| | | d'interface SIEMENS SWT3000 | | | |
| 2 | Armoire du système de commutation | Routeur AR2240 | 1 | 300 | 300 |
| 3 | Armoire de transport | PLC | 1 | 50 | 50 |
| 4 | Armoire du système de commutation | PABX-OSBiz X8 | 1 | 300 | 300 |
| Puissance Total (L1) | | | | | 1330 |

### 1.2.1. Etablissement du profil de charge

Pour le système 48 V CC, l'établissement du profil de charge est plus simple que pour le 127 V CC, car il n'existe qu'une seule condition de fonctionnement : l'alimentation continue des équipements de télécommunication et de contrôle-commande pendant toute la durée d'autonomie retenue, fixée à 6 heures. Un tableau récapitulatif est établi afin de préciser cette hypothèse unique, ainsi que la durée de fonctionnement et le courant correspondant.

Le **Tableau 25** présente le profil de charge retenu pour le système 48 V CC :

*Tableau 25 : Profil de charge 48 V CC*

| Profile de charge | Description de la charge | Puissance (W) | courant (A) | Durée(min) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Charge (L1) | 1330 | 27.71 | 360.00 |

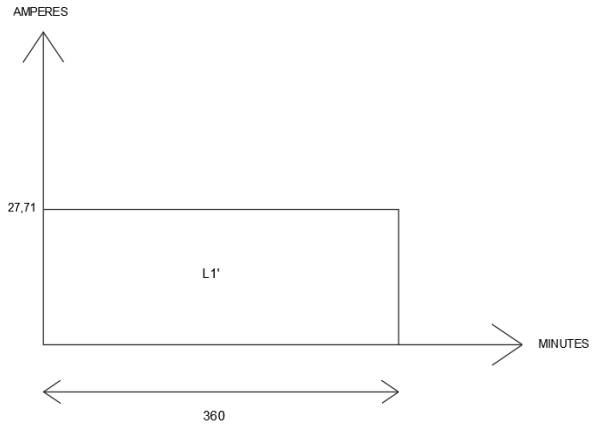



*Figure 17 : Profil de charge 48 V CC*

### 1.2.2. Calcul de la capacité de la batterie

Le calcul de la capacité nécessaire pour la batterie 48 V CC suit le même principe que pour le système 127 V CC, mais il est simplifié puisqu'une seule période de fonctionnement a été identifiée. Dans ce cas, la capacité consommée est obtenue directement en multipliant le courant total des charges continues par la durée d'autonomie retenue.

La capacité requise pour la batterie est donc donnée par :

$$C_i = I_{TOTAL} \times T \tag{30}$$

où

•$I_{TOTAL}$ est le courant total des charges continues (A).

• T est la durée d'autonomie, exprimée en heures.

Le **Tableau 26** présente le calcul de la capacité minimale calculé par la batterie 48 V CC sur la base du courant total des charges continues et de la durée d'autonomie retenue.

*Tableau 26 : Calcul de la capacité de la batterie*

| Période | Charges | total (A) | Durée (min) | Capacité retirée (Ah) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | L1 | 27.71 | 360.00 | 166.26 |
| Total | | | | 166.26 |

Cette capacité consommée par la batterie, évaluée à 166,26 Ah pour une autonomie de 6 h doit être corrigée afin de tenir compte de l'influence de la vitesse de décharge, conformément à la norme IEEE 1115.

- Détermination du facteur Kt

Le facteur de capacité Kt est calculé de la même manière que pour les batteries 127 V CC.
Dans le **Tableau 27** nous avons déterminé le facteur Kt à travers la méthode par interpolation linéaire.

*Tableau 27 : Détermination du facteur de capacité en 48 V CC*

| Temps de décharge t(min) | Temps $t_1$ (min) | Temps $t_2$ (min) | Courant de décharge pour temps $t_1$ (A) | Courant de décharge pour temps $t_2$ (A) | Facteur $Kt_1$ | Facteur $Kt_2$ | Facteur Kt |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 360 | 300 | 420 | 40,8 | 25,5 | 4,9 | 7,8 | 6,35 |

La capacité corrigée ainsi obtenue, après application du facteur Kt, de la marge de conception de 10 % et du un facteur de vieillissement de 20 % au courant total des charges continues nous permet d'obtenir une capacité de 232,25 Ah. La capacité normalisée immédiatement supérieur retenu est 250 Ah.

### 1.2.3. Dimensionnement du chargeur-redresseur 48 V CC

Selon la même approche utilisée pour le système 127 V CC, le dimensionnement du chargeur 48 V CC suit la formule IEEE 1115-2014

$$I_{chargeur} = K_c \times (I_{continu} + \frac{1{,}1 \times C_{batterie}}{T_{recharge}})$$

Données :

- $K_C$ = 1,2 (marge de sécurité 20 %)
- $I_{Continue}$ = 27,71 A (charges continues)
- $C_{batterie}$ = 250 Ah (batterie retenue)
- Trecharge = 10 h (temps de recharge souhaité)

$$I_{chargeur} = 1{,}2 \times (27{,}71 + \frac{1{,}1 \times 250}{10})$$

$$I_{chargeur} = 66{,}25\ A$$

Le chargeur retenu à un courant de 70 A qui est la valeur normalisée immédiatement supérieur.

## 2. Charges CA

Le système AC d'un poste électrique fournit le courant alternatif nécessaire au fonctionnement de tous les équipements auxiliaires. Il comprend :

- **Un transformateur auxiliaire** : il assure l'alimentation normale du poste.
- U**n groupe électrogène de secours** : il prend automatiquement le relais en cas de perte de la source principale afin de garantir la continuité de service.

### 2.1. Classification des charges CA

Les charges CA sont classées en trois groupes :

- **Charges de puissance** : ventilateurs, chargeurs CC, UPS ou onduleur de secours.
- **Charges de ventilation (HVAC)** : maintien de la température dans les armoires et la salle de contrôle.
- **Charges d'éclairage et de prise de courant** : pour l'exploitation du poste.

Le dimensionnement repose sur l'inventaire complet de ces charges et l'application de facteurs de correction adaptés.

### 2.2. Méthodologie de dimensionnement

Le dimensionnement des services auxiliaires CA repose sur l'inventaire exhaustif des charges et l'application de facteurs de correction adaptés :

- Un facteur de conversion K = 0,85 est appliqué uniquement aux charges de puissance afin de tenir compte du rendement et du facteur de puissance ;
- Les charges de climatisation et d'éclairage sont considérées résistives et ne nécessitent pas de correction ($cos\emptyset \approx 1$).

Les puissances sont ensuite additionnées pour déterminer :

- La capacité du groupe électrogène de secours ;
- La capacité du transformateur de service auxiliaire.

Etant donné que certaines charges des équipements ne sont pas disponibles actuellement nous avons supposé que les données issues d'autres projet similaires pouvaient être utilisées comme référence.

## 2.3. Dimensionnement du groupe électrogène

Le groupe électrogène de secours alimente uniquement les charges essentielles en cas de défaillance de l'alimentation normale. Les charges prises en compte sont l'éclairage de secours, les ASI (Alimentation sans interruption) et les chargeurs de batteries CC.

D'après **Tableau 28** la puissance active totale est 28,96 kW à laquelle nous appliquons le facteur de conversion pour trouver une puissance apparente requise de 24,62 kW.

*Tableau 28 : Calcul de la puissance du générateur*

| N° | Description | Charge (kW) |
|---|---|---|
| 1 | Éclairage de secours | 2 |
| 2 | Alimentation sans interruption(UPS) | 5 |
| 3 | Chargeur 127 V CC | 15,24 |
| 4 | Chargeur 48 V CC | 6,72 |
| Charge totale (P) | | 28,96 |
| Facteur de conversion (K) | | 0,85 |
| Puissance apparente | | 24,62 |

Les chargeurs de batteries constituent la part dominante de la charge, en raison du caractère critique des systèmes de protection et de commande.

Nous retenons un groupe électrogène, d'une capacité de 100 kVA, qui offre une marge de sécurité élevée, et qui prend en compte les charges futures.

## 2.4. Dimensionnement du transformateur de service auxiliaire

Le transformateur auxiliaire alimente l'ensemble des charges du poste en fonctionnement normal. Le tableau détaillant l'inventaire complet des charges et le calcul de la capacité requise se trouve en **Annexe 10**.

Les charges sont réparties comme suit :

- Charges de puissance : P1= 26,72 kW
- Charges de climatisation : P2 = 7,36 kW
- Charges d'éclairage et prises : P3 = 60,32 kW

La capacité minimale requise est donnée par :

$$S_{générateur} \geq \mathrm{K} \times (P_1 + P_2 + P_3) \quad (31)$$

$$S_{générateur} \geq 80{,}24\ kVA \text{ avec } K = 0{,}85$$

Afin de garantir la fiabilité de l'alimentation et de prendre en compte les extensions futures, un transformateur de service auxiliaire de 160 kVA est retenu.

# 3. Calcul des sections des câbles et Choix de la taille du jeu de barres

Le calcul des sections de câbles dans un poste 90/33 kV est une étape essentielle pour assurer la sécurité et la performance du réseau. Le choix des sections dépend de plusieurs paramètres tels que l'intensité admissible, la chute de tension, les contraintes thermiques en court-circuit et les conditions d'installation. Une bonne prise en compte de ces critères garantit la fiabilité du poste et sa conformité aux normes techniques.

## 3.1. Courant d'emploi

Le courant d'emploi représente le courant que le câble doit transporter en fonctionnement normal. Il constitue la base du dimensionnement et se calcule à partir de la puissance apparente à transiter et de la tension nominale du réseau.

Les courants d'emploi des différentes parties du poste ayant été préalablement déterminés (Voir **CHAPITRE 3 : ÉTUDE TECHNIQUE**), ils sont considérés comme connus et utilisés

directement comme données d'entrée pour le choix des sections de câbles, sans reprise des calculs intermédiaires.

## 3.2. Section minimale au court-circuit

Lors d'un court-circuit, le câble est traversé par un courant très élevé pendant un temps court. Cette contrainte provoque un fort échauffement du conducteur.

La vérification thermique au court-circuit permet de s'assurer que la section du câble est suffisante pour supporter l'effort thermique sans fusion ni détérioration de l'isolant, jusqu'au déclenchement des protections.

$$S = \frac{I_{CC} \times \sqrt{t}}{K} \tag{32}$$

Avec :

- $I_{CC}$ = Courant de court-circuit
- t = Durée maximale de court-circuit en seconde
- K = coefficient thermique du matériau conducteur, dépendant de la nature du conducteur et de son isolant.

Pour les câbles en cuivre avec isolant XLPE/EPR, le coefficient K vaut généralement 143 A/mm².

Cette section représente la valeur en dessous de laquelle le câble ne peut pas être dimensionné sous peine de destruction lors d'un court-circuit.

## 3.3. Courant admissible

Après avoir trouvé la section minimale, il faut vérifier qu'elle peut aussi transporter le courant nominal sans provoquer d'échauffement excessif. Comme le courant admissible d'un câble dépend des conditions d'installation, on applique des facteurs de correction pour tenir compte des différences entre la situation réelle et les conditions de référence utilisées par les constructeurs. Le courant admissible corrigé est donc obtenu en appliquant ces facteurs en fonction du type de pose de choisis selon la norme NFC 13-200_2009 [12].

Pour les câbles allant du transformateur 90/33 kV jusqu'au jeu de barres 33 kV sont posés dans un caniveau, ce qui nous amène à choisir le type de pose Air 41 pour une température de 40℃ qui nécessite l'application des facteurs de correction k1 et k10 (voir **Annexe 11**). Nous opterons pour le même type de pose pour les câbles allant du jeu de barres 33 kV au TSA. Pour les câbles allant du TSA au TGBT nous choisirons le type de pose Air 13 pour une température de 40℃ qui nécessite l'application des facteurs de correction k1, k2, k5, k7 (voir **Annexe 12**).

On obtient alors le courant admissible réel :

$$I_{adm} = \frac{I_N}{k_{global}} \tag{33}$$

Avec :

$$k_{global} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times \ldots\ldots \times k_{10}$$

Cette valeur de $I_{adm}$ sert ensuite de base pour choisir la section normalisée dans les catalogues des fabricants. Le **Tableau 29** récapitule les paramètres de dimensionnement et les courants admissibles calculés pour les différentes liaisons du poste :

*Tableau 29 : Calcul du courant admissible*

| Paramètre | Transfo-Jeu de barres 33 kV | Jeu de barres 33 kV - TSA | TSA-TGBT |
|---|---|---|---|
| Tension | 33 | 33 | 0,4 |
| Puissance transformateur (kVA) | 30 000 | 160 | 160 |
| Courant d'emploi (A) | 524,864 | 2,624 | 216,51 |
| Courant de court-circuit(A) | 25 000 | 25 000 | 8 000 |
| Temps de coupure admissible (s) | 1 | 1 | 1 |
| Facteur thermique du conducteur (K) | 143 | 143 | 143 |
| Longueur de câble (km) | 0,05 | 0,035 | 0,02 |
| Section minimale(mm2) | 174,825 | 174,825 | 55,944 |
| Facteur de température k1 | 0,91 | 0,91 | 0,8 |
| Facteur de pose k10 | 0,66 | 0,66 | 0,66 |
| k2 | - | - | 1 |
| k5 | - | - | 0,73 |

| Paramètre | Transfo-Jeu de barres 33 kV | Jeu de barres 33 kV - TSA | TSA-TGBT |
|---|---|---|---|
| k7 | - | - | 1 |
| Facteur global ($k_{global}$) | 0,60 | 0,60 | 0,385 |
| Courant admissible (A) | 873,899 | 4,369 | 561,712 |

## 3.4. Choix de la section normalisé dans le catalogue du constructeur

Une fois la section minimale et le courant admissible requis déterminés, on choisit la section du câble dans les catalogues des fabricants (voir **Annexe 13**). La section retenue doit être au moins égale à la section minimale calculée pour le court-circuit, et son courant admissible doit être supérieur ou égal au courant admissible requis. On prend donc la section normalisée qui respecte ces deux critères, généralement la section immédiatement supérieure. Si les courants sont très élevés, on peut aussi utiliser plusieurs câbles en parallèle.

Sur la base de ces critères, les sections normalisées suivantes ont été retenues dans les catalogues du constructeur NEXAN :

- Câble Transformateur 30 MVA - Jeu de barres 33 kV : Câble unipolaire de 300 mm² en cuivre avec 2 conducteurs par phase. Le courant admissible de chaque conducteur est de 452 A.
- Câble TSA 160 kVA - TGBT : Câble unipolaire de 185 mm² en cuivre avec 1 conducteur par phase. Le courant admissible du conducteur est de 512 A.
- Câble Jeu de barres 33 kV - TSA 160 kVA : Câble unipolaire de 150 mm² en cuivre avec 2 conducteurs par phase. Le courant admissible de chaque conducteur est de 296,5 A.

Ces sections normalisées respectent les exigences thermiques au court-circuit et garantissent le transport du courant nominal dans les conditions d'exploitation définies.

## 3.5. Vérification de la chute de tension

La chute de tension est vérifiée pour s'assurer que la tension au niveau des équipements reste dans les limites acceptables. Une chute de tension trop élevée peut entraîner des dysfonctionnements, une baisse de rendement des machines et un échauffement supplémentaire des câbles.

Cette vérification( voir **Tableau 30**) permet donc de confirmer que la section choisie garantit une qualité de tension satisfaisante et qu'elle reste dans les tolérances normatives ($\pm$ 5 %).

$$\Delta U = I \times \sqrt{3} \times L \times (Rcos\emptyset + Xsin\emptyset) \quad (34)$$

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U} \times 100$$

Avec :

- ΔU : chute de tension absolue le long du câble.
- U : tension nominale du réseau (en volts).
- I : courant qui circule dans le câble (en ampères).
- R : résistance linéique du conducteur, c'est-à-dire la résistance électrique du câble par unité de longueur (exprimée en Ω/km).
- X : réactance linéique du câble (en Ω/km).
- φ : déphasage entre la tension et le courant.
- L : longueur du câble en km

*Tableau 30 : Vérification de la chute de tension*

| Vérification de la chute de tension Câble en cuivre | | | |
|---|---|---|---|
| | Transfo-Jeu de barres 33kV | Jeu de barres 33kV - TSA | TSA-TGBT |
| Longueur du câble | 0,05 | 0,035 | 0,02 |
| cos phi | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| sin phi | 0,526 | 0,526 | 0,526 |
| R (Ω/km) | 0,124 | 0,099 | 0,070 |
| X (Ω/km) | 0,12 | 0,11 | 0,11 |
| Chute de tension (V) | 4,259 | 0,013 | 0,493 |
| Chute de tension (%) | 0,013 | 0,00004 | 0,123 |

Les chutes de tension calculées pour les trois liaisons sont toutes largement inférieures à la limite normative de ± 5 %. La liaison Transformateur-Jeu de barres 33 kV présente une chute de tension de 0,013 %, celle du Jeu de barres 33 kV-TSA est négligeable (0,00004 %), et la liaison TSA-TGBT affiche 0,12 %. Ces valeurs très faibles confirment que les sections de câbles retenues sont

correctement dimensionnées et garantissent une excellente qualité de tension aux bornes des équipements.

## 3.6. Choix de la section du jeu de barres

La section du jeu de barres est choisie en fonction du courant nominal qui le traverse et à partir des catalogues du constructeur. Pour un courant $I_N$ = 2 000 A ont choisi une connexion normalisée du Tube AGS 80×5 qui correspond à une section de 1 178 $mm^2$.(Voir **Annexe 14**)

Les services auxiliaires et les câbles de liaison constituent les éléments complémentaires indispensables au bon fonctionnement du poste. Ce chapitre dimensionne les systèmes CC et CA nécessaires à l'alimentation des équipements de contrôle-commande et de protection, puis détermine les sections des câbles et du jeu de barres en appliquant les méthodes normatives pour garantir le transit sécurisé de l'énergie électrique.

# CHAPITRE 5 : ESTIMATION FINANCIERE ET NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL

Dans cette partie nous allons tout d'abord, évaluer l'investissement requis pour la réalisation du poste 90/33 kV, ensuite elle aborde les impacts possibles du projet, que ce soit au niveau technique, environnemental ou social, afin de montrer les effets que pourrait provoquer la mise en service du poste dans la zone concernée.

## 1. Estimation financière du projet

L'estimation des coûts du poste 90/33 kV est basée sur le recensement des principaux équipements : jeux de barres, travées 90 kV, transformateurs, cellules HTA, système de contrôle-commande et SCADA. Les prix utilisés sont issus de valeur courantes du marché et intègrent le coût des équipements, leur montage et leur installation, ainsi que les pièces de rechange, associés marge destinée à couvrir la main d'œuvre et les imprévus. Les montants s'appuient sur les estimations techniques fournies par la DIPI/SONABEL pour des projets similaires. Le **Tableau 31** présente le coût total du poste.

*Tableau 31 : Récapitulatif devis*

| Équipement | Quantité | Coût unitaire (CFA XOF) | Coût total (CFA XOF) |
|---|---|---|---|
| Jeu de barres 90 kV | 1 | 8 753 940 | 8 753 940 |
| Travée ligne 90 kV | 2 | 706 009 760 | 1 412 019 520 |
| Transformateur de puissance 90/33 kV de 30 MVA | 2 | 489 747 505 | 979 495 010 |
| Travée transformateur 90/33 kV | 2 | 286 828 750 | 573 657 500 |
| Équipements intérieurs 33 kV (HTA) | Ens | 214 062 412 | 214 062 412 |
| Intégration au SCADA | 1 | 44 358 340 | 44 358 340 |
| Main-d'œuvre (15 %) | | | 484 852 008 |
| Total | | | 3 717 198 730 |

Le devis détaillé pour la réalisation du projet se trouve en **Annexe 15**.

# 2. Notice d'impact environnementale

Bâtir cette installation électrique pour assurer la connexion avec la ligne 90 kV provoquera certains effets sur l'environnement, surtout durant les phases de travaux et d'exploitation.

## 2.1. Impacts sur l'écosystème et la biodiversité

Les opérations de terrassement, d'élagage et d'aménagement des sols peuvent modifier les habitats naturels et menacer la faune et la flore locales. Les champs électromagnétiques générés par le poste et les lignes peuvent affecter certaines espèces animales, tandis que le bruit lié aux travaux peut perturber la faune avoisinante.

## 2.2. Impacts sur les sols et les ressources en eau

Les travaux de génie civil peuvent provoquer une dégradation des sols, avec des écoulements de sédiment qui rejoignent les cours d'eau environnant. De plus les produits employés sur le chantier et dans les équipements électriques comportent un danger de pollution des sols et des nappes phréatiques de mauvais traitement gestion des déchets.

## 2.3. Impacts visuels et sonores

L'installation du poste modifie le paysage et peut être perçue comme une altération visuelle, surtout dans les zones à valeur paysagère. Les travaux génèrent également des nuisances sonores temporaires pour les populations riveraines, notamment lors du forage, de l'installation des structures métalliques et du transport des matériaux.

## 2.4. Mesures d'atténuation

Protection de la faune et de la flore : choix minutieux de l'emplacement pour les espaces écologiques fragiles, dispositifs anticollision pour les oiseaux, reboisement réhabilitation des terrains impactés.

Préservation du sol et des ressources en eau : aménagement des cuves de récupération, contrôle strict du stockage et de l'utilisation des produits chimiques et hydrocarbures.

Réduction des nuisances visuelles et sonores : planification des travaux selon des horaires précis, mise en place de clôture ou barrières naturelles anti-bruit.

Ces mesures font partie intégrante du Plan de Gestion Environnementale (PGES situé en **Annexe** 16**,** visant à garantir une construction respectueuse de l’environnement et conforme aux normes en vigueur.

# CONCLUSION

Ce travail, réalisé au sein de la DEPI/SONABEL, avait pour objectif de concevoir et dimensionner un poste source 90/33 kV pour l'alimentation du Technopôle Pharmaceutique de Kokologho. Ce projet stratégique vise à renforcer la souveraineté pharmaceutique du Burkina Faso, actuellement dépendant à plus de 99 % des importations.

L'étude a permis d'atteindre les objectifs fixés. Nous avons défini une architecture en double antenne avec double jeu de barres 90 kV garantissant une continuité de service optimale. Le dimensionnement des équipements haute tension du poste notamment les disjoncteurs, les sectionneurs, les transformateurs de mesure, ainsi que les parafoudres a été effectué sur la base des prescriptions des normes CEI et des exigences de la SONABEL.

Sur la base du bilan de puissance établi, 2 transformateurs de puissance 90/33 kV d'une puissance de 30 MVA chacun ont été retenus pour une charge maximale de 21 MW. Ce choix permet non seulement d'assurer la continuité de service grâce à une configuration redondante, mais aussi d'anticiper les extensions futures du site. Par ailleurs les services auxiliaires alimentés en courant continu (127 V/48 V) ainsi qu'en courant alternatif ont été dimensionnés afin de garantir une autonomie de 6 heures conformément aux pratiques couramment admises dans les postes électriques de ce niveau de tension.

Le dimensionnement de la section des câbles a été fait de façon à respecter les contraintes thermiques et de sécurité du réseau. Enfin l'estimation financière globale du projet conduit à un coût d'investissement estimé à environ 4 milliards de francs CFA.

Cette infrastructure dépasse le cadre technique pour devenir un atout stratégique du développement industriel burkinabè. Elle garantit l'alimentation du Technopôle pharmaceutique, renforçant ainsi l'autonomie sanitaire nationale, tout en respectant l'environnement grâce aux mesures d'atténuation retenues. Ce stage nous a offert une expérience formatrice remarquable ce qui m'a permis de mettre mes connaissances théoriques en application.

Le dimensionnement du poste garantira la fiabilité et la continuité de service et participera au rayonnement du pays dans les secteurs énergétiques et pharmaceutiques.

# BIBLIOGRAPHIE


[1] « Cours M1-TDH – Équipement électrique : Chapitre 01, Production, transport et distribution de l'énergie électrique », Université Sultan Moulay Slimane, Génie électrique, Studocu. [En ligne]. Disponible : https://www.studocu.com/row/document/universite-sultan-moulay-slimane/genie-electrique/m1-tdh-cours-equipement-electrique/69471215.

[2] Henan Tano Cable Co., Ltd., « Quelle est la différence entre les conducteurs AAC, AAAC et ACSR », TANO CABLE, 24 août 2020. [En ligne]. Disponible : https://www.tanocable.com/news/233.html.

[3] Y. Dupuis, « Adaptation de la tension à l'utilisation », support de cours MELEC, 2016. [En ligne]. Disponible : https://yann-dupuis.canoprof.fr/eleve/De%20la%20production%20%C3%A0%20l%27utilisation/De%20la%20production%20%C3%A0%20l%27utilisation/3%20Adaptation%401/co/3_2_poste_livraison.html.

[4] Commission Électrotechnique Internationale (CEI), « CEI 60071-1 :2021 – Coordination de l'isolement – Partie 1 : Définitions, principes et règles », Genève, 2019. [En ligne]. Disponible : https://cdn.standards.iteh.ai/samples/66215/1cc268b5c922443a8eb3d5c7849db654/SIST-EN-IEC-60071-1-2021.pdf.

[5] Commission Électrotechnique Internationale (CEI), « Coordination de l'isolement – Partie 2 : Guide d'application », Genève, 2019. [En ligne]. Disponible : https://shop.electrosuisse.ch/cid/9QhwuA9XyIi7AGb7cqNKIT7asbo0F_pl_nAep14vEa0xG6vYN_pl_YgT_sl_yFfA2lLp3CvEak1YiQlvBEulyXRTTkN1o5uBlaBNBTWaNLmKfEIJyIPiDduLy3aoDyLmfZKjISbJN.htm.

[6] A. M. Boukar, « Dimensionnement électrique et mécanique de la ligne aérienne 225 kV PA–Diébougou », mémoire de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'ingénieur, Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), Ouagadougou, Burkina Faso, 2022. [En ligne]. Disponible : http://documentation.2ie-edu.org/cdi2ie/opac_css/doc_num.php?explnum_id=3812.

[7] D. DUFOURNET, « Appareillage électrique d'interruption HT (partie 1) », *Techniques de l'ingénieur Réseaux électriques et applications*, vol. base documentaire : TIP302WEB., nº réf. article : d4690. Editions T.I., 2001. doi: 10.51257/a-v1-d4690.

[8] MICROENER, « Définition des réducteurs de mesure – CT-7 », MICROENER, décembre 2012. [En ligne]. Disponible : https://www.microener.com/contenu/uploads/2012/12/CT-7-Définition-des-réducteurs-de-mesureA.pdf.

[9] « Concepts de base du projet électrique – Guide de conception MT Schneider », Université Pédagogique et Technologique de Colombie, 2025. [En ligne]. Disponible : https://www.studocu.com/co/document/universidad-pedagogica-y-tecnologica-de-colombia/conceptos-basicos-de-proyecto-de-electricidad/schneider-mv-design-guide/102275875.

[10] Commission Électrotechnique Internationale (CEI), « CEI 60099-4 : Parafoudres – Partie 4 : Parafoudres à oxyde métallique sans éclateurs pour réseaux à courant alternatif », Genève, s.d. [En ligne]. Disponible : http://pgparsco.com/wp-content/uploads/2024/12/IEC-60099-4.pdf.

[11] Institut des ingénieurs électriciens et électroniciens (IEEE), « IEEE 1115-2014 : Pratique recommandée IEEE pour le dimensionnement des batteries nickel-cadmium destinées aux applications stationnaires »,2014. [En ligne]. Disponible : https://fr.scribd.com/document/558065053/IEEE-1115-2014.

[12] AFNOR, « NF C 13-200 : Installations électriques à haute tension – Règles », 2009, corrigé mai 2010.

# ANNEXE

Annexe 1 : Caractéristique du transformateur de puissance 90/33 kV ..... IV
Annexe 2 : Fiche technique du disjoncteur HTA ..... V
Annexe 3 : Caractéristique techniques sectionneur HTA ..... VI
Annexe 4 : Résultats du dimensionnement des TC coté transformateur de puissance ..... VII
Annexe 5 : Dimensionnement TT jeu de barre 90 kV ..... VIII
Annexe 6 : Dimensionnement TT jeu de barre 33 kV ..... VIII
Annexe 7 : Données pour le calcul de l'énergie absorbé ..... IX
Annexe 8 : Données pour le calcul de l'énergie de commutation ..... IX
Annexe 9 : Catalogue GNZ ..... X
Annexe 10 : Inventaire complet des charges et calcul de la capacité ..... XI
Annexe 11 : Type de pose et numéro ..... XII
Annexe 12 : Type de pose ..... XIII
Annexe 13 : Catalogue choix de la section des câbles ..... XIV
Annexe 14 : Choix de la section du jeu de barre ..... XV
Annexe 15 : Devis ..... XVI
Annexe 16 : Plan de gestion environnementale et sociale ..... XX

*Annexe 1 : Caractéristique du transformateur de puissance 90/33 kV*

| N° | Caractéristique | Unité | Données |
|---|---|---|---|
| 1 | Transformateurs de puissance | | |
| 2 | Nombre d'enroulements | - | 2 |
| 3 | Puissance nominale (ONAN/ONAF) | MVA | 25/30 |
| 4 | Nombre de Phases | - | 3 |
| 5 | Fréquences | Hz | 50 |
| 6 | Refroidissement | - | ONAN/ONAF |
| 7 | Isolant | - | Huile minérale |
| 8 | Rapport de transformation | kV | 90/33 |
| 9 | Couplage | | YNyn0 |
| 10 | Tension du court-circuit en pour-cent 90/33kV | | |
| 11 | Enroulement 90 kV | | Etoile |
| 12 | Régleur en charge de type VACUTAP | % | ± 12 x 1,25 |
| 13 | Tension nominale | kV eff | 90 |
| 14 | Tension la plus élevée Um | kV eff | 123 |
| 15 | Isolation | | Uniforme |
| 16 | Tension de tenue au choc de foudre 1, 2/50 (ligne) | kV crête | 450 |
| 17 | Tension de tenue diélectrique 50 Hz (1 mn) (ligne) | kV eff | 185 |
| 18 | Mise à la terre du point neutre | - | Directe |
| 19 | Borne | - | Etoile |
| 20 | Enroulement 33 kV | | Etoile |
| 21 | Tension nominale | kV eff | 33 |
| 22 | Tension la plus élevée Um | kV eff | 52 |
| 23 | Mise à la terre | - | Neutre impédant |
| 24 | Isolation | | Uniforme |
| 25 | Tension de tenue au choc de foudre 1,2/50 (ligne) | kV crête | 250 |
| 26 | Tension de tenue diélectrique 50 Hz (1 mn) (ligne) | kV eff | 95 |
| 27 | Borne | | Boîte à câble à isolation dans l'air |

*Annexe 2 : Fiche technique du disjoncteur HTA*

| Circuit-breaker on Column | | OHB 24 | | OHB 36 | | OHB 40 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Standard | IEC 62271-100 | ■ | | ■ | | ■ | |
| Rated voltage | Ur [kV] | 24 | | 36 | | 40.5 | |
| Rated insulation voltage | Us [kV] | 24 | | 36 | | 40.5 | |
| Withstand voltage at 50 / 60 Hz | Ud (1 min) [kV] | 70 (dry) / 60 (wet) | | 95 (dry) / 80 (wet) | | 95 (dry) / 80 (wet) | |
| Impulse withstand voltage | Up [kV] | 150 | | 170/200 | | 200 | |
| Rated frequency | fr [Hz] | 50-60 | | 50-60 | | 50-60 | |
| Rated normal current (400C) | Ir [A] | 1250 | 2500 | 1250 | 2500 | 1250 | 2500 |
| Rated breaking capacity | Isc [kA] | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 |
| | | 31.5 | 31.5 | 31.5 | 31.5 | 31.5 | 31.5 |
| Rated short-time withstand current (3 s) | Ik [kA] | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 |
| | | 31.5 | 31.5 | 31.5 | 31.5 | 31.5 | 31.5 |
| Making capacity | Ip [kA] | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 |
| | | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 |
| Operation sequence | [0-0.3s-CO-3min-CO] | ■ | | ■ | | ■ | |
| Opening time | [ms] | 45±10 | | 45±10 | | 45±10 | |
| Arcing time | [ms] | 10-15 | | 10-15 | | 10-15 | |
| Total breaking time | [ms] | 55-60 | | 55-60 | | 55-60 | |
| Closing time | [ms] | <85 | | <85 | | <85 | |
| Overall dimensions | on frame | | | | | | |
| | H [mm] | 3090 – 3840 | | 3090 – 3840 | | 3090 – 3840 | |
| | L [mm] | 900 | | 900 | | 900 | |
| | P [mm] | 686 | | 686 | | 686 | |
| Weight | [Kg] | 900 | | 900 | | 900l | |
| $SF_6$ gas absolute pressure | Rated service value [kPa] | 380 | | 380 | | 550 | |
| Operating temperature (1) | [0C] | –25...+40 | | –25...+40 | | –25...+40 | |
| Tropicalisation | IEC: 60068-2-30, 721-2-1 | ■ | | ■ | | ■ | |
| Electromagnetic compatibility | IEC: 60694, 61000-6-2, 61000-6-4 | ■ | | ■ | | ■ | |
| Solar radiation | [W/m2] | 1000 | | 1000 | | 1000 | |
| Presence of pollution | IEC 815 - table 1 | Level III | | Level III | | Level III | |
| Creepage distance | [cm/kV] | 2.5 | | 2.5 | | 2.75 | |
| Ice coating | [mm] | 10 | | 10 | | 10 | |
| Wind speed | [m/s] | 34 | | 34 | | 34 | |
| Earthquake resistance | [g] | 0.3 | | 0.3 | | 0.3 | |
| Static force on the terminals | Longitudinal [N] | 750 | | 750 | | 750 | |
| | Transversal [N] | 500 | | 500 | | 500 | |
| | Vertical [N] | 750 | | 750 | | 750 | |

**(1) For lower operating temperatures, please consult us.**

*Annexe 3 : Caractéristique techniques sectionneur HTA*

## Technical data



| Design | | Center-break disconnector (DBF series or CR series) | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Rated voltage | [kV] | 40.5 | 72.5 | 123 | 145 | 170 | 245 | 300 | 362 | 420 | 550 |
| Rated power-frequency withstand voltage | | 50 Hz / 1 min | | | | | | | | | |
| To earth and between phases | [kV] | 80 | 140 | 230 | 275 | 325 | 460 | 395 | 450 | 520 | 620 |
| Across the isolating distance | [kV] | 90 | 160 | 265 | 315 | 375 | 530 | 435 | 520 | 610 | 800 |
| Rated lightning impulse withstand voltage | | 1.2 / 50 µs | | | | | | | | | |
| To earth and between phases | [kV] | 185 | 325 | 550 | 650 | 750 | 1050 | 1050 | 1175 | 1425 | 1550 |
| Across the isolating distance | [kV] | 215 | 375 | 630 | 750 | 860 | 1200 | 1050 (+170) | 1175 (+205) | 1425 (+240) | 1550 (+315) |
| Rated switching impulse withstand voltage | | 250 / 2500 µs | | | | | | | | | |
| To earth and between phases | [kV] | - | - | - | - | - | - | 850 | 950 | 1050 | 1175 |
| Across the isolating distance | [kV] | - | - | - | - | - | - | 700 (+245) | 800 (+295) | 900 (+345) | 900 (+450) |
| Rated normal current up to | [A] | 4000 | | | | | | | | | |
| Rated peak withstand current up to | [kA] | 160 | | | | | | | | | |
| Rated short-time withstand current up to | [kA] | 63 | | | | | | | | | |
| Rated duration of short-circuit | [s] | 1/3 | | | | | | | | | |
| Icing class | [mm] | 10/20 | | | | | | | | | |
| Temperature range | [°C] | -55 ... +55 | | | | | | | | | |
| Operating mechanism type | | motor/manual operation | | | | | | | | | |
| Control voltage | [V, DC]<br>[V, AC] | 60/110/125/220<br>220...230,1~,50/60 Hz | | | | | | | | | |
| Control voltage | [V, DC]<br>[V, AC] | 60/110/125/220<br>110/125/220,1~, 50/60 Hz<br>220/380/415,3~, 50/60 Hz | | | | | | | | | |
| Maintenance | [years] | 25 | | | | | | | | | |

All values in accordance with IEC; other values on request

*Annexe 4 : Résultats du dimensionnement des TC coté transformateur de puissance*

<table>
<tr><td colspan="11">Transformateur de courant travée transformateur de puissance</td></tr>
<tr><td>Noyau</td><td>Rapport de transformation</td><td>Classe</td><td>Type de relais</td><td>Fonction de protection</td><td>Puissance Relais</td><td>$R_m$</td><td>$R_f$</td><td>$R_b$</td><td>S calculé (VA)</td><td>S nominal choisi</td></tr>
<tr><td>Enroulement de protection</td><td>200-400/1</td><td>5P</td><td>p143</td><td>50/51,50N/51N,50BF, 59,51G</td><td>0,15</td><td>143,75</td><td>20</td><td>1,15</td><td>6,788</td><td>15</td></tr>
<tr><td>Enroulement de protection</td><td>200-400/1</td><td>5P</td><td>CSC-326</td><td>87T,87N,50/51,27/59, 24,81</td><td>0,2</td><td>150</td><td>20</td><td>1,2</td><td>7,1</td><td>15</td></tr>
<tr><td>Noyau</td><td>Rapport de transformation</td><td>Classe</td><td>Type de relais</td><td>Fonction de protection</td><td>Puissance Relais</td><td>$R_m$</td><td>$R_f$</td><td>$R_b$</td><td>S calculé (VA)</td><td>S nominal choisi</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Enroulement de comptage</td><td rowspan="3">200-400/1</td><td rowspan="3">0,2</td><td>SL700</td><td>BCU</td><td>0,2</td><td rowspan="3">10,21</td><td rowspan="3">0,325</td><td rowspan="3">10,535</td><td rowspan="3">10,535</td><td rowspan="3">15</td></tr>
<tr><td>Shark 40</td><td>Compteur</td><td>10</td></tr>
<tr><td>CSI-200A</td><td>Compteur</td><td>0,01</td></tr>
</table>

*Annexe 5 : Dimensionnement TT jeu de barre 90 kV*

| Noyau | Rapport de transformation | Classe | Capacité nominale (VA) | Type de relais | Fonction de protection | Puissance Relais | Puissance câble | Charge totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Noyau 1 | (90/√3) /(0.11/√3 ) | 0,5 | 20 | SL700 | BCU | 0,2 | 0,22 | 10,43 |
| | | | | Shark 40 | Compteur | 10 | | |
| | | | | CSI-200A | Compteur | 0,01 | | |
| Noyau 2 | (90/√3) /(0.11/√3 ) | 3P | 20 | CSC-101 | 87T,87N,50/51,50/51N,50BF,59,27/59,21/21N | 0,15 | | 0,72 |
| | | | | p143 | | 0,15 | | |
| | | | | CSC326 | | 0,2 | | |

*Annexe 6 : Dimensionnement TT jeu de barre 33 kV*

| Noyau | Rapport de transformation | Classe | Capacité nominale (VA) | Type de relais | Fonction de protection | Puissance Relais | Puissance câble | Charge totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Noyau 1 | (33/√3 )/0.11/√3) | 0,5 | 20 | CSI-200EA | BCU | 0,2 | 0,05 | 0,26 |
| | | | | Shark40 | Compteur | 0,01 | | |
| Noyau 2 | (33/√3 )/0.11/√3) | 3P | 20 | CSC-211 | 50/50N,51/51N,67O,81O/81U,25/79 | 0,15 | 0,05 | 0,2 |

*Annexe 7 : Données pour le calcul de l'énergie absorbé*

| Variable | Parafoudre 90 kV | Parafoudre 33 kV | Unité |
|---|---|---|---|
| $U_{pl}$ | 265 | 96 | kV |
| $U_f$ (BIL) | 450 | 170 | kV |
| N | 1 | 1 | - |
| T | $3\times10^{-4}$ | $3\times10^{-4}$ | s |
| Z | 403.6 | 356.8 | Ω |

*Annexe 8 : Données pour le calcul de l'énergie de commutation*

| Variable | Parafoudre 90 kV | Parafoudre 33 kV | Unité |
|---|---|---|---|
| $U_{ps}$ (Ures) | 218 | 77.3 | kV |
| $U_m$ | 123 | 36 | kV |
| $U_e$ | 341.5 | 100 | kV |
| $T_w$ | $3.33\times10^{-4}$ | $3.33\times10^{-4}$ | s |
| Z | 403.6 | 356.8 | Ω |
| Longueur ligne | 100 | 100 | km |

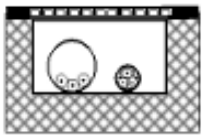
*Annexe 9 : Catalogue GNZ*

| Cell type | Rated (Ah) | discharge time (min) | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 0.017 | 1 | 15 | 30 | 60 | 90 | 120 | 180 | 300 | 420 |
| GNZ350 | 350 | 979 | 630 | 379 | 295 | 237 | 193 | 158 | 115 | 72 | 45 |
| GNZ300 | 300 | 839 | 540 | 325 | 253 | 203 | 165 | 135 | 98.4 | 61.3 | 38.3 |
| GNZ250 | 250 | 705 | 450 | 270 | 212 | 169 | 138 | 113 | 82 | 51 | 31.8 |
| GNZ200 | 200 | 561 | 360 | 216 | 169 | 135 | 110 | 90 | 65.6 | 40.8 | 25.5 |
| GNZ150 | 150 | 423 | 270 | 162 | 127 | 101 | 82.8 | 67.8 | 49 | 30.6 | 19 |
| GNZ100 | 100 | 282 | 180 | 108 | 84.7 | 67.3 | 55.2 | 45.2 | 32.7 | 20.4 | 12.7 |

*Annexe 10 : Inventaire complet des charges et calcul de la capacité*

| N° | Description | Quantité | Charge unitaire (kW) | Charge totale (kW) |
|---|---|---|---|---|
| | CHARGES DE PUISSANCE | | | |
| 1 | Ventilateurs de transformateur | 2 | 0,3 | 0,6 |
| 2 | Chargeur 125 V CC | 2 | 7,62 | 15,24 |
| 3 | Chargeur 48 V CC | 2 | 3,36 | 6,72 |
| 4 | Alimentation CA pour tableau 33 kV | 4 | 0,03 | 0,12 |
| 5 | UPS | 1 | 5 | 5 |
| | Sous-total | 27,68 | | |
| | CHARGES DE CLIMATISATION | | | |
| 6 | Climatisation générale du poste | 5 | 1,472 | 7,36 |
| | Sous-total | 7,36 | | |
| | CHARGES PRISES | | | |
| 7 | Prises de courant 2P+ T du poste | 17 | 2,96 | 50,32 |
| | Sous-total | 50,32 | | |
| | CHARGES D'ÉCLAIRAGE | | | |
| 8 | Éclairage général du poste | 1 | 10 | 10 |
| | Sous-total | 10 | | |
| | CALCUL DE LA CAPACITÉ REQUISE | | | |
| Capacité minimale calculée (kVA) | | 95,36 | | |
| Capacité sélectionnée (kVA) | | 160 | | |

*Annexe 11 : Type de pose et numéro*

| | | | |
|---|---|---|---|
| Air<br><br>41 |  | Câbles monoconducteurs ou multiconducteurs dans des caniveaux non remplis de sable et fermés. | K1<br>K10 |

**Tablmeau 52 K1 - Influence de la température ambiante - k1**

| Tair ambiant (°C) | Isolant | |
|---|---|---|
| | PVC | PR/EPR |
| 10 | 1,22 | 1,15 |
| 15 | 1,17 | 1,12 |
| 20 | 1,12 | 1,08 |
| 25 | 1,06 | 1,04 |
| 30 | 1 | 1 |
| 35 | 0,94 | 0,96 |
| 40 | 0,87 | 0,91 |
| 45 | 0,79 | 0,87 |
| 50 | 0,71 | 0,82 |
| 55 | 0,61 | 0,76 |

**Tableau 52K10 – Câbles posés en caniveaux fermés et non remplis affleurant le sol – k10**

| Coeff d'occupation | Coefficient de correction, K10 par rapport à la pose à l'air libre |
|---|---|
| 5 | 0,6 |
| 7 | 0,66 |
| 10 | 0,72 |
| 15 | 0,8 |
| 20 | 0,85 |
| 30 | 0,9 |
| 50 | 0,92 |

*Annexe 12 : Type de pose*

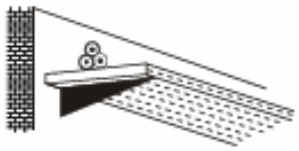
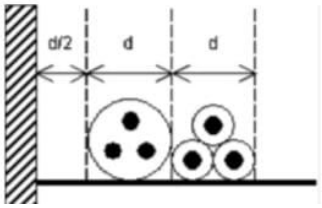
| | | | |
|---|---|---|---|
| Air<br>13 |  | • sur des chemins de câbles ou tablettes perforées, en parcours horizontal ou vertical ; (*) | K1<br>K2<br>K5<br>K7 |

**Tableau 52K2 – Exposition aux rayons directs du soleil – k2**

| | |
|---|---|
| Câble à l'abri du soleil | k2 = 1 |
| Câble exposé aux rayons solaires | k2 = 0,85 |

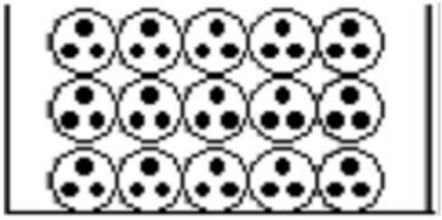
**Tableau 52K5 – Câbles posés en simple couche sur les tablettes perforées – k5**




1 - Câbles jointifs

| Nombre de câbles ou groupements | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | 0,88 | 0,82 | 0,77 | 0,75 | 0,73 | 0,73 | 0,72 | 0,72 |

**Tableau 52K7 – Pose en plusieurs couches – k7**



| Nombre de couches | | | |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | 0,80 | 0,73 | 0,70 |

*Annexe 13 : Catalogue choix de la section des câbles*

### Caractéristiques dimensionnelles

| Section nominale (mm²) | Diamètre âme (mm) | | Diamètre isolant (mm) | | Diamètre externe approximatif (mm) | | Poids câble approximatif (Kg/Km) | | | | Rayon de courbure mini sur touret (mm) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Uni/Tri | Uni/Tri | | Uni/Tri | | Uni/Tri | | Unipolaire | | Tripolaire | | Uni. | Tri. |
| Métal | CU | ALU | CU | ALU | CU | ALU | CU | ALU | CU | ALU | | |
| 50 | 8 | 7,9 | 25,4 | 25,3 | 33,6 | 33,4 | 1 210 | 920 | 3 660 | 2 800 | 440 | 470 |
| 70 | 9,8 | 9,7 | 27,2 | 27,1 | 35,3 | 35,2 | 1 460 | 1 050 | 4 410 | 3 170 | 460 | 490 |
| 95 | 11,3 | 11,3 | 28,1 | 28,1 | 36,2 | 36,2 | 1 700 | 1 140 | 5 160 | 3 460 | 470 | 510 |
| 120 | 12,7 | 12,7 | 28,1 | 28,1 | 36,2 | 36,2 | 1 890 | 1 180 | 5 720 | 3 580 | 470 | 510 |
| 150 | 14,3 | 14,3 | 29,7 | 29,7 | 37,8 | 37,8 | 2 180 | 1 310 | 6 610 | 3 960 | 490 | 530 |
| 185 | 15,9 | 16 | 30,9 | 31 | 39 | 39,1 | 2 530 | 1 440 | 7 660 | 4 370 | 510 | 550 |
| 240 | 18,3 | 18,3 | 33,3 | 33,3 | 41,4 | 41,4 | 3 100 | 1 670 | 9 400 | 5 050 | 540 | 580 |
| 300 | 20,5 | 20,5 | 37,5 | 35,5 | 42,6 | 43,6 | 3 675 | 1900 | 11 135 | 5 750 | 550 | 610 |
| 400 | 23,2 | 23,2 | 39,3 | 39,3 | 44,4 | 44,4 | 4 423 | 2 147 | 13 402 | 6 505 | 580 | 620 |
| 500 | 26,2 | 26,2 | 42,7 | 42,7 | 48,8 | 48,8 | 5 570 | 2 637 | 16 877 | 7 990 | 630 | 690 |
| 630 | 30,3 | 30,3 | 46,8 | 46,8 | 53,7 | 53,7 | 7 027 | 3 213 | 21 292 | 9 735 | 700 | 750 |

### Caractéristiques électriques

1) Ame aluminum

| Section Uni/Tri | Résistance maxi | | Résistance à 50 Hz (Ohm/Km) | Capacité (µF/Km) | Intensité admissible à l'air (A) | Intensité admissible enterré (A) | Chute de tension | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | CC à 20°C (Ohm/Km) | CA à 90°C (Ohm/Km) | | | | | cosϕ= 0.3 (V/A/Km) | cosϕ= 0.8 (V/A/Km) |
| 50 | 0,641 | 0,822 | 0,14 | 0,14 | 189 | 164 | 0,67 | 1,29 |
| 70 | 0,443 | 0,568 | 0,14 | 0,15 | 240 | 200 | 0,52 | 0,93 |
| 95 | 0,32 | 0,41 | 0,13 | 0,17 | 279 | 239 | 0,43 | 0,71 |
| 120 | 0,253 | 0,325 | 0,13 | 0,18 | 325 | 274 | 0,38 | 0,58 |
| 150 | 0,206 | 0,265 | 0,12 | 0,2 | 369 | 304 | 0,33 | 0,49 |
| 185 | 0,164 | 0,211 | 0,11 | 0,22 | 430 | 350 | 0,3 | 0,41 |
| 240 | 0,125 | 0,161 | 0,11 | 0,25 | 494 | 399 | 0,27 | 0,34 |
| 300 | 0,1 | 0,13 | 0,1 | 0,27 | 553 | 445 | 0,24 | 0,29 |
| 400 | 0,0778 | 0,103 | 0,09 | 0,27 | 607 | 489 | 0,22 | 0,26 |
| 500 | 0,0605 | 0,0801 | 0,09 | 0,29 | 678 | 567 | 0,2 | 0,24 |
| 630 | 0,0469 | 0,0621 | 0,08 | 0,33 | 770 | 644 | 0,19 | 0,22 |
| 2) Ame cuivre | | | | | | | | |
| 50 | 0,387 | 0,494 | 0,14 | 0,14 | 242 | 245 | 0,5 | 0,83 |
| 70 | 0,268 | 0,342 | 0,14 | 0,15 | 301 | 296 | 0,41 | 0,62 |
| 95 | 0,193 | 0,247 | 0,13 | 0,17 | 366 | 354 | 0,35 | 0,48 |
| 120 | 0,153 | 0,196 | 0,13 | 0,18 | 422 | 403 | 0,31 | 0,4 |
| 150 | 0,124 | 0,159 | 0,12 | 0,2 | 477 | 452 | 0,28 | 0,34 |
| 185 | 0,0991 | 0,128 | 0,11 | 0,22 | 548 | 512 | 0,25 | 0,29 |
| 240 | 0,0754 | 0,098 | 0,11 | 0,25 | 645 | 593 | 0,23 | 0,25 |
| 300 | 0,0601 | 0,079 | 0,1 | 0,27 | 744 | 689 | 0,21 | 0,22 |
| 400 | 0,047 | 0,0619 | 0,09 | 0,27 | 843 | 787 | 0,19 | 0,19 |
| 500 | 0,0366 | 0,0482 | 0,09 | 0,29 | 933 | 876 | 0,17 | 0,17 |

*Annexe 14 : Choix de la section du jeu de barre*

**Tableau 9 – Caractéristiques et conditions d'emploi des tubes en alliage d'aluminium**

| Désignation (diamètre extérieur × épaisseur) (mm × mm) | 50 × 5 | 80 × 5 | 100 × 5 | 120 × 8 | 200 × 8 |
|---|---|---|---|---|---|
| Section ..... ($mm^2$) | 707 | 1 178 | 1 492 | 2 815 | 4 825 |
| Moment d'inertie *J* (1) ..... ($cm^4$) | 18,08 | 83,05 | 168,5 | 443 | 2 227 |
| Module de flexion *J*/*v* (1) ..... ($cm^3$) | 7,23 | 20,76 | 33,70 | 74 | 223 |
| Portée maximale (2) ..... (m) | 7,33 | 10,25 | 12,10 | 15,00 | 21,20 |
| Surcharge de givre d'épaisseur 1 cm ..... (kg/m) | 1,130 | 1,695 | 2,07 | 2,45 | 3,95 |
| Surcharge de givre d'épaisseur 2 cm ..... (kg/m) | 2,64 | 3,77 | 4,53 | 5,28 | 8,30 |
| Masse linéique..... (kg/m) | 1,91 | 3,18 | 4,03 | 7,65 | 13,03 |

(1) grandeur et unité en usage dans la profession
(2) portée d'un tube appuyé à une extrémité et encastré à l'autre, soumis à son propre poids et au vent de l'hypothèse A (voir [D 4 572]), sa flèche étant égale à 1/150 de sa portée.

**Tableau 10 – Courants admissibles dans les tubes en alliage d'aluminium**

| | Courants admissibles (A) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Connexions normalisées | Régime permanent | | | | Surcharge 20 min | | | |
| Saison (1) | Été | Intersaison | Hiver 1 | Hiver 2 | Été | Intersaison | Hiver 1 | Hiver 2 |
| Tube AGS 50 × 5 | 1 750 | 1 871 | 1 970 | 2 086 | 1 953 | 2 068 | 2 154 | 2 257 |
| Tube AGS 80 × 5 | 2 598 | 2 779 | 2 934 | 3 107 | 2 938 | 3 110 | 3 224 | 3 394 |
| Tube AGS 100 × 5 | 3 123 | 3 347 | 3 541 | 3 755 | 3 558 | 3 766 | 3 932 | 4 118 |
| Tube AGS 120 × 8 | 4 498 | 4 821 | 5 105 | 5 413 | 5 368 | 5 631 | 5 867 | 6 127 |
| Tube AGS 200 × 8 | 7 344 | 7 875 | 8 673 | 9 224 | 8 802 | 9 255 | 10 047 | 10 511 |

(1) voir *Postes à haute et très haute tensions. Dispositions constructives* [D 4 572].

*Annexe 15 : Devis*

| Code | Libellé des Ouvrages / Équipements | Unité | Quantité | PU Fourniture (USD) | Total Fourniture (USD) | PU Montage (USD) | Total Montage (USD) | TOTAL GENERAL (USD) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| I.1 | PARTIE ELECTRIQUE (HTB/HTA) | | | | | | | |
| I.1.1 | Jeu de barres 90 kV | | | | | | | |
| | Transformateur de tension monophasé | Unité | 1 | 9 549 150 | 9 549 150 | 1 261 000 | 1 261 000 | 10 810 150 |
| | Jeu de barres principal, pinces, bretelles et isolateurs | Ens | 1 | 8 208 200 | 8 208 200 | 545 740 | 545 740 | 8 753 940 |
| I.1.2 | Travées transformateur 90 /33 kV | | | | | | | |
| | Sectionneur triphasé 90 kV de barres | Unité | 2 | 7 745 400 | 15 490 800 | 365 430 | 730 860 | 16 221 660 |
| | Disjoncteur tripolaire à commande unipolaire, isolé au SF6 90 kV | Ens | 2 | 16 863 600 | 33 727 200 | 1 121 250 | 2 242 500 | 35 969 700 |
| | Parafoudre monophasé 90 kV avec compteur de décharges | Unité | 6 | 753 350 | 4 520 100 | 50 115 | 300 690 | 4 820 790 |
| | Isolateurs colonnes, bretelles, raccordement et accessoires | Ens | 2 | 165 750 | 331 500 | 11 050 | 22 100 | 353 600 |

| Code | Libellé des Ouvrages / Équipements | Unité | Quantité | PU Fourniture (USD) | Total Fourniture (USD) | PU Montage (USD) | Total Montage (USD) | TOTAL GENERAL (USD) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| I.1.3 | Travées Lignes 90 kV | | | | | | | |
| | Sectionneur triphasé 90 kV, y compris le châssis support | Unité | 2 | 7 745 400 | 15 490 800 | 365 430 | 730 860 | 16 221 660 |
| | Disjoncteur tripolaire à commande tripolaire, isolé au SF6 90 kV | Unité | 2 | 16 863 600 | 33 727 200 | 1 121 250 | 2 242 500 | 35 969 700 |
| | Transformateurs de courant sur support, monophasé | Unité | 6 | 3 162 250 | 18 973 500 | 210 275 | 1 261 650 | 20 235 150 |
| | Sectionneur de ligne 90 kV tripolaire avec MALT | Ens | 2 | 5 420 350 | 10 840 700 | 360 425 | 720 850 | 11 561 550 |
| | Diviseur de tension capacitif monophasé | Ens | 6 | 3 162 250 | 18 973 500 | 210 275 | 1 261 650 | 20 235 150 |
| | Circuits bouchons haute fréquence | Ens | 4 | 16 261 050 | 65 044 200 | 1 081 210 | 4 324 840 | 69 369 040 |
| I.1.4 | Transformateurs de puissance | | | | | | | |
| | Transformateur 90/33 kV – 30 MVA | Unité | 2 | 459 214 600 | 918 429 200 | 30 532 905 | 61 065 810 | 979 495 010 |
| | Résistance de mise à la terre du neutre | Unité | 1 | 19 272 500 | 19 272 500 | 1 281 410 | 1 281 410 | 20 553 910 |

| Code | Libellé des Ouvrages / Équipements | Unité | Quantité | PU Fourniture (USD) | Total Fourniture (USD) | PU Montage (USD) | Total Montage (USD) | TOTAL GENERAL (USD) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| I.1.5 | Equipements intérieurs 33 kV (HTA) | | | | | | | |
| | Transformateur des auxiliaires 33/0,4 kV | Unité | 1 | 10 991 500 | 10 991 500 | 730 795 | 730 795 | 11 722 295 |
| | Cellule départ TSA (Services Auxiliaires) | Unité | 2 | 20 838 350 | 20 838 350 | 1 385 540 | 1 385 540 | 22 223 890 |
| | Cellule Arrivée transformateur 90/33 kV | Unité | 2 | 20 536 750 | 41 073 500 | 1 365 520 | 2 731 040 | 43 804 540 |
| | Cellule départ réseau d'électrification | Unité | 5 | 17 932 200 | 89 661 000 | 1 192 295 | 5 961 475 | 95 622 475 |
| | Cellule TP barre | Unité | 1 | 13 897 000 | 13 897 000 | 924 040 | 924 040 | 14 821 040 |
| I.1.6 | Services Auxiliaires BT & Batteries | | | | | | | |
| | Armoire services auxiliaires c.a. 400/230 V | Unité | 1 | 6 399 250 | 6 399 250 | 425 490 | 425 490 | 6 824 740 |
| | Armoire services auxiliaires c.c. 48 V | Unité | 1 | 3 407 300 | 3 407 300 | 226 590 | 226 590 | 3 633 890 |
| | Batterie 48 V | Ens | 1 | 6 308 900 | 6 308 900 | 419 510 | 419 510 | 6 728 410 |
| | Chargeur 48 V c.c. | Unité | 2 | 7 468 500 | 14 937 000 | 496 535 | 993 070 | 15 930 070 |
| | Armoire services auxiliaires c.c 127 V | Unité | 1 | 5 110 000 | 5 110 000 | 226 590 | 226 590 | 5 336 592 |
| | Batterie 127 V | Ens | 1 | 9 463 000 | 9 463 000 | 419 510 | 419 510 | 9 882 510 |

| Code | Libellé des Ouvrages / Équipements | Unité | Quantité | PU Fourniture (USD) | Total Fourniture (USD) | PU Montage (USD) | Total Montage (USD) | TOTAL GENERAL (USD) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Chargeur 127 V c.c | Unité | 2 | 9 275 000 | 18 550 000 | 496 535 | 993 070 | 19 543 070 |
| | Groupe Diesel de secours 100 kVA | Unité | 1 | 13 730 600 | 13 730 600 | 912 925 | 912 925 | 14 643 525 |
| I.1.7 | Câblage & Connexions | | | | | | | |
| | Câbles MT 36 kV (Liaisons Transfo) | Ens | 2 | 2 302 950 | 4 605 900 | 153 140 | 306 280 | 4 912 180 |
| | Câbles de puissance HT/BT et Contrôle | Ens | 1 | Global | 54 229 500 | Global | 3 605 615 | 57 835 115 |
| I.1.8 | Protection & Contrôle | | | | | | | |
| | Armoire de protection travée ligne 90 kV | Ens | 2 | 34 840 650 | 69 681 300 | 2 316 535 | 4 633 070 | 74 314 370 |
| | Armoire de protection travée 90 kV Transfo | Ens | 2 | 27 696 500 | 55 393 000 | 1 841 515 | 3 693 030 | 59 086 030 |
| | Système central SCPS (SCADA local) | Ens | 1 | 41 592 850 | 41 592 850 | 2 765 490 | 2 765 490 | 44 358 340 |
| | Postes opérateurs et PC distants | Unité | 2 | Divers | 58 230 250 | Divers | 3 871 725 | 62 101 975 |

*Annexe 16 : Plan de gestion environnementale et sociale*

| Domaine | Composante concernée | Impact identifié | Niveau d'impact | Nature de l'impact | Types de mesures |
|---|---|---|---|---|---|
| ENVIRONNEMENTAL | Sols | Dégradation des sols par terrassement pour les fondations du poste, tranchées du réseau souterrain 33 kV et travaux de génie civil | Modéré | Négatif | Mesures préventives : Mise en place de bassins de rétention des eaux. Zones tampons végétalisées. Compactage et nivellement des sols. Limitation de l'emprise des travaux. Remblaiement par couches compactées. |
| ENVIRONNEMENTAL | Ressources en eau | Risque de contamination des nappes phréatiques par les huiles des transformateurs 90/33 kV, hydrocarbures et produits chimiques | Élevé | Négatif | Mesures préventives : Construction d'une cuvette étanche de rétention d'huile en béton armé sous les transformateurs. Système de drainage avec pompes. Bonne gestion des produits dangereux. Recyclage des eaux usées. Stockage sure des produits polluants. |
| ENVIRONNEMENTAL | Pollution de l'air | Poussière lors des travaux et terrassement de la création de tranchées | Modéré | Négatif | Arroser régulièrement zones de travaux. Entretien des engins de chantier. Limitation de la vitesse des véhicules. |

| Domaine | Composante concernée | Impact identifié | Niveau d'impact | Nature de l'impact | Types de mesures |
|---|---|---|---|---|---|
| ENVIRONNEMENTAL | Déchets solides de chantier | Production de déchets divers : ferrailles, emballages lors de la construction du poste et du réseau souterrain | Modéré | Négatif | Mesures préventives : Tri sélectif des déchets sur le chantier. Recyclage des câbles et matériaux métalliques. Évacuation vers des décharges autorisées. Mise en place de bennes de collecte appropriées. Réutilisation des matériaux de remblai. |
| ENVIRONNEMENTAL | Végétation locale | Décapage et débroussaillage du site du poste et tracé du réseau souterrain | Faible | Négatif | Mesures compensatoires : Reboisement des zones périphériques. |
| ENVIRONNEMENTAL | Paysage | Modification du paysage par l'installation du poste 90/33 kV, bâtiments et équipements HT/MT | Modéré | Négatif | Mesures d'atténuation : Choix de couleurs adaptées pour les bâtiments et équipements. Intégration paysagère avec plantation d'arbres et arbustes. Clôture végétale. Architecture harmonieuse des bâtiments. Gravillonnage esthétique. |
| ENVIRONNEMENTAL | Champs électromagnétiques | Exposition aux champs électromagnétiques générés par le poste 90/33 kV et les cellules 33 kV | Faible | Négatif | Mesures préventives : Respect des distances réglementaires. Clôture sécurisée du poste. Signalisation appropriée. Limitation d'accès. Conformité aux normes CEI 60071. |

| Domaine | Composante concernée | Impact identifié | Niveau d'impact | Nature de l'impact | Types de mesures |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Réseau souterrain réduisant l'exposition. |
| ENVIRONNEMENTAL | Voiries et infrastructures | Détérioration des routes, trottoirs et infrastructures existantes lors du creusement des tranchées pour le réseau souterrain 33 kV | Modéré | Négatif | Mesures compensatoires : Réfection provisoire puis définitive des chaussées. Réparation des caniveaux d'eau. Remise en état des asphaltes et dalles. Signalisation des zones de travaux. Respect des normes du Ministère des Travaux Publics. |
| SOCIAL | Bruit et nuisances sonores | Nuisances sonores lors des travaux du poste (fondations, montage transformateur) et creusement des tranchées | Modéré | Négatif | Mesures préventives : Planification des travaux bruyants (7h-18h). Barrières anti-bruit temporaires. |
| SOCIAL | Sécurité des populations | Risques d'électrocution, accidents de chantier, chutes dans les tranchées ouvertes, circulation des engins lourds | Élevé | Négatif | Mesures préventives : Clôture sécurisée du poste et chantier. Signalisation des tranchées. Protection par cordages fluorescents. Panneaux d'avertissement. Equipements de protection obligatoires. Sensibilisation des populations. |

| Domaine | Composante concernée | Impact identifié | Niveau d'impact | Nature de l'impact | Types de mesures |
|---|---|---|---|---|---|
| SOCIAL | Santé publique | Risques de propagation des IST/VIH liées à l'afflux de main-d'œuvre pour les travaux | Modéré | Négatif | Mesures préventives : Sensibilisation du personnel sur les IST/VIH/SIDA. |
| SOCIAL | Circulation et mobilité | Perturbation de la circulation lors du creusement des tranchées pour le réseau souterrain en zone urbaine/rurale | Modéré | Négatif | Mesures d'atténuation : Signalisation temporaire adéquate. Déviation de la circulation si nécessaire. Planification des travaux par tronçons. Réfection rapide des voies. Information préalable sur le calendrier des travaux. |
| SOCIAL | Acceptabilité sociale | Risques de résistance de la population locale face aux travaux et à l'occupation foncière | Modéré | Négatif | Mesures préventives : Consultation et information des populations en amont. Séances d'information publiques. Mécanisme de gestion des plaintes. Recrutement prioritaire de main-d'œuvre locale. Transparence sur les bénéfices du projet. |
| SOCIAL | Foncier local | Acquisition de terrains pour l'emprise du poste | Élevé | Négatif | Mesures de compensation : Indemnisation juste et équitable des propriétaires. Respect des procédures légales d'expropriation. Documentation complète des transactions. Compensation pour |

| Domaine | Composante concernée | Impact identifié | Niveau d'impact | Nature de l'impact | Types de mesures |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | perte de revenus. Assistance aux personnes affectées. |
| SOCIAL | Emploi local | Création d'emplois temporaires | Modéré | Positif | Mesures de valorisation : Recrutement prioritaire de main-d'œuvre locale non qualifiée. Formation aux métiers de l'électricité. Emplois permanents pour l'exploitation. Construction d'un logement d'astreinte F4. Transfert de compétences. |
| SOCIAL | Infrastructures communautaires | Amélioration des infrastructures locales : construction de villa F4, guérite, hangar, toilettes, cuisine, magasin | Faible | Positif | Mesures de valorisation : Construction d'infrastructures de qualité. Ameublement et équipement des bâtiments. Système d'alimentation en eau. Installations sanitaires. Conditionnement d'air. Respect des normes de construction. |
| ÉCONOMIQUE | Approvisionnement électrique | Amélioration de l'accès à une énergie électrique fiable et de qualité pour le site | Élevé | Positif | Mesures de valorisation : Alimentation en double terne pour sécurité. Configuration en boucle du réseau souterrain 33 kV. Transformateur 30 |

| Domaine | Composante concernée | Impact identifié | Niveau d'impact | Nature de l'impact | Types de mesures |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | MVA. Système de contrôle-commande au CNC. Groupe de secours. |
| ÉCONOMIQUE | Coûts d'investissement | Investissement pour le poste 90/33 kV et réseau souterrain 33 kV milliards FCFA | Élevé | Négatif | Mesures de gestion : Optimisation par allotissement. Planning rigoureux. Recherche de financement. Maîtrise des imprévus (5%). Études d'exécution détaillées. Contrôle des coûts. |
| ÉCONOMIQUE | Qualité du service électrique | Amélioration de la tension de desserte et réduction des coupures grâce au réseau souterrain bouclé et au poste moderne | Modéré | Positif | Mesures de valorisation : Réseau souterrain 33 kV en boucle pour continuité de service. Équipements de protection et mesures. Système de télétransmission. Cellule de comptage et double sectionnement. Transformateur TSA 250 kVA. |
| ÉCONOMIQUE | Activités commerciales | Perturbations temporaires des activités commerciales lors des travaux de tranchées | Modéré | Négatif | Mesures compensatoires : Indemnisation des pertes de revenus. Limitation de la durée d'occupation. Travaux par tronçons pour minimiser les perturbations. Communication préalable sur le calendrier. Accès |

| Domaine | Composante concernée | Impact identifié | Niveau d'impact | Nature de l'impact | Types de mesures |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | maintenu aux commerces. |
| ÉCONOMIQUE | Développement local | Stimulation de l'économie locale par l'achat de matériaux locaux et services | Modéré | Positif | Mesures de valorisation : Approvisionnement local en matériaux de construction. Recours aux services locaux (transport, restauration). Sous-traitance locale si possible. Contribution aux taxes locales. Dynamisation du commerce local. |

*Annexe 17: Plan d'implantation du poste 90/33 kV*

