

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE ABDERRAHMANE MIRA-BEJAJA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT GENIE ELECTRIQUE

MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDE

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME MASTER EN ÉLECTROTECHNIQUE.

OPTION : RÉSEAUX ÉLECTRIQUES.

THÈME

***ETUDE ET DIMENSIONNEMENT DU
NOUVEAU POSTE DE LIVRAISON 30KV A
SONATRACH DE BEJAJA***

Présenté par :

Chibane adel

encadré par :

M^f : A.Medjdoub.

M^f : Z.Khoufache.

PROMOTION 2013/2014

Remerciements

Nos remerciements vont tout d'abord à dieu tout puissant pour la volonté, la santé et la patience qu'il nous a donné durant toutes ces longues années.

J'exprime notre profonde gratitude à mes parents et mes frères pour tout leurs soutient et leurs encouragements.

Je remercie aussi M^c MEDJDOUB ABDELLAH pour m'avoir dirigé et aider pendant toute la durée de réalisation de ce travail et dont les critiques et les conseils nous ont été très précieux.

C'est ainsi mes remerciements vont à M^c KAPOUACHE ZAHIR, mon encadreur au niveau de la SONATRACH, qui m'a accepté et aidé de faire ce stage pratique, ainsi sa disponibilité pour finir ce travail.

Sans oublier M^c AIT ATMANE et LOUBA, ont était toujours disponible pour m'aider soit par des visites au niveau du site ou par la documentation.

mes sincères remerciements s'adressent aux membres de jury pour avoir accepter ce travail.

Enfin, mes sincères remerciements pour l'entreprise pour leur respect durant période du stage.

Dédicaces

je dédie ce travail à :

mon père avec toute ma reconnaissance

ma mère avec toute mon affection

mes frères, ma sœur son mari et son fils, ainsi toute la famille

tous mes amis qui m'ont aidé sans oublier la promotion d'électrotechnique.

Noms abrégés et leurs significations :

DRGB : Direction Régionale de Bejaia.

SO.PE.G : société pétrole et gaz

TMB : Terminal Marin de Bejaia

TMS : Terminal Marin Sud.

TMN : Terminal Marin Nord

PNB : Produit National Brut

PMTE : Projet Moyen Terme.

MT : moyenne tension.

BT : basse tension.

GNL: Gaz Naturel Liquéfié

GPL: Gaz de Pétrole Liquéfié

GEP : groupe électropompe.

P_{abs} : Puissance active absorbée.

Q_{abs} : Puissance réactive absorbée.

P_u : Puissance utile.

PR : Polyéthylène réticulé.

PVC: Polychlorure de Vinyle

PDC : pouvoir de coupure.

PDF: pouvoir de fermeture

SOMMAIRE

Introduction générale	1
Présentation de l'entreprise	4
Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques	
I-1- Introduction	9
I.2 - Différents types de réseaux électriques	9
I.2.1 - Réseaux de transport et d'interconnexion.....	9
I.2.2) - Réseaux de répartition	9
I.2.3) - Réseaux de distribution	10
I.2.3.1) - Réseaux de distribution à moyenne tension.....	10
I.2.3.2) - Réseaux de distribution à basse tension.....	10
I.3) Différentes structures du réseau électrique.....	10
I.3.1) Réseau à structure radiale	11
I.3.2) Réseau à structure bouclée.....	11
I.3.3) Réseau à structure maillée	11
I.4) Les postes	12
I.4.1) différents types de poste.....	12
I.5) postes de livraison	12
I.5.1) Rôle d'un poste de livraison	12
I.5.2) Différents types de postes de livraison	13
I.5.2.1) Les postes d'intérieur.....	13
I.5.2.2) Les postes d'extérieur	13
I.5.3) Eléments constitutifs d'un poste MT/BT	14

I.5.4) Différents modes d'alimentation	14
I.5.4.1) Alimentation en simple dérivation ou antenne	15
I.5.4.2) Alimentation en coupure d'artère ou boucle	15
I.5.4.3) Alimentation en double dérivation	16
I.6) Différents régimes du neutre	16
I.6.1) Régime du neutre TT.....	16
I.6.2) Régime de neutre TN	18
I.6.2.1) Régime de neutre TN-S	18
I.6.2.2) Régime de neutre TN-C	19
I.6.3) Régime de neutre IT	21
I.7) Les défauts dans les réseaux électrique	22
I.7.1) types de défaut	22
I.7.2) Analyse des défauts.....	23
I.7.3) Classement des défauts	24
I.8) Différents types de protections	29
I.8.1) Protections ampèremétriques	29
I.8.2) Protections voltmétriques	29
I.8.3) Protections directionnelles	29
I.8.4) Protections wattmétriques	29
I.8.5) Protections différentielles	29
I.8.6) Protections de masse	30
I.9) Différents appareillage de protection	30
I.9.1) Disjoncteur.....	30
I.9.1.1) Relais	30
I.9.2) fusible	32

I.9.3)sectionneur	33
I.9.4) Interrupteur	33
I.9.5) Sectionneur de terre	33
I.9.6) Parafoudre	34
I.9.7) Transformateur de courant (TC)	34
I.9.8) Transformateur de tension(TT)	34
I.10) Sélectivité	34
I.10.1) Sélectivité chronométrique.....	35
I.10.2) Sélectivité ampèremétrique	36
I.10.3) Sélectivité logique	37
I.11) Conclusion	38
Chapitre I I: Bilan de puissance.	
II.1) INTRODUCTION	39
II.2) calcul de puissances	39
II.2.1) Puissance installée	39
II.2.2) Puissance utilisée (P_u).....	39
II.2.3) Facteur d'utilisation (K_u)	39
II.2.4) Facteur de simultanéité (K_s)	40
II.3) schémas unifilaire de l'ancienne installation.....	41
II.4) présentation du réseau existant :.....	42
II.4.1) Terminal Marin Nord :	42
II.4.1.1) poste de livraison MT de 30kV.....	42
II.4.2) Terminal Marin sud	43
II.5) calcule des puissances de l'entreprise	44
II.5.1) Terminal Marin Nord.....	44
II.5.2) Terminal Marin sud	47
II.5.3) Puissance délivrée par les transformateurs	50

II.5.3.1) Puissance délivrée par le transformateur 5.5/0.4kV	50
II.5.3.2) Puissance délivrée par le transformateur 30/5.5kV	51
II.5.3.3) Puissance délivrée par le transformateur 30/0.4kV	52
II.5.4) Puissance totale de l'ancienne installation	53
II.6) Estimation des puissances des nouveaux projets	54
II.6.1) Présentation du nouveau projet de la DRGB.....	54
II.6.2) Répartition des charges.....	55
II.6.3) bilan de puissance	56
II.6.3.1) Puissances des différents récepteurs de nouveau projet	56
II.6.3.2) Nouveau bilan de puissance du transformateur 30/0.4kV	57
II.6.3.3) Puissance délivrée par les nouveaux transformateurs	58
II.6.3.3.1) Puissance délivrée par le transformateur TR4	58
II.6.3.3.2) Puissance délivrée par les transformateurs TR5 ou TR6	59
II.6.3.3.3) Puissance délivrée par le transformateur TR7	60
II.7) Sommes des puissances de l'ancienne et de la nouvelle installation	61
II.7.1) schémas unifilaire du nouveau projet PMTE	61

Chapitre III :DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES EQUIPEMENTS DE PROTECTION.

III.1) Introduction.....	62
III.2) Puissances nominales des transformateurs.	62
III.3) dimensionnement des jeux de barres	63
III.3.1) choix de la section	63
III.3.1.1) Vérification des contraintes thermiques et électrodynamiques.....	64
III.4) dimensionnement des câbles.....	70
III.4.1) Facteurs de corrections.....	70
III.4.2) La section du câble C1 et C2	71
III.4.3) La section du câble C3	74

III.4.4)La section du câble C4 et C5.....	. 77
III.4.5)La section du câble C6 79
III.5) Détermination des courants de court-circuit 80
III.5.1) calcule des impédances 80
III.5.2) Calcule des courants de défaut 81
III.6) Dimensionnement des disjoncteurs.....	. 82
III.6.1) Caractéristiques assignées 82
III.7) Réglage des protections 85
III.7.1) choix des transformateurs de courant.....	. 85
III.7.2) Seuil de réglage magnétique 85
III.7.3) Seuil de réglage thermique.....	. 86
III.7.4) Détermination de la prise de courant.....	. 86
III.8) Etude de la sélectivité 87
III.8.1) Sélectivité ampèremétrique 87
III.8.2) Sélectivité chronométrique 87
III.9) Conclusion 88
Conclusion générale 89

Introduction Générale

Dans le monde où on vit aujourd'hui, la consommation en énergie électrique ne cesse d'augmenter avec l'augmentation de la population et de l'industrie, qui rend les réseaux électrique plus robuste et plus complexe. Cela nous oblige à être plus précis dans nos études concernant le dimensionnement lors de construction des ouvrages électriques et surtout répondre aux exigences essentielles d'un réseau électrique qui sont : stabilité, économie et continuité du service.

Le travail que nous allons effectuer se situ au niveau de l'entreprise SONATRACH de Bejaia. Cette dernière est alimentées par deux lignes 30kV pour une puissance apparente de 30MVA chacune à partir du poste MT/MT de TOBALE.

Il se trouve qu'avec les nouvelles extensions qu'a prévu l'entreprise PMTE (Projet Moyen Terme) les lignes sont saturées. Pour palier à ces souffrances, les ingénieurs en charge du projet en collaboration avec le fournisseur de l'énergie électrique ont opté pour deux solutions qui sont :

- 1) Création d'une ligne de 60kV à partir d'El-Kseur plus la création d'un poste de 60/30kV.

Avantages :

- Pas de travaux de modification sur les installations existantes.
- Fiabilité et stabilité du réseau accrues
- L'ancien poste de livraison (GENERO) passera en poste de distribution secondaire.

Inconvénients :

- Augmentation du parc des équipements à gérer sur le plan maintenance.
- Efforts et formation du personnel pour la maîtrise des technologies des postes 60kV différentes des cellules des postes 30kV.
- Nécessité d'une présence permanent d'un électricien pour la supervision et augmentation de la charge de travail.

2) Remplacement des deux lignes de TOBALE par deux lignes a partir du poste 60/30kV BIR SLEM de 2x40 MVA et création d'un nouveau poste de livraison 30KV.

Avantages :

- Aucun travail de modification sur les installations existante.
- Travaux de réalisation sans arrêt des installations.
- Augmentation de la puissance.
- Fiabilité et stabilité du réseau accrues.

Inconvénients : aucun.

La DRGB a opté pour la deuxième variante pour des raisons techniques et économiques. La tâche qui nous à été confiée par l'entreprise consiste à dimensionner les différents constituent de ce nouveau poste.

Ce travail sera structuré comme suit :

Dans le premier chapitre nous allons faire une présentation générale de l'entreprise. Ainsi nous allons présenter des généralités sur les réseaux électriques et précisément sur les postes électriques. Le deuxième chapitre sera consacré au calcul du bilan de puissance de

l'installation actuelle de l'entreprise et de la nouvelle installation (extension), puis la puissance totale absorbées vus leurs données. Le troisième chapitre porte sur le calcul et le dimensionnement des équipements du poste. Enfin nous terminons ce travail par une conclusion générale.

PRESENTATION DE L'ENTREPRISE

SONATRACH-RTC, société nationale de recherche, d'exploitation, du transport et la commercialisation des hydrocarbures, elle a été créée le 31 décembre 1963. La volonté de l'Algérie, de récupérer ses richesses naturelles et d'assurer pleinement le contrôle de leurs exploitations, amena à nationaliser la production des hydrocarbures le 24 février 1971 par la signature d'une ordonnance définissant le cadre d'activité des sociétés étrangères en Algérie.

Au début des années 80, La restructuration de SONATRACH se mit en œuvre, cette étape figure parmi les plus importantes dans le développement de la société. D'autres étapes ont été suivies, toutes aussi importantes, notamment la réorganisation des structures de la société en activités, tout particulièrement les activités Aval et Amont. Par ailleurs, après l'ouverture du marché et les nombreux contrats de partenariats avec des compagnies étrangères, américaines notamment, ainsi qu'à l'étranger, SONATRACH a pu asseoir son statut de compagnie pétrolière «solide».

L'oléoduc Haoud El Hamra – Bejaïa est le premier pipe construit en Algérie en 1959 par la Société SO.PE.G. Il est d'une longueur de 668 Km et d'un diamètre de 24 pouces.

Aujourd'hui, SONATRACH est la première entreprise du continent africain. Elle est classée 12^{ème} parmi les compagnies pétrolières mondiales, 2^{ème} exportateur de GNL et de GPL et 3^{ème} exportateur de GAZ.

2 PRINCIPALES ACTIVITES DE LA SOCIETE

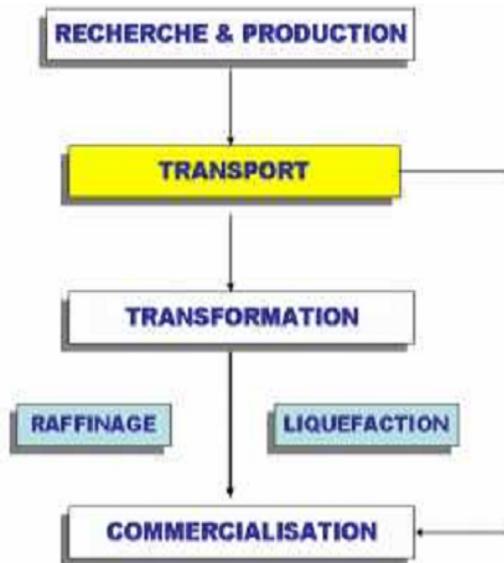
Ces activités sont au nombre de quatre :

2.1 Activité amont

- Exploration.
- Recherches et développement.
- Production.
- Forage.
- Engineering et construction.
- Associations en partenariat.

2.2 Activité avale

- Liquéfaction du gaz naturel. - Séparation des GPL.
- Raffinage du pétrole.
- Pétrochimie. : activité de la SONATRACH
- Études et développement de nouvelles technologies.



ACTIVITE DE LA SONATRACH

2.3 Activité transport par canalisations

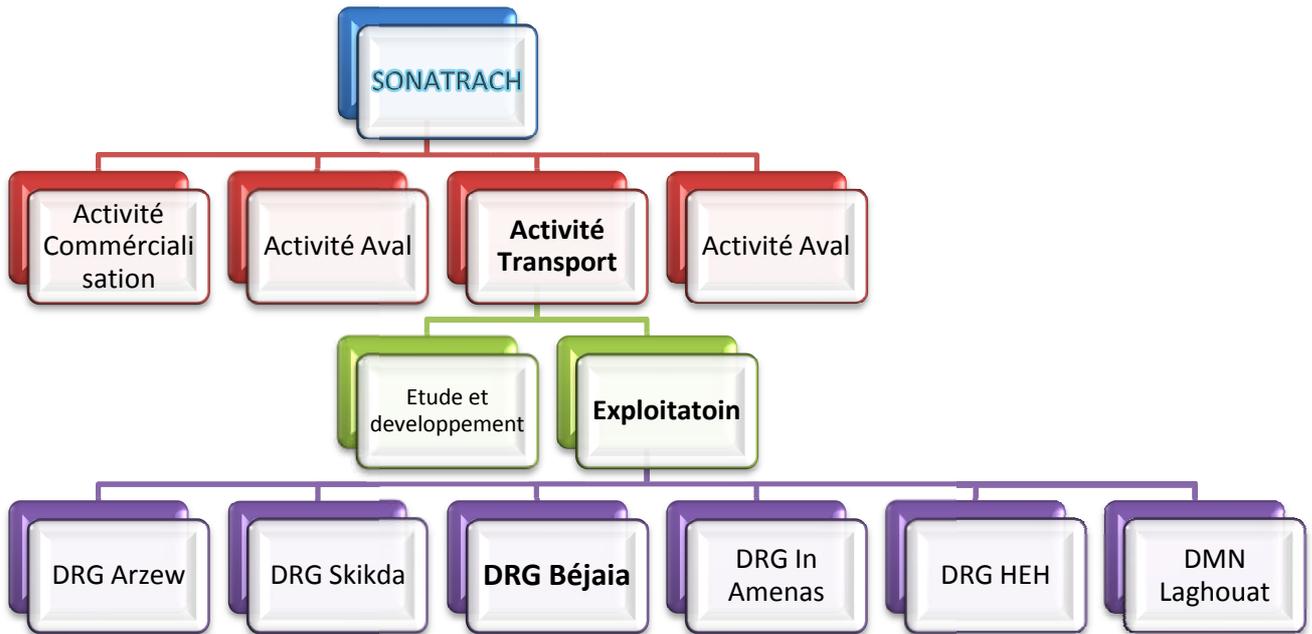
- Stockage d'hydrocarbures liquides en amont et en aval.
- Transport par canalisation d'hydrocarbures liquides gazeux, depuis les lieux de la production primaires, à travers le réseau secondaire et principal
- Le chargement des navires pétroliers.

2.4 Activité commercialisation

- Commercialisation extérieure.
- Commercialisation sur le marché intérieur.
- Transport maritime des hydrocarbures

3. ORGANIGRAMME DE SONATRACH

SONATRACH est une entreprise nationale d'un grand poids économique, et Internationale par son domaine d'activité, industrie pétrolière et gazière. La gestion de ses activités est assurée par des branches opérationnelles qui sont des directions fonctionnelles qui élaborent et veillent à l'application de la Politique et de la stratégie de groupe. Elles fournissent l'expertise et l'appui Nécessaire aux activités. Elles sont représentées par l'organigramme suivant :



4 PRESENTATION DE LA D.R.G.B

La direction régionale de Bejaïa est une direction parmi les 7 directions opérationnelles composant l'activité de transport par canalisation avec les régions d'ARZEW, SKIKDA, HAOU ELHAMRA, IN AMENAS, GPDF, et GME ces deux derniers sont 2 gazoducs traversant l'Italie et l'Espagne. La vocation de la DRGB est le transport des hydrocarbures par canalisation, stockage et chargement des navires. Le terminal marin de Bejaïa est divisé en deux parties sont :

- Terminal Nord
- Terminal Sud



LE TERMINAL MARIN DE BEJAIA

5 DESCRIPTION DES TERMINAUX

5.1 Le terminal Nord

On trouve dans ce terminal les équipements suivants :

➤ Parc de stockage

Il contient 12 bacs à toit flottant de capacité volumique de 35 000 m³ chaque bac contient une vanne, deux agitateurs, un jaugeur (transmetteur de niveau et de température) et un système anti- incendie au halon pour étouffer le feu en cas d'incendie.

Un bac 4Y1 à toit fixe de capacité de 2900 m³ utilisé pour emmagasiner le brut et le condensat en cas de surpression et lors de nettoyage des bacs

➤ Manifold

C'est un ensemble de canalisations, de vannes et de pompes de chargement utilisés pour réceptionner les hydrocarbures venant du Sahara, stockage et chargement des navires. Il contient sept pompes au nord et quatre au sud, des vannes pour l'opération de remplissage et de vidange des bacs

Le manifold destiné à assurer en nombre et en direction tous les mouvements du produit:

- Réception par pipeline.
- Remplissage et vidange sélectif des groupes de réservoirs.
- Transfert d'un groupe de réservoirs à un autre (transvasement).



➤ Tour de contrôle

C'est une salle dans laquelle on trouve les tables de commande pour le terminal nord et sud pour commander l'ouverture / fermeture des vannes et la sélection du bac, la pompe et le chemin de circulation du fluide, en plus de ça la tour a une hauteur importante permettant de visualiser l'état des vannes et des bacs et un contrôle rigoureux sur l'ensemble des installations.

5.2 Le terminal Sud

On trouve dans ce terminal les équipements suivants :

➤ **Parc de stockage**

Il contient 4 bacs à toit flottant de capacité volumique de 50 000 m³, chaque bac contient une vanne, deux agitateurs, un jaugeur (transmetteur de niveau et de température), en plus de ça un système anti- incendie au halon pour étouffer le feu en cas d'incendie.

➤ **Salle électrique**

Elle est divisée en trois chambres, haute tension, moyenne et basse tension.

On trouve dans la chambre de haute tension, les deux arrivées de sonalgaz sont connectées à deux disjoncteurs principaux redondants, un disjoncteur en amont et en aval de chaque transformateur de tension 30kv/5.5kv.

Dans la chambre de moyenne tension, on trouve deux transformateurs 5.5kv/380v redondant, un transformateur 380v/380v pour extraire le neutre du secondaire, un disjoncteur en amont et en aval de chaque transformateur et des petits disjoncteurs pour l'alimentation des moteurs et des pompes.

Dans la chambre de basse tension, on trouve des batteries rechargeables, des redresseurs de tension, des chargeurs de batterie et des armoires contenant les automates Allen Bradley et siemens S7 300, S7 400 et un ordinateur pour la supervision des installations qui sont connectées directement avec l'automate S7 400 par un câble Ethernet. Dans ces chambres on trouve des capteurs de fumée et des bouteilles de Halon pour la sécurité de la salle électrique.

➤ **Manifold**

Il contient un ensemble de canalisations, pompes, moteurs, électrovannes, la conduite d'étalonnage et le skid de comptage .ces pompes aspirent le pétrole ou bien le condensat ensuite refoulent vers les postes de chargement qui se trouvent au port.

6) Port pétrolier :

Le port pétrolier est situé à l'avant-port de Bejaïa, il est composé de :

Deux appointements A (poste 1) et B (poste 2 et 3) ;

Trois postes de chargement ;

Deux cuves ouvertes pour recevoir le ballast d'une capacité de 12000m³

Deux bassins de décantation continue

Un réservoir de récupération des huiles de capacité de 2530 m³

Deux groupes électropompes pour le réseau incendies.

Un groupe moto pompe pour le réseau incendie lors d'une coupure d'électricité

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

I-1 Introduction :

Tout réseau électrique en mode de fonctionnement anormal ne doit pas porter atteinte aux personnes et aux biens. La protection d'un réseau est l'ensemble des dispositions permettant la détection des situations anormales et d'y pallier de façon fiable, sélective et rapide.

Pour procéder au dimensionnement des équipements électrique à installer pour des fins objectives (protection, génie civil, isolation...) il faut connaître en détail le type, le fonctionnement et la constitution du réseau à réaliser.

Dans ce qui suit nous allons présenter :

I.2) - Différents types de réseaux électriques :

Les réseaux électriques sont partagés en trois types

I.2.1) - Réseaux de transport et d'interconnexion : [1][2]

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion).

I.2.2) - Réseaux de répartition :

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation [1].

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension.

- La tension est 90 kV ou 63 kV.
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre.
- Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV.
- Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV.
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

I.2.3) - Réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique [1].

I.2.3.1) - Réseaux de distribution à moyenne tension :

HTA (30 et 10 kV le plus répandu).

- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

I.2.3.2) - Réseaux de distribution à basse tension :

BTA (230 / 400 V),

- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

I.3) Différentes structures du réseau électrique :

Il existe 3 structures basées sur les qualités de service :

I.3.1) Réseau à structure radiale :

C'est une structure ultra simple dont le schéma unifilaire est une arborescence, à l'origine se trouve un poste (HT/MT) relié à des réseaux de répartition constitués de postes (MT/BT) qui assure la distribution de l'énergie électrique.

Parmi les avantages de ce type de réseau c'est qu'il est extra simple à étudier et à construire, en cas de défaut il suffit d'ouvrir l'appareille de protection placé en tête de ligne, ainsi dans toutes les branches. L'énergie circule dans un sens bien défini, ce qui permet de protéger et de commander celle-ci d'une façon simple, donc par un matériel peut onéreux.

Toute fois, ce genre de réseau présente des lacunes, en effet il provoque une grande chute de tension comparativement à d'autres distributions. De plus, le réseau radiale ne peut assurer une bonne continuité de service, du fait qu'un incident ou une coupure entraîne la mise hors service du réseau sans aucune possibilité de réalimentation de secoure.

I.3.2) Réseau à structure bouclée :

Une structure bouclée se distingue par l'existence d'un certains nombre de boucles fermées, contenant un nombre limité de sources.

L'avantage principal de ce type de réseau est qu'en cas de défaut d'un élément la continuité de service est toujours assurée, car la mise hors tension d'un tronçon bien défini n'entraîne pas des surcharges inadmissibles pour les autres. Fait du rapport de charge cette est donc de fortes sections.

L'inconvénient de ce type de réseau est lié au coup de réalisation et de sa mise en œuvre qui est très importante sans compter le coup des protections.

I.3.3) Réseau à structure maillée :

Les réseaux maillés sont des réseaux où les liaisons forment des boucles réalisant une structure semblable à la maille d'un filet.

Ce type de réseau présente l'avantage d'offre d'une meilleure sécurité d'exploitation et une continuité de service pour les consommateurs, car en cas de défaut il suffit d'isoler le tronçon défectueux entre les deux nœuds.

Son inconvénient réside au niveau de l'étude de ce type de réseau qui est très complexe, aussi sa réalisation est plus coûteuse par rapport à d'autres types de réseaux électriques.

Remarque :

Les choix entre les différentes structures ne peut se faire qu'après une étude économique, tenant compte non seulement du prix de revient du réseau, mais aussi de la qualité de service qui pourra être assurée et des possibilités d'extension du réseau.

I.4) Les postes :[3]

I.4.1) différents types de poste :

Le poste est un ensemble de nœuds où les différentes branches du réseau (lignes aériennes, souterraine, transformateurs...) sont interconnectés.

Selon le rôle à accomplir, on distingue :

- Les postes d'interconnexion.
- Les postes de livraison.
- Les postes de distribution.
- Les postes mixtes.

Nous pouvons donc classer les postes par rapport aux réseaux sur lesquels ils sont utilisés ainsi que par les fonctions qu'ils remplissent.

I.5) postes de livraison :

I.5.1) Rôle d'un poste de livraison :

Le poste de livraison est essentiellement constitué de l'appareillage et d'un ou plusieurs transformateurs permettant d'assurer les fonctions suivantes :

- Dérivation de courant sur le réseau.
- Protection des transformateurs coté MT.
- Transformation MT/BT.
- Protection des transformateurs coté BT.
- Comptage d'énergie.

Un poste de livraison moyenne tension est alors réalisé par l'assemblage et la combinaison de plusieurs cellules.

Chaque cellule est destinée à une fonction bien déterminée :

- Cellules arrivée.
- Cellules de protection générale.
- Cellules de comptage.
- Cellules de départ.

Ainsi le rôle de chaque cellule est réalisé par des appareils à savoir :

Sectionneur ou interrupteur-sectionneur ; disjoncteur ; compteur, transformateur de courant, transformateur de tension.

I.5.2) Différents types de postes de livraison :

On distingue deux types principaux suivants :

I.5.2.1) Les postes d'intérieur :

Dans les locaux spécialisés ou des immeubles.

- postes ouverts maçonnés ou préfabriqués.
- postes en cellules préfabriquées métalliques

I.5.2.2) Les postes d'extérieur :

-sous enveloppe maçonnée ou préfabriquée avec des équipements d'intérieur (appareillage et transformateur)

-sur le sol avec matériel d'extérieur (appareillage et transformateur).

-sur poteau avec équipement d'extérieur spécifique (appareillage et transformateur) de puissance

Les enveloppes de postes préfabriqués offrent un choix importants de solution à base de béton ou de métal et une mise en œuvre simple et rapide avec un coup compétitif.

I.5.3) Eléments constitutifs d'un poste MT/BT :

Les postes de livraison MT/BT sont constitués de différents équipements comme :

- Une ou plusieurs travées de lignes MT.
- Un ou plusieurs transformateurs.
- Des résistances ou bobine de neutre destinées à mettre à la terre le secondaire du transformateur.
- Eventuellement des inductances de limitation du courant de court-circuit.
- Un ou plusieurs transformateurs MT/BT servants à l'alimentation des services auxiliaires à courants alternatif.
- Un ou plusieurs sources de courant continu.
- Des circuits BT de commande, de contrôles et de protection.
- Dans certains cas des installations de commande à distance et une station d'émission de télécommande.

I.5.4) Différents modes d'alimentation : [3]

Trois types d'alimentation représentés sur la figure (figure I.1) sont utilisés.

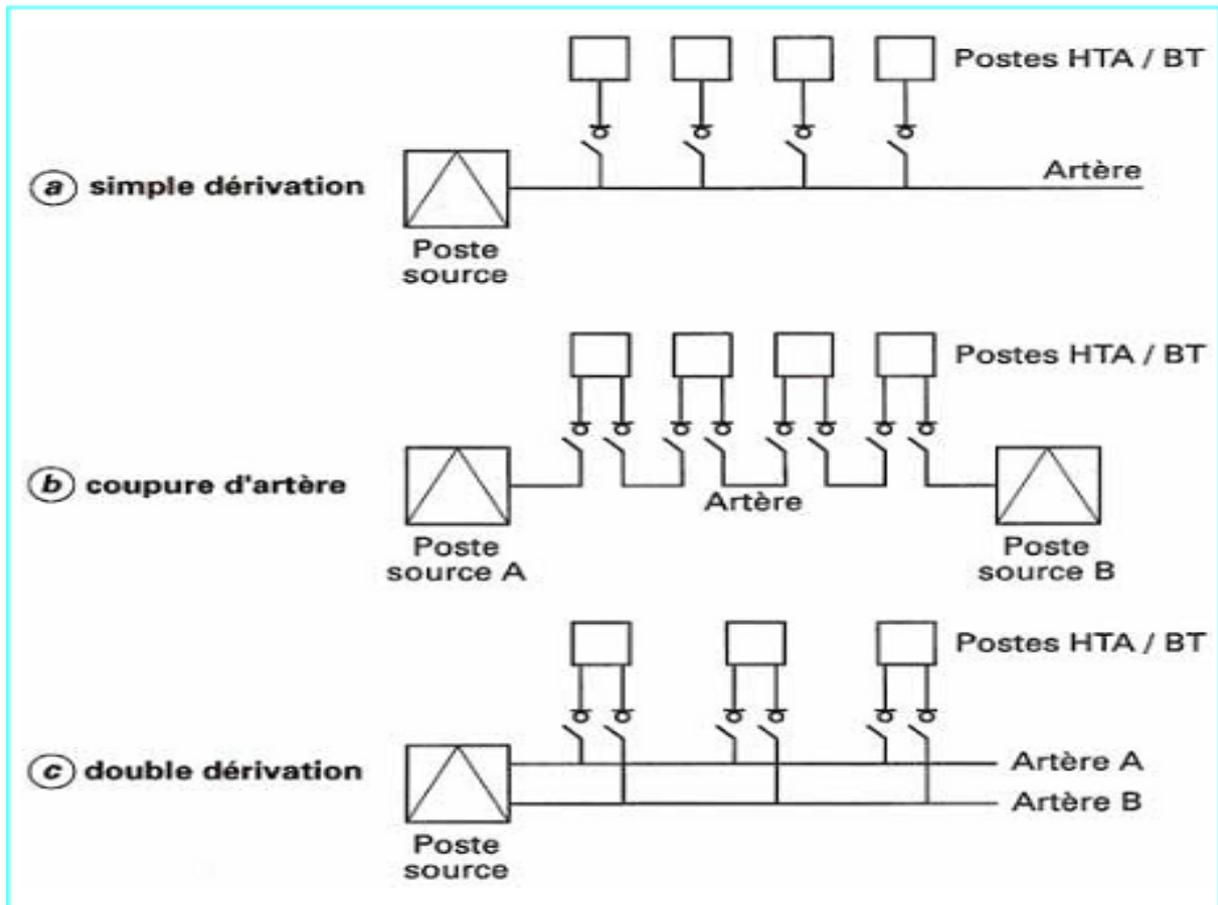


Figure I.1 – différents modes d'alimentation HTA

I.5.4.1) Alimentation en simple dérivation ou antenne

C'est le schéma le plus simple, généralement utilisé pour les postes ruraux et quelquefois pour les postes urbains (installations provisoires, postes de chantier). Un seul câble ou ligne aérienne alimente le poste (figure I.1-a).

Une intervention sur le câble ou la ligne nécessite dans la majorité des cas (le bouclage en basse tension n'étant généralement pas possible) d'interrompre l'alimentation de la clientèle.

I.5.4.2) Alimentation en coupure d'artère ou boucle :

C'est le système de distribution le plus répandu en zone urbaine.

Chaque poste est alimenté par deux câbles issus d'un même poste source (éventuellement de deux postes sources), l'ensemble des deux câbles formant une boucle (figure I.1-b).

Ce système permet d'isoler un tronçon de câble pour travaux, tout en continuant à alimenter tous les postes. Seule une défaillance de la source elle-même peut priver de courant les postes de la boucle.

Ces réseaux sont exploités en boucle ouverte.

I.5.4.3) Alimentation en double dérivation :

C'est le système de distribution qui offre la plus grande continuité de service. Il est utilisé dans des zones urbaines où la clientèle ne peut supporter des coupures de longue durée. Chaque poste est raccordé à deux câbles (figure I.1-c). L'un des câbles alimente normalement le poste, l'autre étant en réserve pour réalimenter le poste en cas de défaut sur le premier.

Actuellement, cette réalimentation est parfois assurée automatiquement dans certaines grandes agglomérations.

I.6) Différents régimes du neutre :[4]

La norme NFC 15-100 définit :

- Le régime du neutre TT : le premier T indique que le neutre de l'installation est relié à la terre coté générateur et le deuxième indique que les masses (carcasses) sont reliées à la terre.
- Le régime du neutre TN : la première lettre T indique que le neutre de l'installation est relié à la terre coté générateur et la lettre N indique que les masses (carcasses) sont reliées au neutre.
- Le régime du neutre IT : la première lettre I indique que le neutre de l'installation est isolé de la terre ou liaison par l'intermédiaire d'une impédance assez forte.

I.6.1) Régime du neutre TT

Le point neutre du transformateur est relié directement à la terre, les masses sont reliées à la prise de terre de l'installation. Le conducteur du neutre est séparé des masses d'utilisation.

D'où il résulte qu'un courant de défaut entre un conducteur de phase et la masse, tout en ayant une intensité inférieure à celle d'un courant d'un court-circuit, ce courant peut

provoquer l'apparition d'une tension de contact supérieure à la tension limite conventionnelle de sécurité.

Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement réalisé par un dispositif différentiel sélectif placé en amont de l'installation.

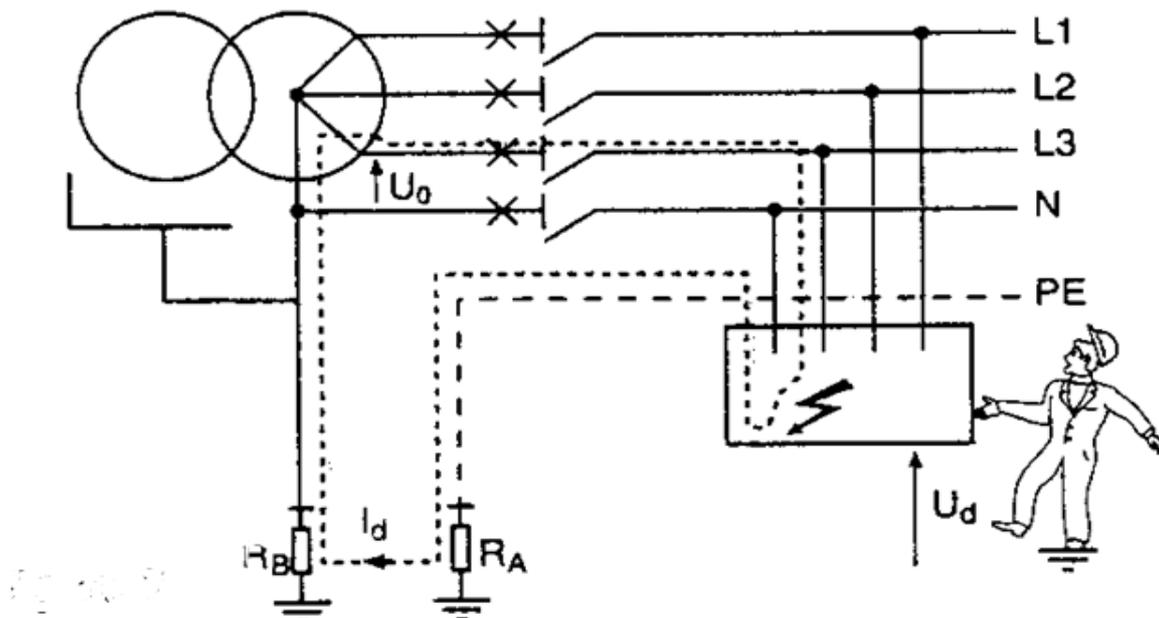


Figure I.2: schema TT

En cas de défaut :

En présence d'un défaut d'isolement le courant de défaut I_d est essentiellement limité par les résistances de terre (si la prise de terre des masses et la prise de terre du neutre ne sont pas confondues)

Les résistances de terre étant généralement faibles et de même ordre de grandeur, cette tension est dangereuse, il est donc obligatoire de prévoir une déconnexion automatique de la partie de l'installation concernée par le défaut.

Avantages

- C'est le régime de neutre le plus simple à mettre en œuvre, à contrôler et à exploiter.
- Facilité de maintenance.
- Elimination des risques d'incendies : les courants de défaut restent très faibles et sont rapidement interrompus par la protection différentielle.
- Coupure dès le premier défaut : ceci peut être un inconvénient dans le milieu industriel.

Inconvénients :

- Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement éliminé par un dispositif différentiel à courant résiduel situé en tête de ligne d'exploitation ou éventuellement sur chaque départ pour améliorer la sélectivité.
- Pas de continuité de service lors d'un défaut d'isolement

I.6.2) Régime de neutre TN :

C'est le régime de neutre employé pour les installations alimentées par un poste de transformation privé, le point de neutre du transformateur et le conducteur PE sont reliés directement à la terre.

Le schéma TN comporte deux sous schémas (TN-C) et (TN-S).

I.6.2.1) Régime de neutre TN-S :

Le point de neutre du transformateur et le conducteur de neutre sont reliés directement à la terre et les masses sont reliées au conducteur du neutre.

- Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement réalisé par un dispositif de protection contre les surintensités.
- La protection des personnes contre les contacts indirects est réalisé par un dispositif différentiel.
- Le conducteur ne doit jamais être coupé.

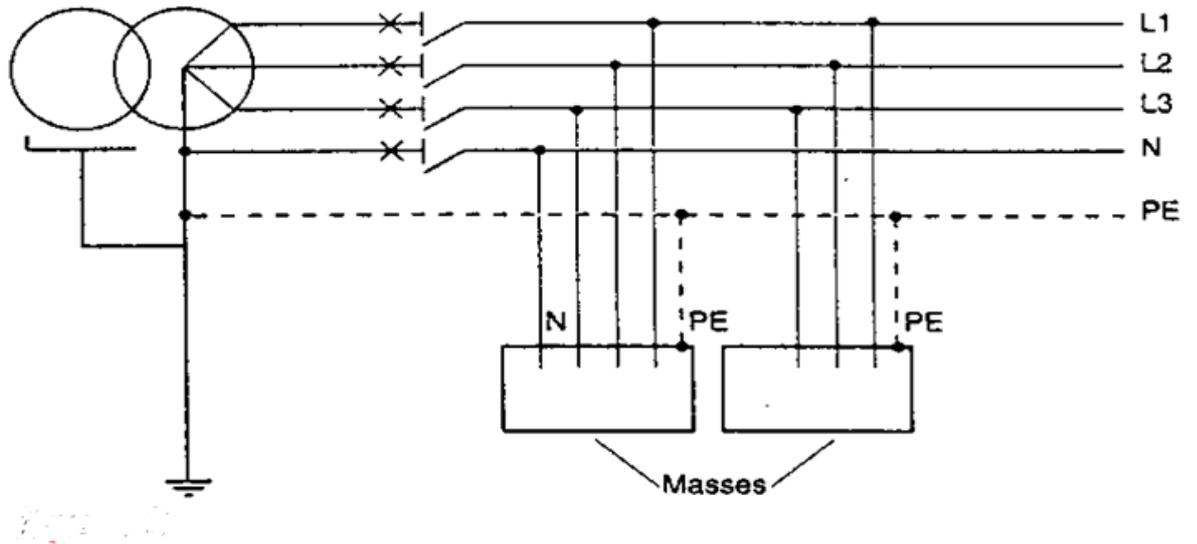


Figure I.3: schéma TN-S

I.6.2.2) Régime de neutre TN-C :

Le conducteur de neutre et le conducteur de protection sont confondus, le point de neutre du transformateur et le conducteur de neutre sont reliés directement à la terre et les masses sont reliées au conducteur de neutre.

- Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement réalisé par un dispositif de protection contre les surintensités.
- Le conducteur ne doit jamais être coupé.
- L'utilisation d'un dispositif différentiel est impossible.
- Ce type de schéma est interdit pour les sections de conducteurs inférieure à 10mm^2
- Le schéma TN-C doit être toujours en amont du schéma TN-S.

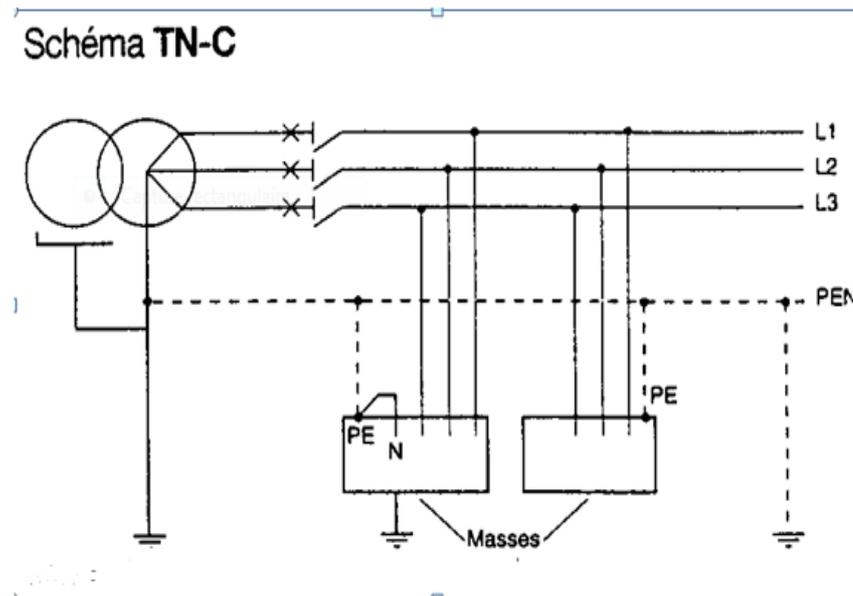


Figure I.4: schema TN-C

En cas de défaut :

Que ce soit en TN-C ou en TN-S lors de l'apparition d'un défaut d'isolement, il se traduit par un court-circuit.

Suite à un défaut d'isolement, le courant de défaut est très important, puisqu'il équivaut à un court-circuit monophasé entre phase et neutre. Le courant n'est limité que par la résistance du câble d'alimentation.

Avantage et inconvénients du régime TN-S :

- Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement éliminé par le dispositif de protection contre les surintensités.
- L'intensité des courants de défaut d'isolement est important (perturbation et risque d'incendie accrus).

Avantage et inconvénients du régime TN-C :

- Economie des conducteurs.
- Il ne nécessite pas des DDR lors des grandes longueurs à des petites sections.
- Déclenchement obligatoire au premier défaut.
- Le neutre ne peut être coupé, ce qui est dangereux du fait de ces variations de potentiel, dus aux courants de charges et aux courants d'isolement.

I.6.3) Régime de neutre IT :

C'est le régime de neutre le plus employé pour les installations nécessitant une continuité de service. Dans le schéma IT le conducteur neutre est soit non relié à la terre (cas de neutre isolé) soit relié à la terre par l'intermédiaire d'une impédance Z . afin d'éliminer le risque de défaut d'isolement HT/BT, un limiteur de surtension doit être insérer entre le point neutre et la terre.

Ce schéma permet d'éviter en cas de premier défaut d'isolement et nécessite de se fait une surveillance continue de l'isolement de l'installation par un contrôleur permanent d'isolement CPI.

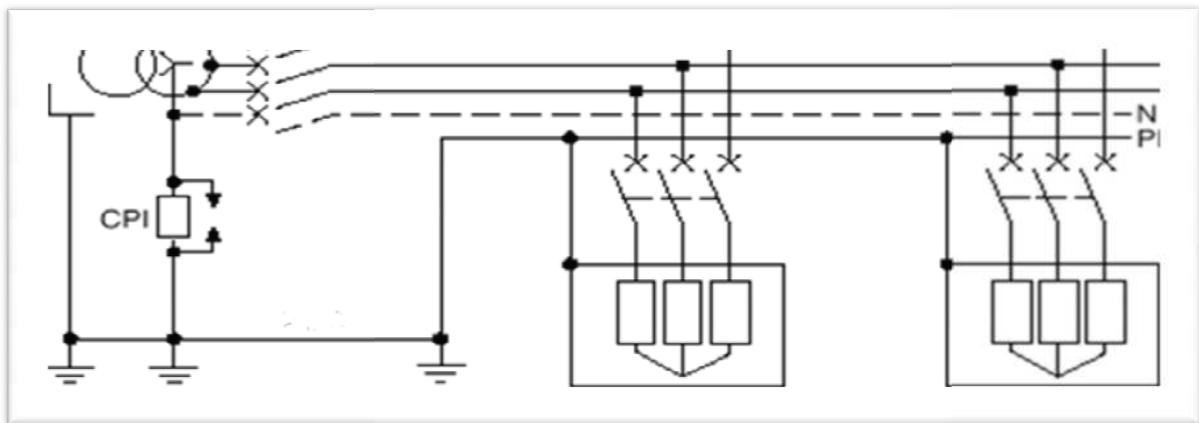


Figure I.5:schéma IT

En cas de défaut :

Comportement au premier défaut :

Le premier défaut se referme par la mise à la terre du neutre du transformateur (impédance forte ou infinie). La tension de défaut n'est pas dangereuse.

Continuité de l'exploitation, le contrôleur permanent d'isolement CPI détecte ce courant de défaut et le signale afin qu'une recherche et une réparation du défaut intervienne avant le deuxième défaut

Comportement au deuxième défaut :

Lorsqu'un deuxième défaut apparaît et que le premier défaut n'a pas été éliminé, trois cas sont à examiner :

- Le défaut concerne le même conducteur actif: rien ne se passe et l'exploitation peut continuer.
- Le défaut concerne deux conducteurs actifs différents : si toutes les masses sont interconnectées, le défaut double est un court-circuit, risque d'électrisation

Avantages :

- L'intensité du courant du premier défaut d'isolement ne crée pas une situation dangereuse.
- Il n'est pas obligatoire de déclencher au premier défaut ce qui permet d'assurer une meilleure continuité de service.

Inconvénients :

- L'intensité de courant de double défaut d'isolement est importante.
- Signalisation obligatoire au premier défaut d'isolement suivi à sa recherche et sont élimination réalisée par le contrôleur permanent d'isolement installé entre neutre et terre.
- Déclenchement obligatoire au deuxième défaut d'isolement par le dispositif de protection contre les surintensités (condition des appareils de protection).
- Nécessite un personnel d'entretien disponible pour la recherche et l'élimination du premier défaut.

I.7) Les défauts dans les réseaux électrique : [5][6]

I.7.1) types de défauts :

a) En fonction du nombre de conducteur affectés on distingue :

- Le défaut monophasé entre une phase et la terre.
- Le défaut biphasé entre deux phases par l'intermédiaire de la terre ou non.
- Le défaut triphasé entre trois phases par l'intermédiaire de la terre ou non.

b) En fonction de la localisation du défaut on distingue :

b).1 Défaut simple localisé en un seul point.

- Le courant de retour passe toujours dans l'impédance de mise à la terre du neutre quand elle existe.
- Le courant de défaut biphasé ou triphasé reste circonscrit aux conducteurs actifs au siège du défaut.

b).2 Défaut double à la terre résultant généralement d'une évolution des tensions du réseau suit à un premier défaut monophasé simple :

- Un second défaut affecte l'une des deux phases non intéressée par le premier défaut.
- Ce second défaut n'a pas lieu au même endroit que le premier.

c) Exemple de défaut

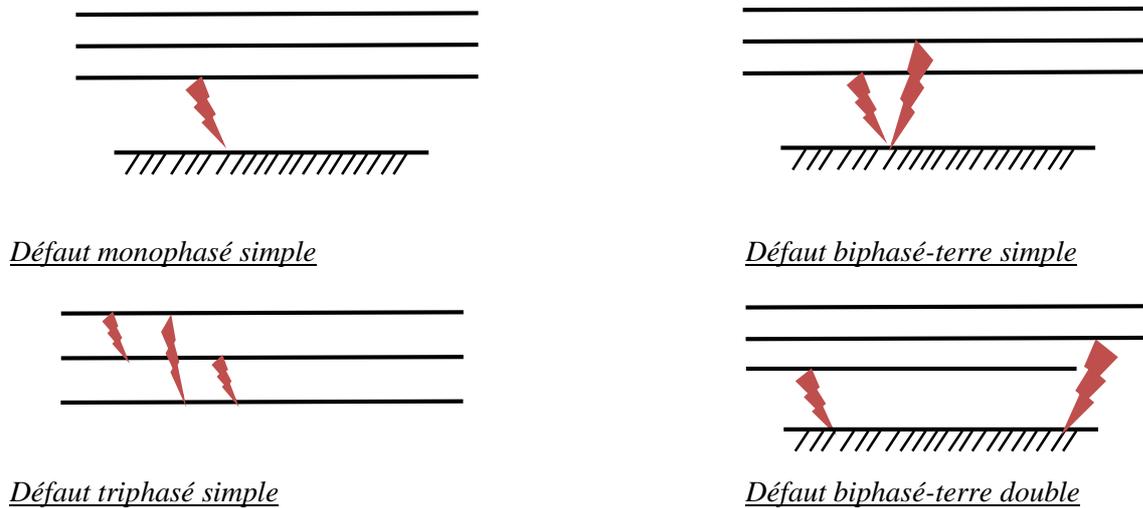


Figure I.6 : types de défauts.

I.7.2) Analyse des défauts :

a. Défaut double

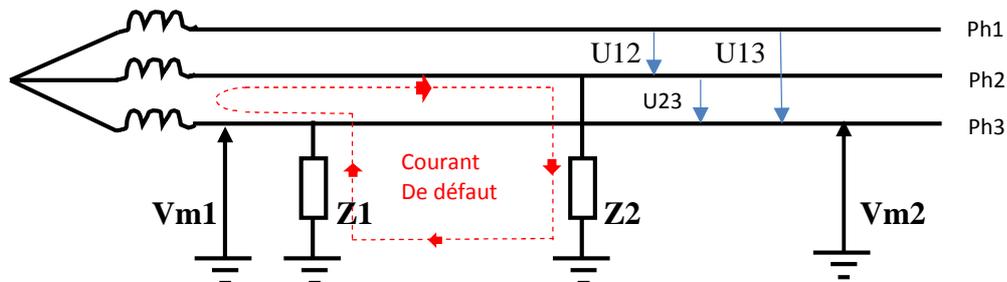


Figure I.7 : représentation de défaut double.

Lorsqu'un défaut à la terre apparaît sur une phase du réseau HTA, il s'accompagne d'une élévation du potentiel des deux autres phases par rapport à la terre. Cette montée de potentiel peut atteindre la tension composée du réseau. Elle est de plus susceptible de s'accompagner de phénomènes transitoires à fréquences élevées. Lorsqu'un point faible existe en réseau sur ces deux phases saines, un second défaut peut alors apparaître. Un courant de court-circuit biphasé apparaît et transite par les terres locales des défauts.

b. Rupture de conducteur à la terre

Ces défauts (estimés actuellement à 20 % des défauts "aériens") peuvent présenter un risque pour les tiers dans le cas où le conducteur tombe à terre et lorsqu'il n'est pas détecté à cause de la faible valeur du courant de défaut.

Le courant de défaut engendré au côté source diffère de celui du côté charge :

➤ **Rupture côté poste source**

Le courant de défaut engendré dépend de la résistivité du sol : clôture, terrain sableux...

➤ **Rupture côté charge**

Le courant de défaut engendré côté HTA est extrêmement faible quelle que soit la résistance de défaut.

Le courant de défaut côté BT est proportionnelle à la charge aval du transformateur HTA/BT.

c. Rupture de conducteur sans contact à la terre (ligne aérienne)

Ces défauts se produisent lors d'une rupture d'un pont entre deux éléments de réseau. Il n'y a aucun risque pour les tiers du fait de l'absence de contact avec la masse.

I.7.3) Classement des défauts [7]

Le classement actuel des défauts se fait en fonction de la façon dont ils sont traités par les réenclencheurs ou encore appelé les automatismes de reprise de service.

a) Défauts auto-extincteurs

Ils disparaissent naturellement avant fonctionnement des protections, en une durée inférieure à environ 100 ms.

Principe de fonctionnement

Pour éviter tout déclenchement inutile sur défaut auto-extincteur, la protection par construction est inhibée, c'est-à-dire que :

- Si le défaut dure moins de 60 ms, la protection ne doit pas réagir.
- Si le défaut dure plus de 100 ms, la protection réagit.
- Si le défaut entre 60 et 100 ms, la protection réagit en fonction de la forme d'onde du courant de défaut (temps de passage à zéro du courant).

Le temps qui s'écoule entre l'établissement du courant de défaut et l'ouverture du disjoncteur est de l'ordre de 150 ms environ.

b) Défauts fugitifs

Ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les réenclencheurs après une ouverture d'environ 0.3 s ou par le disjoncteur shunt.

Principe de fonctionnement

Si le défaut persiste au-delà de la durée d'inhibition de la protection, un déclenchement est ordonné. La durée de mise hors tension est d'environ 300 ms pour permettre la désionisation de l'arc qui a pu se former. Le disjoncteur se referme alors.

c) Défauts semi-permanents

Ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les réenclencheurs à l'issue du 1^{er} ou 2^{ème} réenclenchement lent.

Principe de fonctionnement

Si le défaut réapparaît à la remise sous tension, les réenclencheurs réagissent de la manière suivante :

- Un deuxième déclenchement à lieu 0.5 s environ après la réapparition du défaut, la coupure a alors une durée de 15 à 30 s, ce cycle peut être suivi d'un deuxième cycle analogue.
- La temporisation de 0.5 s permet de laisser passer les courants transitoires qui s'établissent à la reprise de la charge du départ, elle permet également d'assurer la sélectivité avec les protections des clients HTA dont la temporisation est limitée à 200 ms (NF C 13 100), la durée de 15 à 30 s permet l'extinction des défauts dus à autre chose qu'un arc (contact avec une branche d'arbre).

d) Défauts permanents

Ils ne sont pas éliminés par les réenclencheurs et nécessitent une intervention de l'exploitant.

Principe de fonctionnement

Si après cela le défaut persiste encore, le disjoncteur déclenche définitivement. Ce dernier déclenchement ayant lieu aussi 0.5 s environ après la réapparition du défaut, la ligne reste alors hors tension jusqu'à la fin de l'intervention nécessaire.

e) Défauts évolutifs

Défaut monophasé évoluant au même lieu en défaut biphasé ou triphasé accompagné d'un creux de tension perceptible par les clients.

f) Défauts intermittents

Ce sont des défauts monophasés de durée de 10 à 20 ms qui se réamorcent selon une périodicité généralement comprise entre 100 et 200 ms. On les trouve actuellement sur les réseaux souterrains et surtout sur les réseaux compensés.

g) Défauts de surcharge

La surcharge est due à l'élévation de l'intensité de 1 à 10 In d'un circuit due par exemple à une surabondance des récepteurs, et par conséquent il provoque l'échauffement lent et progressif des parties actives, des masses métalliques, des isolants.

h) Le court-circuit

Elévation brutale de l'intensité de 10 à 1000 In dans un circuit due à une liaison accidentelle de deux points de potentiel différents (PH et N), et par conséquent il provoque un Arc électrique, échauffement important pouvant entraîner la fusion des parties actives (soudure des contacts, projection de particule).

i) Surtension : [8]

Une surtension est toute tension entre un conducteur de phase et la terre, ou entre conducteurs de phase, dont la valeur de crête dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel, définie par la norme CEI 71-1.

Une surtension est dite de mode différentiel si elle apparaît entre conducteurs de phase ou entre circuits différents. Elle est dite de mode commun si elle apparaît entre un conducteur de phase et la masse ou la terre.

Origine des surtensions

Les surtensions peuvent être d'origine interne ou externe.

Origine interne

Ces surtensions sont causées par un élément du réseau considéré et ne dépendent que des caractéristiques et de l'architecture du réseau lui-même.

A titre d'exemple, la surtension qui apparaît à la coupure du courant magnétisant d'un transformateur.

Origine externe

Ces surtensions sont provoquées ou transmises par des éléments externes au réseau, dont on peut citer à titre d'exemple :

- surtension provoquée par la foudre
- propagation d'une surtension HT à travers un transformateur vers un réseau interne d'usine.

Classification des surtensions

La norme CEI 71-1 donne la classification des surtensions selon leur durée et leur forme.

Selon la durée, on distingue les surtensions temporaires et les surtensions transitoires :

- **surtension temporaire** : surtension à fréquence industrielle de durée relativement longue (de quelques périodes à quelques secondes).

- **surtension transitoire** : surtension de courte durée ne dépassant pas quelques millisecondes, oscillatoire ou non, généralement fortement amortie.

Les surtensions transitoires sont divisées en :

- Surtension à front lent

- Surtension à front rapide
- Surtension à front très rapide.

Formes de tensions normalisées

La norme CEI 71-1 donne les formes d'ondes normalisées utilisées pour effectuer les essais des matériels :

- **tension de courte durée à fréquence industrielle** : c'est une tension sinusoïdale de fréquence comprise entre 48 Hz et 62 Hz et de durée égale à 60s.

- **tension de choc de manœuvre** : c'est une tension de choc ayant une durée jusqu'à la crête de 250 μ s et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de 2500 μ s.

- **tension de choc de foudre** : c'est une tension de choc ayant une durée de front montant de 1,2 μ s et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de 50 μ s.

Conséquences des surtensions :

Les surtensions dans les réseaux électriques provoquent des dégradations du matériel, une baisse de la continuité de service et un danger pour la sécurité des personnes.

Les conséquences peuvent être très diverses suivant la nature des surtensions, leur amplitude et leur durée. Elles sont résumées dans ce qui suit :

- claquage du diélectrique isolant des équipements dans le cas où la surtension dépasse leur tenue spécifiée.

- dégradation du matériel par vieillissement, causé par des surtensions non destructives mais répétées.

- perte de l'alimentation suite aux coupures longues causées par la destruction d'éléments du réseau.

I.8) Différents types de protections : [9]

I.8.1) Protections ampèremétriques :

Ces protections sont sensibles au module de l'intensité du courant mesuré. Ce sont des protections très largement répandues car elles sont très simples à réaliser et à mettre en œuvre. L'apparition d'un court-circuit sur un réseau va obligatoirement provoquer la circulation d'une surintensité qu'il suffit de détecter.

I.8.2) Protections voltmétriques :

Ces protections sont sensibles au module de la tension. Elles sont simples à fabriquer et faciles à utiliser, mais leur usage est limité, car elles ne sont pas sélectives. En effet, la présence d'un court-circuit va provoquer une variation de tension phase-terre, phase-phase... facilement détectable, mais uniforme sur l'ensemble du réseau. Ce type de protection est, pour cette raison, fréquemment utilisée pour sélectionner la ou les phases en défaut (principe de la balance voltmétrique).

I.8.3) Protections directionnelles :

Ces protections sont capables de positionner les défauts qu'elles détectent par rapport au point de mesure (amont ou aval). Le plus souvent, le principe de localisation est basé sur la mesure du déphasage courant-tension, grandeur caractéristique du sens de circulation de l'énergie.

I.8.4) Protections wattmétriques :

Ces protections mesurent le plus souvent la puissance résiduelle. En effet, l'apparition d'une telle puissance permet de détecter la présence d'un défaut monophasé situé en aval du point de mesure. Le principe et la conception de ces protections sont plus compliqués que pour une simple protection ampèremétrique ou voltmétrique, mais elles permettent d'améliorer notablement la sensibilité du plan de protection. Les protections wattmétriques entrent dans la catégorie plus vaste des protections directionnelles.

I.8.5) Protections différentielles :

Lorsque la somme des courants sortants d'une installation passive est inférieure à la somme des courants entrants, cela signifie qu'elle est le siège d'un défaut. Les protections différentielles utilisent cette propriété. Elles sont très répandues sur les réseaux de transport, notamment pour protéger les jeux de barres, mais elles sont très exigeantes en termes de précision de mesure. En effet, si la précision des mesures n'est pas homogène au niveau des différents capteurs (qu'il s'agisse de régimes établis ou de régimes transitoires), le risque de mauvaise interprétation d'un déséquilibre entrées/sorties est grand. Il faut aussi tenir compte

du courant capacitif de la section surveillée. Autre inconvénient, la multiplication des capteurs de mesure, puisqu'il faut équiper l'amont et l'aval de l'équipement protégé. Ces protections sont aussi très utilisées pour protéger les transformateurs (T)HT/MT .

I.8.6) Protections de masse

Il s'agit d'une variante de protection ampèremétrique et de protection différentielle. En effet, ces protections mesurent le courant qui circule dans la connexion de mise à la terre de la masse d'une installation. Le passage d'un courant signifie qu'un amorçage avec la masse de l'installation s'est produit. Il s'agit généralement d'un défaut à la terre (monophasé), mais il peut aussi s'agir d'un défaut biphasé à la terre. Si le principe est simple, la mise en œuvre peut être délicate, car elle impose que la masse du système surveillé soit isolée de la terre (sauf bien évidemment, au point de connexion). C'est, par contre, une alternative simple et peu coûteuse à la protection différentielle pour un système limité en étendue (transformateur de puissance, transformateur auxiliaire, résistance ou bobine de neutre...).

I.9) Différents appareillage de protection :

I.9.1) Disjoncteur : [7]

Le disjoncteur est un appareil de connexion capable :

- D'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans des conditions normales du circuit.
- D'établir, de supporter et d'interrompre durant une période spécifiée des courants dans des conditions anormales du circuit.

Il assure dans tous les cas les fonctions de base de l'appareillage :

- Contre les surintensités.
- Commande des circuits en aval.

Et sous certaines conditions :

- La protection des personnes contre les dangers des courants.
- La protection du sectionneur.

Il est doté principalement de :

- Pôles principaux comportant chacun des contacts fixes et mobiles et dispositif d'extinction de l'arc.
- D'un dispositif de commande manuel fermeture et verrouillage.

Tension nominal :

C'est la tension à laquelle se rapporte le pouvoir de coupure et de fermeture. Pour les circuits polyphasés c'est la tension entre phases.

Courant nominal :

C'est la valeur du courant que le disjoncteur est capable de supporter dans les conditions d'essai spécifiées en respectant les limites d'échauffements spécifiques.

Calibre :

Le calibre est le courant maximal que peut supporter en permanence le déclenchement thermique dans une température ambiante donnée.

Pouvoir de coupure :

C'est la plus grande intensité du courant de court-circuit (courant présumé) qu'un disjoncteur peut interrompre sous une tension donnée et dans certaines conditions.

Pouvoir de fermeture :

C'est la plus grande intensité de courant que le disjoncteur peut établir sous sa tension nominale dans des conditions spécifiées.

I.9.1.1) Relais : [10]

Les relais de protection sont des appareils qui comparent en permanence les grandeurs électriques des réseaux (courant, tension, fréquence, puissance, impédance...) à des valeurs prédominées.

Le rôle des relais de protection est de détecter tous phénomènes anormaux pouvant se produire sur un circuit électrique, avec pour objectif, suivant leurs types :

- L'élimination des défauts, afin de limiter les contraintes électriques (surtension, surintensité) et les contraintes mécaniques. Ceci se fait à l'aide des relais de protection contre les défauts.
- La surveillance des grandeurs électriques du réseau pour contrôler en permanence la qualité de l'énergie fournie et assurer la protection des personnes contre les dangers de l'électricité. Ceci se fait à l'aide des relais d'exploitation ou de surveillance.

Les relais à prévoir pour assurer le bon fonctionnement de chaque unité fonctionnelle peuvent être de l'une ou de l'autre des deux familles définies ci-dessus, voire même des deux, en fonction des impératifs plus au moins contraignant du procédé.

Leurs classification se fait d'après l'élément moteur :

- Relais électromagnétique, commandé par un électro-aimant.
- Relais thermique, commandé par un bilame.
- Relais magnétothermique, commandé à la fois par un électro-aimant et par un bilame.

Il existe plusieurs relais :

- ✓ Relais à maximum de courant de phase
- ✓ Relais à maximum de courant homopolaire
- ✓ Relais directionnel de courant
- ✓ Relais différentiel de courant
- ✓ Relais à minimum de tension
- ✓ Relais de BUCHHOLZ

En distribution électrique MT, les capteurs sont nécessaires pour fournir des valeurs de courant et de tension utilisables par les dispositifs de mesure et de protection

I.9.2) fusible :

Ce sont des appareils de protection dont la fonction est d'ouvrir, par fusion d'un ou plusieurs de leurs éléments, conçus et calibrés à cet effet, le ou les circuits dans lesquelles ils sont insérés.

Ils répondent aux normes NF C63-210, NF C61-211 et UTE C36-212, ayant un pouvoir de coupure élevé et se sont des coupe-circuits gI, gII et aM à usage industriel. Ceux qui répondent aux normes C61-200 et C61-201 sont des coupe-circuits gf à usage domestique.

Tension nominale :

C'est la tension à laquelle se rapporte le pouvoir de coupure.

Courant nominal :

Pour éviter le fonctionnement intempestif à la mise sous tension du transformateur, l'élément fusible doit être vérifié par rapport à l'intensité maximale de charge.

Pouvoir de coupure :

Pour que l'élément fusible assure sa fonction, son pouvoir de coupure doit être supérieur à l'intensité de court-circuit qu'il doit couper.

I.9.3) sectionneur :

C'est un appareil de connexion qui assure en position d'ouverture une distance de sectionnement satisfaisant des conditions spécifiées. Il est capable de :

- D'ouvrir ou de fermer un circuit à vide.
- De supporter des courants dans des conditions normales du circuit et des courants dans les conditions anormales (court-circuit) pendant une durée spécifiée.

Outre la fonction d'isolement, il peut également participer à la fonction de protection contre les courts-circuits s'il est équipé de fusibles.

Le sectionneur a une importance capitale dans la sécurité des personnes, c'est pourquoi il est muni d'un dispositif de verrouillage en position d'ouverture.

I.9.4) Interrupteur :

C'est un appareil mécanique de connexion capable :

- D'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans des conditions normales du circuit, y compris éventuellement les conditions spécifiées d'une surcharge.
- De supporter pendant une durée spécifiée des courants dans des conditions anormales des circuits telle celles des courants de court-circuit.
- D'établir mais non d'interrompre des courants de court-circuit.

I.9.5) Le sectionneur de terre :

Il est utilisé pour court-circuiter les parties d'un circuit à la terre. Il est capable de supporter et, lorsque c'est spécifié, de fermer les courants de court circuit.

I.9.6) Parafoudre :

Les parafoudres sont installés sur les pylônes d'arrivées des lignes, leurs rôle est de limiter les surtensions en écoulant à la terre les courants de foudre.

I.9.7) Transformateur de courant(TC) : [11]

Selon la définition de la commission électrotechnique internationale (C.E.I), "un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions.

Les transformateurs de courant ont deux fonctions essentielles :

- Adapter la valeur du courant MT du primaire aux caractéristiques des appareils de mesure ou de protection en fournissant un courant secondaire d'intensité proportionnelle réduite,
- Isoler les circuits de puissance du circuit de mesure et/ou de protection.

I.9.8) Transformateur de tension(TT) :

Selon la définition donnée par la commission électrotechnique internationale (C.E.I), un transformateur de tension ou potentiel est un « transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions. On utilise aussi le terme transformateur de potentiel (TP).

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection. Les transformateurs de tension (TT ou TP) sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique, les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et terre.

I.10) Sélectivité : [12]

Un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité : il consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau. Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique :

- sélectivité chronométrique par le temps.
- sélectivité ampèremétrique par les courants.
- sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.
- sélectivité par utilisation de protections directionnelles.
- sélectivité par utilisation de protections différentielles.

I.10.1) Sélectivité chronométrique :

Principe :

Il consiste à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant échelonnées le long du réseau. Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source.

Mode de fonctionnement

Ainsi, sur le schéma (fig.I.8), le défaut représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B...

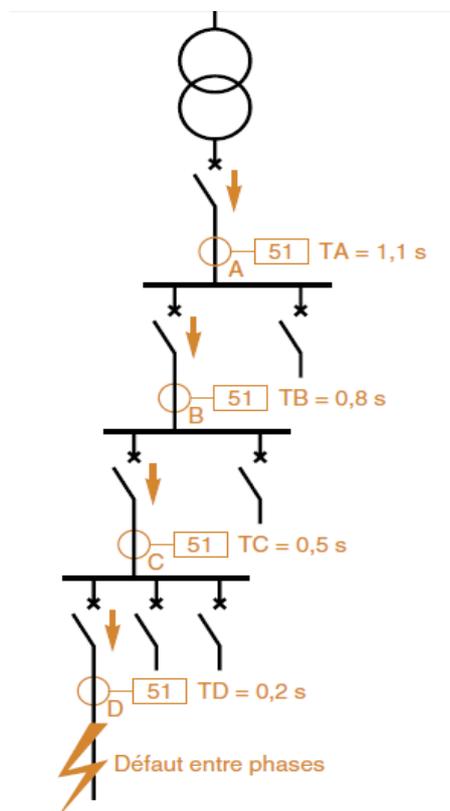


Figure I.8 : principe de la sélectivité chronométrique

I.10.2) Sélectivité ampèremétrique :

Principe

Il est basé sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source.

Mode de fonctionnement

Une protection ampèremétrique est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

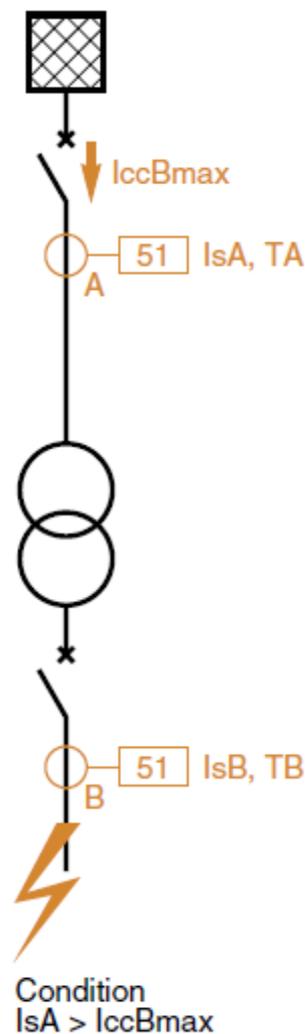


Figure I.9 : fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique

I.10.3) Sélectivité logique :

Principe :

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique.

Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut.

Mode de fonctionnement :

L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité, et donc de réduire considérablement le retard de déclenchement des disjoncteurs situés les plus près de la source.

En effet, dans un réseau en antenne, les protections situées en amont du point de défaut sont sollicitées, celles en aval ne le sont pas ; cela permet de localiser sans ambiguïté le point de défaut et le disjoncteur à commander.

Chaque protection sollicitée par un défaut envoie :

- un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont),
- un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre d'attente logique de l'étage aval. Un déclenchement temporisé est prévu en secours.

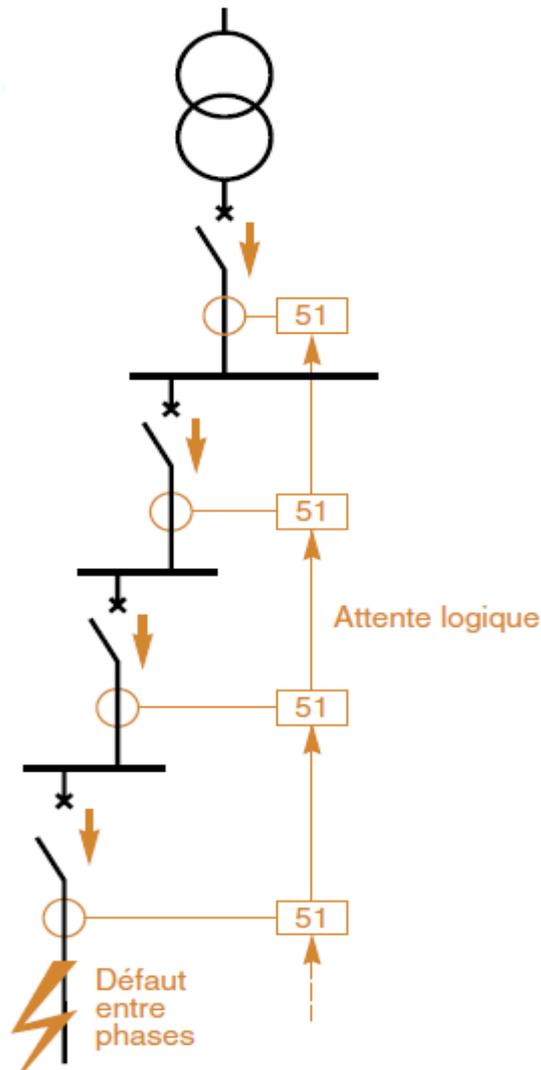


Figure I.10 : principe de la sélectivité logique

I.11) Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté en premier lieu l'historique, les activités et la description de l'entreprise de l'entreprise SONATRACH de Bejaia. Puis en second lieu nous avons présenté l'architecture des réseaux électriques. Puis la disposition constructive des postes de livraison électrique, ainsi le rôle des différents éléments constitutifs du poste.

CHAPITRE II : Bilan de puissance

II.1) INTRODUCTION :

Tous projet de réalisation d'un ouvrage électrique doit être dimensionné selon la situation et les conditions du client, pour mettre ce dimensionnement en œuvre nous devons avoir les données nécessaires sur leurs charges à alimenter après la réalisation. Ces données seront regroupées pour mettre au point le bilan de puissance de l'entreprise.

L'ancien poste de livraison de la SONATRACH de Bejaia sera un poste secondaire, il sera alimenté par le nouveau poste où il continuera à remplir sa mission

Pour parvenir à dimensionner ce nouveau poste, il faut mettre en évidence la première partie qui est le calcul du bilan de puissance.

II.2) Calcul des puissances : [13]

II.2.1) Puissance installée

C'est la somme des puissances de tous les récepteurs, c'est-à-dire la puissance nominale indiquée sur la plaque signalétique, plus l'éclairage. Elle est beaucoup plus élevée que celle réellement consommée car on suppose que tous les récepteurs fonctionnent simultanément et à leur puissance nominale.

$$P_{abs} = P_{récepteur} / \eta \dots\dots\dots (II.1)$$

$$Q_{abs} = P_{abs} * \tan \varphi \dots\dots\dots (II.2)$$

η : Le rendement.

II.2.2) Puissance utilisée (P_u) :

C'est la puissance réellement utilisée par les récepteurs. Elle est tributaire de deux facteurs :

II.2.3) Facteur d'utilisation (K_u):

La puissance utilisée est inférieure à la puissance nominale installée (plaque signalétique) d'où la notion du facteur d'utilisation affectée à chaque récepteur.

Ceci est vrai lorsque les récepteurs à moteurs sont susceptibles de fonctionner en dessous de leur charge nominale.

Dans une installation industrielle, ce facteur peut-être estimé en moyenne à 0.75 pour les moteurs, par contre pour l'éclairage et le chauffage, il sera toujours égale à 1.

II.2.4) Facteur de simultanéité (K_s) :

Dans l'ensemble électrique, les récepteurs d'un même circuit ne fonctionnent pas tous simultanément, par conséquent on affecte aux différents ensemble de récepteurs des facteurs de simultanéité.

La nature des récepteurs et les conditions d'exploitation sont essentielles pour déterminer ce facteur, on peut ne pas donner de valeurs précises applicables à tous les cas.

Les normes NFC14-100, UTE63-410 et 15-100 donnent quelques précisions sur ce facteur.

Tab II-1): Facteur de simultanéité selon le nombre de circuits

Nombre de circuits	Facteur K _s
1 à 3	0.9
4 à 5	0.8
5 à 9	0.7
10 et plus	0.6

Tableau II-2): Facteurs de simultanéité pour les différents types de récepteurs selon l'utilisation

Utilisation	Facteur de simultanéité
Eclairage, conditionnement d'air.	1
Chauffage électrique, chauffe-eau.	1

BILAN DE PUISSANCE

Prise de courant (n : nombre de prise de courant alimenté par le même circuit)	0.1+ (0.9/n)si n<6 0.6si n>6
Appareil de cuisson	0.7
Ascenseurs et monte charge : <ul style="list-style-type: none">• Pour les moteurs plus puissants• Pour les suivants (moyens puissants)• pour les autres	1 0.75 et 0.6

Lorsque les circuits d'alimentation de chauffage et de chauffe-eau ne peuvent être mis sous-tension que pendant certaines heures, il est possible de ne pas tenir compte simultanément de leur puissance.

Le courant à prendre en considération est égale au courant nominal du moteur, majoré du tiers de son courant de démarrage

II.3) schémas unifilaire de l'ancienne installation :

II.4) présentation du réseau existant :

La SONATRACH de Bejaia est alimentée par SONELGAZ par deux lignes électriques de 30kV

Le réseau interne de l'entreprise est composé de :

- Poste de livraison MT.
- trois transformateurs MT/MT et MT/BT (TR1 et TR2 de 5500kVA. TR3 de 1250kVA).
- Générateur de secours de 630 KVA.

Il existe trois niveaux de tension 30KV, 5.5KV et 0.4KV.

II.4.1) Terminal Marin Nord :

II.4.1.1) poste de livraison MT de 30kV :

Le poste de livraison est équipé de diverses cellules qui sont :

- Cellule de protection générale équipée d'un disjoncteur.
- Cellule de comptage équipée d'un appareil de comptage MT.
- Cellules de départ équipées de disjoncteurs.
- Jeux de barres de raccordement entre l'arrivée et les différentes cellules.

Le TMN est composé aussi de :

- Deux transformateurs 30/5.5kV de puissance de 5.5MVA couplés en ΔyN .
- Deux transformateurs 30/0.4kV de puissance de 1.25MVA couplés en ΔyN .
- Un tableau général MT de 5.5 kV.
- Générateur de secours de 630 kVA.

a) Jeu de barre 30 kV :

Il comporte un seul jeu de barre de 30 kV où se concentre toute l'énergie électrique et l'organisation des transites de puissance vers les diverses lignes ou transformateurs raccordés.

Sur ce jeu de barre se raccorde une travée de transformation 30/5.5kV.

b) Jeu de barre 5.5kV :

Il comporte un seul jeu de barre où se raccorde :

- Trois travées de pompes principales.
- Deux travées de transformateurs 5.5kV/380V.

Il possède deux départs :

- Un départ qui alimente les pompes de chargement de dépôt nord protégé par un disjoncteur.
- Un départ qui alimente un tableau 5.5kV pour le dépôt sud protégé par un disjoncteur.

c) Jeu de barre 0.4kV :

Il est destiné à alimenter les différents départ basse tension du terminal marin nord.

II.4.2) Terminal Marin sud :

Il possède :

- Deux transformateurs 30/0.4kV de puissance de 250 kVA couplé en ΔyN .
- Un tableau général de basse tension 400V.

a) Jeu de barre 5.5kV :

Le dépôt sud possède :

- Une arrivée protégée par un disjoncteur raccordée à un jeu de barre.
- Un départ vers les pompes de chargement du TMS protégé par un disjoncteur.
- Deux départs qui alimentent deux transformateurs 5.5kV/0.4kV de puissance 250 kVA protégés par un disjoncteur et verrouillés entre eux.

BILAN DE PUISSANCE

b) Jeu de barre 0.4kV :

Il possède un tableau général basse tension pour le TMS.

II.5) calcule des puissances de l'entreprise :

II.5.1) Terminal Marin Nord :

TAB.II. 3) pomperie principale

Récepteurs	Nombre	P _n (kW)	Q _n (kVar)	Cos φ	K _u	P _u (kW)	Q _u (kVar)
Vannes motorisée	4(MNOP)	2060	1167.46	0.87	0.75	1545	875.59
GEP	1(R)	317	179.65	0.87	0.75	237.75	134.74
pompes	2(S,T)	736	417.11	0.87	0.75	552	312.83
Total						2334.75	1323.16

TAB.II. 4) Vannerie manifold

Récepteurs	Nombre	P _n (kW)	Q _n (kVar)	Cos φ	K _u	P _u (kW)	Q _u (kVar)
Vannes motorisée	101	117.16	97.63	0.77	0.75	87.87	73.22
GEP	3	54.3	42.8	0.87	0.75	40.725	32.1
Total						128.6	105.32

TAB.II. 5) Vannes, agitateurs et pompes

Récepteurs	Nombre	P _n (kW)	Q _n (kVar)	Cos φ	K _u	P _u (kW)	Q _u (kVar)
Vannes motorisée	12	21.55	17.24	0.78	0.75	16.16	12.93
Agitateurs	24	564	378.4	0.83	0.75	423	283.8
Pompes	24	96.48	67.24	0.82	0.75	72.36	50.43
Total						511.52	347.16

BILAN DE PUISSANCE

TAB.II.6) Gare racleur

Récepteurs	Nombre	P _n (kW)	Q _n (kVar)	Cos φ	K _u	P _u (kW)	Q _u (kVar)
Vannes motorisée	15	17.4	14.5	0.77	0.75	13.05	10.87

TAB.II. 7) bassin incendie

Récepteurs	Nombre	P _n (kW)	Q _n (kVar)	Cos φ	K _u	P _u (kW)	Q _u (kVar)
Pompes 8000m³	04	74	63.26	0.76	0.75	55.5	47.45
Pompes 6000m³	02	8	6.83	0.76	0.75	6	5.12
Total						61.5	52.57

TAB.II. 8) atelier terminal

Récepteurs	Nombre	P _n (kW)	Q _n (kVar)	Cos φ	K _u	P _u (kW)	Q _u (kVar)
Four	01	22.5	16.66	0.80	1	22.5	16.66
Meule	01	1.2	0.72	0.63	0.75	0.90	0.54
Perceuse	01	1.5	1	0.80	0.75	1.125	0.75
Compresseur	01	13.5	9.66	0.81	0.75	10.125	7.24
Poste a souder	01	9.6	5.94	0.85	1	9.60	5.94
Pont roulant	01	13.4	9.96	0.80	0.75	10.05	7.47
Total						54.3	38.6

BILAN DE PUISSANCE

TAB.II. 9) atelier central

Récepteurs	Nombre	P _n (kW)	Q _n (kVar)	Cos φ	K _u	P _u (kW)	Q _u (kVar)
rectifieuse	01	1.95	01	0.89	0.75	1.46	0.75
Scie	01	1.10	0.91	0.77	0.75	0.825	0.68
Perceuse vertical	01	1.5	01	0.80	0.75	1.125	0.75
Meule	01	1.2	0.72	0.82	0.75	0.90	0.54
Compresseur	01	11	10.37	0.72	0.75	8.25	7.78
Poste à souder	01	9.60	5.94	0.85	01	9.96	5.94
Perceuse radiale	01	4.3	3.26	0.80	0.75	3.225	2.44
Tours	02	13.6	9.99	0.80	0.75	9.87	7.5
total						35.26	26.38

TAB.II. 10) Eclairage périphérique et routier

Récepteurs	Nombre	P _n (kW)	Q _n (kVar)	Cos φ	K _u	P _u (kW)	Q _u (kVar)
Lampadaire double	47	18.8	9.10	0.90	01	18.8	9.10
Lampadaire simple	36	14.4	6.97	0.90	01	14.4	6.97
Projecteurs ADF	39	15.2	5	0.95	01	15.2	5
Lampes à iodure métallique	06	1.5	0.72	0.90	01	15	0.72
total						49.9	21.79

BILAN DE PUISSANCE

II.5.2) Terminal Marin sud :

TAB.II. 11) pomperie principale

Récepteurs	Nombre	P _n (kW)	Q _n (kVar)	Cos φ	K _u	P _u (kW)	Q _u (kVar)
GEP	1(W)	198.5	112.56	0.87	0.75	148.875	84.375
GEP	1(X)	634	392.92	0.85	0.75	475.50	294.7
GEP	2(Y,Z)	1266	850.756	0.83	0.75	949.50	638
Total						1573.875	1017.075

TAB.II. 12) Vannerie manifold

Récepteurs	Nombre	P _n (kW)	Q _n (kVar)	Cos φ	K _u	P _u (kW)	Q _u (kVar)
Vannes motorisée	57	66.12	55.10	0.77	0.75	49.59	41.325
GEP	02	37.70	25.33	0.83	0.75	28.275	19
Total						77.86	60.325

TAB.II. 13) Vannes, agitateurs et pompes

Récepteurs	Nombre	P _n (kW)	Q _n (kVar)	Cos φ	K _u	P _u (kW)	Q _u (kVar)
Vannes motorisée	04	7.184	5.75	0.78	0.75	5.388	4.312
Agitateurs	08	188	131.8	0.81	0.75	24.12	16.8
pompes	08	32.16	22.41	0.82	0.75	24.12	16.8
Total						170.51	119.96

BILAN DE PUISSANCE

TAB.II. 14) Eclairage périphérique et routier

Récepteurs	Nombre	P_n (kW)	Q_n (kVar)	Cos φ	K_u	P_u (kW)	Q_u (kVar)
Lampadaire double	10	04	1.93	0.90	01	4	1.93
Lampadaire simple	31	12.4	06	0.90	01	12.4	06
Projecteurs ADF	24	9.6	3.1	0.95	01	9.6	3.1
total						26	11.03

BILAN DE PUISSANCE

TAB.II. 15) Bilan de puissance totale de l'ancienne installation (nord et sud)

Non de bloc	P _n (kW)	Q _n (kVar)	S _n (kVA)	Cos φ	K _s	P _u (kW)	Q _u (kVar)
Pomperie principale nord	2334.75	1323.16	2688.06	0.87	0.7	1634.33	926.21
Pomperie principale sud	1573.88	1017.075	1873.91	0.84	0.8	1295.10	813.66
Gare Racleur	13.05	10.87	16.98	0.76	0.6	7.83	6.52
Vannerie manifold nord	128.60	105.32	166.22	0.77	0.6	77.16	63.20
Vannerie manifold sud	77.86	60.325	98.50	0.79	0.6	46.72	36.195
Vanne, agitateur et pompes nord	511.52	347.16	618.20	0.82	0.6	306.91	208.30
Vanne, agitateur et pompes sud	170.51	119.96	208.48	0.82	0.6	102.31	71.98
Bassin incendie	61.50	52.27	80.71	0.76	0.7	43.05	36.80
Atelier terminal	54.30	38.60	66.62	0.82	0.7	38.01	27.02
Atelier central	35.26	26.38	44.03	0.80	0.7	24.68	18.47
Eclairage périphérique et routier nord	49.90	21.79	54.45	0.91	0.6	39.92	17.10
Eclairage périphérique et routier sud	26	11.03	28.24	0.92	0.6	20.80	8.82
total						3727.92	2234.295

Pour calculer les puissances totales consommées on doit calculer aussi les pertes dans les transformateurs (actives et réactives)

Avec : $\Delta P_{tr}=2\%.S'=0.02*S'$ (II.3)

$\Delta Q_{tr}=10\%.S'=0.1*S'$ (II.4)

S' : puissance apparente des récepteurs.

Δp : pertes de puissance active dans les transformateurs.

ΔQ : pertes de puissance réactive dans les transformateurs.

II.5.3) Puissance délivrée par les transformateurs

II.5.3.1) Puissance délivrée par le transformateur 5.5/0.4kV:

TAB.II.16) charges alimentées par le transformateur 250kVA(5.5/0.4kV)

Charges	P_u (kW)	Q_u (kVar)	Cos ϕ
Vannerie manifold sud	46.72	36.195	0.79
Vannes, agitateur et pompes sud	102.31	71.98	0.82
Eclairage périphérique et routier sud	20.80	8.82	0.92
Total	169.83	117	0.82

Donc :

$$S' = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{169.83 + 117} = 206.23$$

Et les pertes dans le transformateur sont

$$\Delta P = 0.02 * 206.23 = 4.12 \text{ kW}$$

$$\Delta Q = 0.1 * 206.23 = 20.62 \text{ kVar}$$

$$P_{tr1} = 169.83 + 4.12 = 173.95 \text{ kW}$$

$$Q_{tr1} = 117 + 20.62 = 137.62 \text{ kVar}$$

total en tenant compte du facteur K_S :

$$P_{tr1} = 173.95 * 0.9 = 156.55 \text{ kW}$$

$$Q_{tr1} = 137.62 * 0.9 = 123.86 \text{ kVar}$$

BILAN DE PUISSANCE

Et en tenant compte du facteur d'extension ($k_e=1.2$)

$$P_{tr1} = 156.55 * 1.2 = 187.86 \text{ kW}$$

$$Q_{tr1} = 123.86 * 1.2 = 148.63 \text{ kVar}$$

$$S_{tr1} = \sqrt{187.86^2 + 148.63^2} = 239.54 \text{ kVA}$$

II.5.3.2) Puissance délivrée par le transformateur 30/5.5kV:

TAB.II.17) charges alimentées par le transformateur 5500kVA (30/5.5kV)

Charges	P_u (kW)	Q(kVar)	Cosφ
GEP nord	1634.33	926.21	0.87
GEP sud	1295.10	813.66	0.84
Transformateur 250 kVA	156.55	123.86	0.82
total	3085.98	1863.73	0.86

Donc :

$$S' = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{3085.98^2 + 1863.73^2} = 3605,10 \text{ kVA}$$

Et les pertes dans le transformateur sont

$$\Delta P = 0.02 * 3605,10 = 72.10 \text{ kW}$$

$$\Delta Q = 0.1 * 3605,10 = 360.51 \text{ kVar}$$

$$P_{tr2} = 3085.98 + 72.10 = 3158.08 \text{ kW}$$

$$Q_{tr2} = 1863.73 + 360.51 = 2224.24 \text{ kVar}$$

total en tenant compte du facteur ($K_s=0.9$):

$$P_{tr2} = 3158.08 * 0.9 = 2842.27 \text{ kW}$$

$$Q_{tr2} = 2224.24 * 0.9 = 2001.82 \text{ kVar}$$

BILAN DE PUISSANCE

Et en tenant compte du facteur d'extension ($k_e=1.2$) :

$$P_{tr2} = 2842.27 * 1.2 = 3410.72 \text{ kW}$$

$$Q_{tr2} = 2001.82 * 1.2 = 2402.18 \text{ kVar}$$

$$S_{tr2} = \sqrt{3410.72^2 + 2402.18^2} = 4171.75 \text{ kVA}$$

II.5.3.3) Puissance délivrée par le transformateur 30/0.4kV:

TAB.II.18) charges alimentées par le transformateur 1250kVA(30/5.5kV)

Charges	P _u (kW)	Q(kVar)	Cosφ
Vannerie manifold nord	77.16	63.20	0.77
Vanne, agitateur et pompes nord	306.91	208.30	0.82
Gare racleur nord	7.83	6.52	0.77
Bassin incendie	43.05	36.80	0.76
Atelier terminal	38.01	27.02	0.81
Atelier central	24.68	18.47	0.80
Eclairage périphérique et routier	39.92	17.10	0.92
Tableau général basse tension sud	175.03	119.20	0.83
Total	712.59	496.61	0.82

Donc :

$$S' = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{712.59^2 + 496.6^2} = 868.56 \text{ kVA}$$

Et les pertes dans le transformateur sont

$$\Delta P = 0.02 * 868.56 = 17.37 kW$$

$$\Delta Q = 0.1 * 868.56 = 86.85 kVar$$

$$P_{tr3} = 712.59 + 17.37 = 729.96 kW$$

$$Q_{tr3} = 496.61 + 86.85 = 583.46 kVar$$

total en tenant compte du facteur ($K_S=0.7$):

$$P_{tr3} = 729.96 * 0.7 = 510.97 kW$$

$$Q_{tr3} = 583.46 * 0.7 = 408.42 kVar$$

Et en tenant compte du facteur d'extension ($k_e=1.2$):

$$P_{tr3} = 510.97 * 1.2 = 613.16 kW$$

$$Q_{tr3} = 408.42 * 1.2 = 490.10 kVar$$

$$S_{tr3} = \sqrt{613.16^2 + 490.10^2} = 784.96 kVA$$

II.5.4) Puissance totale de l'ancienne installation :

Pour calculer cette puissance, il suffit d'additionner les puissances des récepteurs de l'ancienne installation, donc :

$$P_{tot1} = 3410.72 + 613.10 = 4023.82 kW$$

$$Q_{tot1} = 2402.18 + 490.10 = 2892.28 kVar$$

$$S_{tot1} = \sqrt{4023.82^2 + 2892.28^2} = 4955.44 kVA$$

$$\cos \varphi = 0.90$$

II.6) Estimation des puissances des nouveaux projets :

Pour avoir l'estimation de puissance des nouveaux bâtiments que l'entreprise va construire dans l'avenir, on fait appel au coefficient de demande (K_d) par bloc, parce qu'on a pas les informations exactes concernant le type de récepteurs à installer dans les nouveaux bloc a construire dans ce projet.

$$S_i = S_{inst} * K_{di} \dots \dots \dots (II.5)$$

S_{inst} : Puissance nominale du bloc.

II.6.1) Présentation du nouveau projet de la DRGB :

Après étude du réseau interne de la DRGB (ancienne installation), nous avons constaté que la puissance actuelle du réseau de SONATRACH de Bejaia ne pourra pas refléter ces besoins lors d'ajouter les nouveaux projets PMTE

Les installations inscrites dans le projet PMTE 2010-2014 sont indiquées dans le tableau (II.19)

TABII.19) Installations inscrites dans le nouveau projet

N°	Projet
01	Réalisation d'une Caserne de sécurité équipée au TM
02	Unité de collecte et de traitement des eaux de rejet industriel
03	réingèneering des systèmes de protection incendie
04	Atelier (MTN)
05	Construction de quatre bacs de stockage d'hydrocarbures
06	Travaux d'aménagement divers au TM de Bejaia
07	Nouveau bâtiment administratif

L'alimentation de ces nouveaux blocs en énergie électrique se fera par quatre transformateurs qui seront construits dans le projet PMTE.

II.6.2) Répartition des charges :

Les charges qui sont présentées dans le tableau (II.19) seront réparties selon les transformateurs comme suit:

La première partie alimentée par le transformateur TR4 est composée de:

- ✓ Bâtiment administratif ;
- ✓ Éclairage périphérique.

La deuxième partie alimentée par le transformateur TR5 et TR6 est composée de:

- ✓ La nouvelle pomperie anti- incendie.

La troisième partie alimentée par le transformateur TR7 est composée de:

- ✓ Caserne pompiers ;
- ✓ Nouveaux ateliers ;
- ✓ Unité de collecte et de traitement des eaux.

Les nouveaux bacs de stockage d'hydrocarbures seront alimentés par le poste 30/0.4 kV de l'ancienne installation.

BILAN DE PUISSANCE

II.6.3) bilan de puissance :

II.6.3.1) Puissances des différents récepteurs de nouveau projet :

TAB II.20) Puissances installées des différents récepteurs de nouveau projet

Projet	Récepteur	S_{ins} kVA	$\cos\phi$	K_d	S_{ui} kVA	P_u kW	Q kVar
Caserne pompiers	Eclairage	230	0.95	0.8	184	174.8	57.45
	Prises de courant						
Unité de collecte	Electropompes	200	0.82	0.6	120	98.4	68.68
pomperie anti- incendie	Electropompes	750	0.80	0.6	600	360	270
Nouveaux ateliers	Eclairage	210	0.80	0.8	168	134.4	100.8
	Machines électrique outil						
bacs de stockage	Vannes	324	0.83	0.6	268.92	161.35	108.43
	Pompes						
Travaux d'aménagement	Eclairage extérieur	125	0.92	1	115	115	49
Bâtiment administratif	Matériels	630	0.90	0.85	567	481.85	233.42
	informatique						
	Climatisation						
	Eclairage						
total						1525.8	887.78

II.6.3.2) Nouveau bilan de puissance du transformateur 30/0.4kV :

Nous avons déjà mentionné que les nouveaux bacs de stockage d'hydrocarbures seront alimentés par le transformateurs 30/0.4kV (TR3) et le bilan de puissance du transformateur sera :

TAB II.21) Puissances installées pour le transformateur 30/0.4kV.

Charge	P(kW)	Q(kVar)
Ancienne puissance du transformateurs 30/0.4Kv	712.59	495.51
Nouveaux bacs de stockage	161.35	108.43
Total	873.94	603.94

$$\text{Donc : } S' = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{873.94^2 + 603.94^2} = 1062.32 \text{ kVA}$$

Et les pertes dans le transformateur sont

$$\Delta P = 0.02 * 1062.32 = 21.25 \text{ kW}$$

$$\Delta Q = 0.1 * 1062.32 = 106.23 \text{ kVar}$$

$$P_{tr3} = 873.94 + 21.25 = 895.19 \text{ kW}$$

$$Q_{tr3} = 603.94 + 106.23 = 710.17 \text{ kVar}$$

total en tenant compte du facteur ($K_s=0.7$) :

$$P_{tr3} = 895.19 * 0.7 = 626.63 \text{ kW}$$

$$Q_{tr3} = 710.17 * 0.7 = 497.12 \text{ kVar}$$

Et en tenant compte du facteur d'extension ($k_e=1.2$) :

$$P_{tr3} = 626.63 * 1.2 = 751.96 \text{ kW}$$

$$Q_{tr3} = 497.12 * 1.2 = 596.54 \text{ kVar}$$

$$S_{tr3} = \sqrt{751.96^2 + 596.54^2} = 959.84 \text{ kVA}$$

II.6.3.3) Puissance délivrée par les nouveaux transformateurs :

II.6.3.3.1) Puissance délivrée par le transformateur TR4:

TAB.II.22) charges alimentées par le nouveau transformateur TR4 :

Charges	P(kW)	Q(kVar)	Cosφ
Bâtiment administratif	481.95	233.42	0.90
Eclairage périphérique	115	49	0.92
Total	596.95	282.42	0.90

Donc :

$$S' = \sqrt{596.95^2 + 282.42^2} = 660.38kVA$$

Et les pertes dans le transformateur sont

$$\Delta P = 0.02 * 660.38kVA = 13.20kW$$

$$\Delta Q = 0.1 * 660.38kVA = 66.04 kVar$$

$$P_{tr4} = 596.95 + 13.20 = 610.15 kW$$

$$Q_{tr4} = 282.42 + 66.04 = 348.46 kVar$$

total en tenant compte du facteur ($K_S=0.9$):

$$P_{tr4} = 610.15 * 0.9 = 549.13 kW$$

$$Q_{tr4} = 348.46 * 0.9 = 313.61 kVar$$

Et en tenant compte du facteur d'extension ($k_e=1.2$):

$$P_{tr4} = 549.13 * 1.2 = 658.16 kW$$

$$Q_{tr4} = 313.61 * 1.2 = 376.33 kVar$$

$S_{tr4} = \sqrt{658.16^2 + 376.33^2} = 758.15 kVA$

II.6.3.3.2) Puissance délivrée par les transformateurs TR5 ou TR6:

TAB.II.23) charges alimentées par les nouveaux transformateurs TR5 ou TR6:

Charges	P(kW)	Q(kVar)	Cosφ
Système anti-incendie	360	270	0.80
total	360	270	0.80

Donc :

$$S' = \sqrt{360^2 + 270^2} = 450kVA$$

Et les pertes dans le transformateur sont

$$\Delta P = 0.02 * 450kVA = 9kW$$

$$\Delta Q = 0.1 * 450kVA = 45 kVar$$

$$P_{tr5} = 360 + 9 = 369 kW$$

$$Q_{tr5} = 270 + 45 = 315 kVar$$

total en tenant compte du facteur ($K_S=1$):

$$P_{tr5} = 369 kW$$

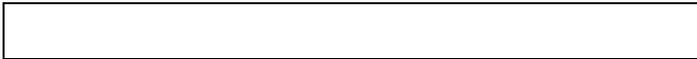
$$Q_{tr5} = 315 k Var$$

Et en tenant compte du facteur d'extension ($k_e=1.2$):

$$P_{tr5} = 369 * 1.2 = 442.80 kW$$

$$Q_{tr5} = 315 * 1.2 = 378 kVar$$

$S_{tr5} = \sqrt{442.80^2 + 378^2} = 582.20 kVA$
--



II.6.3.3.3) Puissance délivrée par le transformateur TR7:

TAB.II.24) charges alimentées par le nouveau transformateur TR7:

Charges	P(kW)	Q(kVar)	Cosφ
Nouveaux ateliers	134.40	100.80	0.82
Caserne de sécurité	174.80	57.45	0.95
Unité de traitement	98.40	68.68	0.80
Total	407.60	226.93	0.87

Donc :

$$S' = \sqrt{407.60^2 + 226.93^2} = 466.51 \text{ kVA}$$

Et les pertes dans le transformateur sont

$$\Delta P = 0.02 * 466.51 = 9.33 \text{ kW}$$

$$\Delta Q = 0.1 * 466.51 = 46.51 \text{ kVar}$$

$$P_{tr7} = 407.60 + 9.33 = 416.93 \text{ kW}$$

$$Q_{tr7} = 226.93 + 46.51 = 273.44 \text{ kVar}$$

total en tenant compte du facteur ($K_s=0.9$):

$$P_{tr7} = 416.93 * 0.9 = 375.24 \text{ kW}$$

$$Q_{tr7} = 273.44 * 0.9 = 246.10 \text{ kVar}$$

Et en tenant compte du facteur d'extension ($k_e=1.2$):

$$P_{tr7} = 375.24 * 1.2 = 450.29 \text{ kW}$$

$$Q_{tr7} = 246.10 * 1.2 = 295.41 \text{ kVar}$$

$$S_{tr7} = \sqrt{450.29^2 + 295.41^2} = 538.54 \text{ kVA}$$

II.7) Sommes des puissances de l'ancienne et de la nouvelle installation :

TABII.25) puissance de l'ancienne et de la nouvelle installation.

Installation	P (kW)	Q (kVar)	S (kVA)
Transformateur 30/5.5	3410.72	2402.18	4171.75
Transformateur 30/0.4	751.96	596.54	959.84
Transformateur 4	658.16	376.33	758.15
Transformateur 5 ou 6	442.80	378	582.20
Transformateur 7	450.29	259.41	538.54
Total	5713.93	4012.46	6982.04

Avec : $\cos \varphi = 0.82$

II.7.1) schémas unifilire du nouveau projet PMTE :

CHAPITRE III

**DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES EQUIPEMENTS DE
PROTECTION**

III.1) Introduction :

Pour arriver à mettre en œuvre une protection des différents récepteurs de l'installation, il faut calculer les différentes grandeurs électrique (courant nominal, admissible et court-circuit, coefficients de correction ...) puis les canalisations adéquates (jeux de barres, câbles) qui transite le courant électrique en supportant toutes les contraintes et les différents appareillages qui constituent le poste dans un ordre bien organisé.

III.2) Puissances nominales des transformateurs :

Nous avons calculé dans le chapitre précédent les puissances délivrées par chaque transformateur de l'installation (bilan de puissance).

III.2.1) transformateurs TR1 et TR3 :

Pour les puissances normalisées des transformateurs 30/5.5kV et 30/0.4kV sont données :

$$S_{tr1} = 5500 \text{ kVA}$$

$$S_{tr3} = 1250 \text{ kVA}$$

III.2.2) transformateurs TR4 :

On a : $S_{tr4} = 758.15 \text{ kVA}$ (puissance calculée).

La valeur normalisée par l'annexe N°7 pour le nouveau transformateur TR4 sera :

$$S_{ntr4} = 800 \text{ kVA} \text{ (puissance normalisée).}$$

III.2.3) transformateurs TR5 ou TR6 :

On a : $S_{tr5} = 582.20 \text{ kVA}$ (puissance calculée).

La valeur normalisée pour le nouveau transformateur TR5 ou TR6 sera :

$$S_{ntr5} = 630 \text{ kVA} \text{ (puissance normalisée).}$$

III.2.4) transformateurs TR7:

On a : $S_{tr7} = 538.54 \text{ kVA}$ (puissance calculée).

La valeur normalisée pour le nouveau transformateur TR7 sera :

$S_{ntr4} = 630 \text{ kVA}$ (puissance normalisée).

La puissance installée pour toute l'installation est :

$$S_{ntot} = S_{ntr1} + S_{ntr3} + S_{ntr4} + S_{ntr5} + S_{ntr7} = 5500 + 1250 + 800 + 630 + 630$$

$$S_{ntot} = 8.81 \text{ MVA}$$

III.3) dimensionnement des jeux de barres :[14]

III.3.1) choix de la section :

- **Le courant nominal qui parcourt les jeux de barres :**

$$\text{On a : } I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} \dots\dots\dots (III.1)$$

Donc :

$$I_n = \frac{8.81 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3} = 169.55 \text{ A}$$

Avec :

U_n : Tension nominale composées

- **Le courant admissible :**

$$I_{ad} = I_n * 1.2 = 169.55 * 1.2 = 203.46 \text{ A} \dots\dots\dots (III.2)$$

Selon le tableau de l'annexe 1, la section qui convient au courant admissible normalisé de **205A** pour un conducteur en cuivre nu est :

S=90 mm²

l xe=(30x3) mm (dimension de la section d'une barre)

III.3.1.1) Vérification des contraintes thermiques et électrodynamiques :

a) Tenue thermique :

- **au passage de courant assigné :**

La formule de MELSON et BOTH permet de définir l'intensité admissible maximale.

$$I = K * \frac{24.9 * (\theta - \theta_n)^{0.61} * S^{0.5} * P^{0.39}}{\sqrt{\rho_{20} * [1 + \alpha * (\theta - 20)]}} \dots\dots\dots(III.3)$$

Avec :

I : Intensité admissible exprimée en ampères (A) ;

θ_n : Température ambiante en °C ;

$(\theta - \theta_n)$: Échauffement admissible en °C ;

S : Section d'une barre en cm²;

P : Périmètre d'une barre en cm;

ρ_{20} : Résistivité du conducteur à 20°C (cuivre : 1,83μΩ cm ; aluminium : 2,90μΩ cm) ; α :

Coefficient de température de la résistivité : 0,004 ;

K : coefficient de conditions de pose qui est le produit de six coefficients ($k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6$), décrits ci-après.

Définition des coefficients $k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6$

Le coefficient k_1 est en fonction du nombre de barres méplates par phase pour une barre ($k_1 = 1$)

Le coefficient k_2 est fonction de l'état de surface des barres :

- Nues : $k_2 = 1$;
- Peintes : $k_2 = 1,15$.

Le coefficient k_3 est fonction de la disposition des barres :

- Barres sur champ : $k_3 = 1$;
- Une barre à plat : $k_3 = 0,95$;

- Plusieurs barres à plat : $k_3 = 0,75$.

Le coefficient k_4 est fonction de l'endroit où sont installées les barres :

- Atmosphère calme à l'intérieur : $k_4 = 1$
- Atmosphère calme à l'extérieur : $k_4 = 1,2$;
- Barres dans une gaine non ventilée : $k_4 = 0,80$.

Le coefficient k_5 est fonction de la ventilation artificielle :

Sans ventilation artificielle : $k_5 = 1$

Le coefficient k_6 est fonction de la nature du courant :

Pour un courant alternatif de fréquence ≤ 60 Hz, k_6 est fonction du nombre de barres n par phase et de leur écartement.

- Valeur de k_6 pour un écartement égal à l'épaisseur des barres :

n 1 2 3

K_6 1 1 0,98

Donc :

$$K = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_6 = 1 \dots\dots\dots (III.4)$$

Alors :

$$I = 1 * \frac{24,9 * (90 - 20)^{0,61} * 0,9^{0,5} * 6,6^{0,39}}{\sqrt{\rho_{20} * [1 + 0,004 * (90 - 20)]}} = 430,15 \text{ A}$$

$$I = 430,15 \text{ A} > 205 \text{ A}$$

Donc la valeur de la section choisie vérifie la contrainte thermique due au passage du courant assignée.

- **Au passage de courant de court-circuit de courte durée.**

On admet que pendant toute la durée du court-circuit (1 ou 3s) toute la chaleur dégagée sert à élever la température du conducteur.

Les effets de rayonnement sont négligeables.

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U} = \frac{500 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3} = 9622.5 \dots \dots \dots (III.5)$$

I_{cc} : courant de court-circuit.

S_{cc} :puissance de court-circuit.

La formule ci-dessous peut être utilisée pour calculer l'échauffement dû au court-circuit :

$$\Delta\theta_{cc} = \frac{0.24 * \rho_{20} * I_{th}^2 * t_h}{(n * s)^2 * C * \delta} \dots \dots \dots (III.5)$$

Avec :

$\Delta\theta_{cc}$: Echauffement dû au court-circuit.

ρ_{20} : Résistivité du conducteur à 20°C (cuivre : 1.83μΩ/cm. Aluminium : 2.90μΩ/cm.).

I_{th}^2 : courant de court-circuit.

t_h : durée de court-circuit.

s : section d'une barre [cm²].

n : nombre de barres par phase.

C : chaleur spécifique du cuivre : 0.091kcal/daN°C

δ : masse volumique du cuivre : 8.9 g/cm³.

On se base sur une durée de court-circuit de 3 secondes :

$$\Delta\theta_{cc} = \frac{0.24 * 1.83 * 10^{-6} * 9622.5^2 * 3}{0.9^2 * 0.091 * 8.9} = 186 \text{ °C}$$

La température du conducteur après le court-circuit θ_t sera :

$$\theta_t = \theta_n + (\theta - \theta_n) + \Delta\theta_{cc} = 40 + (90 - 40) + 186 = 276 \text{ °C}$$

$\theta_t > \theta_{max}$ Donc:

DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES EQUIPEMENTS DE PROTECTION

Le jeu de barre ne résistera pas à un courant de court-circuit de 9622.5 A dans un temps de 3s, alors la section choisie ne vérifie pas la contrainte thermique due au passage du courant assigné. Alors nous devons choisir une section plus grande (normalisée).

θ_{max} : Température maximale supportable par les pièces en contact avec les jeux de barre.

$\theta_{max} = 250^{\circ}\text{C}$: Pour le polyéthylène réticulé et l'éthylène propylène

On prend : $S=150\text{mm}^2$

On va refaire la vérification de la tenue thermique du jeu de barre.

Au passage de courant de court-circuit de courte durée.

$$I_{cc} = 9622.5 \text{ A}$$

$$\Delta\theta_{cc} = \frac{0.24 * 1.83 * 10^{-6} * 9622.5^2 * 3}{1.5^2 * 0.091 * 8.9} = 67^{\circ}\text{C}$$

La température du conducteur après le court-circuit θ_t sera :

$$\theta_t = \theta_n + (\theta - \theta_n) + \Delta\theta_{cc} = 40 + (90 - 40) + 67 = 157^{\circ}\text{C}$$

$$\theta_t < \theta_{max} \text{ Donc:}$$

Le jeu de barre résistera à un courant de court-circuit de 9622.5 A dans un temps de 3s, alors la section choisie vérifie la contrainte thermique.

b) Tenue électrodynamique :

• efforts entre conducteurs en parallèle :

Les efforts électrodynamiques consécutifs au courant de court-circuit sont donnés par la formule :

$$F_1 = 2 * \frac{l}{d} * I_{dyn}^2 * 10^{-8} \dots\dots\dots (III.6)$$

$$I_{dyn} = K * \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U} = K * I_{th} = 2.5 * 9622.5 = 24056.25 \text{ A} \dots\dots\dots (III.7)$$

$$F_1 = 2 * \frac{90}{30} * 24056.25^2 * 10^{-8} = 34.72 \text{ daN.}$$

Avec :

F_1 : Effort exprimé en daN.

I_{dyn} : Valeur crête de courant de court-circuit.

I_{th} : Courant de court-circuit de courte durée.

U: tension de service.

l : Distance entre isolateurs d'une même phase en cm.

d : Distance entre phases en cm.

K: 2.5 pour 50Hz et 2.6 pour 60Hz (CEI)

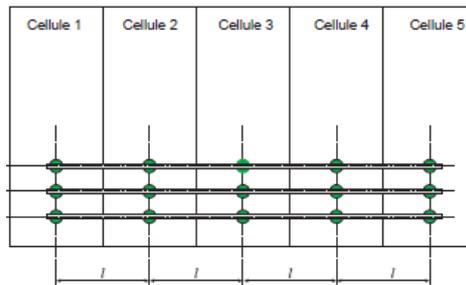


Figure III.1) POSITION DES JEUX DE BARRES

➤ **la tenue mécanique des barres :**

En faisant l'hypothèse admissible que les extrémités des barres sont encastées, elles sont soumises à un moment fléchissant dont la contrainte résultante est :

$$\eta = \frac{F_1 * l}{12} * \frac{V}{I} \dots\dots\dots(III.8)$$

$$\eta = 34.72 * \frac{90}{12} * \frac{1}{0.045} = 5786.66 \text{ daN/cm}^2.$$

Avec :

η : la contrainte résultante qui doit être inférieure à la contrainte admissible par les barres (cuivre 3000 daN/cm²).

$\frac{V}{I}$: le module d'inertie d'une barre ou d'un ensemble de barres.

La contrainte résultante calculée (5786.66daN/cm²) est supérieure à la contrainte admissible.

Nous augmentons la distance entre les barres des phases (d=40cm) on aura :

$$F_1 = 2 * \frac{90}{40} * 24056.25^2 * 10^{-8} = 20.25 \text{ daN.}$$

$$\text{Et } \eta = \frac{F_1 * l}{12} * \frac{V}{I} = 20.25 * \frac{70}{12} * \frac{1}{0.045} = 2953.8 \text{ daN/cm}^2.$$

Donc la contrainte mécanique est vérifiée pour des barres de 150mm² de section, 70cm de longueur et 40cm de distance entre elles.

c) Fréquence propre de résonance :

Les fréquences propres de vibration à éviter pour les barres soumises à un courant de 50 Hz sont les fréquences voisines de 50 et 100 Hz. Cette fréquence propre de vibration est donnée par la formule :

$$f = 112 * \sqrt{\frac{E * I}{m * l^4}} \dots\dots\dots \text{(III.9)}$$

$$f = 112 * \sqrt{\frac{1.3 * 10^6 * 0.007}{0.089 * 70^4}} = 7.31 \text{ Hz}$$

Avec

f : fréquence de résonance (Hz).

I : moment d'inertie de la section de la barre à l'axe perpendiculaire au plan de vibration (cm⁴).

E : module d'élasticité du cuivre (1.3*10⁶ daN /cm²).

m : masselinéique de la barre (daN /cm).

l : Longueur entre deux supports (cm).

La fréquence f calculée est en dehors des valeurs à éviter (42 à 58Hz et 80 à 115Hz).

Donc la section choisie pour les jeux de barres (150 mm²) résiste aux contraintes thermiques et électrodynamiques.

III.4) dimensionnement des câbles :[15.16]

- le câble C_1 alimente l'ancien poste de livraison à partir du nouveau poste
- le câble C_2 est un câble de réserve du câble C_1 , donc ils sont identiques.
- le câble C_3 alimente le transformateur TR4 à partir du nouveau poste
- le câble C_4 alimente le transformateur TR5 à partir du nouveau poste
- le câble C_5 alimente le transformateur TR6 à partir du nouveau poste et il est identique au câble C_4 (réserve).
- le câble C_6 alimente le transformateur TR7 à partir du nouveau poste

III.4.1)Facteurs de corrections :

Les tableaux des annexes 2, 3, 4,5 permettent de déterminer la section des conducteurs de phase d'un circuit. Pour des canalisations enterrées et protégées par disjoncteur.

Pour obtenir la section des câbles enterrés il faut :

Déterminer un coefficient K qui caractérise l'influence des différentes conditions d'installation. Ce coefficient K s'obtient en multipliant les facteurs de correction K_4 , K_5 , K_6 , K_7 , K_n et K_s :

- Le facteur de correction K_4 prend en compte le mode de pose (annexe 2).
- le facteur de correction K_5 prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte (annexe 3).
- le facteur de correction K_6 prend en compte l'influence de la nature du sol (annexe 4).
- le facteur de correction K_7 prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant (annexe 5).
- le facteur de correction dit de symétrie $K_s=1$ (un câble par phase).

III.4.2) La section du câble C1 et C2 :

Le câble C1 alimente l'ancien poste de livraison (TR1, TR2 et TR3) à partir du nouveau poste (L₁=50 mètre).

Le courant d'emploi :

$$\text{On a : } I_e = \frac{|S_{n1} + S_{n2}|}{\sqrt{3} * U_n} \dots\dots\dots (III.10)$$

Donc :

$$I_e = \frac{(5500 + 1250) * 10^3}{\sqrt{3} * 30 * 10^3} = 130 \text{ A}$$

Facteurs de corrections :

- Mode de pose : câble jointif enterré dans le sol et le nombre de circuit est égale à 2, K₄=0.76.
- influence mutuelle des circuits placés à côté : un seul cable multiconducteur, K₅=1.
- influence de la nature du sol : le câble est enterré dans un sol normal, K₆=1.05
- influence de la température ambiante et la nature de l'isolant : T_{amb}=40°C isolé en PR, K₇=0.85.
- on prend un cable par phase, K₈=1.

Alors : K=K₄*K₅*K₆*K₇*K₈=0.76*1*1.05*0.85*1=0.68.

Le courant admissible :

$$I_a = \frac{I_e}{K} = \frac{130}{0.68} = 191.18 \text{ A} \dots\dots\dots (III.11)$$

Selon le tableau de l'annexe 6, la section qui convient au courant admissible normalisé de **206A** pour un conducteur en cuivre isolé en PR est: S=50mm².

Tenue des cables aux courts-circuits :

$$\text{On a : } S = \frac{I_{cc}}{K} * \sqrt{t} \dots\dots\dots (III.12)$$

K =143 (conducteur en cuivre isolé en PR)

Les courts-circuits triphasés sont à l'origine des plus fortes intensités des courts circuits :

$$I_{cc} = 1.1 * \frac{U}{Z_{cc} * \sqrt{3}} \dots\dots\dots (III.12)$$

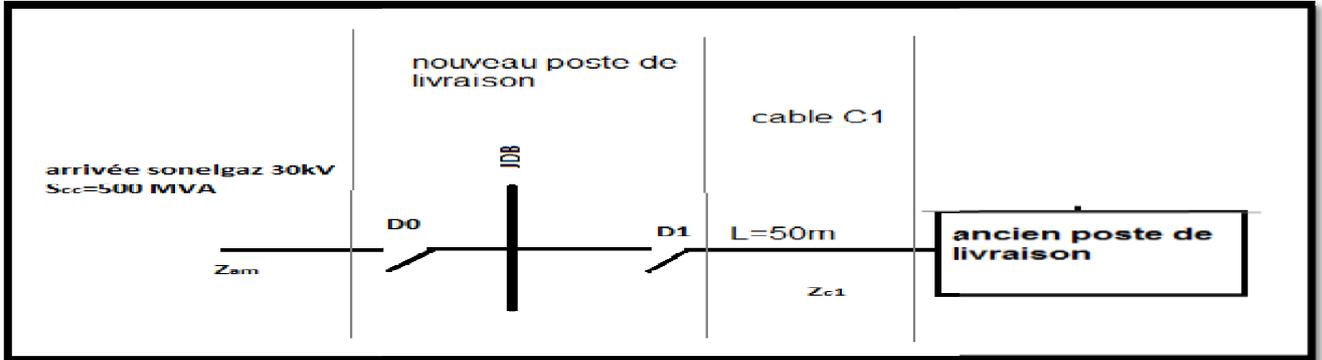


Figure III.2) schéma unifilaire du tronçon nouveau poste- câble c1-ancien poste

$$Z_{cc} = \sqrt{\sum R_i^2 + \sum X_i^2} \dots\dots\dots (III.13)$$

$$R = R_{am} + R_{jdb} + R_{c1} \dots\dots\dots (III.14)$$

$$X = X_{am} + X_{jdb} + X_{c1} \dots\dots\dots (III.15)$$

$$Z_{am} = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{(30 * 10^3)^2}{500 * 10^6} = 1.8 \Omega \dots\dots\dots (III.16)$$

$$R_{am} = 0.2 * Z_{am} = 0.2 * 1.8 = 0.36 \Omega \dots\dots\dots (III.17)$$

$$X_{am} = 0.98 * Z_{am} = 0.98 * 1.8 = 1.76 \Omega \dots\dots\dots (III.18)$$

$$R_{jdb} = \frac{\rho * l}{S} = \frac{22.5 * 0.0007}{150} = 1.5 * 10^{-4} \Omega \dots\dots\dots (III.19)$$

$$X_{jdb} = 0.15 \text{m}\Omega / \text{m pour les jeux de barres en MT} \dots\dots\dots (III.20)$$

$$X_{jdb} = 0.15 * 10^{-3} * l = 0.15 * 10^{-3} * 0.7 = 0.1 * 10^{-3} \Omega$$

$$R_{c1} = \frac{\rho * l}{S} = \frac{22.5 * 0.05}{50} = 0.0225 \Omega$$

X=0,08 mΩ / m pour un câble triphasé en MT

DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES EQUIPEMENTS DE PROTECTION

$$X_{c1} = 0.08 * l = 0.08 * 10^{-3} * 50 = 0.004 \Omega$$

Alors:

$$Z_{cc} = \sqrt{(0.36 + 1.5 * 10^{-3} + 0.0225) + (1.76 + 0.1 * 10^{-3} + 4 * 10^{-3})}$$

$$Z_{cc} = 1.8 \Omega$$

$$\text{donc: } I_{cc} = \frac{30 * 10^3}{1.8 * \sqrt{3}}$$

$$I_{cc} = 9.6 \text{ kA}$$

$$S = \frac{9.6 * 10^3}{143} * \sqrt{3} = 116.27 \text{ mm}^2$$

Z_{am} : impédance en amont du poste.

R_{jdb} : résistance des jeux de barres.

X_{jdb} : réactance des jeux de barres.

Donc la section choisie ne résistera pas à l'échauffement due au passage d'un courant de court-circuit de courte durée. Donc on prend une section normalisée $S=120\text{mm}^2$

Détermination des chutes de tension admissibles :

Les valeurs de la Chute de tension maximale entre l'origine de l'installation et l'utilisation est sur le tableau suivant.

TAB III.1) valeurs de chute de tension maximale

Client	Eclairage	Autres usages (forces motrice)
Abonné alimenté par le réseau de distribution publique	3%	5%
Abonné propriétaire de son poste HTA/BT	6%	8%

La chute de tension en ligne en régime permanent est à prendre en compte pour l'utilisation du récepteur dans des conditions normales (limites fixées par les constructeurs

DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES EQUIPEMENTS DE PROTECTION

des récepteurs). Le tableau ci-contre donne les formules usuelles pour le calcul de la chute de tension.

TAB III.2) formules usuelles pour le calcul de la chute de tension.

	Chute de tension (V)	En pourcentage
Monophasé deux phases	$\Delta U = 2 \cdot I_b \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$	$100 \cdot \Delta U / U_n$
Monophasé : phase et neutre	$\Delta U = 2 \cdot I_b \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$	$100 \cdot \Delta U / V_n$
Triphasé : trois phases	$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_b \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$	$100 \cdot \Delta U / U_n$

On a : $\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_e \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$ (III.21)

$\cos\varphi = 0.82$ alors $\sin\varphi = 0.57$.

$l = 50m, I_e = 130 A.$

$$R = \frac{22.5}{120} = 0.19 \text{ m}\Omega/m$$

$X = 0.08 \text{ m}\Omega/m$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 130 \cdot 0.05 \cdot [(0.19 \cdot 0.82) + (0.08 \cdot 0.57)]$$

$$\Delta U = 2.26V.$$

La chute de tension est égale à : $\Delta U = \frac{2.26 \cdot 100}{30 \cdot 10^3} = 0.007\%$.

Donc la chute de tension n'atteint pas les valeurs admissibles, alors la section choisie 150mm² pour le câble C₁ est adéquate.

III.4.3) La section du câble C3 :

Le câble C3 alimente le transformateur TR4 à partir du nouveau poste (L₂=200 mètre).

Le courant d'emploi :

$$\text{On a : } I_e = \frac{|S_{n4}|}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

Donc :

$$I_e = \frac{800 * 10^3}{\sqrt{3} * 30 * 10^3} = 15.4 A$$

Facteurs de corrections :

- Mode de pose : câble jointif enterré dans le sol et le nombre de circuit est égale à 2, $K_4=0.76$.
- influence mutuelle des circuits placés à côté : un seul câble multiconducteur, $K_5=1$.
- influence de la nature du sol : le câble est enterré dans un sol normal, $K_6=1.05$
- influence de la température ambiante et la nature de l'isolant : $T_{amb}=40^\circ C$ isolé en PR, $K_7=0.85$.
- on prend un câble par phase, $K_8=1$.

Alors : $K=K_4*K_5*K_6*K_7*K_8=0.76*1*1.05*0.85*1=0.68$.

Le courant admissible :

$$I_a = \frac{I_e}{K} = \frac{15.4}{0.68} = 22.65 A$$

En pratique la section minimale utilisée dans la moyenne tension est $S=16mm^2$. [17].

alors selon l'annexe 6 le courant admissible qui convient à cette section est ($113 A > I_a$)

Tenue des câbles aux courts-circuits :

$$\text{On a : } S = \frac{I_{cc}}{K} * \sqrt{t}$$

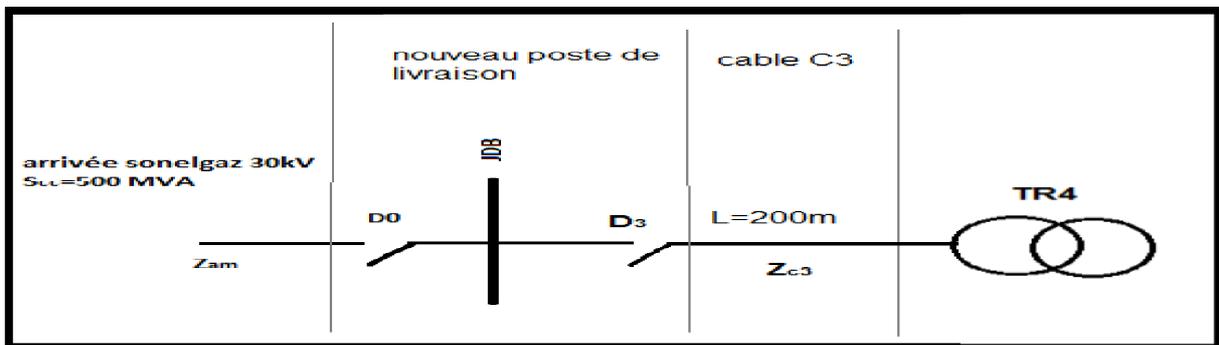


Figure III.3) schéma unifilaire du tronçon nouveau poste-câble c3-TR4

$$Z_{am} = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{(30 * 10^3)^2}{500 * 10^6} = 1.8 \Omega$$

$$R_{am} = 0.2 * Z_{am} = 0.2 * 1.8 = 0.36 \Omega$$

$$X_{am} = 0.98 * Z_{am} = 0.98 * 1.8 = 1.76 \Omega$$

$$R_{jdb} = 1.5 * 10^{-4} \Omega$$

$$X_{jdb} = 0.1 * 10^{-3} \Omega$$

$$R_{c3} = \frac{\rho * l}{S} = \frac{22.5 * 0.2}{16} = 0.28 \Omega$$

$$X_{c3} = 0.08 * l = 0.08 * 10^{-3} * 200 = 0.016 \Omega$$

Alors :

$$Z_{cc} = \sqrt{(0.36 + 1.5 * 10^{-4} + 0.28)^2 + (1.76 + 0.1 * 10^{-3} + 0.016)^2}$$

$$Z_{cc} = 1.89 \Omega$$

$$\text{Donc on a: } I_{cc} = \frac{30 * 10^3}{1.89 * \sqrt{3}}$$

$$I_{cc} = 9.16 \text{ kA}$$

$$S = \frac{9.16 * 10^3}{143} * \sqrt{3} = 111 \text{ mm}^2$$

Donc la section choisie au par avant ne résistera pas à l'échauffement due au passage d'un courant de court-circuit de courte durée. Donc on prend une section normalisée

$$S = 120 \text{ mm}^2$$

Détermination des chutes de tension admissibles :

$$\text{On a : } \Delta U = \sqrt{3} * I_a * L * (R * \cos\varphi + X * \sin\varphi)$$

$$\cos\varphi = 0.87 \text{ alors } \sin\varphi = 0.5.$$

$$L = 200 \text{ m}, I_a = 22.65 \text{ A.}$$

$$R = \frac{\rho}{S} = \frac{22.5}{120} = 0.18 \Omega/\text{km}.$$

$X=0.08\Omega/\text{km}$ pour les câbles MT.

$$\Delta U = \sqrt{3} * 0.2 * 22.65 * [(0.18 * 0.87) + (0.08 * 0.5)]$$

$$\Delta U = 1.54\text{V}.$$

La chute de tension est égale à : $\Delta U(\%) = \frac{1.54 * 100}{30 * 10^3} = 0.005\%$.

Donc la chute de tension n'atteint pas les valeurs admissible, alors la section choisie 120 mm² pour le câble C₃ est adéquate.

III.4.4) La section du câble C4 et C5 :

Les câbles C4 et C5 alimentent les transformateurs TR5 et TR6 à partir du nouveau poste ($L_4=200$ mètre).

Le courant d'emploi :

$$\text{On a : } I_e = \frac{|S_{n5}|}{\sqrt{3} * U_n}$$

Donc :

$$I_e = \frac{630 * 10^3}{\sqrt{3} * 30 * 10^3} = 12.12\text{A}$$

Facteurs de corrections :

- Mode de pose : câble jointif enterré dans le sol et le nombre de circuit est égale à 2, $K_4=0.76$.
- influence mutuelle des circuits placés à côté : un seul câble multiconducteur, $K_5=1$.
- influence de la nature du sol : le câble est enterré dans un sol normal, $K_6=1.05$
- influence de la température ambiante et la nature de l'isolant : $T_{\text{amb}}=40^\circ\text{C}$ isolé en PR, $K_7=0.85$.

DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES EQUIPEMENTS DE PROTECTION

- on prend un câble par phase, $K_s=1$.

Alors : $K=K_4*K_5*K_6*K_7*K_8=0.76*1*1.05*0.85*1=0.68$.

Le courant admissible :

$$I_a = \frac{I_e}{K} = \frac{12.12}{0.68} = 17.83 \text{ A}$$

On prend $S=16\text{mm}^2$.

Tenue des câbles aux courts-circuits :

$$\text{On a : } S = \frac{I_{cc}}{K} * \sqrt{t}$$

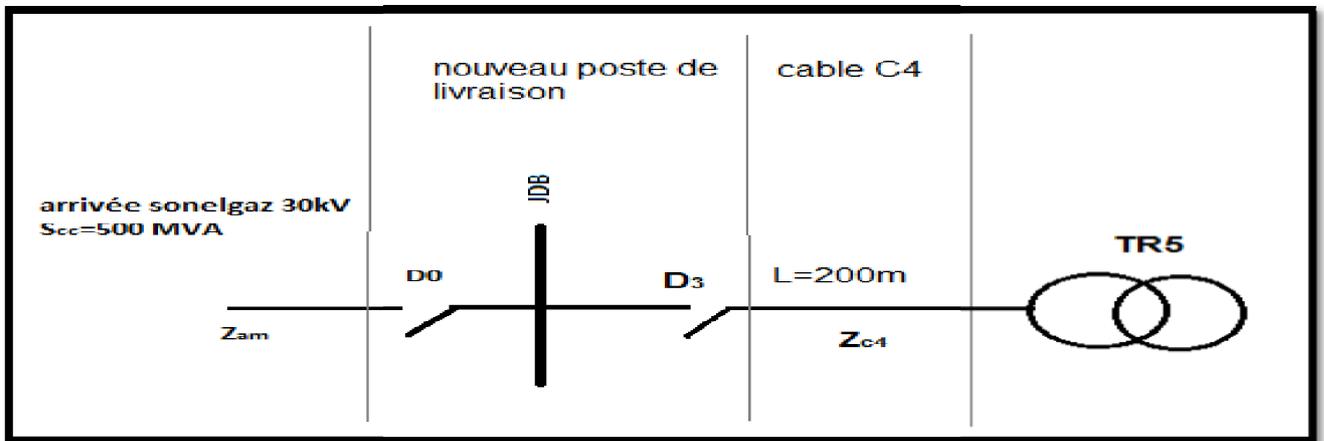


Figure III.4) schéma unifilaire du tronçon nouveau poste-câble c4-TR5

$$Z_{am} = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{(30 * 10^3)^2}{500 * 10^6} = 1.8 \Omega$$

$$R_{am} = 0.2 * Z_{am} = 0.2 * 1.8 = 0.36 \Omega$$

$$X_{am} = 0.98 * Z_{am} = 0.98 * 1.8 = 1.76 \Omega$$

$$R_{jdb} = 1.5 * 10^{-4} \Omega$$

$$X_{jdb} = 0.1 * 10^{-3} \Omega$$

$$R_{c4} = \frac{\rho * l}{S} = \frac{22.5 * 0.2}{16} = 0.28 \Omega$$

$$X_{c4} = 0.08 * l = 0.08 * 10^{-3} * 200 = 0.016 \Omega$$

Alors :

$$Z_{cc} = \sqrt{(0.36 + 1.5 * 10^{-4} + 0.28)^2 + (1.76 + 0.1 * 10^{-3} + 0.016)^2}$$

$$Z_{cc} = 1.89 \Omega$$

$$\text{Donc: } I_{cc} = \frac{30 * 10^3}{1.89 * \sqrt{3}}$$

$$I_{cc} = 9.16 \text{ kA}$$

$$S = \frac{9.16 * 10^3}{143} * \sqrt{3} = 111 \text{ mm}^2$$

Donc la section choisie au par avant ne résistera pas à l'échauffement due au passage d'un courant de court-circuit de courte durée. Donc on prend une section normalisée

$$S=120\text{mm}^2$$

Détermination des chutes de tension admissibles :

$$\text{On a: } \Delta U = \sqrt{3} * I_a * l * (R * \cos\varphi + X * \sin\varphi)$$

$$\cos\varphi=0.87 \text{ alors } \sin\varphi=0.57.$$

$$l=200\text{m}, I_e=17.83 \text{ A.}$$

$$R = \frac{22.5}{120} = 0.18 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$X = 0.08 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} * 17.83 * 0.2 * [(0.18 * 0.87) + (0.08 * 0.57)]$$

$$\Delta U = 1.25\text{V.}$$

$$\text{La chute de tension est égale à : } \Delta U = \frac{1.25 * 100}{30 * 10^3} = 0.004\%.$$

Donc la chute de tension n'atteint pas les valeurs admissible, alors la section choisie 120 mm² pour le câble C₄ est adéquate.

III.4.5) La section du câble C6 :

Pour le câble C6 nous choisirons la même section des câbles C4 et C5 parce qu'il à les mêmes caractéristique S=120 mm².

III.5) Détermination des courants de court-circuit : [15]

III.5.1) calcul des impédances :

On a les équations suivantes :

$$Z_{am} = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{(30 * 10^3)^2}{500 * 10^6} = 1.8 \Omega$$

$$R_{am} = 0.2 * Z_{am} \text{ et } X_{am} = 0.98 * Z_{am}.$$

$$R_{jdb} = \frac{\rho * l}{S} \text{ et } X_c = 0.08 * l$$

$$R_c = \frac{\rho * l}{S} \text{ et } X_c = 0.08 * l$$

$$R_D = 0 \text{ et } X_D = 0.15 * 10^{-3}$$

Avec :

Z_{am} : impédance en amont du poste.

R_{jdb} : résistance des jeux de barres.

X_{jdb} : réactance des jeux de barres.

R_c : résistance d'un câble.

X_c : réactance d'un câble.

R_D : résistance d'un disjoncteur.

X_D : réactance d'un disjoncteur

Les résultats de calcul des impédances des différentes parties des tançons sont dans le tableau suivant :

DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES EQUIPEMENTS DE PROTECTION

TAB III.3) résultats de calcul des impédances des différents tronçons.

Partie de tronçon	R _f	X _f	Z _f
Réseau amont	0.36	1.76	1.8
Disjoncteur D ₀	0	0.15*10 ⁻³	0.15*10 ⁻³
Jeu de barre	0.15*10 ⁻³	0.1*10 ⁻³	0.18*10 ⁻³
Disjoncteur D ₁	0	0.15*10 ⁻³	0.15*10 ⁻³
Câble C ₁	9.5*10 ⁻³	4*10 ⁻³	10.3*10 ⁻³
Disjoncteur D ₂	0	0.15*10 ⁻³	0.15*10 ⁻³
Câble C ₂	9.5*10 ⁻³	4*10 ⁻³	10.3*10 ⁻³
Disjoncteur D ₃	0	0.15*10 ⁻³	0.15*10 ⁻³
Câble C ₃	0.036	0.016	39.4*10 ⁻³
Disjoncteur D ₄	0	0.15*10 ⁻³	0.15*10 ⁻³
Câble C ₄	0.036	0.016	39.4*10 ⁻³
Disjoncteur D ₅	0	0.15*10 ⁻³	0.15*10 ⁻³
Câble C ₅	0.036	0.016	39.4*10 ⁻³
Disjoncteur D ₆	0	0.15*10 ⁻³	0.15*10 ⁻³
Câble C ₆	0.036	0.016	39.4*10 ⁻³

III.5.2) Calcul des courants de défaut :

$$\text{On a } I_{cc} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_d} \dots\dots\dots (III.22)$$

TAB III.4) résultats de calcul des impédances aux différents points de défaut.

Point de défaut	R _d	X _d	Z _d	I _{cc3}
F ₀	0.36	1.76	1.8	9622.5
F ₁	0.37	1.76	1.81	9607.7
F ₂	0.4	1.78	1.82	9494
F ₃	0.4	1.78	1.82	9494
F ₄	0.4	1.78	1.82	9494
F ₅	0.4	1.78	1.82	9494

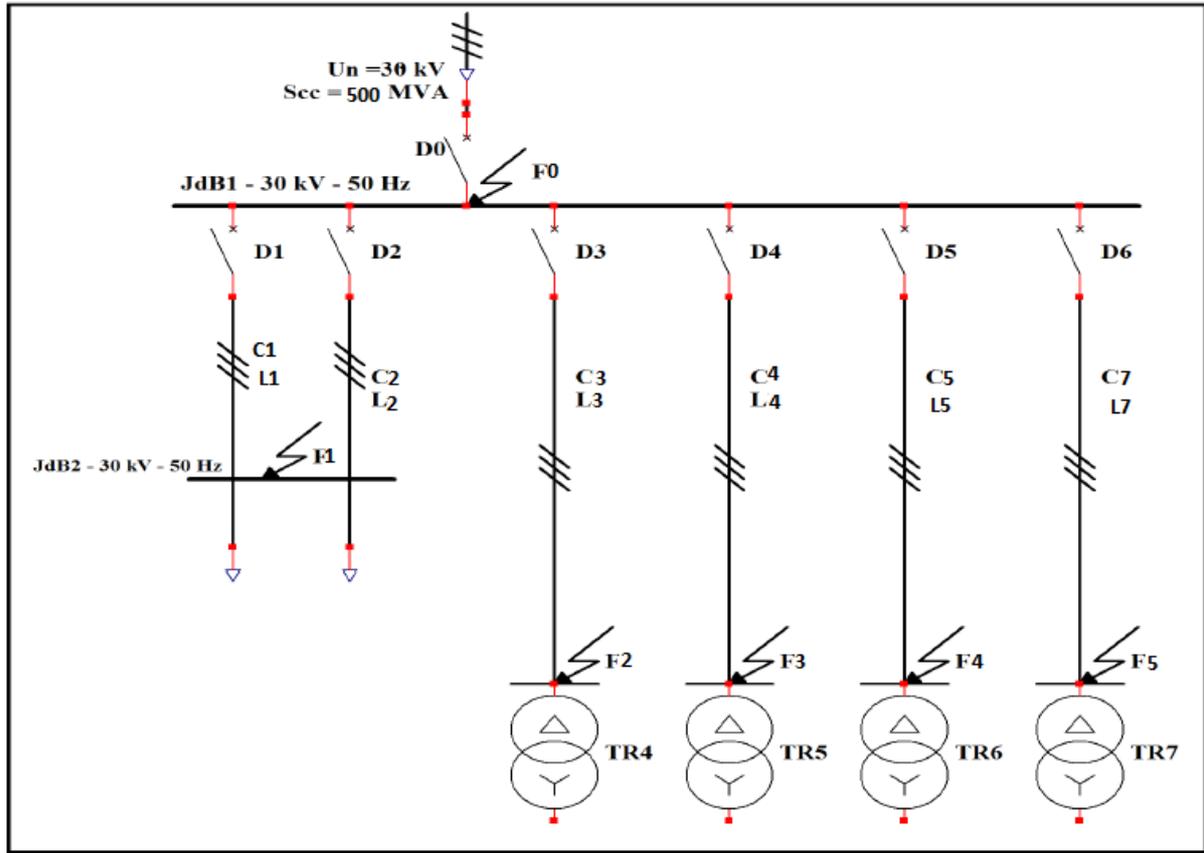


Figure III.5) situation des points de défauts sur le réseau

III.6) Dimensionnement des disjoncteurs :[14]

Le disjoncteur est un appareil qui assure la commande et la protection d'un réseau. Il est capable d'établir, de supporter et d'interrompre les courants de service ainsi que les courants de court-circuit.

III.6.1)Caractéristiques assignées :

- Tension assignée
- Niveau d'isolement assigné
- Courant assigné en service continu
- Courant de courtes durées admissibles assignées
- Valeur de crête du courant admissible assigné et pouvoir de fermeture
- Durée du court-circuit assigné
- Fréquence assignée
- Pouvoir de coupure assigné en court-circuit

a. Tension assignée

La tension assignée est la valeur efficace maximale de la tension que le matériel peut supporter en service normal. Elle est toujours supérieure à la tension de service.

- Valeurs normalisées pour U_r (kV) : **3,6 - 7,2 - 12 - 17,5 - 24 - 36 kV.**

b. Niveau d'isolement assigné

Le niveau d'isolement est caractérisé par deux valeurs :

- la tenue à l'onde de choc (1,2/50 μ s)
- la tenue à la fréquence industrielle pendant une minute.

c. Courant assigné en service continu :

Un disjoncteur étant toujours fermé, le courant de charge doit circuler en respectant une valeur maximale de température fonction des matériaux et du type de liaisons. La CEI fixe l'échauffement maximal admissible des différents matériaux utilisés pour une température de l'air ambiant ne dépassant pas 40 °C.

d. Courant de courte durée admissible

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

S_{cc}: puissance de court-circuit (en MVA)

U : tension de service (en kV)

I_{cc}: courant de court-circuit (en kA)

C'est la valeur normalisée efficace du courant de court-circuit maximale admissible sur un réseau pendant 1 ou 3 secondes.

- Valeurs du pouvoir de coupure assigné en court-circuit maximale (kA) :

6,3 - 8 - 10 - 12,5 - 16 - 20 - 25 - 31,5 - 40 - 50 kA.

e. Valeur de crête du courant admissible et pouvoir de fermeture

Le pouvoir de fermeture est la valeur maximale qu'un disjoncteur est capable d'établir et de maintenir sur une installation en court-circuit. Il doit être supérieur ou égal à la valeur crête du courant de courte durée assigné.

I_{cc} étant la valeur maximale du courant de court-circuit assigné pour la tension assignée du disjoncteur. La valeur de crête du courant de courte durée admissible est égale à :
 $2,5 \cdot I_{cc}$ pour 50 Hz

2,6 • Icc pour 60 Hz

f. Durée du court-circuit assignée :

La durée de court-circuit assignée est égale à 1 ou 3 secondes.

g. Fréquence assignée

Deux fréquences sont actuellement utilisées dans le monde :

50 Hz en Europe et 60 Hz en Amérique, quelques pays utilisent les deux fréquences. Dans notre pays on utilise 50Hz.

h. Pouvoir de coupure assigné en court-circuit

Le pouvoir de coupure assigné en court-circuit est la valeur la plus élevée du courant que le disjoncteur doit être capable de couper sous sa tension assignée. Il est caractérisé par deux valeurs :

- la valeur efficace de sa composante périodique, dénommée par l'abréviation : "pouvoir de coupure assigné en court-circuit"
- le pourcentage de la composante aperiodique correspondant à la durée d'ouverture du disjoncteur à laquelle on ajoute une demi-période de la fréquence assignée. La demi-période correspond au temps minimal d'activation d'une protection à maximum de courant, soit 10 ms à 50 Hz.

Suivant la CEI, le disjoncteur doit couper la valeur efficace de la composante périodique du court-circuit (= son pouvoir de coupure nominal) avec le pourcentage où ce pourcentage (%DC) est défini par la CEI pour les équipements MT de 30%, pour une valeur crête du courant maximal égale à 2,5 • I_{asym} en 50 Hz ou 2,6 • I_{asym} en 60 Hz.

Courant de court-circuit symétrique (en kA) : $I_{sym} = \frac{I_{AC}}{\sqrt{2}} \dots\dots\dots$ (III.23)

Courant de court-circuit asymétrique (en kA) : $I_{asym} = I_{sym} * \sqrt{1 + 2 * (\frac{\%DC}{100})^2} \dots\dots$ (III.24)

IAC : valeur de crête de la composante périodique (Icc crête)

DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES EQUIPEMENTS DE PROTECTION

TAB III.5) résultats de calcul pour le choix des disjoncteurs.

Disjoncteurs	Z_d	I_{sym}	I_{AC}	I_{asym}	PDC	PDC _{normalisée}	PDF
D ₀	1.8	9622.5	13.61	10.45	26.125	31.5	34
D ₁	1.81	9607.7	13.59	10.43	26.07	31.5	33.9
D ₂	1.81	9607.7	13.59	10.43	26.07	31.5	33.9
D ₃	1.82	9494	13.42	10.31	25.77	31.5	33.55
D ₄	1.82	9494	13.42	10.31	25.77	31.5	33.55
D ₅	1.82	9494	13.42	10.31	25.77	31.5	33.55
D ₆	1.82	9494	13.42	10.31	25.77	31.5	33.55
D ₇	1.82	9494	13.42	10.31	25.77	31.5	33.55

III.7) Réglage des protections :

La surveillance permanente des grandeurs électriques du réseau par des capteurs fiables et bien dimensionnés alimentant des relais de protection, permet un isolement rapide de la zone en défaut.

III.7.1) choix des transformateurs de courant

Il est destiné à donner au secondaire un courant proportionnel au courant primaire.

a) Courant primaire assigné :

Le courant assigné est toujours supérieur ou égal au courant de service (I_n) de l'installation.

Valeurs normalisées :

10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 et leurs multiples et sous-multiples.

b) Courant secondaire assigné :

- 5 pour une utilisation en **local 5 A**
- 5 pour une utilisation à **distance 1 A**

III.7.2) Seuil de réglage magnétique :

Le seuil de réglage de la protection contre les surintensités doit être supérieur à $2 * I_n$

$$I_m \geq 2 * I_n$$

I_n : courant nominal.

III.7.3) Seuil de réglage thermique :

Le seuil de réglage de la protection contre les surcharges doit être :

$$I_n \leq I_{th} \leq 2 * I_n$$

III.7.4) Détermination de la prise de courant :

Le CTS thermique se calcule avec la relation suivante :

$$CTS_{th} \geq 1.2 * IR_n \dots\dots\dots (III.25)$$

Le CTS magnétique se situe dans l'intervalle :

$$2 * IR_n \leq CTS_m \leq \frac{IR_{cc}}{3} \dots\dots\dots (III.26)$$

IR_{cc} : courant de court-circuit au secondaire du TC.

IR_n : courant nominal au secondaire du TC.

TAB III.6) résultats de calcul des choix pour différents relais

Relais	S _n	I _n	CTR	I _{th}	CTS _{th}	CTS _{threg}	I _{threg}	I _m	CTS _m	CTS _{mreg}	I _{mreg}
R ₀	8810	169.55	200/5	203.46	5.08	6	240	1017.3	25.43	26	1040
R ₁	6750	130	150/5	156	5.2	6	180	780	26	26	780
R ₂	6750	130	150/5	156	5.2	6	180	780	26	26	780
R ₃	800	15.4	20/5	18.5	4.62	5	20	92.4	23.1	24	96
R ₄	630	12.12	12.5/5	14.54	5.81	6	15	72.72	28.84	29	75
R ₅	630	12.12	12.5/5	14.54	5.81	6	15	72.72	28.84	29	75
R ₆	630	12.12	12.5/5	14.54	5.81	6	15	72.72	28.84	29	75
R ₇	630	12.12	12.5/5	14.54	5.81	6	15	72.72	28.84	29	75

CTR : rapport des TC.

I_{th} : courant de seuil thermique.

CTS_{th} : prise de courant de seuil thermique.

I_{threg} : seuil de réglage thermique du relai.

I_m : courant de seuil magnétique.

CTS_m : prise de courant de seuil magnétique.

I_{mreg} : seuil de réglage magnétique du relai.

III.8) Etude de la sélectivité :

III.8.1) Sélectivité ampèremétrique : [17]

Selon le (tableau III.6) nous constatons que :

Sur le tronçon 1 et 2 : on a $I_{seuil}(R_1 \text{ et } R_2) < I_{seuil}(R_0)$

Sur le tronçon 3 : on a $I_{seuil}(R_3) < I_{seuil}(R_0)$

Sur le tronçon 4, 5, 6 et 7 : on a $I_{seuil}(R_4, R_5, R_6 \text{ et } R_7) < I_{seuil}(R_0)$

III.8.2) Sélectivité chronométrique :

On utilise aussi la sélectivité chronométrique par l'emploi des disjoncteurs sélectifs avec :

- Le déclencheur de chaque disjoncteur est équipé d'un système de temporisation fixe ou réglable.
- Chaque disjoncteur est précédé en amont d'un autre disjoncteur sélectif dont le retard intentionnel est plus important.
- Le disjoncteur terminal coupe instantanément.

Temporisation de déclencheurs des disjoncteurs :

La temporisation de déclencheurs de chaque disjoncteur peut être calculer par la formule suivante :

$$T_{op} = 50 + (n - 1) * \Delta T. \dots\dots\dots (III.27)$$

- Le temps d'opération du disjoncteur de circuit terminal est $T_{op}=50ms$.
- Un retard à la temporisation pour les disjoncteurs en amont est $\Delta T = 300 ms$

$(n - 1)$: Est le nombre des disjoncteurs en aval et en série avec le disjoncteur à dimensionner

DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES EQUIPEMENTS DE PROTECTION

Pour assurer la coordination entre le disjoncteur général et les autres disjoncteurs en aval nous allons prendre le disjoncteur en aval qui a une temporisation plus grande (D1, D2) et ajouter un décalage sélectif de 300ms

La temporisation pour chaque disjoncteur est dans le tableau suivant :

TAB III.7) résultats de calcul des temporisations des disjoncteurs

Disjoncteur	D ₀	D ₁	D ₂	D ₃	D ₄	D ₅	D ₆	D ₇
Temporisation (s)	2.15	1.85	1.85	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65

III.9) Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons calculé les sections des jeux de barres de l'arrivée du poste et les différents câbles où leurs sections sont un peu grande vu que le courant de court-circuit est important, nous avons aussi dimensionné les disjoncteurs et leurs relais où nous avons temporisé ces derniers de façon à assurer une meilleure continuité de service.

Toute l'étude et les choix que nous avons pris dans le dimensionnement dans ce chapitre à pour but d'assurer la disponibilité de l'énergie électrique, la sûreté de l'installation et la protection des personnes et des équipements.

CONCLUSION GENERALE

Ce travail concerne l'étude et le dimensionnement du nouveau poste de livraison 30kV au niveau du terminal marin de la SONATRACH de Bejaia. Nous avons procédé à l'élaboration du bilan de puissance, le dimensionnement et le choix des équipements électrique du nouveau poste conformément aux normes régissant les installations électriques.

Cette étude m'a permis de maîtriser les techniques de calcul du bilan de puissance, les courants de courts-circuits et d'acquérir des connaissances dans les techniques de dimensionnement des installations électriques, ainsi des technique de protection des équipements électriques.

La solution apportée pour mettre en œuvre l'extension inscrite dans le nouveau projet a permis de développer le réseau interne moyenne tension de l'entreprise tout en gardant la partie de l'installation existante et mettre un schéma final de ce réseau de manière adéquate.

Par ailleurs, les disjoncteurs de l'ancien poste sont surdimensionnés (le disjoncteur général a un calibre de 630A, les autres ont un calibre de 1250A) donc ils ne sont pas sélectifs.

Enfin, je souhaite que ce travail soit pris en considération par la DRGB et servira de support pour les futures promotions.

Références bibliographiques

- [1] SIEMENS, « Power Engineering Guide - Transmission and Distribution » 4th Edition, 2005.
- [2] J.M. DELBARRE, « Postes à HT et THT - Rôle et Structure », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.
- [3] Georges VALENTIN « technique d'ingénieur (D4600) poste moyenne tension.
- [4] Jerome Becquet, <http://regime de neutre.fr/>.
- [5] STE D'EDF GDF SERVICE «Electrotechnique de réseau B61-24» guide technique de la distribution d'électricité, Edition février 1994.
- [6] STE D'EDF GDF SERVICE «Principe de protection B61-21» guide technique de la distribution d'électricité, Edition février 1994.
- [7] guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usines.
- [8] Schneider électrique, « les surtensions et la coordination de l'isolement ».
- [9] Michel ODDI « Plan de protection des réseaux de distribution publique à moyenne tension –Principes » technique de l'ingénieur d4811.
- [10] CONSTRUCTION DU MATERIEL ELECTRIQUE TOME II, III,IV . Nboyer et R Philippe.
- [11] M2MOIRE « ÉTUDE DES PROTECTIONS DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES MT (30 & 10 kV) » de Constantine. ZELLAGUI Mohamed 2010.
- [12] « Protection des réseaux électriques Guide de la protection », schneider électrique.
- [13] Guide technique Schneider Electric « puissance d'une installation ».
- [14] MERLIN GERIN, Schneider électrique « règles de conception, calcul des jeux de barres ».
- [15] Schneider Electric - Catalogue distribution électrique 2002.
- [17] « protection et surveillance des reseaux de transport d'energie électrique ». volume I.

ANNEXES

Annexe 1

Largeur mm	Section mm ²	Poids Linéaire Que Kg/m	Courant alternatif admissible en ampère (f=40 à 60hz) à 30°C								Valeur statique pour une barre				
			Conducteur pentes				Conducteur nus								
			Nombres de conducteurs				Nombres de conducteurs				F		F		
			1	2	3	4	1	2	3	4	I/√l(cm ³) I(cm ⁴)	I/√l(cm ³) I(cm ⁴)	I/√l(cm ³) I(cm ⁴)	I/√l(cm ³) I(cm ⁴)	
12x2	24	0.066	100	180				80	140			0.048	0.028	0.008	0.0008
20x3	60	0.162	195	340				145	270			0.200	0.200	0.030	0.0045
25x3	75	0.202	240	410				180	330			0.312	0.390	0.037	0.0054
30x3	90	0.243	280	480				205	385			0.450	0.675	0.045	0.0070
30x5	150	0.405	360	625				270	500			0.750	1.125	0.125	0.0341
40x10	400	1.08	670	1200	1650	2250		515	975	1350	1800	2.666	5.333	0.666	0.333
80x10	800	2.16	1230	2100	2760	3680		930	1650	2300	3100	10.66	42.6	1.333	0.666
100x10	1000	2.7	1500	2450	3200	4300		1500	1950	2700	3700	16.66	83.3	1.666	0.833

Tableau N°1 : caractéristiques électriques et mécanique pour les barres en cuivre de sections rectangulaires

Annexe 2 :

type de pose des câbles enterrés	espace entre conduits ou circuits	nombre de conduits ou circuits					
		1	2	3	4	5	6
pose sous fourreaux posés directement dans le sol	■ seul	1					
	■ jointif		0,76	0,64	0,57	0,52	0,49
	■ un diamètre		0,79	0,67	0,61	0,56	0,53
	■ 0,25 m		0,80	0,74	0,69	0,65	0,60
	■ 0,5 m		0,88	0,79	0,75	0,71	0,69
	■ 1,0 m		0,92	0,85	0,82	0,80	0,78

Tableau N°2 : le facteur de correction K4 prend en compte le mode de pose

Annexe 3 :

influence mutuelle des circuits dans un même conduit	disposition des câbles jointifs	nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16
	enterrés	1	0,71	0,58	0,50	0,45	0,41	0,38	0,35	0,33	0,29	0,25

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, multiplier K5 par :

- 0,80 pour 2 couches
- 0,73 pour 3 couches
- 0,70 pour 4 ou 5 couches
- 0,68 pour 6 ou 8 couches
- 0,66 pour 9 couches et plus

Tableau N°3 : le facteur de correction K5 prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte

Annexe 4 :

Facteur de correction K6

influence de la nature du sol	nature du sol	
	■ terrain très humide	
■ humide		1,13
■ normal		1,05
■ sec		1
■ très sec		0,86

Tableau N°4 : le facteur de correction K6 prend en compte l'influence de la nature du sol

Annexe 5 :

Facteur de correction K7

température du sol (°C)	isolation	
	polychlorure de vinyle (PVC)	polyéthylène réticulé (PR) éthylène, propylène (EPR)
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65

Tableau N°5 : le facteur de correction K7 prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant

Annexe 6

		isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)			
		caoutchouc ou PVC		butyle ou PR ou éthylène PR	
		3 conducteurs	2 conducteurs	3 conducteurs	2 conducteurs
section cuivre (mm ²)	16	96	116	113	136
	25	123	148	144	173
	35	147	178	174	208
	50	174	211	206	247
	70	216	261	254	304
	95	256	308	301	360
	120	290	351	343	410
	150	328	397	387	463
	185	367	445	434	518
	240	424	514	501	598
300	480	581	565	677	
section aluminium (mm ²)	16	74	88	87	104
	25	94	114	111	133
	35	114	137	134	160
	50	134	161	160	188
	70	167	200	197	233
	95	197	237	234	275
	120	224	270	266	314
	150	254	304	300	359
	185	285	343	337	398
	240	328	396	388	458
300	371	447	440	520	

Tableau N°6 : courant admissible dans les câbles MT enterré constitués par trois câbles unipolaires.

Annexe N°7

Puissance (kVA)	630		800		1000	
Tension secondaire (V)	231	400	231	400	231	400
Pertes à vide (kW)	1.3	1.3	1.95	1.95	2.3	2.3
Pertes cuivre (kW)	6.95	6.5	12	10.5	13.9	12.1
Pertes actives totale (kW)	8.25	7.8	13.95	12.15	16.2	14.4
Puissance à compenser à plaines charge (kVar)	35.5	35.6	62.4	54.5	82.2	72.5
Tension de court-circuit (%)	4	4	5.5	4.5	6	5
Chute de tension (%) ($\cos\phi=0.8$)	3.22	3.17	4.43	3.65	4.69	3.93
Rendement en % de charge (%)	98.64	98.71	98.22	98.42	98.34	98.5
Rendement a plaine charge (%)	98.39	98.48	97.87	98.14	98.02	98.23
Courant a vide (%)	1.8	1.8	2.5	2.5	2.4	2.4

Tableau N°7 : caractéristiques des transformateurs HT/BT (France transfo).