

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE ABDE RAHMANE MIRA BEJAIA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT ELECTROTECHNIQUE



Mémoire de fin d'étude

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME
MASTER EN ELECTROTECHNIQUE

Option: réseaux électriques

Thème

*Etude et analyse de la sélectivité
moyenne tension du complexe
CEVITAL*

Présenté par :

*-OUADI Rahim
-BOUNAB Nabil*

Encadré par :

*- M^r A.MEDJDOUB
- M^r A.ARKOUK*

Promotion 2016

REMERCIEMENT

Au terme de ce travail, nous tenons à exprimer nos remerciements les plus sincères, tout d'abord au «Bon Dieu» pour la patience et la santé qu'il nous a offert tout au long de nos études.

Nous tenons à exprimer nos profondes gratitudees à notre promoteur M^r : A .MEDJDOUB, pour avoir accepté de diriger ce travail. Nous lui témoignons toute notre reconnaissance pour ses conseils, ses orientations et sa patience. Nous offrons notre gratitude à M^r : A .ARKOUK, pour sa disponibilité, son aide, et d'avoir mis toute la documentation nécessaire, à notre disposition. Ainsi que tous le personnel de la direction technique de cevital (unité énergie et utilités).

Nos vifs remerciements au membre de jurys de bien vouloir accepté d'évaluer notre travail.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

Pour vous mes très chers parents pour vos encouragements, vos multiples soutiens et votre affection quotidienne, Merci d'être présents dans toutes circonstances. Je prie le tout puissant de vous donner une longue vie et nous aider à être toujours votre fierté.

A mes très chers frères et ma sœur.

A toute ma famille.

A tout mes amis.

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.

RAHIM. OUADI

Dédicaces

A mes très chers parent qui ont toujours été là pour moi, et qui m'ont donnée un magnifique modèle de labeur et de persévérance. J'espère qu'ils trouvant dans ce travail toute ma reconnaissance et tout mon amour.

Qu'il me soit permis d'adresser une dédicace spéciale à mes chér(e)s frères et sœur .

A mes amis qui m'ont soutenus pendant cette magnifique expérience, ainsi que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

NABIL.BOUNAB

Introduction générale	1
chapitre I: généralités sur les réseaux électrique de distribution	
I.1 Introduction	2
I.2 présentation générale du complexe cevital de Bejaia	2
I.2.1 historique	2
I.2.2 situation géographique	2
I.2.3 Principale activités de cevital	2
I.2.4 Organigramme de CEVITAL	3
I.3 Unité Energie et utilités	5
I.3.1 Service Energie	5
I.4 généralités sur les réseaux de distribution	5
I.4.1 Introduction	5
I.4.2 Transport et distribution de l'énergie électrique	6
I.4.2.a Transport sous très haute tension	6
I.4.2.b Transport sous tension alternative triphasée	6
I.4.3 Réseaux de transport et d'interconnexion	7
I.4.3.a réseaux de répartition	7
I.4.3.b conditions d'environnement	7
I.4.4 Classement des réseaux de distribution en fonction du mode de mise à la terre	8
I.4.4.a Le mode 'Neutre Isolé' :	8
I.4.4.b Le mode 'Neutre Impédant' :	9
I.4.4.c Le mode 'Neutre effectivement mis à la terre' et rôle du neutre :	9
I.4.5 structure des postes	9
I.4.6 Les architectures des réseaux	9
I.4.6.a définition	10
I.4.6.b Structure générale d'un réseau privé de distribution	11
I.4.7 Le réseau HTB :	11
I.4.7.a Le poste source	11
I.4.8 Constitution des réseaux de distribution HTA	12
I.4.8.a Réseaux HTA aériens :	12
I.4.8.b Réseaux HTA souterrains:	12
I.4.8.c Les types des postes HTA	13
I.4.9 Caractéristiques des postes HTA / BT et structure des réseaux BT	14

Sommaire

I.4.9.a Postes et transformateurs HTA/BT	14
I.4.9.b Départs BT :	15
I.4.10 Postes à moyenne tension :	15
I.4.10.a Le réseau de répartition MT	16
I.4.10.b Le réseau de distribution MT	16
I.4.10.c Transformateurs de courant et tension Moyenne Tension	16
I.4.10.d Tableaux MT(HTA)	16
chapitre II: Etude de l'installation MT au niveau de cevital	
II.1 Introduction.....	18
II.2 Composants du réseau MT du complexe CEVITAL.....	18
II.3. Alimentation principale de complexe	20
II.3.1 poste 30kv (ancien poste de livraison : (APL).....	20
II.3.2 Poste 60 kV.....	20
II.3.3 Source de secours (centrale groupe).....	20
II.3.4 Central cogénération	21
II.4. Les différentes sous stations du complexe CEVITAL.....	21
II.5 description des équipements électriques du réseau MT du complexe CEVITAL	22
II.5.1 description du poste 60	22
II.5.2 Jeu de barres de distribution 30kVde poste 60	24
II.5.3 jeu de barres de distribution 30kV de cogénération.....	29
II.6 Description des câbles électrique.....	30
II.6.1 Conducteur isolé	30
II.6.2 câble unipolaire	31
II.6.3 Câble multipolaire.....	31
II.6.4 caractéristique des câbles	31
II.7 bilan de puissance	32
II.7.1 La puissance d'une installation industrielle.....	32
II.7.2 Puissance installée (kW)	32
II.7.3 Puissance absorbée Pa (kVA)	32
II.7.4 Puissance d'utilisation Pu (kVA)	32
Chapitre III : Elaboration du plan de protection	
III.1 introduction.....	34
III.2 Généralités sur les courts-circuits.....	34
III.2.1 Définition.....	34

III.2.2	Les différents types de court-circuit	34
III.2.3	Conséquences des défauts de court-circuit	35
III.2.4	Nécessité de calcul de courants de court-circuit	36
III.3	Phénomène transitoire apparaissant lors de court-circuit	36
III.3.1	Défaut éloigné des alternateurs	37
III.3.2	Défaut à proximité des alternateurs	37
III.4	Exploitation des données	38
III.4.1	Calcul du courant de court-circuit	38
III.4.2	Méthode générale de calcul de courant de court-circuit	38
III.4.3	Méthode des composantes symétriques	38
III.4.4	Calcul du courant de court-circuit par la méthode des composantes symétriques	38
III.5	Calcul de section des câbles	40
III.5.1	Méthodes de calcul de section	41
III.5.1.a	Principe de la méthode	41
III.5.1.b	Calcul de la section S1	41
III.5.1.c	Contrainte thermique (calcul de la section S2)	42
III.5.1.d	Contrainte thermique écran (calcul de la section S3)	42
III.5.2	Exemple de calcul	43
III.5.2.a	Détermination du courant maximal d'emploi IB	43
III.5.2.b	Facteur de correction et choix de section S1	43
III.5.2.c	Vérification des contraintes thermique (section S2)	44
III.6	Vérification des chutes de tension	44
III.7	Détermination des courants de court-circuit de chaque partie de l'installation	45
III.7.1	Calcul d'impédance des différents éléments	45
III.7.1.a	Impédances des transformateurs	45
III.7.2	Défaut triphasé et biphasé sur la barre 60kV	48
III.7.3	Résultat de calcul de courant de court-circuit	50
III.8	calcul des jeux de barres	51
III. 8.1	Méthode de calcul	51
chapitre IV : Etude de sélectivité		
IV.	étude de la sélectivité	53
IV.1	Introduction	53
IV.2	Mode de sélectivité	53
IV. 3	les types de sélectivité	54
IV.3.a	sélectivité ampéremétrique	54

Sommaire

IV.3.b La sélectivité chronométrique	55
IV.3.c La sélectivité logique	55
IV.3.d Sélectivité (Sellim)	56
IV.3.e Sélectivité énergétique	56
IV.4 Réglage des protections ampéremétriques	56
IV.5 choix des appareils de protection	57
IV.5.1 Règle générale du choix des appareils de protection	57
IV.5.2 Détermination du pouvoir de coupure des différents disjoncteurs	58
IV.5.2.a Pouvoir de coupure assigné en court-circuit	58
IV.5.2.b résultat de calcul des pouvoir de coupure (PdC) des disjoncteurs	59
IV.5.2.c résultat de calcul des pouvoir de fermeture (PdF) des disjoncteurs	60
IV.5.3 seuils de réglage des protections	60
IV.5.4 Vérification de la tenue thermique des câbles et des jeux de barres	62
IV.5.5 Régimes de neutre	63
Conclusion générale	64

Liste des figures

Figure I.1 : organigramme Du complexe Cevital.....	4
Figure. I.2 : Organigramme de la direction Energie.....	5
Figure I.3 : Schéma général de la production, du transport et de la distribution d'énergie	6
Figure I.4 : Structure générale d'un réseau électrique	10
Figure I.5: Structure des réseaux maillés	12
Figure I.6: Réseau HTA radial en simple antenne.....	13
Figure I.7: Poste de distribution publique	13
Figure I.8: Poste Livraison	14
Figure I.9: Tableaux MT	17
Figure II.1 Schéma unifilaire du réseau MT du complexe Cevital	19
Figure II.2 Conducteur isolé	30
Figure III.1 : courbe type d'un courant de court-circuit.....	34
Figure III .2 : protection d'un circuit par disjoncteur	36
Figure III 3 : protection d'un circuit par fusible.....	36
Figure III.4 : schéma simplifié d'un réseau.....	36
Figure. III. 5 Décomposition d'un système triphasé déséquilibré.....	38
Figure IV.1 Sélectivité totale et partielle.....	54
Figure IV.2 sélectivité chronométrique.....	55
Figure : IV.3 Pourcentage de la composante aperiodique (% DC) en fonction de l'intervalle de temps	58

Liste des tableaux

Tableau II.1 Bilan de puissance.....	33
Tableau III.1 :Sections des câbles entre les sous station.....	45
Tableau III.2 : impédance des différents éléments.....	47
Tableau III.3 : Les courants de défauts aux différents jdb.....	50
Tableau III.4. : Résultats de calcul de courant de choc et section des différents jdb.....	52
Tableau IV.1: Les résultats de calcul des PdC et PdF.....	60
Tableau IV. 2 : Résultats de calcul des CTS, CTR, etIc des disjoncteurs.....	62
Tableau IV.3 : Vérification de la tenue thermique des jeux de barres.....	63
Tableau IV.4 : Vérification de la tenue thermique des câbles.....	63

Liste des symboles et des abréviations

Liste des symboles

cos φ : Facteur d puissance	U_b : Tension de base
CTS_{th} : Prise du courant de réglage thermique	U_n : Tension nominal
CTS_m : Prise du courant de réglage magnétique	f : Facteur de correction global
I_k' : Valeur efficace du courant de court-circuit Symétrique initial	f : fréquence
I_{asym} : Courant de court-circuit asymétrique	I_B : Courant d'emploi
I_n : Courant nominal	I_b : Courant de base
I_{3φ}, I_{K3} : Courant de court-circuit triphasé	I_{2φ} : Courant de court-circuit biphasé
I_{th} : Courant de réglage du seuil thermique	I_p : Courant de choc
I_m : courant de réglage de seuil magnétique	I_{cc} : Courant de court-circuit
K_s : Facteur de choc	K_s : Facteur de simultanéité
R_n : Résistance de mise au neutre	R : Résistance
R_N : Résistance de limitation	S_n : Puissance apparente
S_{cc} : Puissance de court-circuit	S : Section de conducteurs
S_b : Puissance de base	U_b : Tension de base
U_{cc} : Tension de court-circuit d'un transformateur	U_n : Tension nominal
X : Réactance	Z_T : Impédance du transformateur
Z_b : Impédance de base	Z_d : Impédance directe
Z_I : Impédance inverse	Z₀ : Impédance homopolaire
Z_{Défaut} : Impédance de mise a la terre	Z_N : Impédance de mise a la terre
τ : Durée d'ouverture du disjoncteur	ρ : Résistivité du conducteur
Z_a : Impédance amont du réseau sure défaut triphasé	t_c : Temps de coupure
φ : Angle de déphasage du réseau sure défaut triphasé	

Liste des abréviations

ALT : Alternateur	ANSI : American national standards
APL : Ancien poste de livraison	BT : Basse tension
Anrfs : Ancien raffinerie sucre (2000T/J)	C huile : Conditionnement de huile
CEI : Comité international d'électrotechnique	CC : Court-circuit

Liste des symboles et des abréviations

Cogé : Cogénération

HT : Haut tension

Jdb : Jeu de barre

Nfrs : Nouvelle raffinerie sucre (3000T/J)

Pdc : Pouvoir de coupure de disjoncteur

Pdf : Pouvoir de fermeture de disjoncteur

PRC : Polyéthylène de vinyle

RC : Caoutchouc vulcanisé

TGBH : Tableau générale a haut tension

TGBT : Tableau général a basse tension

TCA : Transformateur de courant auxiliaire

TR aux : Transformateur auxiliaire

CTS : Courant de seuil

G : Groupe électrogène

Inst : Installé

MT : Moyenne tension

NF : Normalement fermé

PMD : Puissance Mise à disposition

PVC : Polyéthylène réticulé

PE : Rayé vert

S/S : Sous station

TC : Transformateur du courant

TT : Transformateur de tension

TR weg : Transformateur weg

CTR : Rapport du TC

TDS : courbe de temporisation

Introduction générale

Introduction générale

Gérer l'énergie électrique, c'est protéger, surveiller et contrôler tout le réseau électrique à tout moment. Cela passe par une vision globale et en temps réel des paramètres électriques de toute l'installation. Les solutions modernes à ce besoin sont des produits et des services utilisant les technologies de l'information et de la communication, construits autour de bus de terrain qui incorporent de plus en plus des produits intelligents, tels que les relais de protection numériques et les logiciels de contrôle et de supervision.

CEVITAL comme toute autre industrie a besoin de développer son secteur d'activité et de faire des extensions pour ses installations pour augmenter la productivité de ces produits et assurer la continuité de service pour faire face à la concurrence. Ces extensions exigent une demande de puissance supplémentaire que le réseau SONELGAZ ne peut pas fournir, alors elle a opté pour une production autonome de l'énergie électrique en installant la cogénération. Il a été procédé donc à l'installation de deux groupes blocs (turbine, alternateur, transformateur) de 32 MVA de puissance chacun. Cette puissance installée étant largement supérieure au besoin du complexe (25 MVA). CEVITAL envisage de rétrocéder l'excédent au réseau SONELGAZ.

La problématique qui nous a été posée au sein de l'unité énergie et utilité de l'entreprise concerne l'installation des équipements électriques de la cogénération dans un autre locale que le poste 60 KV.

Notre but est l'étude et l'analyse de la sélectivité du réseau moyenne tension du complexe Cevital en se basant sur le schéma unifilaire de l'installation.

Pour cela, notre mémoire sera organisé en quatre chapitres qui se terminera par une conclusion générale.

Dans le premier chapitre, nous présenterons le complexe CEVITAL d'une manière générale suite des Généralités sur les réseaux électriques de distribution.

Le second chapitre sera consacré à la présentation des études effectuée sur l'installation MT au niveau de Cevital.

Le troisième sera dédiée à l'élaboration du plan de protection.

Enfin, nous terminerons par le choix des équipements de protection et l'étude de la sélectivité.

Chapitre I
Généralités sur les
réseaux électriques de
distribution

I.1 Introduction

Cevital est le primaire complexe agroalimentaire en Algérie et dans ce présent chapitre nous allons parler de son évolution historique, ses multiples activités industrielles, ses principaux objectifs, ainsi que l'organigramme décrivant ses différentes directions. Par suite nous présentant l'organigramme de l'unité énergie et enfin nous terminant par décrire l'ancien réseau du complexe.

I.2 Présentation générale du complexe cevital de Bejaia

I.2.1 Historique

Cevital est parmi les entreprises algériennes qui ont vu le jour dès l'entrée de notre pays en économie de marché. Elle a été créée par des fonds privés en 1998.

Cevital contribue largement au développement de l'industrie agroalimentaire nationale, et exporter le surplus, en offrant une large gamme de produit de qualité.

En effet les besoins du marché national sont de 1200T/J d'huile l'équivalent de 12 litres par personne et par an. Les capacité actuelle de cevital sont de 1800T/J, sont un excédent commercial de 600T/J

Les nouvelles données économiques nationales dans le marché de l'agroalimentaire, font que les meilleurs sont ceux maitrisent d'une façon efficace et optimale les couts, les charges et ceux qui offrent le meilleur rapport qualité/prix. Ceci est nécessaire pour s'imposer sur le marché que Cevital négocie avec les grandes sociétés commerciales internationales telles que CARREFOUR et AUCHAN, OXXO, BRANDT (en France) ROYAL(en suisse) et autre société spécialisée dans l'import-export en Italie,Ukraine,Russe, ces produits se vendent dans différentes ville africaines(Tunis, Niamey, Bamako....).

I.2.2.Situation géographique

Cevital est un complexe de production se situe au niveau du nouveau du quai du port de Bejaia a 3 Km du sud-ouest de cette ville et d'étend sur une superficie de 4500 m², à proximité de la RN 09. Cette situation géographique de l'entreprise lui a beaucoup profité étant donné qu'elle lui confère l'avantage de proximité économique. En effet elle se trouver proche du port et de l'aéroport.

I.2.3 Principale activités de cevital

Lancé en mai 1998, le complexe cevital a débuté son activité par conditionnement d'huile en décembre 1998.

En février1999, les travaux de génie civil de la raffinerie ont débuté, cette dernière est devenue fonctionnelle en Aout 1999.

L'ensemble des activités de cevital est concentré sur la production et la commercialisation des huiles végétales, de margarine et de sucre et se présente comme suit :

- ✓ Raffinage des huiles (1800 tonnes /jour) ;
- ✓ Conditionnement d'huile (1400 tonnes /jour) ;
- ✓ Production de margarine (600tonnes/jour) ;
- ✓ Fabrication d'emballage (PET) : poly-éthylène-Téréphtalate (9600 unités/heure) ;
- ✓ Raffinage du sucre (2000 tonnes /jour et 3000 tonnes/jour) ;
- ✓ Stockage des céréales (120000 tonnes) ;
- ✓ La cogénération (une capacité de production arrive jusqu' a'64MW) ;
- ✓ Minoterie et savonnerie en cours d'étude.

I.2.4 Organigramme de CEVITAL

L'entreprise a pour mission principale de développer la production et d'assurer la qualité et le conditionnement des huiles, des margarines et du sucre à des prix nettement plus compétitifs et cela dans le but de satisfaire le client et le fidéliser.

Les objectifs visés par Cevital peuvent se présenter comme suit :

- ✓ L'extension de ses produits sur tout le territoire national ;
- ✓ L'optimisation de ses offres d'emploi sur le marché de travail ;
- ✓ L'encouragement des agriculteurs par des aides financières pour la production locale de graines oléagineuses ;
- ✓ La modernisation de ses installations en termes de machines et technique pour augmenter le volume de sa production ;
- ✓ Le positionnement de ses produits sur le marché étranger par leur exportation ;
- ✓ L'importation de graines oléagineuses pour l'extraction directe des huiles brutes.

L'organigramme suivant donne une vue générale sur les différents organes constituant le complexe Cevital

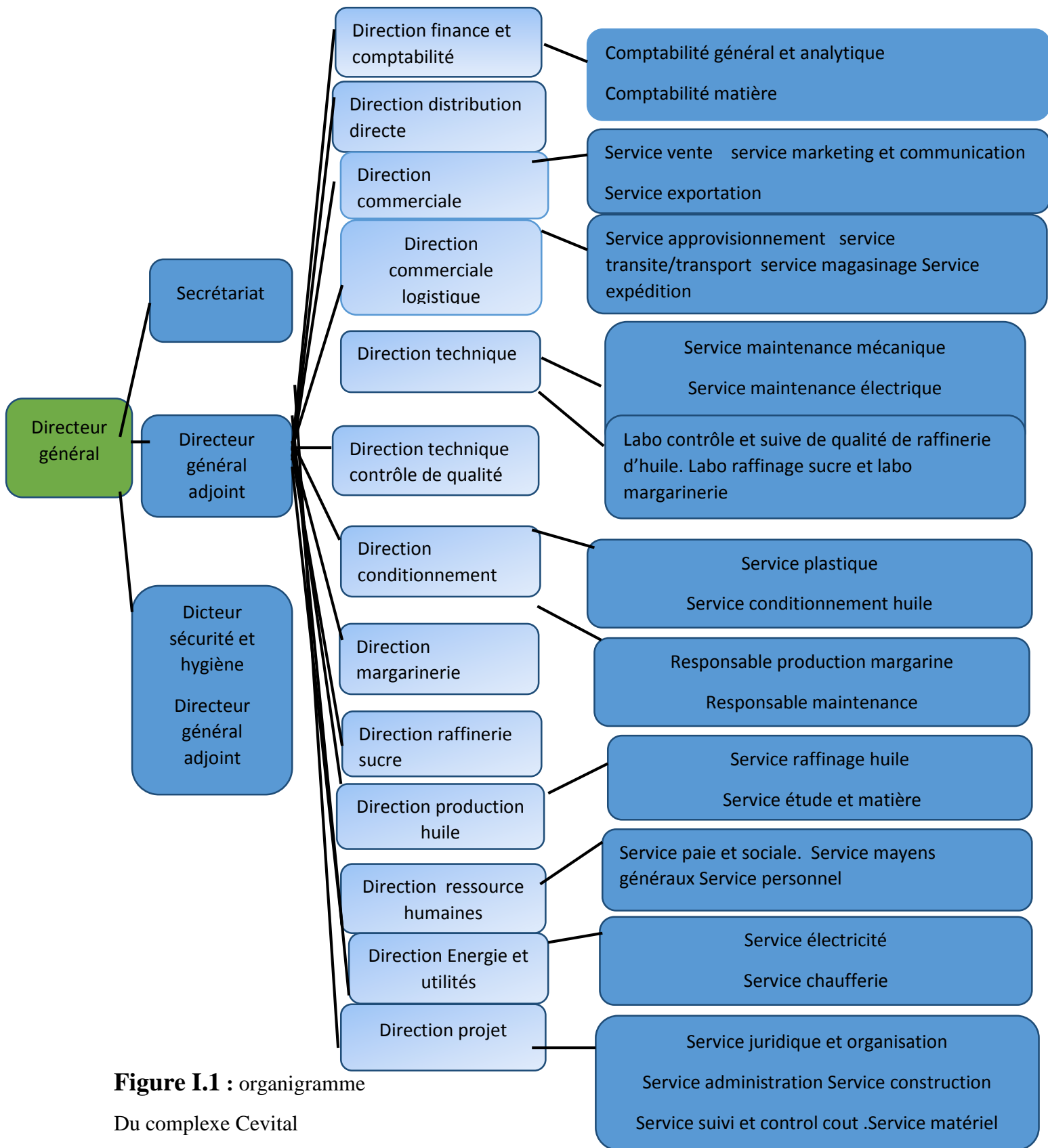


Figure I.1 : organigramme

Du complexe Cevital

I.3 Unité Energie et utilités

I.3.1 Service Energie

La direction Energie est constituée de deux départements qui sont :

- Département électrique (production et distribution de l'énergie électrique) : on distingue :
 - ✓ Le poste 60kV
 - ✓ Le poste 30kV
 - ✓ La cogénération
- Département chaufferie (production et distribution de la vapeur)

Les différents départements de la direction Energie sont représentés dans l'organigramme suivant :

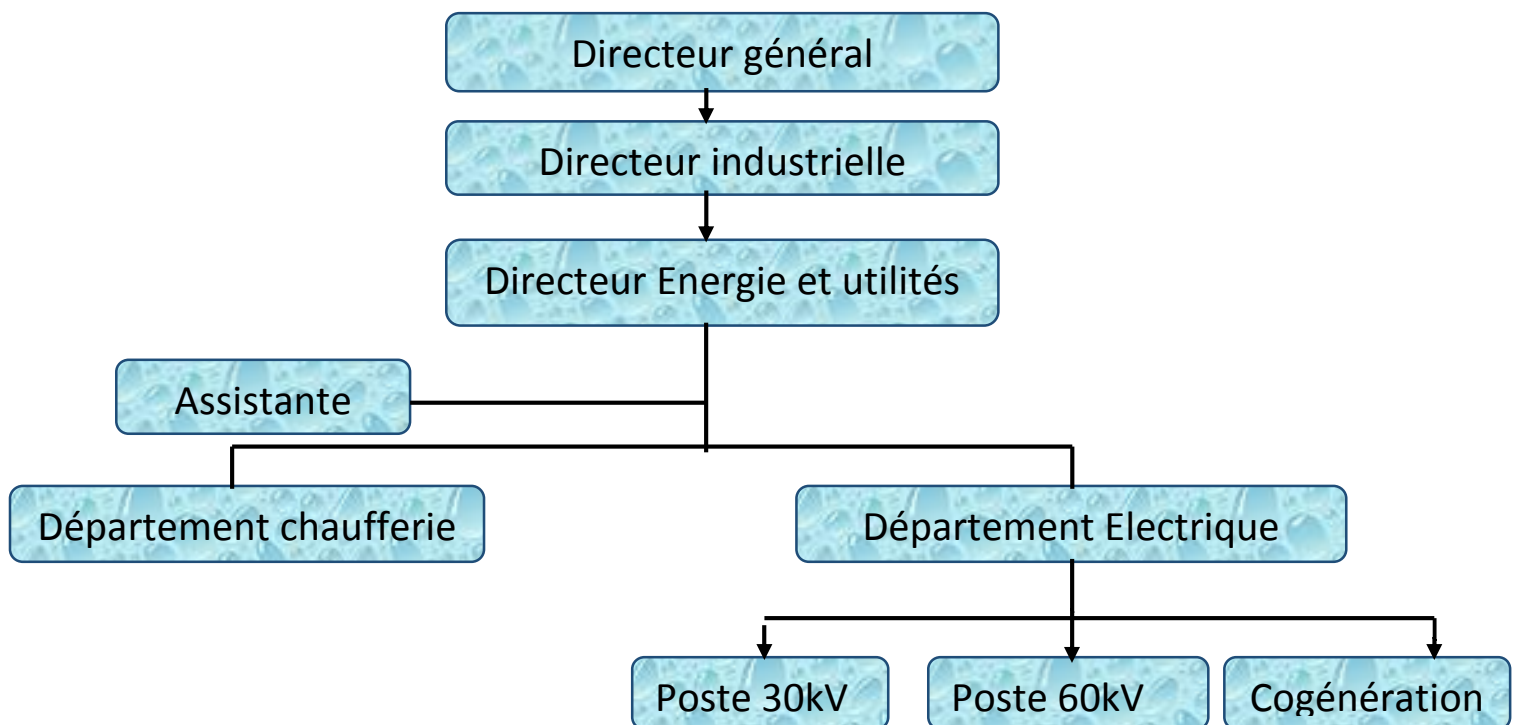


Figure. I.2 : Organigramme de la direction Energie

I.4 Généralités sur les réseaux de distribution

I.4.1 Introduction

L'électricité est une énergie souple et adaptable mais elle est difficilement stockable, alors que la consommation des clients et la coïncidence de la demande sont constamment variables. Ces exigences nécessitent la permanence du transport et la mise à disposition de l'énergie par un réseau de distribution :

- « Haute Tension » pour les fortes puissances et les longues distances.
- « Basse Tension » pour les moyennes et faibles puissances et les courtes distances.

Le transport de l'énergie électrique se fait de la manière suivante :

De la centrale de production (centrale nucléaire, centrale thermique classique, centrale hydroélectrique, etc.) vers les gros utilisateurs (grands centres de consommation), agglomérations, réseau ferroviaire, industrie via le réseau de répartition, puis vers l'utilisateur final (villes, grandes surface, habitation, petite industrie) via le réseau de distribution.

Il ne suffit pas de produire le courant électrique dans les centrales, il faut aussi l'amener jusqu'à l'utilisateur final. Ainsi pour atteindre l'adéquation entre la production et la consommation, qui se traduit in fine par la performance économique, la structure électrique d'un pays est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant à différents réseaux électriques. [1]

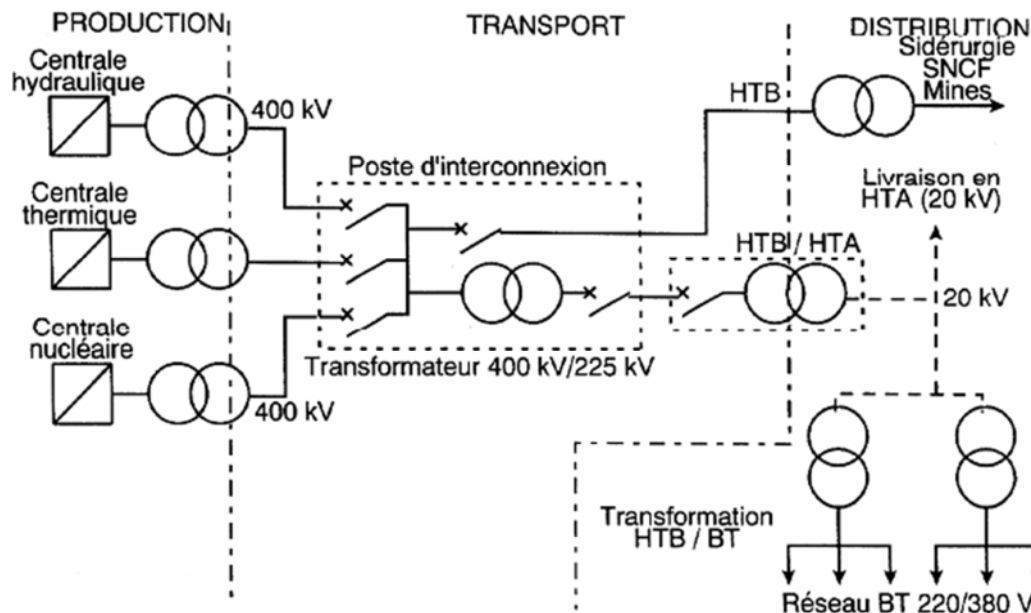


Figure I.3 : Schéma général de la production, du transport et de la distribution d'énergie [1]

I.4.2 Transport et distribution de l'énergie électrique

L'électricité circule depuis le lieu où elle est fabriquée jusqu'à l'endroit où elle est consommée, par l'intermédiaire d'un réseau de lignes électriques aériennes ou souterraines. Il permet de transporter et de distribuer l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire et même vers d'autres pays.

I.4.2.a Transport sous très haute tension

Le transport de l'énergie électrique s'accompagne de pertes d'énergie et essentiellement des pertes par effet Joule. La puissance dissipée est $P_j = R \cdot i^2$

Il faut donc avoir une intensité de courant la plus faible possible dans les lignes. Sachant que la puissance transmise par la ligne est le produit $p = u \cdot i$, il est donc intéressant d'avoir une forte valeur de tension u qui entraînera une faible valeur de l'intensité i .

I.4.2.b Transport sous tension alternative triphasée

- La nécessité d'élever la tension en sortie des centrales et de l'abaisser lors de son utilisation impose l'emploi de **transformateurs**.

Les transformateurs ont un fonctionnement optimal pour des tensions **alternatives sinusoïdales**.

- La production et l'utilisation de l'énergie sous forme de **tension triphasée** présentent plusieurs avantages:

- la conception des machines électriques (alternateurs et moteurs) se fait avec des enroulements triphasés ce qui présente, entre autre, le **meilleur rendement "poids - puissance"**.
- le **démarrage** des moteurs triphasés se fait naturellement avec des tensions triphasées contrairement aux moteurs monophasés. [1]

I.4.3 Réseaux de transport et d'interconnexion

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) :

Dans les systèmes d'électrification, les réseaux de distribution électrique constituent le dernier maillon permettant l'accès des utilisateurs à l'énergie électrique, et de ce fait, le choix du mode de distribution est étroitement lié aux caractéristiques des zones à électrifier telles que la dispersion des agglomérations et les puissances demandées par chaque utilisateur. Compte tenu de leur étendue, de leur évolution et du nombre d'ouvrages nécessaires aux raccordements des utilisateurs, les réseaux de distribution électrique mobilisent des capitaux importants pour leur construction, leur exploitation et leur maintenance.

Le choix d'un type particulier de réseau de distribution est un compromis entre différentes contraintes d'ordre économique, technique et historique. En effet, les capitaux réservés à l'électrification, l'étendue du territoire et le poids d'un réseau existant sont autant de facteurs à prendre en compte dans la décision.

Par ailleurs, le mode de distribution a une influence sensible sur la sécurité des biens et des personnes et sur la qualité du service rendu aux consommateurs. [2]

I.4.3.a 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 170 kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 100 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.

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 au travers des postes de transformation HT/MT et d'autre part les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 100 MVA) nécessite un raccordement à cette tension. [2]

I.4.3.b Conditions d'environnement

L'ensemble des équipements et appareils électriques doit satisfaire les contraintes suivantes :

- ❖ contraintes climatiques :
 - températures minimales et maximales, vent, neige, glace, vent de sable....etc.
 - ❖ contraintes géographiques :
 - altitude, bord de mer, agressions chimiques....etc.
 - ❖ Contraintes environnementales :
 - hauteur limitée, agressions chimiques, surface minimale au soletc.
 - ❖ Contraintes électriques :
 - isolement :
 - surtension à 50 Hz, surtension de manœuvre, surtension de foudre, échauffement.
 - court-circuit :
-

- tenue électrodynamique, pouvoir de fermeture, pouvoir d'ouverture.
- ❖ Contraintes mécaniques :
 - endurance mécanique des appareils de coupure, tenue des isolateurs.....etc.
- ❖ Contraintes sismiques :
 - tenue aux tremblements de terre selon les spécifications. [2]

I.4.4 Classement des réseaux de distribution en fonction du mode de mise à la terre

Les réseaux de distribution moyenne tension se répartissent en trois types qui se distinguent par le mode de mise à la terre du neutre :

- Les réseaux avec « Neutre Isolé » ;
- Les réseaux avec « Neutre Impédant » ;
- Les réseaux avec « Neutre Effectivement Mis à la Terre » ;

Les neutres des générateurs et des transformateurs de puissance peuvent être mis à la terre de différentes manières dépendant des besoins de protection de la partie affectée par le défaut du système d'alimentation électrique et des caractéristiques des charges alimentées.

Le mode de mise à la terre du neutre affecte les niveaux de courant de défaut au sol, il a de ce fait une incidence directe sur la conception du système de protection des transformateurs, des lignes et des câbles.

Le déséquilibre des puissances appelées par les différents utilisateurs au niveau des réseaux moyenne et basse tension impose aussi le mode de mise à la terre du neutre et sa distribution.

Par ailleurs les réglementations nationales peuvent recommander ou imposer le régime de mise à la terre du neutre et des masses métalliques. [2]

I.4.4.a Le mode 'Neutre Isolé' :

Il est évident qu'il n'y ait aucun courant de défaut à la terre dans un système dont le neutre est véritablement isolé de la terre. C'est la principale raison de l'utilisation des systèmes d'alimentation sans mise à la terre, car la grande majorité des défauts dans un système d'alimentation sont les défauts à la terre. Les interruptions de service dues aux défauts sur un système sans mise à la terre seront ainsi considérablement réduites.

Cependant, du fait que le nombre de lignes et câbles reliés au système d'alimentation se développe, l'accouplement capacitif des conducteurs avec la terre constitue un chemin à la terre, et un défaut à la terre sur un tel système produit un courant de défaut capacitif, Les condensateurs de couplage fournissent le chemin de retour pour le courant de défaut. Quand la taille de la capacité devient suffisamment grande, le courant de défaut à la terre capacitif devient auto-entretenu. Il devient alors nécessaire d'ouvrir les disjoncteurs pour éliminer le défaut.

Dans plusieurs réseaux de distribution, une alternative très efficace au fonctionnement 'neutre isolé' peut être trouvée si le courant de défaut capacitif rend les défauts auto-éliminés. Il s'agit de l'utilisation d'une Bobine de Petersen, couplée à la capacité phase terre du réseau. Cette bobine forme un circuit bouchon au courant homopolaire si elle est parfaitement accordée avec la capacité des lignes et câbles.

Le dimensionnement de la bobine est fonction des caractéristiques du réseau, et peut devenir compliqué pour un réseau qui évolue rapidement (cas des réseaux de distribution des pays en développement).

Les systèmes à Neutre Isolé assurent une bonne continuité de service, mais sont soumis à de fortes surtensions sur les phases non concernées par les défauts à la terre, et peuvent présenter des risques de Ferro-résonance. [2]

I.4.4.b Le mode ‘Neutre Impédant’ :

Afin de permettre aux relais de détecter les courants de défaut à la terre et d'ouvrir les disjoncteurs pour éliminer ces défauts, il est nécessaire de produire un courant de défaut suffisant. Une impédance est alors placée entre le neutre du transformateur HT/MT et la terre, et elle peut être résistive ou inductive.

Généralement l'impédance est calculée afin de limiter le courant d'un défaut à la terre franc à une valeur comprise entre 300 et 1000 Ampères.

Pour une mise à la terre résistive, il y a lieu de considérer la capacité thermique de la résistance pour supporter un défaut à la terre entrete nu. Pour les réseaux déséquilibrés, cette résistance est le siège d'un courant permanent provoquant des pertes Joule.

L'utilisation de réactance (BPN : bobine de point neutre) est largement répandue dans ces réseaux notamment lorsque le neutre du transformateur HT/MT n'est pas accessible (secondaire en triangle), l'impédance de ces BPN est choisie pour que le courant d'un défaut franc à la terre soit compatible avec le système de protection.

Le plus souvent, un poste comporte un, deux, voire trois jeux de barres. Chaque liaison peut être reliée à l'un ou l'autre de ces jeux de barres. Il est ainsi possible de constituer des nœuds, que l'on peut éventuellement relier entre eux par l'intermédiaire d'une liaison courte, comportant des organes de coupure et d'isolement (disjoncteurs et sectionneurs), et appelée couplage. [2]

I.4.4.c Le mode ‘Neutre effectivement mis à la terre’ et rôle du neutre :

La Mise à la terre du neutre peut être effectuée directement ou à travers une résistance ou une réactance de faible valeur, s'il est accessible, ou en utilisant une BPN associée ou non à une résistance.

On définit généralement le coefficient de mise à la terre (COG) par le rapport entre la tension maximale apparaissant entre les phases saines et la terre en cas de défaut à la terre et la tension phase-phase en fonctionnement normal.

Un autre coefficient est aussi utilisé pour classer le mode de mise à la terre : c'est le facteur de défaut à la terre (EFF). Il est égal au rapport de la tension maximale apparaissant sur les phases saines et la terre en cas de défaut à la terre et la tension simple phase terre en fonctionnement normal. [2]

I.4.5 Structure des postes

L'ensemble des appareils de coupure ou d'isolement (disjoncteurs et sectionneurs), ainsi que l'appareillage de mesure et de protection propre à une liaison, sont regroupés dans une travée.

Outre les jeux de barres, un poste comporte donc autant de travées que de liaisons qui y sont raccordées.

Un deuxième jeu de barres se justifie non seulement parce qu'il permet une meilleure exploitation du réseau, mais aussi parce qu'il est pratiquement indispensable à la sécurité de fonctionnement du réseau.

La défaillance d'un jeu de barres rend en effet indisponible l'ensemble des liaisons qui y sont raccordées, et revêt donc un caractère particulièrement grave pour le fonctionnement du réseau si l'on ne dispose pas d'un second jeu de barres utilisable en secours. Il est par ailleurs nécessaire, à moins d'accepter de se priver de la totalité d'un poste, donc de l'ensemble des liaisons qui y sont raccordées, de disposer de deux jeux de barres pour les soumettre alternativement aux opérations d'entretien indispensables. [2]

I.4.6 Les architectures des réseaux

L'architecture d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Nous allons identifier les différents postes de livraison HTB et HTA, et la structure des réseaux HTA et BT. [3]

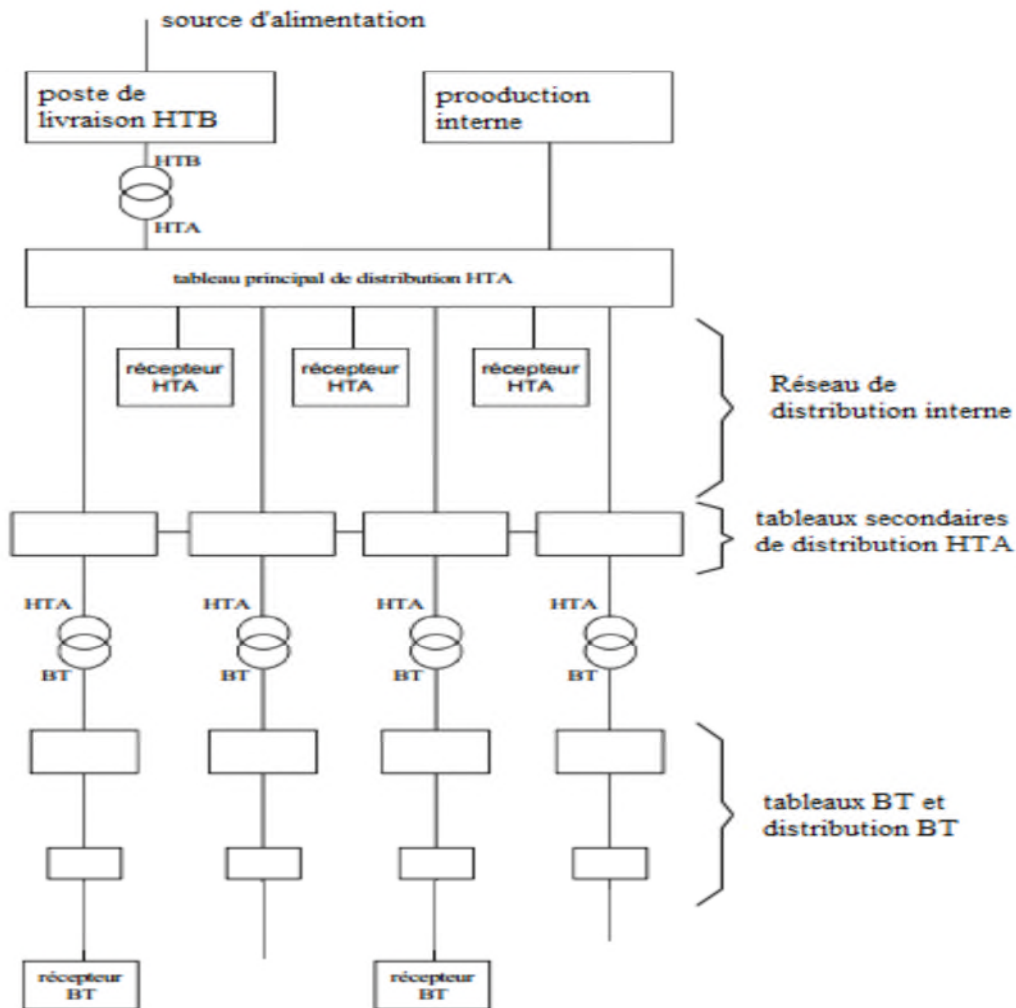


Figure I.4 : Structure générale d'un réseau électrique [3]

I.4.6.a Définition

La nouvelle norme en vigueur UTE C 18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit :

HTA → pour une tension composée comprise entre 1kV et 50kV

HTB → pour une tension composée supérieur à 50kV

BTB → pour une tension composée compris entre 500V et 1kV

BTA → pour une tension composée compris entre 50V et 500V

TBT → pour une tension composée inférieure ou égale à 50V

Les notations de la norme CEI 38 seront parfois utilisées dans ce document avec les définitions suivantes :

HT → pour une tension composée compris entre 100V et 1000kV

Les valeurs normalisées 45kV-66kV-110kV-132KV-150kV-220kV

MT → pour une tension composée compris entre 1000V et 35kV

Les valeurs normalisées sont : 3,3kV-6,6kV-11kV-22kV-33kV

BT → pour une tension comprise comprise entre 100V et 1000V

Les valeurs normalisées sont : 400V-690V-1000V

(à 50Hz) [3]

I.4.6.b Structure générale d'un réseau privé de distribution

Dans le cas général avec une alimentation en HTB, un réseau privé de distribution comporte.

- Un post de livraison HTB alimenté par une ou plusieurs sources, il est composé d'un ou plusieurs jeux de barres et de disjoncteurs de protection

- une source de production interne

- un ou plusieurs transformateur HTB /HTA

- Un tableau principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres

- un réseau de distribution interne en HTA alimentant des tableaux secondaires ou des postes HTA/BT

- des récepteurs HTA.

- des transformateurs HTA/BT.

- des tableaux et des réseaux basse tension.

- des récepteurs basse tension [3]

I.4.7 Le réseau HTB :

Le réseau HTB exploité par ÉS Réseaux est constitué de lignes 225 kV en antenne et d'un réseau 63 kV maillé. Le maillage du réseau 63 kV consiste à alimenter chaque poste source par au moins deux lignes 63 kV en permanence. De ce fait, la perte d'une ligne ne provoque pas de coupure du poste source puisque l'ensemble de la charge est reportée sur la deuxième ligne.

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

D'un point de vue plus général, l'ensemble du réseau HTB d'ÉS Réseaux est dimensionné et exploité en respectant tous les règles qui garantissent que le réseau est secouru en cas de perte ou d'indisponibilité d'un ouvrage important. Ce dimensionnement permet ainsi de limiter le nombre et la durée des coupures d'alimentation des utilisateurs du réseau. [4]

I.4.7.a Le poste source

Les postes sources sont les ouvrages d'alimentation des réseaux de distribution HTA. Ils sont raccordés au réseau HTB 63 kV ou 225 kV dans les zones de forte densité de consommation.

Ils bénéficient d'équipements de surveillance, de protection et de télécommande. L'exigence de disponibilité justifie souvent l'équipement d'installations permettant au poste source de fonctionner avec la perte d'une ligne d'alimentation HTB ou d'un transformateur HTB/HTA.

Le poste-source contribue :

- à la mesure des flux d'énergie (équipements de comptage d'énergie),
- au changement tarifaire par la télécommande centralisée d'émission à 167 ou 180 Hz,
- à la sûreté du réseau de transport par le système de délestage fréquence-métrique,
- à la qualité et à la continuité de l'alimentation électrique par les systèmes de réenclenchement automatique, de réglage de la tension et de compensation du réactif. [4]

I.4.8 Constitution des réseaux de distribution HTA

Nous pouvons distinguer deux principaux types de réseaux HTA, selon la pose des conducteurs: [4]

I.4.8.a Réseaux HTA aériens :

La structure des réseaux est arborescente à deux ordres de lignes : dorsales et dérivations. Des sous dérivations peuvent être utilisés pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes HTA/BT. Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation en défaut. Leur installation se fera suivant l'importance et la probabilité d'incidents sur la dérivation. Les sous-dérivations doivent être équipées, au point de raccordement à la dérivation, d'interrupteurs manuels. [4]

I.4.8.b Réseaux HTA souterrains:

La structure des réseaux souterrains est à un seul type de lignes: les dorsales. Ces réseaux, de par leur construction (faible longueur et forte section des conducteurs) sont le siège de chutes de tension réduites. De ce fait, et tenant compte de l'importance des incidents, il sera prévu une réalimentation soit par les réseaux voisins soit par un câble de secours. [4]

❖ Structure des réseaux HTA

On distingue trois structures : maillée, radiale et bouclée.

✓ Structure maillée :

Elle permet la réalimentation en cas d'indisponibilité d'un tronçon ou d'un poste HTA/BT après l'élimination de l'élément défectueux.

Elle présente l'inconvénient de n'utiliser les câbles que partiellement par rapport à leur capacité.

Elle exige, de plus, un point commun par paire de câble et demande une surveillance continue du réseau en fonction de l'accroissement de la charge. [5]

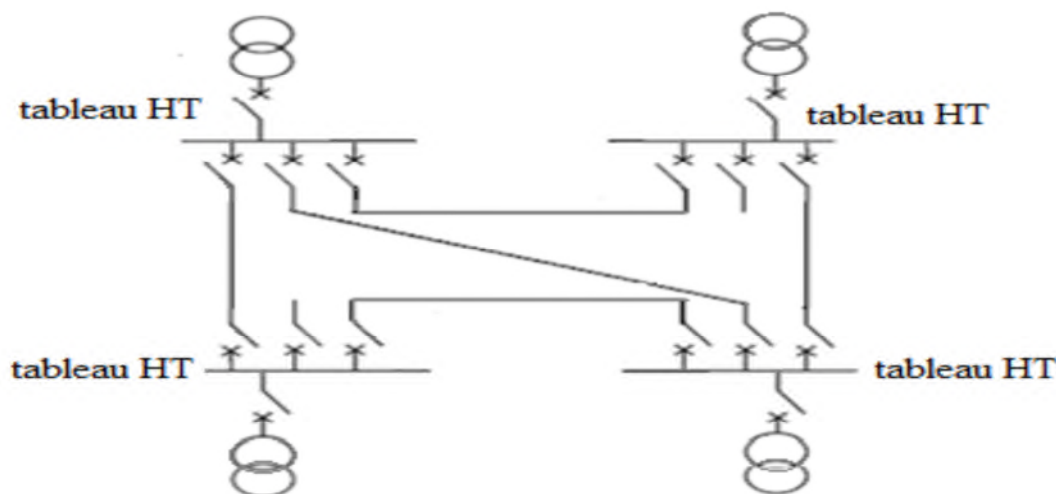


Figure I.5: Structure des réseaux maillés [5]

✓ Structure radiale :

A partir d'un poste d'alimentation, elle est constituée de plusieurs artères, dont chacune va en se ramifiant, mais sans jamais retrouver un point commun (structure d'un arbre).

Les réseaux radiaux sont de structure simple et peuvent être contrôlés et protégés par un appareillage simple. Ce sont les réseaux les moins coûteux. [5]

✓ Radial en simple antenne :

- Cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux (coût excessif par exemple).

- les tableaux 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage. [5]

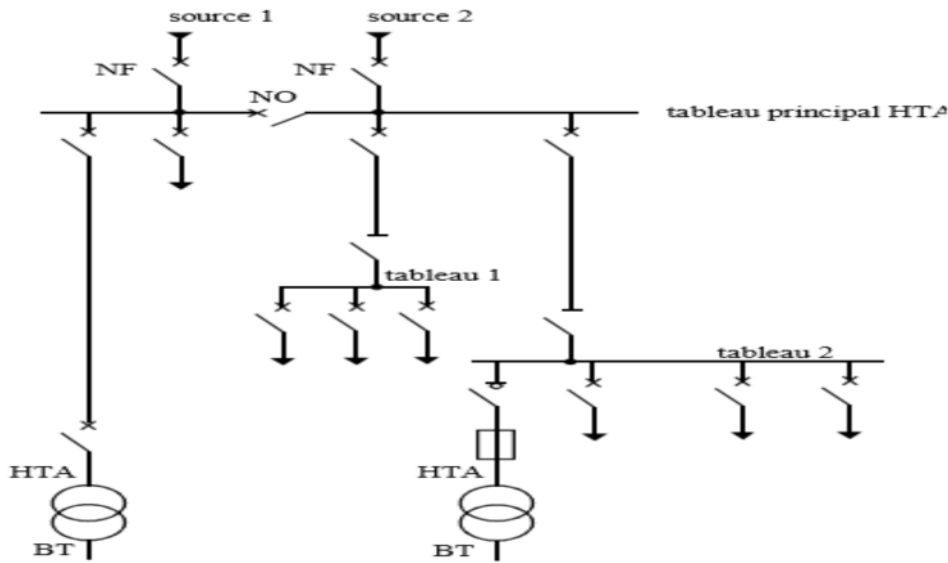


Figure I.6: Réseau HTA radial en simple antenne [5]

I.4.8.c Les types des postes HTA

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

❖ **Leur fonction :**

✓ **Poste de distribution publique (DP):**

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

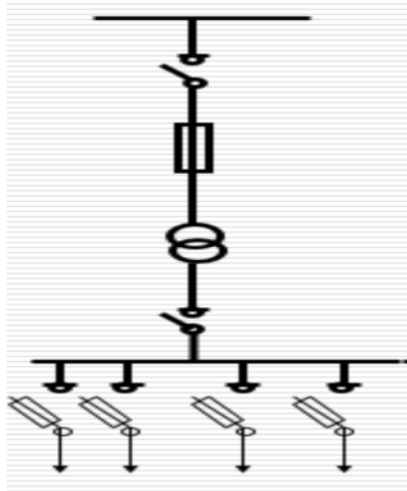


Figure I.7: Poste de distribution publique [6]

✓ **Les postes mixtes (DP/L) :**

Dans ces postes on trouve deux parties une installation DP et une autre pour le client. Ces postes sont classés selon la puissance transmise. [6]

✓ **Poste de livraison (L) ou client :**

Ce sont des postes de transformation alimentant des clients dont leurs puissances installées dépassent 25 KVA.

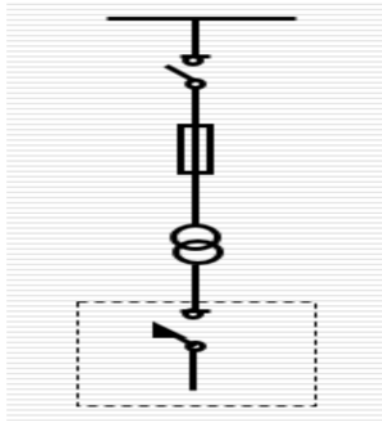


Figure I.8: Poste Livraison [6]

I.4.9 Caractéristiques des postes HTA / BT et structure des réseaux BT

❖ Généralités

Les zones agglomérées correspondent à des densités de charges moyennes ou importantes.

Toutes les rues comportent un réseau BT d'un côté, voire des deux côtés si le réseau est très dense. Le réseau existant peut être aérien ou souterrain. Les nouveaux réseaux seront majoritairement réalisés en technique souterraine.

Les terrains étant en général difficiles à trouver pour créer de nouveaux postes HTA/BT, les raccordements d'immeubles sont autant d'opportunités à étudier pour négocier un local ou un emplacement avec le promoteur en s'appuyant sur l'article R 332-16 du code de l'urbanisme.

Autrement, l'augmentation de la taille des postes HTA/BT existants et du nombre de départs BT par poste est à privilégier pour répondre aux accroissements de charge.

Les zones non agglomérées correspondent à des densités de charges réduites ou moyennes.

Elles se rencontrent jusqu'en périphérie des bourgs. Les charges sont disséminées et leur répartition sur le territoire aléatoire. Le réseau est mixte et les nouveaux réseaux pourront être aériens ou souterrains. [6]

I.4.9.a Postes et transformateurs HTA/BT

Le poste de transformation HTA/BT est le point d'alimentation des réseaux de distribution publique BT. Il existe plusieurs types de poste selon la densité de charge à alimenter :

Un poste rural, sur poteau ou en cabine simplifiée, peut alimenter un ou deux départs BT. Un poste urbain en cabine, enterré ou en immeuble, peut alimenter de un à huit départs, voire 16 dans le cas de postes équipés de deux transformateurs. La longueur des départs BT est limitée par l'intensité et les chutes de tension admissibles : quelques centaines de mètres en aérien ou en souterrain.

La création d'un nouveau poste résulte :

- soit de l'apparition d'une nouvelle charge importante (raccordement) ;
- soit de l'évolution des charges existantes, provoquant une contrainte sur le réseau.

Le rayon d'action d'un poste neuf est de l'ordre de 350-400 m environ en zone non agglomérée et de 250-300 m environ en zone agglomérée. Ce rayon d'action peut varier fortement en fonction de la puissance des consommateurs alimentés. Il sera placé de façon à desservir au mieux les charges à alimenter. Le nombre de postes à créer est à limiter, en privilégiant la création d'un gros poste plutôt que plusieurs petits dans une zone à alimenter.

Dans les zones alimentées en souterrain, un poste de transformation HTA/ BT peut desservir de quelques dizaines de maisons disséminées en zone rurale à 300 logements en milieu urbain dense.

Un poste neuf doit respecter la structure HTA existante, ou la structure cible à 5 ans du schéma de développement établie par le Distributeur.

La position du poste neuf dépendra principalement de l'emplacement du terrain disponible pour l'y construire.

Un poste doit être conforme aux prescriptions de la norme NF C 11-201 §5. Il doit être placé dans une zone non inondable; si le seul emplacement disponible est situé dans une zone inondable, il sera mis hors d'eau à minima. ES Réseaux doit avoir à toute heure un accès facile et immédiat au poste pour effectuer les opérations nécessaires à l'exploitation du réseau. Les postes enterrés seront évités car leur réalisation est très onéreuse et les contraintes d'exploitation sont importantes. [6]

I.4.9.b Départs BT :

❖ Généralités

Le niveau de la tension BT est normalisé au niveau européen à 230/400V (arrêté du 29 mai 1986) L'architecture des réseaux BT est largement conditionnée par la voirie, la nature et la densité des constructions. Sauf cas particulier, la meilleure structure est la plus simple : de type arborescent, le moins de longueur possible, sections des conducteurs uniques ou décroissantes.

Les liaisons de secours entre lignes BT sont réservées aux cas exceptionnels. La réalimentation des utilisateurs en cas d'incidents peut se faire en déroulant un ou plusieurs câbles provisoires ou en installant un groupe électrogène.

Les réseaux BT peuvent être réalisés :

- en lignes aériennes construites en faisceaux de conducteurs isolés sur poteaux, potelets ou exceptionnellement sur façade, de section 70 et 150 mm² Alu
- en souterrain, 150 et 240 mm² Alu, et éventuellement 95 mm² Alu (réservé aux voies non évolutives et peu chargées). [7]

I.4.10 Postes à moyenne tension :

Un poste à moyenne tension est un ouvrage placé à un nœud d'un réseau, qui regroupe un ensemble d'équipements destiné à en assurer la protection et faciliter l'exploitation. Les réseaux à moyenne tension sont maintenant, pour la plupart, réalisés en câbles souterrains ; de ce fait, les seules interventions d'exploitation possibles ne peuvent se faire qu'à partir des postes, d'où l'importance grandissante de ces ouvrages. Les postes à moyenne tension abritent de plus en plus d'appareillages qui apportent de nouvelles fonctions nécessaires à une exploitation mieux contrôlée, voire automatisée.

Le présent article ne traite que des installations à courant alternatif triphasé.

Dans le texte, les appellations **haute tension et moyenne tension**, utilisées dans le langage courant, sont employées. Par contre, les abréviations sont celles définies dans l'arrêté technique du 2 avril 1991, en l'occurrence HTB pour les tensions supérieures à 50 kV (haute tension) et HTA pour les tensions comprises entre 1 et 50 kV (moyenne tension).

L'article s'adresse :

- aux concepteurs, installateurs, exploitants de postes publics ou privés ;
- aux techniciens et ingénieurs du domaine Génie électrique.

Il décrit les fonctionnalités des postes rencontrés sur les réseaux HTA, la terminologie et les normes, les aspects économiques, les besoins et contraintes formalisés dans un cahier des charges, les structures et schémas des postes de distribution publique, les structures et schémas des postes privés et la technique et la réalisation des postes HTA.[7]

Pénétration du réseau de répartition jusque dans les zones à forte densité de population est de plus en plus difficile et coûteuse.

Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 25 kV et 275 kV.

Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux. [7]

I.4.10.a Le réseau de distribution MT

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation (supérieure à 250 kVA).

Ces points de consommation sont :

- soit du domaine public, avec accès aux postes de distribution publique MT/BT,
- soit du domaine privé, avec accès aux postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation. Le nombre de ces abonnés ne représente qu'un faible pourcentage du nombre total des consommateurs livrés directement en BT. Ils sont essentiellement du secteur tertiaire, tels les hôpitaux, les bâtiments administratifs, les petites industries, ...etc

La structure est de type aérien ou souterrain.

Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre quelques kilovolts et 40 kV.

Les protections sont moins sophistiquées que dans le cas des réseaux précédents. [8]

I.4.10.b Transformateurs de courant et tension [Moyenne Tension]

❖ Généralités

Les transformateurs de mesure sont des transformateurs permettant de convertir des courants ou tensions élevées en un courant ou une tension mesurable et normalisée, de façon proportionnelle et en phase avec le signal primaire. [9]

✓ Transformateur de courant

-Les transformateurs de courant sont des transformateurs permettant de convertir des courants du réseau en grandeurs mesurables, proportionnelles et en phase avec le signal primaire.

-Les transformateurs de courant sont des transformateurs conçus pour convertir le courant primaire assigné qui traverse l'enroulement primaire.

Les appareils doivent être utilisés uniquement avec le secondaire en court-circuit, sous peine d'endommager les bornes secondaires par d'éventuelles surtensions.

Côté secondaire, les appareils raccordés doivent être connectés en série.

Les transformateurs de courant peuvent être équipés d'un ou plusieurs noyaux Ferromagnétiques indépendants, avec des courbes caractéristiques identiques ou différentes.

Ils peuvent être réalisés avec plusieurs noyaux de différentes précisions de classe ou avec un noyau de mesure ou de protection avec différents facteurs de limite d'erreurs. [9]

✓ Transformateur de tension :

-Les transformateurs de tension sont des transformateurs permettant de convertir des tensions élevées en grandeurs, mesurables proportionnelles et en phase avec le signal primaire.

-Les transformateurs de tension ne possèdent qu'un seul noyau en fer, sur lequel sont fixés les enroulements secondaires.

Il est extrêmement dangereux de court-circuiter au secondaire un transformateur de mesure de tension.

La borne mise à la terre de l'enroulement primaire (N) est efficacement mise à la terre à l'intérieur de la boîte à bornes et ne doit pas être enlevée lorsque l'appareil est en service. [10]

I.4.10.c Tableaux MT(HTA)

La gamme étant un tableau HTA à appareil débrochable, se composant d'unités fonctionnelles assemblées entre elles pour réaliser les fonctions arrivée, départ, couplage, mesure et mise à la terre du jeu de barres.



Figure I.9: Tableaux MT [10]

C'est un appareil sous enveloppe métallique pour installation à l'intérieur destinée à réaliser la partie HTA des postes HT/HTA et des postes HTA/HTA de forte puissance.

Les équipements sont de type blindé à disjoncteur débrochables dès la conception a pris en compte trois principales attentes des utilisateurs :

- Fiabilité et maintenabilité pour assurer la continuité de service ;
- Simplicité de mise en place, de manœuvre et d'entretien ;
- Sécurité des personnes. [10]

Chapitre II

Etude de l'installation moyenne tension au niveau de CEVITAL

II.1 Introduction

Le réseau moyen tension de l'entreprise CEVITAL qui est l'objet de notre travail (étude et analyse de la sélectivité moyen tension de complexe CEVITAL), et un peu compliqué du fait que plusieurs unités de production sont alimentées en MT, à partir de la ligne 60KV de la SONELGAZ et la centrale de production locale cogénération.

L'architecture d'alimentation des différentes sous station du complexe nécessite une révision urgente, et pour cela il faut la décrire d'abord en citant ces avantages et ces inconvénients, ainsi que le recensement des matériels existants et les liaisons entre sous stations existantes. [11]

II.2 Composants du réseau MT du complexe CEVITAL

Pour satisfaire le besoins du complexe en énergie électrique, ce dernier est actuellement alimenté par une ligne de 60KV depuis la centrale de Darguina, située à 50 km environ.

Sonelgaz a réservé la ligne Darguina –bougie 2 (bir-slam) et une liaison câble Bougie2-Bougie1 (cité total) spécialement pour l'alimentation de l'entreprise Cevital.

Le system de distribution MT existant actuellement comprend essentiellement les éléments suivant :

- Un poste 60 étage 60kv à un jeu de barres et trois travées, soit
 - ✓ Une travée Arrivée lignes 60kV
 - ✓ Une travée Transformateur T01 60/30kv de 25MVA
 - ✓ Une travée Transformateur T02 60/30kv de 25MVA
- Un tableau 30 kV en deux demi-jeux de barres. Chaque transformateur 60/30kv alimente un jeu de barres de 30 kV. Si un transformateur est indisponible, le deuxième est en mesure d'alimenter, seul, toute l'usine en actionnant le couplage des deux jeux de barres. Les divers consommateurs sont alimentés par des départs issus de ces tableaux.
- Sources de secours (central groupe)
- Les différentes sous stations d'alimentation des unités du complexe.
- Centrale de production (cogénération : 50MW environ en cours d'essai). [11]

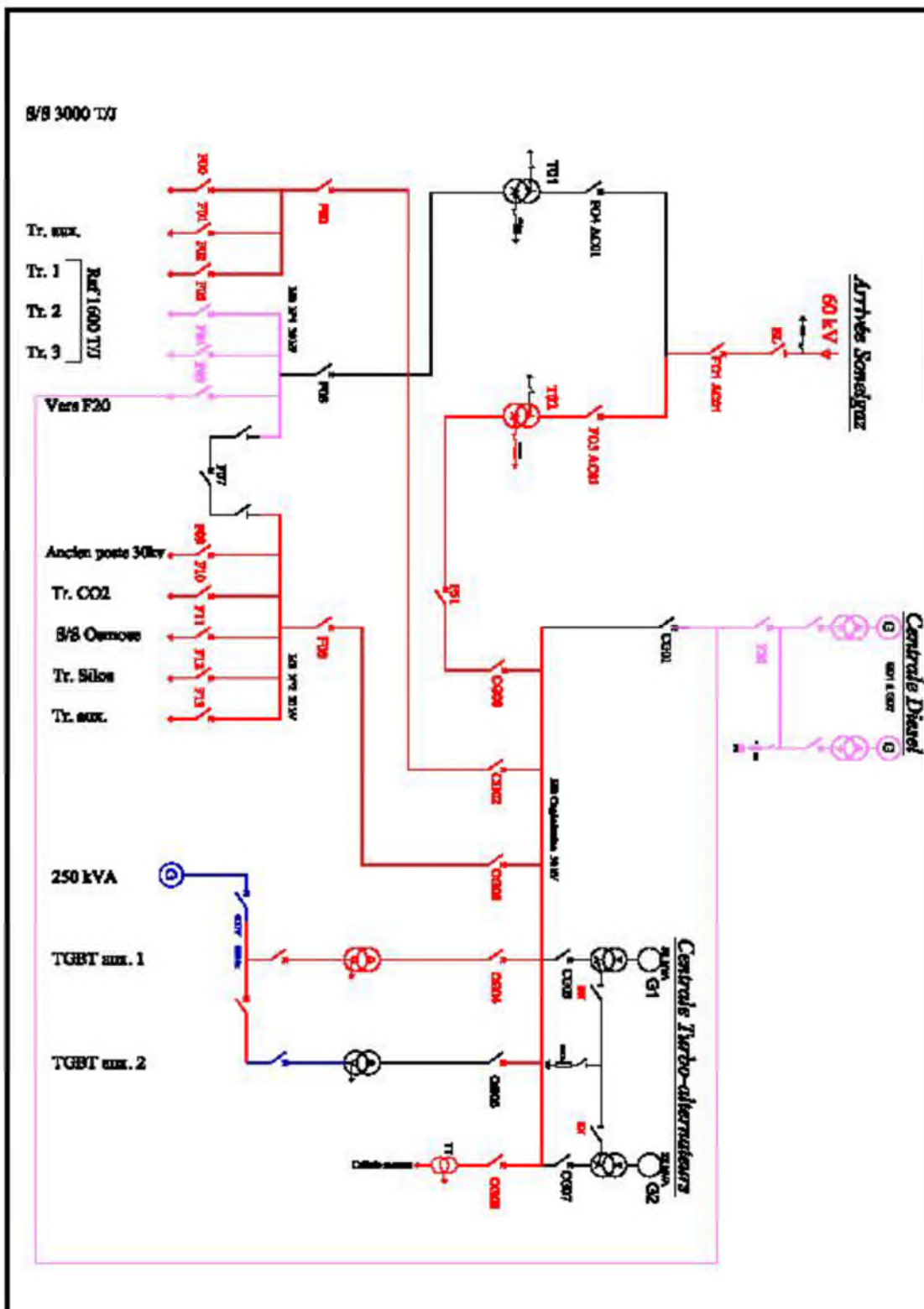


Figure II.1 Schéma unifilaire du réseau MT du complexe Cevital [11]

II.3. Alimentation principale du complexe

Comme il a été mentionné précédemment le complexe industriel cevital est alimenté par le réseau SONELGAZ, il a subi au cours du temps certaines modifications. Au début était alimenté par une ligne de 30kV et par suite de l'extension qu'a connue le complexe les responsables de la société ont été amenés à souscrire une nouvelle ligne 60kV. [11]

II.3.1 Poste 30kV (ancien poste de livraison : (APL))

Au début l'alimentation en énergie électrique du complexe était assurée par une ligne électrique spécialisée 30kV à partir du poste de transformation 60/30kV SONELGAZ bougie1, situé à une distance de 1500m environ.

La tâche principale de la ligne 30kV (la cellule F35) consiste à alimenter en énergie électrique les parties suivantes :

- La sous station raffinerie d'huile par la cellule F31 qui alimente à son tour la sous station margarinerie par la cellule F38
- La sous station bouche par la cellule F34 qui alimente à son tour la S/station conditionnement d'huile par la cellule F18
- Départ réserve (ancien départ prévu pour l'électrolyseur) par la cellule F32
- Alimentation des auxiliaires par la cellule F33 [11]

II.3.2 Poste 60kV

Vu l'extension qu'a connue l'entreprise CEVITAL, l'ancienne ligne 30kV n'a pas pu prendre en charge la totalité du complexe en qualité d'énergie électrique, ce qui a poussé les responsables à prévoir une ligne de 60kV qui pourra leur apporter la satisfaction.

La tâche principale de la ligne 60kV est l'alimentation de complexe par :

- **Le jeu de barres 30kV N°01 par la cellule F06 :**
 - ✓ La sous station raffinerie de sucre 3000T/J par la cellule F00
 - ✓ Alimentation des auxiliaires par la cellule F01
 - ✓ La raffinerie de sucre 01(2000T/J) par la cellule 02
 - ✓ La raffinerie de sucre 02(2000T/J) par la cellule F03
 - ✓ La raffinerie de sucre 03(2000T/J) par la cellule F04
 - ✓ Arrivée central diesel par la cellule F05

Le jeu de barres N°01 est couplée au jeu de barres N°02 à travers une cellule de couplage qu'est la cellule F07.

- **Le jeu de barres 30kV N°02 par la cellule de couplage :**
 - ✓ La cellule F09 qui est connecté à l'ancien poste de livraison (poste 30kV)
 - ✓ Transformateur CO2 par la cellule F10
 - ✓ Sous station OSMOSE (affinage, chaufferie) par la cellule F11
 - ✓ Transformateur Silos par la cellule F12
 - ✓ Alimentation des auxiliaires par la cellule F13 [11]

II.3.3 Source de secours (centrale groupe)

Pour remédier au problème majeur qui perturbe le processus de la production, qu'est le problème des coupures d'électricité causées par les surcharges à cause de l'augmentation très rapide de la consommation de la ville de Bejaia et ses environs, Cevital s'est équipée d'une

centrale groupe composée de sept groupes électrogène totalisant une puissance de 12.8MVA 400V, Et sept transformateurs élévateurs de 400/30kV. [11]

II.3.4. Central cogénération

La cogénération (ou Cogénération) est le principe de production simultanée de deux énergies différentes dans le même processus, le cas le plus fréquent est la production d'électricité et de chaleur. La chaleur étant issue de la production d'électricité ou l'inverse. Ces System ont un haut rendement (de 80% à 90%) et ils sont considérés parmi les techniques les plus efficaces énergétiquement pour l'utilisation des énergies fossiles et renouvelables.

Il a été procédé donc à l'achat et à l'installation de deux groupes blocs (turbine, alternateur, transformateur de 32 MVA de puissance unitaire.

Cette puissance installée étant largement supérieure au besoin du complexe (25MVA) Cevital envisage de rétrocéder l'excédent au réseau SONELGAZ.

La centrale débite sur deux transformateurs de 32 kVA chacun, qui alimentent à leur tour un jeu de barres GHT par les deux cellules CG03 et CG07.

- Le jeu de barres TGHT alimente les éléments suivant :
 - ✓ Transformateur auxiliaire par la cellule CG04
 - ✓ Transformateur auxiliaire par la cellule CG05
 - ✓ JDB 30kV N°01 du poste 60kV par la cellule CG02
 - ✓ JDB 30kV N°02 du poste 60kV par la cellule CG08
 - ✓ Arrivé du Tr02 (60/30kV) par la cellule CG06
 - ✓ Arrivé groupe électrogène par la cellule CG01 [11]

II.4. Les différentes sous stations du complexe CEVITAL

Pour assurer le minimum de continuité des services des unités de fabrication séparément, le complexe CEVITAL a divisé son réseau en sept (07) sous stations, chacun des sous station comprend un jeu de barre auquel sont connectées les différentes cellules comme suit :

➤ Jeu de barre sous station raffinerie de l'huile 2000T/J

Il comprend cinq cellules 30kV Scheider Electrique type SM6-36 suivante :

- ✓ Arrivée d'ancien poste livraison (APL) remonté de barre (IM)
- ✓ Départ vers sous station margarinerie (DM1-A) avec une SEPAM 1000+
- ✓ Trois départ vers les transformateurs de la raffinerie d'huile 1, 2,3 (DM1-A) avec une SEMAP 2000 chacun

➤ Jeu de barre sous station osmose

Il comprend quatre cellules 30kV Schneider Electric type SM6-36 suivants :

- ✓ Arrivée du poste 60 remonté de barre (IM)
- ✓ Cellule de mesure et comptage (CM)
- ✓ Départ vers transformateurs osmose (DM1-A) avec une SEPAM 1000+
- ✓ Départ vers affinage (DM1-A) avec une SEPAM 1000+

➤ Jeu de barre sous station margarinerie

Il comprend trois cellules 30KV Schneider électrique type SM6-36 suivantes :

- ✓ Départ réserve pour bouclage en cas l'extension (IM)
- ✓ Arrivé de la sous station raffinerie de l'huile 2000T/J
- ✓ Départ vers le transformateur margarinerie (DM1-A) avec une SEPAM 1000+ [11]

➤ **Jeu de barre sous station conditionnement de l'huile**

Il comprend cinq cellules 30 KV Schneider électrique type SM6-36 suivantes :

- ✓ Départ réservé pour e bouclage en cas d'extension (IM)
- ✓ Arrivée de la sous station bouchon (IM)
- ✓ Cellule de mesure et comptage (CM)
- ✓ Deux départ vers les transformateurs conditionnements de l'huile 1,2 (DM1-A) avec SEPAM 1000+ chacun [11]

➤ **Jeu de barre sous station bouchon**

Il comprend trois cellules 30KV Schneider Electric type SM6-36 suivantes :

- ✓ Arrive de la sous station ancien poste de livraison APL(IM)
- ✓ Départ réservé pour bouclage en cas l'extension (IM)
- ✓ Départ vers transformateur bouchon (dm1-A) avec une SEPAM 1000+

➤ **Jeu de barre sous station raffinerie du sucre 3000T/J**

Il comprend dix cellules 30KV Schneider électrique type SM6-36 suivantes :

- ✓ Arrivée du poste 60 remonté de barre (IM)
- ✓ Trois départ vers le transformateur de la raffinerie de sucre 1, 2,3 (DM1-A) avec une SEPAM 1000+ chacun
- ✓ Cellule de mesure et comptage (CM)
- ✓ Départ vers la cellule : GAM (IM)
- ✓ Arrivée de cellule : IM (GAM : remonté de barre)
- ✓ Départ vers le transformateur silo 80000 (DM1-A) avec une SEPAM 1000+
- ✓ Départ vers conditionnement de sucre (DM1-A) avec une SEPAM 1000+
- ✓ Départ vers transformateur aéro (DM1-A) avec une SEPAM 1000+

➤ **Jeu de barre sous station APL (ancien poste de livraison)**

Il comprend huit cellules 30kV Schneider Electric type SM6-36 suivantes

- ✓ Arrivée ancienne arrivée à 30kV du SONELGAZ (IM) en arrêt
- ✓ Cellule de mesure et comptage (CM) en arrêt
- ✓ Cellule de couplage (DM2) en arrêt
- ✓ Départ vers transformateur auxiliaire de la sous station APL cellule de mesure (QM)
- ✓ Départ vers l'électrolyseur (DM1-A) avec une SEPAM 2000 en arrêt
- ✓ Départ vers sous station bouchon (DM1-A) avec une SEPAM 2000
- ✓ Arrivée de poste 60 remonté barre (IM) [11]

II.5 Description des équipements électriques du réseau MT du complexe CEVITAL

II.5.1 Description du poste 60kV

- ❖ Travée ((Arrivée ligne 60kV)) Elle comprend :

- Trois transformateurs de tension (T10)- $63000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ (30VA C1 0.2 l'alimentation des SEPAM T66 des transformateurs 60/30kV)
- Un jeu de parafoudre (F10)
- Un condensateur de découplage (F30)
- Trois transformateurs de courant (T30) 600/5+5A. (30VA C1 0.2 pour le couplage et 15VA 5P15 pour la protection)
- Un sectionneur de mise à la terre de travée (Q80)
- Un circuit bouchon (F20)
- Un disjoncteur débrochable 1250A (Q01) et son système de débrochage (Q10)
- Un premier comptage type SL7000 d'ACTARIS d'énergie active et réactive reçue électronique avec mesure sur les quatre quadrants
- Un deuxième comptage type SL7000 d'ACTARIS d'énergie active et réactive reçue électronique avec mesure sur les quatre quadrants
- Un relais de protection SEPAM L61 pour assurer le fonctionnement :
 - 50 BF Défaut disjoncteur
 - 50/51 maximum d'intensité de phase
 - 50N/51N maximum de courant de terre
 - 86 Fonction arrêt
 - 27-59 Minimum et maximum de tension
- Un relais SEPAM S20 assurant le fonctionnement suivant :
 - 50/51 maximum de courant de phase
 - 50N/51N maximum de courant de terre
- Une protection différentielle de ligne assurant la fonction de protection principale installée par SONELGAZ. La liaison inter-poste est assurée par une liaison à fibre optique
- Un sectionneur de mise à la terre de ligne (Q90)
- Un sectionneur tête de ligne (Q91)

❖ jeu de barre 60 kV

Il est caractérisé par une intensité nominale de 1250kA, 25MVA/1s. il ne comprend aucun appareil

❖ Travée 60kV transformateur T01 60/30 ,25MVA

Comprend :

- ✓ Un disjoncteur 60kV, 1250A débrochable (Q03)
- ✓ Trois transformateurs de courant (T32) 300/5+5A 5P20 pour la protection différentielle, 15VA 5P15 pour les autres protections
- ✓ Un transformateur 60/30kV (T01) de caractéristique suivants :
 - Puissance ONAN/ONAF 20/25MVA
 - Tensions nominales 63/31.5kV
 - Plage de réglage en charge $\pm 8 \times 1.5$
 - Indice de couplage YN yn 0
- ✓ Un sectionneur de neutre 60kV (Q82)
- ✓ Un Tore de mesure de courant de neutre 60kV
- ✓ Une résistance de mise à la terre du neutre 30kV (Ro1) 300A/5s
- ✓ Un Tore de mesure de courant à la terre du neutre 30kV
- ✓ Une mise à la terre de la cuve du transformateur via un tore de mesure de courant de fuite
- ✓ Une SEPAM D21 assurant la fonction 87 <<protection différentielle transfo>>
- ✓ Un SEPAM T66 assurant les fonctions suivant :
 - 50 BF défaut disjoncteur

- 50/51 Max d'intensité de phase a deux jeux de réglage (seuil et temps)
- 50N/51N Max d'intensité de terre a deux jeux de réglage (seuil et temps)
- 86 Fonction d'Arrêt
- 74 Niveau bas d'huile
- 49 Protection de température (alarme et déclenchement)
- 94 Protection de surpression cuve
- Protection de masse cuve

❖ Travée 60kV transformateur T02 60/30kV, 25MVA

Comprenant :

- ✓ Un disjoncteur 60kV ,1250A débrochable (Q04)
- ✓ Trois transformateurs de courant (T33) 300/5+5A 15VA 5P20 pour la protection différentielle, 15VA 5P15 pour les autres protection
- ✓ Un sectionneur de neutre 60kV (Q83)
- ✓ Un Tore de mesure de courant de neutre 60KV
- ✓ Une résistance de mise à la terre de neutre 30kV (Ro2) 300A/5s
- ✓ Un Tore de mesure de courante a la terre du neutre 30kV
- ✓ Une mise à la terre de la cuve du transformateur via un tore de mesure de courant de fuite
- ✓ Un SEPAM D21 assurant la fonction 87T (protection différentielle transformateur)
- ✓ Un SEPAM T66 assurant les fonctions suivantes :
 - 50BF refus disjoncteur
 - 50/51 Max d'intensité de phase a deux jeux de réglage (seuil et temps)
 - 50N/51N Max d'intensité de terre a deux jeux de réglage (seuil et tempes)
 - 86 Fonction d'Arrêt
 - 74 Niveau bas d'huit
 - 49 Protection de température (alarme et déclenchement)
 - 94 Protection de surpression cuve
 - Réglage en charge
 - Protection de masse cuve
- ✓ Un transformateur 60/30kV (T02) de caractéristique suivantes :
 - Puissance nominal 63/31.5kV
 - Tension nominale 63/31.5kV
 - Plage de réglage en charge $\pm 8 \times 1.5\%$
 - Indice de couplage YN yn0 [11]

II.5.2 Jeu de barres de distribution 30kV de poste 60

Le tableau de 30kV de répartition au poste 60 est divisé en deux partie reliée par une cellule de couplage .Il est constitué de cellule 30kV Schneider Electrique type SM6-36, ses caractéristique sont :

- ✓ Tension de service 30kv
- ✓ Tension d'isolement 36kV
- ✓ Courant nominal 630A
- ✓ Tenue thermique 16kA/1s

Ce tableau est divisé en deux jeux de barres

A) Jeu de barres 30kV N°01 du poste 60 :630A, 16kA/s

Il comprend les neuf cellules arrivées-départ suivantes :

❖ Cellule F06

Arrivée de transformateur T01 60/30kV de 25MVA, F06 comprend :

- ✓ Un sectionneur de terre têtes de câble
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication de présence de tension
- ✓ Trois TT $3000/\sqrt{3} / 1000/\sqrt{3}$ 30VA C1 0.5
- ✓ Trois TC 600/5+5A, 10VA 5P10 pour le SEPAM S02.15VA5P20 pour le SEPAM D21 (protection différentielle transformateur)
- ✓ Un disjoncteur débrochable 630A
- ✓ Un sectionneur de terre cote jeu de barres
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 MAX d'intensité de phase a deux jeux de réglage
 - 50N/51N MAX de courant de terre a deux jeux de réglage
 - 27 Maximum de tension
 - 27R Minimum de tension rémanente
 - 59 Maximum de tension

❖ La cellule F01

Départe vers transformateur auxiliaires du poste de 100kVA T11, comportant :

- ✓ Un interrupteur à commande manuelle
- ✓ Un sectionneur de mise à la terre
- ✓ Trois fusibles de protection (10A)
- ✓ Un sectionneur de terre en aval de fusible
- ✓ Un tore de mesures de courant homopolaire
- ✓ Un relais de courant homopolaire (51N) type RH110
- ✓ Un diviseur capacitif de tension pour indication de présence de tension

❖ La cellule F02

Départ vers TR : sucre1, F03 départ vers TR : sucre 2, F04 départ vers TR sucre 3 équipées comme suite :

- ✓ Sectionneur de barre 630A
- ✓ Sectionneur de terre
- ✓ Disjoncteur
- ✓ Trois transformateurs de courant 200-400/5+5A pour la protection
- ✓ Un sectionneur de terre de têtes de câbles
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication la présence de tension
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire
- ✓ Un relais SEPAM T29 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 Max courant de phase a deux jeux de réglage
 - 50N/51N Max courant de terre a deux jeux de réglage
 - 27 Minimum de tension de phase
 - 27R Minimum de tension résiduelle
 - 49 Image thermique température transformateur
 - 59 Maximum de tension phase
 - 38 Température transformateur
 - 39T température transformateur

Ces trois départs alimentent chacun un transformateur 30000/400V de puissance 3150kVA

❖ La cellule F00

Départ vers la sous tension raffinerie de sucre 3000T/j équipée comme suite

- ✓ Un sectionneur de barre 630A
- ✓ Un sectionneur de terre
- ✓ Un disjoncteur 630A
- ✓ Trois transformateurs de courant pour indication de présence de tension
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire dans les câbles
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 Max courant de phase a deux jeux de réglages
 - 50N/51N Max courant de terre a deux jeux de réglages
 - 27 Minimum de tension de phase
 - 27R Minimum de tension de Résiduelle
 - 59 Maximum de tension phase

❖ La cellule F50

Arrivée de jeu de barre cogénération à partir de la cellule CG02, F50

Comprenant

- ✓ Un sectionneur de terre tête de câbles
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication de présence de tension
- ✓ Trois TT $30000/\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ 30VA C1 0.5
- ✓ Un disjoncteur débrochable 630A
- ✓ Un sectionneur de terre côte de barres jeu de barre
- ✓ Unr relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 Maximum d'intensités de phase a deux jeux de réglages
 - 50N/51N maximum de courant de terre a deux jeux de réglage
 - 27 Minimum de tension
 - 27R Minimum de tension rémanente
 - 59 Maximum de tension

❖ La cellule F05

Arrivée de la centrale diesel, équipée comme suit :

- ✓ Sectionneur de barre 630A
- ✓ Sectionneur de terre
- ✓ Disjoncteur 630A
- ✓ Trois transformateur de courant 300-600/5+5A pour la protection
- ✓ Un sectionneur de terre de tête de câble
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication préséance de tension
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire dans les câbles
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 MAX de courant a deux jeux de réglage
 - 27 Min de tension de phase
 - 59 Maximum de tension phase
 - 50N/51N Max de courant de terre a deux jeux de réglage
 - 27R Minimum de tension résiduelle

❖ la cellule F07

Couplage avec le jeu de barres N°02, équipée comme suite :

- ✓ Sectionneur de barre 630A
- ✓ Sectionneur de terre

- ✓ Disjoncteur 630A

Cette cellule ne comporte pas de relais de protection ni de mesure. Les protections sont sur la cellule de couplage du jeu de barres N°02 [11]

B) Jeu de barre 30kV N°2 du poste 60,16KA/1s

Il a les mêmes caractéristiques que le premier tableau N°1, comporte sept cellules réparties comme suit :

❖ La cellule F08

Arrivée de jeu de barre cogénération à partir de la cellule CG08, F08

Comprenant

- ✓ Un sectionneur de terre
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication de présence de tension
- ✓ Trois TC 600/5+5A, 10VA pour le SEPAM S02
- ✓ Un disjoncteur débouchable 630A
- ✓ Un sectionneur de terre coté jeu de barres
- ✓ Un régulateur automatique de tension pour réglage de tension 30kV par action sur le commutateur de pris coté 60kV
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes
 - 50/51 Max d'intensité de phase a deux jeux de réglage
 - 50N/51N Max de courant de terre
 - 27R Min de tension rémanente
 - 27 Min de tension
 - 59 Max de tension

❖ La cellule F09

Départ vers l'ancien poste de livraison 30kV SONELGAZ équipée comme suite

- ✓ Un sectionneur de barre 630kv
- ✓ Un sectionneur de terre
- ✓ Un disjoncteur 630A
- ✓ Trois transformateurs de courant 300-600/5+5A
- ✓ Un sectionneur de terre de têtes de câbles
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication présence de tension
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire dans le câble
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctionnes suivantes
 - 50/51 Max d'intensité de phase a deux jeux de réglage
 - 50N/51N Max de courant de terre deux jeux de réglage
 - 27R Min de tension résiduelle
 - 27 Min de tension de phase
 - 59 Max de tension phase
- ❖ **Deux cellules F10 départ vers transformateur CO2, et F12 départ vers transformateur Silos, équipées comme suite :**
 - ✓ Un sectionneur de barre 630A
 - ✓ Un sectionneur de terre
 - ✓ Un disjoncteur 630A
 - ✓ Trois transformateurs de courant
 - ✓ Un sectionneur de terre de tête de câbles
 - ✓ Un diviseur capacitif pur indiction de présence de tension

- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire
- ✓ Un relais SEPAM assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 Max d'intensité de phase a deux jeux de réglage
 - 50N/51N Max de courant de terre
 - 27R Min de tension résiduelle
 - 27 Min de tension de phase
 - 59 Max de tension
 - 49 Image thermique Température transformateur
 - 38 Température transformateur
 - 39T température transformateur

Ces 2 départs alimentent chacun un transformateur 30000/400 V de puissance 3150kV

❖ La cellule F11

Départ vers la sous station Zone énergie : OSMOSE, équipée comme suite :

- ✓ Un sectionneur de barre 630A
- ✓ Un sectionneur de terre
- ✓ Un disjoncteur 630A
- ✓ Trois transformateurs de courant 300-600/5+5A
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication de présence de tension
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire dans le câble
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 Max d'intensité de phase a deux jeux de réglage
 - 50N/51N Max de courant de terre deux jeux de réglage
 - 27R Min de tension résiduelle
 - 27 Min de tension de phase
 - 59 Max de tension de phase

❖ La cellule F13

Départ vers transformateur auxiliaire équipe comme suite

- ✓ Un interrupteur a commande manuelle avec réserve d'énergie de déclenchement à ressort
- ✓ Un sectionneur de mise à la terre
- ✓ Trois fusibles de protection 10A avec percuteur pour ouverture de l'interrupteur en cas de fusion fusible
- ✓ Un sectionneur de terre en aval des fusibles
- ✓ Un tore de mesures du courant homopolaire
- ✓ Un relais de courant homopolaire 51N type RH
- ✓ Un diviseur capacitif de tension pour indication de présence de tension

Ce départ alimenté un transformateur T12, 30000/400V, 100KVA Dyn 11, Ucc=4.5% servant à l'alimentation des auxiliaires du poste.

❖ La cellule F07

Couplage avec le jeu de barre N°1, équipée comme suite :

- ✓ Un sectionneur de barres
- ✓ Un sectionneur de terre
- ✓ Trois TC 300-600/5+5
- ✓ Un relais SEPAM S01 assurant les fonctions suivantes :

- 50/51 Max courant de phase a deux jeux de réglage
- 50N/51N Max courant de terre a deux jeux de réglage

Ce relais SEPAM agit sure le disjoncteur 30KV de la cellule de couplage de jeu de barres N°01 [11]

II.5.3 Jeu de barres de distribution 30kV de cogénération

Ce tableau ne contient que les équipements MT à 30kV, ce dernier est composé des cellules 30kV Schneider Electric type F400, ses caractéristiques sont

- ✓ Tension de service 30kV
- ✓ Tension d'isolement 36kV
- ✓ Courant nominal 1250A
- ✓ Tenue thermique 25kA/1s

Il comprend les neuf cellules arrivée-départs suivantes :

- ❖ **CG01 ((Arrivée)) de central diesel, équipé comme suit**
 - ✓ Un disjoncteur 1250 A débrochable ;
 - ✓ Tris TC 700/1+1 10VA
 - ✓ Un sectionneur de mise à la terre
 - ✓ Trois diviseurs capacitifs pour indication de présence de tension
 - ✓ Trois TT
- ❖ **CG03 ((Arrivée)) de transformateur de la turbine n°01 équipée comme suite :**
 - ✓ Un disjoncteur 1250A débrochable
 - ✓ Trois TC 700/1+1A 10VA
 - ✓ Un sectionneur de mise à terre
 - ✓ Trois diviseurs capacitifs pour indication de présence tension
 - ✓ Trois TT
- ❖ **CG01 ((Arrivée)) de transformateur de turbines n°02 équipée comme suit**
 - ✓ Un disjoncteur 1250A débrochable
 - ✓ Trois TC 700/1+1A 10VA
 - ✓ Un sectionneur de mise à terre
 - ✓ Trois diviseurs capacitifs pour indication de présence tension
 - ✓ Toi TT
- ❖ **CG02 ((Départ)) vers jeu de barre 30kV n°01 du poste 60 équipées comme suit :**
 - ✓ Un disjoncteur 1250A débrochable
 - ✓ Trois TC 700/1+1A 10VA
 - ✓ Un sectionneur de mise à terre
 - ✓ Trois diviseurs capacitifs pour indication de présence tension
 - ✓ Trois TT
- ❖ **Deux cellules CG04 et CG05 ((départ)) vers les deux transformateurs :**
 - ✓ Trois TC 100/1+1 10VA
 - ✓ Un sectionneur de mise à la terre
- ❖ **CG06 ((départ)) vers la cellule F51 cellule de couplage avec le transformateur 02 60kV équipées :**
 - ✓ Un disjoncteur 1250A débrochable
 - ✓ Trois TC 700/1+1A 10VA
 - ✓ Un sectionneur de mise à terre
 - ✓ Trois diviseurs capacitifs pour indication de présence tension

- ✓ Trois TT
- ❖ **CG08 ((départ)) vers jeu de barre 30kV n°02 du poste 60 équipée comme suit :**
 - ✓ Un disjoncteur 1250A débrochable
 - ✓ Trois TC 700/1+1A 10VA
 - ✓ Un sectionneur de mise à terre
 - ✓ Trois diviseurs capacitifs pour indication de présence tension
 - ✓ Trois TT
- ❖ **CG09 ((Départ)) vers cellule de mesure équipée comme suit :**
 - ✓ Trois TT $30000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}/100\sqrt{3}$. : ces TT installés sans aucune organe de coupure ni protection
 - ✓ Trois parafoudres
 - ✓ Trois diviseurs capacitifs pour l'indication de présence de tension

Les cellules F400 de ce jeu de barre comportent un relais de protection de type SEPAM 1000+ A part la cellule de mesure CG09 qui sera inutile.

La SEPAM 1000+ (S40) est équipée des protections suivantes :

- 50/51 Maximum d'intensité de phase a deux jeux de réglage
- 50N/51N Maximum de courant de terre a deux jeux de réglage
- 27R Minimum de tension rémanente
- 27/27S Minimum de tension
- 59 Maximum de tension
- 59N Maximum de tension résiduelle
- 50BF défaut disjoncteur
- 46 Maximum de courant inverse
- 67N Directionnel de terre
- 47 Maximum de tension inverse
- 81 Minimum de fréquence
- 38/49T Surveillance
- 49RMS Image thermique [11]

II.6 Description des câbles électrique

II.6.1 Conducteur isolé

Un conducteur isolé est un ensemble formé d'une âme conductrice et de sont enveloppe isolant.

L'enveloppe isolante est souvent recouverte d'une coloration soit monochrome, soit bicolore en fonction des demandes des clients ou normalisation.

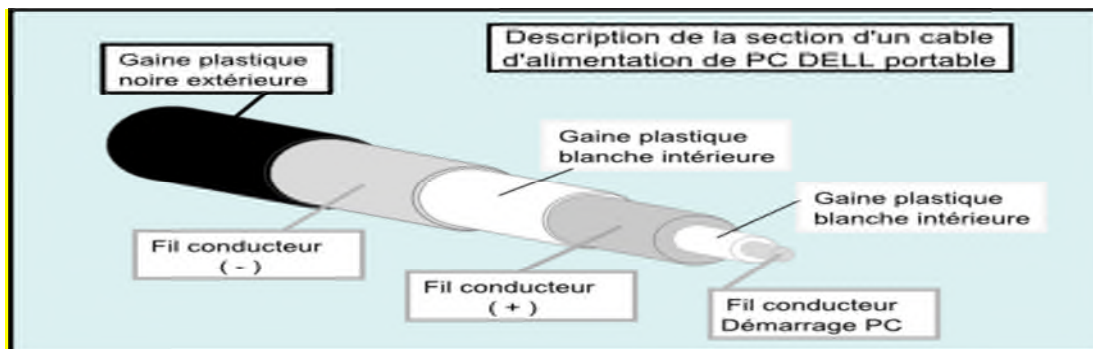


Figure II.2 Conducteur isolé [12]

II.6.2 Câble unipolaire

Un câble unipolaire est un conducteur isolé comportant en plus une ou plusieurs gaines de protection.

Le câble unipolaire est souvent utilisé à partir d'une section. En effet ; lorsque la section est relativement importante, il devient plus difficile de cintrer un ensemble de conducteurs.

De même, le refroidissement d'un câble unipolaire est meilleur.

La différence avec un conducteur est aussi une protection accrue contre les agressions externes au câble (écrasement, chocs, produit chimique ...).

II.6.3 Câble multipolaire

Un câble multipolaire est un ensemble de conducteurs électriquement distincts mais comportant une protection commune.

II.6.4 Caractéristique des câbles

A) L'âme

✓ Caractéristique électrique

L'âme doit présenter une résistivité très faible pour éviter les pertes par effet joule.

La résistance du conducteur à une température différente de 20°C est donnée par la Norme CEI 60909-0 : $R_0 = [1 + 0,004(\theta - 20^\circ\text{C})] \cdot R_{20^\circ\text{C}}$

✓ Caractéristiques mécaniques

Elle doit être assez souple pour suivre les tracés des canalisations. Elle est dite massive lorsqu'elle est constituée d'un seul conducteur ; elle est dite câblée quand elle est formée de plusieurs brins en torons

Les classes de souplesse :

La souplesse d'un câble dépend du nombre de brin pour une même section de conduction. Elle est définie en 6 classes

Les âmes les plus rigides : classe 1, Les âmes les plus souples : classe 6

B) L'enveloppe isolante

Matière entourant l'âme destinée à assurer son isolation elle doit comporter :

Des propriétés bien précises :

- Électrique : forte résistivité, rigidité diélectrique élevée
- Physique, chimique : bonne résistance à la corrosion et au feu
- Mécanique : bonne résistance à la traction
- Au vieillissement, résistance à l'humidité, à la corrosion et au feu

Matériaux utilisés :

- PVC : polychlorure de vinyle
- PRC : polyéthylène réticulé
- RC : caoutchouc vulcanisé

C) Gaine extérieure de protection

On emploie comme matériaux de gainage soit des matériaux isolants comme précédemment soit des matériaux métalliques tels que le plomb, l'aluminium ou encore le feuillard d'acier

D) Couleurs de matériaux

PE : rayé vert /jaune N bleu

II.7 Bilan de puissance

Pour étudier une installation, la connaissance de la réglementation est un préalable.

Le mode de fonctionnement des récepteurs (régime normal, démarrage, simultanéité, etc.), et la localisation, sur le plan du ou des installations industrielles, des puissances utilisées permettent de réaliser un bilan des puissances installées et utilisées et, ainsi, d'en déduire la puissance et le nombre des sources nécessaires au fonctionnement de l'installation.

Des informations concernant la structure tarifaire sont aussi nécessaires pour faire le meilleur choix du raccordement de l'installation au réseau au niveau de la moyenne tension ou de la basse tension. [13]

II.7.1 La puissance d'une installation industrielle

Afin de concevoir une installation, il est nécessaire d'estimer le plus justement possible la puissance maximale (puissance d'utilisation) que devra fournir le distributeur d'énergie. [3]

II.7.2 Puissance installée (kW)

La puissance installée (kW) est la somme des puissances nominales de tous les récepteurs de l'installation.

L'indication de la puissance nominale (P_n) est marquée sur la plupart des appareils et équipements électriques. [13]

II.7.3 Puissance absorbée P_a (kVA)

La puissance absorbée P_a par une charge (qui peut être un simple Appareil) est obtenue à partir de sa puissance nominale (corrigée si nécessaire, Comme indiqué ci-dessus pour les appareils d'éclairage, etc.).[13]

II.7.4 Puissance d'utilisation P_u (kVA)

De fait les récepteurs ne fonctionnent pas tous ni en même temps ni à pleine Charge : des facteurs de simultanéité (k_s) et d'utilisation (k_u) permettant de pondérer la puissance apparente maximale réellement absorbée par chaque récepteur et groupes de récepteurs.

La puissance d'utilisation P_u est la donnée significative pour la souscription d'un Contrat de fourniture en énergie électrique à partir d'un réseau public BT ou MT (et dans ce cas, pour dimensionner le transformateur MT/BT).

On introduit quatre coefficients :

Facteur d'utilisation maximale (k_u)

Le régime de fonctionnement normal d'un récepteur peut être tel que sa puissance utilisée soit inférieure à sa puissance nominale installée, d'où la notion de facteur d'utilisation. Le facteur d'utilisation s'applique individuellement à chaque récepteur.

Facteur de simultanéité (ks)

Tous les récepteurs installés ne fonctionnent pas simultanément.

C'est pourquoi il est permis d'appliquer aux différents ensembles de récepteurs (ou de circuits) des facteurs de simultanéité.

Le facteur de simultanéité s'applique à chaque regroupement de récepteurs

Facteur de simultanéité pour un immeuble

Dans le cas d'abonnés utilisant le chauffage électrique par accumulation, le facteur conseillé est de 0,8 quel que soit le nombre d'abonnés.

Facteur de simultanéité pour les armoires de distribution

Les valeurs estimées de ks pour un tableau de distribution alimentant un nombre de circuits pour lesquels il n'y a aucune information sur la manière dont la charge totale est répartie entre eux.

Si l'armoire est composée principalement de circuits d'éclairage, il est prudent de

Majorer ces facteurs [14]

		Puissance installée (kVA)	P moy (kW)	Cos φ
F00	Sucre 1 3000T/j	3150	2350	0,8
	Sucre 2 3000T/j	3150	2340	0,8
	Sucre 3 3000T/j	3150	2410	0,8
	Silos Sucre blanc	3150	1500	0,8
	Cond sucre	3150	2800	0,8
	Aérocondenseur	3150	1530	0,8
F02	Sucre 1 2000T/J	3150	2570	0,8
F03	Sucre 2 2000T/J	3150	2170	0,8
F04	Sucre 3 2000T/J	3150	1490	0,8
F09	Raffinerie huile 1	2000	1500	0,8
	Raffinerie huile 2	2000	1510	0,8
	Raffinerie huile 3	3150	2200	0,8
	Margarine	2000	1200	0,8
	Cond huile TR1	3150	2000	0,8
	Cond Huile TR2	3150	2000	0,8
	Bouchon	1600	1000	0,8
F10	Sucre 1 2000T/J	3150	1041	0,8
F11	OSMSE	2500	1500	0,8
	Affinage	3150	686	0,8
F12	Silos Sucre roux	3150	1000	0,8
totale		57350	34797	0,8

Tableau II.1 : bilan de puissance

Chapitre III

Elaboration du plan de protection

III.1 Introduction

Le dimensionnement d'une installation électrique et des matériels à mettre en œuvre la détermination des protections des personnes et des matériels, nécessitent le calcul des courants de court-circuit en tout point du réseau.

L'objectif poursuivi est de bien faire connaître les méthodes de calcul pour déterminer en toute connaissance de cause les courants de court-circuit puis le choix du système de protection à fin de garantir aux utilisateurs la meilleure disponibilité de l'énergie.

III.2 Généralités sur les courts-circuits

III.2.1 Définition

Un court-circuit est une liaison accidentelle entre conducteurs à impédance nulle (court-circuit franc) ou non (court-circuit impédant). Un court-circuit peut être interne s'il est localisé au niveau d'un équipement, ou externe s'il se produit dans les liaisons.

Le courant de court-circuit en un point d'un réseau s'exprime par la valeur efficace I_{cc} (en kA) de sa composante alternative. La valeur instantanée maximale que peut atteindre le courant de court-circuit est la valeur de crête $\sqrt{2} I_{cc}$ en raison de la composante continue amortie qui peut se superposer à la composante alternative. Cette composante continue aléatoire dépend de la valeur instantanée de la tension à l'instant initial du court-circuit, et des caractéristiques du réseau. [15]

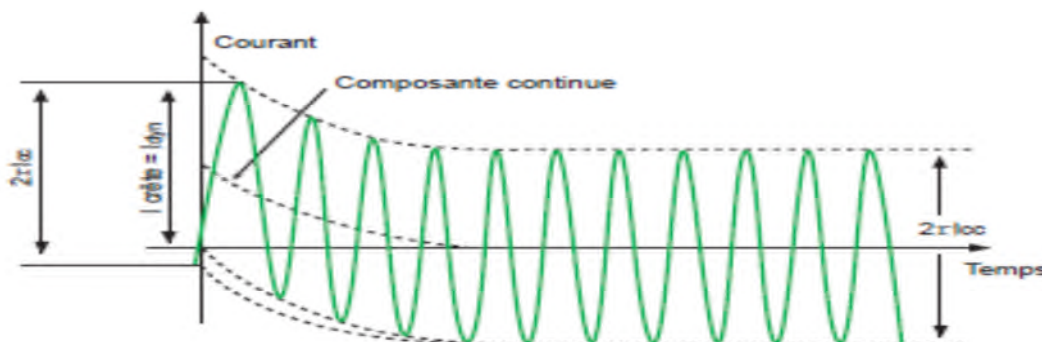


Figure III.1 : Courbe type d'un courant de court-circuit

III.2.2 Les différents types de court-circuit

Plusieurs types de courts-circuits peuvent se produire dans un réseau électrique.

- ❖ **Court-circuit triphasé** : il correspond à un contact simultané entre les trois phases, il est le plus fréquent
 - ❖ **Court-circuit biphasé isolé** : il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que celui du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur.
 - ❖ **Court-circuit biphasé-terre** : il correspond à un défaut entre deux phases et la terre.
- [16]

III.2.3 Conséquences des défauts de court-circuit

Elles sont variables selon la nature et la durée défaut, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant :

- le court-circuit perturbe l'environnement du réseau autour du point de défaut.
- Au point de défaut, la présence d'arcs de défaut avec :
 - ✓ Détérioration des isolants ;
 - ✓ Fusion de conducteur ;
 - ✓ Incendie et danger pour les personnes ;
- Pour le circuit défectueux :
 - ✓ Les efforts électrodynamiques ; avec : déformation de JDB (jeux de barres), arrachement des câbles.
- Sur-échauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants.
- Pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseau situé à proximité :
 - ✓ Les creux de tension pendant la durée d défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes ;
 - ✓ La mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections ;
 - ✓ L'instabilité dynamique et/ou la perte de synchronisme des machines ;
 - ✓ Les perturbations dans les circuits de contrôles-commande. [17]

III.2.4 Nécessité de calcul de courants de court-circuit

Le calcul des courants de court-circuit a pour but de choisir et régler convenablement les protections, utiliser les courbes du courant en fonction du temps.

Deux valeurs du courant de court-circuit doivent être connues :

- Le courant maximal de court-circuit qui déterminé :
 - ✓ Le pouvoir de coupure PDC des disjoncteurs ;
 - ✓ Le pouvoir de fermeture des appareils ;
 - ✓ La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage

Ce courant correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes aval de l'organe de protection, il doit être calculé avec une bonne précision.

- Le courant minimal de court-circuit indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles, en particulier quand :
 - ✓ La longueur des câbles est importante ou lorsque la source est relativement impédante (générateur, onduleur) ;
 - ✓ La protection des personnes repose sur le fonctionnement des disjoncteurs ou des fusibles, c'est essentiellement les cas avec les schémas de liaison à la terre du neutre TN ou IT

Le courant de court-circuit minimal correspondant à un défaut de court-circuit à l'extrémité de la liaison protégée lors d'un défaut biphasé et dans les conditions d'exploitation les moins sévères.

Dans tous les cas, quelque soit le courant de court-circuit (du minimal au maximal), la protection doit éliminer le court-circuit dans un temps (t_c) compatible avec la contrainte thermique que peut supporter le câble protégé

$$\int i^2 \leq k^2 s^2 dt \quad (III.1)$$

Avec : S : est la section des conducteurs ;

K : une constante thermique dépendant de la nature du matériau de l'âme conductrice. [17]

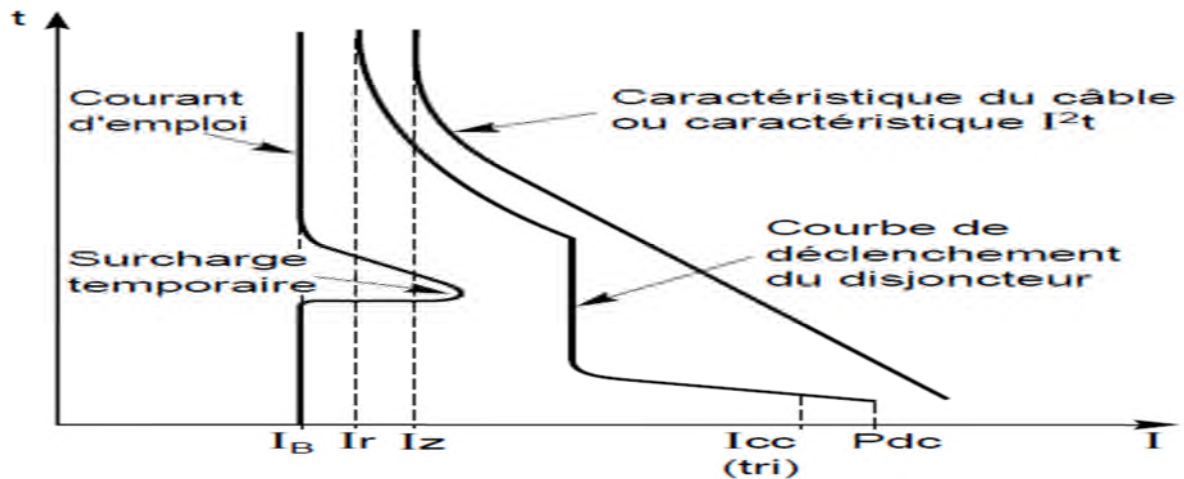


Figure III.2 : Protection d'un circuit par disjoncteur

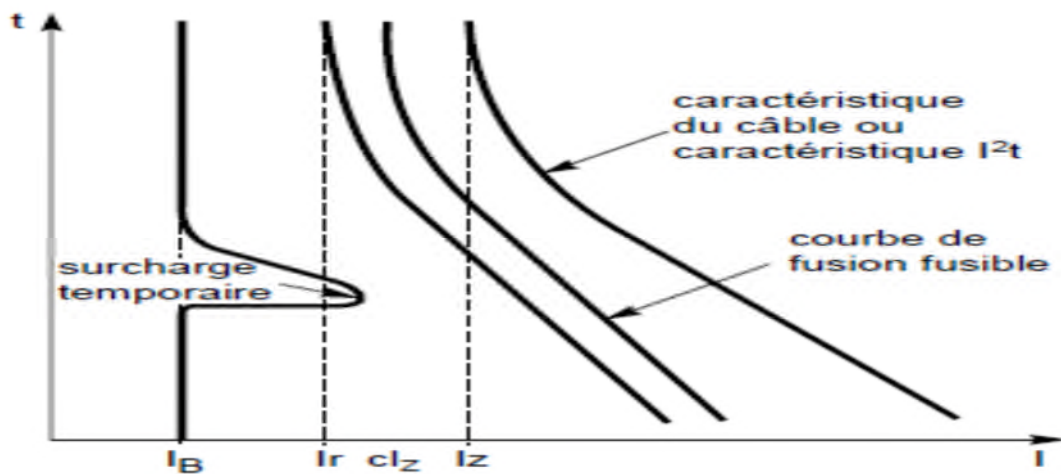


Figure III.3 : Protection d'un circuit par fusible

III.3 Phénomène transitoire apparaissant lors de court-circuit

Un réseau simplifié se réduit à une source de tension alternative constante, un interrupteur et une impédance Z_{cc} représentant toutes impédances situées en amont de l'interrupteur, et une impédance de charge Z_c .

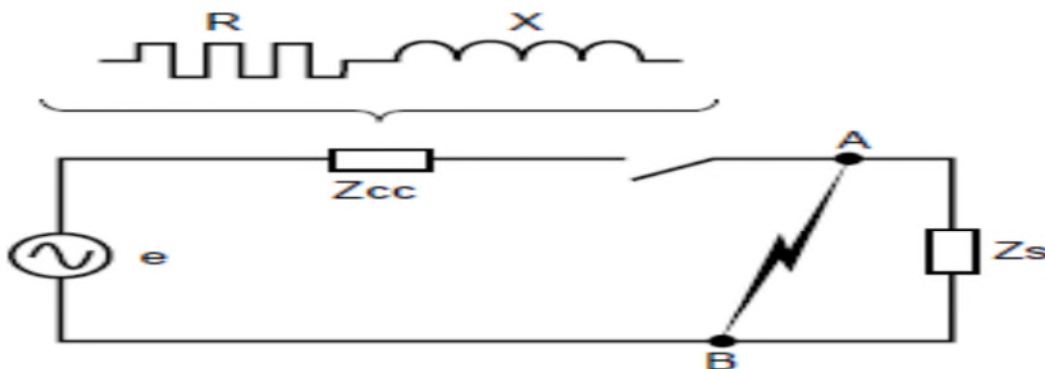


Figure III.4 : Schéma simplifié d'un réseau

Un défaut d'impédance négligeable apparaissant entre les points A et B donne naissance à une intensité de court-circuit très élevée i_{cc} , limitée uniquement par l'impédance Z_{cc} . L'intensité I_{cc} s'établit suivant un régime transitoire en fonction des réactances X et des résistances R composant l'impédance Z_{cc} :

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2} \tag{III.2}$$

Cependant, le régime transitoire d'établissement du courant de court-circuit diffère suivant l'éloignement du point de défaut par rapport aux alternateurs. Cet éloignement n'implique pas nécessairement une distance géographique, mais sous-entend que les impédances des alternateurs sont inférieures aux impédances de liaison entre ces derniers et le point de défaut. [17]

III.3.1 Défaut éloigné des alternateurs

C'est le cas le plus fréquent ; le régime transitoire est alors celui résultant de l'application à un circuit self-résistance d'une tension

$$E(t) = E\sqrt{2} \sin(\omega t + \alpha) \quad (\text{III.3})$$

$$\text{Lors du défaut : } e = R \cdot I + \frac{di}{dt} \quad (\text{III.4})$$

L'intensité de courant est alors la somme des deux composants :

$$I = i_{CA} + i_{CC} \quad (\text{III.5})$$

$$\text{Courant périodique : } I_{CA} = I\sqrt{2} \sin(\omega t + \alpha - \varphi)$$

$$\text{Courant aperiodique : } I_{CC} = -I\sqrt{2} \sin(\omega t - \varphi) \cdot e^{-\frac{Rt}{L}}$$

$$\text{Ou : } I = \frac{E}{Z_{CC}}$$

$$\varphi = \tan^{-1} \frac{X}{R}$$

α : angle électrique qui caractérise le décalage entre l'instant initial du défaut et l'origine de l'onde de tension.

A l'instant initial du court-circuit, le courant est nul par définition, d'où :

$$I = i_{CA} + i_{CC} = 0$$

L'instant de l'apparition du défaut ou de fermeture par rapport à la valeur de la tension réseau étant caractérisé par son angle d'enclenchement α (apparition du défaut), la tension peut s'écrire :

$$U = E\sqrt{2} \sin(\omega t + \alpha) \quad (\text{III.5})$$

Avec deux composantes, l'une alternative et déphasée de φ par rapport à la tension, et l'autre continue tendant vers 0 pour t tendant vers l'infini. D'où les deux cas extrêmes définis par :

- $\alpha = \varphi \approx \frac{\pi}{2}$ dit régime symétrique

$$\text{Le courant de défaut est de la forme } i = \frac{E\sqrt{2}}{Z} \sin(\omega t)$$

- $\alpha = 0$ dit le régime asymétrique

$$\text{Le courant de défaut est de la forme } i = \frac{E\sqrt{2}}{Z} [\sin(\omega t - \varphi) + \sin(\varphi) \cdot e^{-\frac{Rt}{L}}]$$

Ainsi sa première valeur crête I_p est fonction de φ et donc du rapport

$$\frac{R}{X} \approx \cos \varphi \text{ du circuit.}$$

III.3.2 Défaut à proximité des alternateurs

Au moment du court-circuit, la tension aux bornes de l'alternateur diminue brusquement d'où variation du flux à l'intérieur de la machine.

La machine lors du court-circuit subit trois phénomènes :

- Subtransitoire intervenant pendant les 10 à 20 premières millisecondes du défaut ;
- Transitoire pouvant se prolonger jusqu'à 500 millisecondes ;
- Permanent ou synchrone pour lequel la réactance de la machine est X_d . [17]

III.4 Exploitation des données

III.4.1 Calcul du courant de court-circuit

Toutes installation électrique doit être protégée contre les courts-circuits et ceci, sauf exception, chaque fois qu'il y a une discontinuité électrique, ce qui correspond le plus généralement à un changement de section des conducteurs. L'intensité du courant de court-circuit est à calculer aux différents étages de l'installation ; ceci pour pouvoir déterminer les caractéristiques du matériel qui doit supporter ou couper ce courant de défaut [18]

III.4.2 Méthode générale de calcul de courant de court-circuit

Pour le calcul des courants de défaut dans les réseaux MT, on adoptera la méthode des composantes symétriques. Cette méthode est applicable à tous types de réseaux de distribution radieux et quelque soit leur tension, retenue pour sa précision et pour son aspect analytique elle utilise la méthode des composantes symétriques. [18]

III.4.3 Méthode des composantes symétriques

La méthode des composantes symétriques consiste à ramener le système réel à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants, appelés :

- Système directe (d) ou séquence positive(1) ;
- Système inverse (i) ou séquence négative (2) ;
- Système homopolaire ou séquence nulle (0).

III.4.4 Calcul du courant de court-circuit par la méthode des composantes symétriques

Toute installation électrique doit être protégée contre les courts-circuits et ceci, sauf exception, chaque fois qu'il y a une discontinuité électrique, ce qui correspond le plus souvent à un changement de section des conducteurs.

Chaque système triphasé déséquilibré peut être décomposé en trois systèmes triphasé symétriques d'ordre de succession de phase directe inverse et homopolaire.

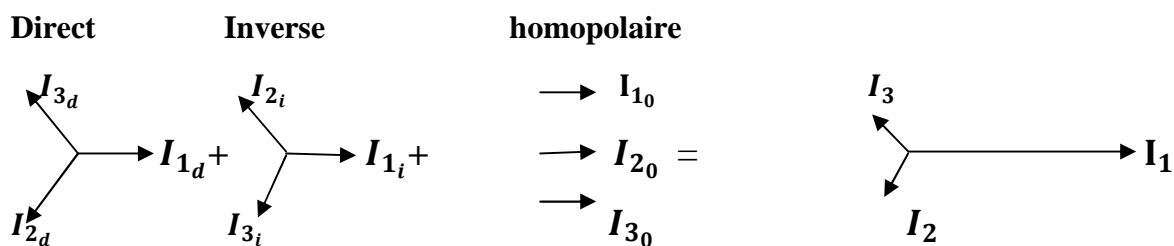


Figure. III. 5 Décomposition d'un système triphasé déséquilibré

Prenant le courant \vec{I}_1 comme référence de rotation, avec :

- $\vec{I}_d = \vec{I}_{1d}$ sa composante directe ;
- $\vec{I}_{1i} = \vec{I}_i$ sa composante inverse ;
- $\vec{I}_{10} = \vec{I}_0$ sa composante homopolaire.

Et que l'on fait intervenir l'opérateur « a » tel que $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ entre $\vec{I}_1, \vec{I}_2, \vec{I}_3$

Ce principe appliqué à un système de courants se vérifie par construction graphique, d'où le système s'exprime de la manière qui suit.

$$\vec{I}_1 = \vec{I}_d + \vec{I}_1 + \vec{I}_0 \quad (\text{III.6})$$

$$\vec{I}_2 = a^2 \vec{I}_d + a \vec{I}_1 + \vec{I}_0 \quad (\text{III.7})$$

$$\vec{I}_3 = a \vec{I}_d + a^2 \vec{I}_1 + \vec{I}_0 \quad (\text{III.8})$$

On peut calculer les composantes symétriques :

$$\vec{I}_d = \frac{1}{3} (\vec{I}_1 + a \vec{I}_2 + a^2 \vec{I}_3) \quad (\text{III.9})$$

$$\vec{I}_1 = \frac{1}{3} (\vec{I}_1 + a^2 \vec{I}_2 + a \vec{I}_3) \quad (\text{III.10})$$

$$\vec{I}_0 = \frac{1}{3} (\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3) \quad (\text{III.11})$$

❖ **Défaut phase-terre (monophasé)**

Equation des composantes réelles :

$$I_1 \neq 0$$

$$\begin{cases} V_1 = V_d + V_i + V_0 \\ V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_0 \\ V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_0 \end{cases}$$

$$\begin{cases} I_2 = I_3 = 0 \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

$$\begin{cases} V_1 = Z \cdot I_1 \end{cases} \quad (\text{III.13})$$

La combinaison entre les équations des composantes réelles et les équations des composantes symétriques donnera :

$$\begin{cases} a^2 I_d + I_0 = 0 \\ a I_d + a^2 I_i + I_0 = 0 \\ I_d + I_i + I_0 = I_1 \\ V_d + V_i + V_0 = Z \cdot I_1 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} I_d = I_i = I_0 = \frac{I_1}{3} \quad (\text{III.14}) \\ V_d + V_i + V_0 = 3 \cdot Z \cdot I_0 \quad (\text{III.15}) \end{cases}$$

Equations des tensions :

$$\begin{cases} E = V_i + Z_d I_d \end{cases} \quad (\text{III.16})$$

$$\begin{cases} 0 = V_i + Z_d I_i \end{cases} \quad (\text{III.17})$$

$$\begin{cases} 0 = V_0 + Z_d I_0 \end{cases} \quad (\text{III.18})$$

L'addition des trois équations (III.16), (III.17), (III.18) :

$$E + 0 + 0 = V_d + V_i + V_0 + Z_d I_d + Z_i I_i + Z_0 I_0 \Rightarrow E = 3Z \cdot I_0 + (Z_d + Z_i + Z_0) I_0$$

Dou

$$I_0 = I_i = I_d = E / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z) \quad (\text{III.19})$$

Valeurs des courants réels :

$$I_1 = 3E / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z) \quad (\text{III.20})$$

Dans notre cas, on considère le défaut franc, d'où le courant prend la valeur :

$$I_1 = 3E / (Z_d + Z_i + Z_0) \quad [19] \quad (\text{III.21})$$

❖ Défaut triphasé

Equations des composantes réelles :

$$V_1 = V_2 = V_3 = Z(I_1 + I_2 + I_3) \quad (\text{III.22})$$

Equations des composantes symétriques

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_0 \\ I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_0 \\ I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_0 \end{cases}$$

$$\begin{cases} V_1 = V_d + V_i + V_0 \\ V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_0 \\ V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_0 \end{cases}$$

La combinaison entre les équations des composantes réelles et les équations des composantes symétriques obtient :

$$\begin{cases} I_1 + I_2 + I_3 = 3 \cdot I_0 = V_0 / Z & (\text{III.23}) \\ V_d = V_i = 0 & (\text{III.24}) \\ V_1 = V_2 = V_3 = 0 & (\text{III.25}) \end{cases}$$

Equations des tensions :

$$\begin{cases} E = V_d + Z_d I_d \\ 0 = V_i + Z_i I_i \\ 0 = V_0 + Z_0 I_0 \end{cases}$$

D'où :

$$I_d = \frac{E}{Z_d} \text{ Et } I_i + I_0 = 0 \quad (\text{III.26})$$

$$\text{La valeur du courant réel : } I_1 = \frac{E}{Z_d} \quad [19] \quad (\text{III.27})$$

III.5 Calcul de section des câbles

L'ensemble d'un circuit électrique (conducteur et protection associées) est déterminé de manière à satisfaire toutes les contraintes de fonctionnement.

L'étude de l'installation consiste à déterminer précisément les canalisations et leur protection électrique en commençant à l'origine de l'installation (source) pour aboutir aux circuits terminaux (récepteur).

Chaque ensemble constitué par la canalisation et sa protection doit répondre simultanément à plusieurs conditions et assurer la sûreté de l'installation :

-Véhiculer les courants d'emploi permanent et ses pointes transitoires normales.

-Né pas engendrer de chute de tension susceptible de nuire au fonctionnement de certains récepteurs (période de démarrage d'un moteur par exemple).

Pour dimensionner une installation électrique il faut passer par le calcul des sections des câbles à utiliser entre les différentes sous stations, et qui seront déterminées par apport aux puissances nominales des transformateurs. [20]

III.5.1 Méthodes de calcul de section

III.5.1.a Principe de la méthode

La méthode de détermination de la section des conducteurs en moyenne tensions consiste à :

- Déterminer le courant maximal d'emploi I_B des récepteurs à alimenter.
- Déterminer la section S_1 satisfaisant l'échauffement de l'âme du câble en régime de fonctionnement normal, qui peut être permanent ou discontinu, cette étape nécessite la connaissance :
 - Des conditions d'installation réelle de la canalisation, par conséquent du facteur de correction globale f .
 - Des valeurs des courants admissibles des différents types de câble dans les conditions standards d'installation.
- Déterminer la section S_2 nécessaire à la tenue thermique du câble en cas de court-circuit triphasé.
- Déterminer la section S_3 nécessaire à la tenue thermique de l'écran du câble en cas de court-circuit à la terre.
- Vérifier éventuellement la chute de tension dans la canalisation pour la section S retenir la section technique S à retenir est la valeur maximal parmi les sections S_1, S_2 et S_3 .
- Eventuellement, calculer et choisir la section économique.

III.5.1.b Calcul de la section S_1

Pour déterminer la section de conducteur de phase, il faut déterminer :

I_B : courant d'emploi du circuit (courant qui circuler dans les conducteurs) qui est fonction de la charge.

$$I_B = \frac{S}{U\sqrt{3}} \quad (\text{III.28})$$

Avec S : puissance consommée par la charge.

U : tension d'utilisation.

I_n : courant nominal du dispositif de protection (choisir $I_n \geq I_B$)

$$I_n = \frac{S_n}{U_n\sqrt{3}} \quad (\text{III.29})$$

I_z : Courant admissible dans la canalisation en fonction du dispositif de protection

(Choisir $I_z \geq I_n$)

Pour une protection par disjoncteur on prend :

I'_z : Courant admissible dans la canalisation en fonction des influences extérieures

$$\text{Choisir } I'_z = \frac{I_z}{f}$$

Pour obtenir la section des conducteurs de phases, il faut :

- ✓ Déterminer une lettre de sélection qui dépend du conducteur utilisé et de mode de pose.
- ✓ Déterminer un coefficient f qui caractérise l'influence des différentes conditions d'installation.
Ce coefficient f s'obtient en multipliant les trois facteurs de correction f_1 , f_2 et f_3 .
- ✓ Les facteurs de correction f_0 prennent en compte le mode de pose
- ✓ Le facteur de correction pour f_1 des températures ambiantes différentes de 30 °C (câbles posés à l'air libre).
- ✓ Le facteur de correction f_2 pour des températures du sol différentes de 20 °C (câbles enterrés).
- ✓ Le facteur de correction pour des résistivités thermiques du sol différentes de 1 K.m/W 5 (câbles enterrés).
- ✓ Le facteur de correction f_4 pour groupement de plusieurs canalisations (câbles enterrés).
- ✓ Les facteurs de correction f_5 et f_6 pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles (câbles posés dans l'air et à l'abri du rayonnement solaire direct).

$$I'_z = \frac{I_n}{f} \quad (\text{III.30})$$

$$\text{Avec :} \quad f = f_0 \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 \cdot f_5 \cdot f_6 \quad (\text{III.31})$$

Détermination de la section S_1 du câble pouvant véhiculer dans les conditions standards d'installation en fonction de I_B nature du câble, son isolation et sa tension assignée (voir le tableau 4 annexes)

III.5.1.c Contrainte thermique (calcul de la section S_2)

Elle suppose que la température du câble avant le court-circuit est égale à la température admissible en régime permanent.

Dans ce cas, la section du conducteur doit satisfaire la condition suivant :

$$S_2 \geq \frac{I_{cc \max}}{K} \sqrt{t} \quad (\text{III.33})$$

$I_{cc \max}$: Courant de court-circuit maximal

t : durée du court-circuit

K : coefficient dont la valeur est donnée dans le tableau N°5 dans annexes

III.5.1.d Contrainte thermique écran (calcul de la section S_3)

La section S_3 est choisie en fonction de I_d et de la durée du court-circuit prise égale au temps le plus long pour éliminer le défaut.

Dans le cas d'un court-circuit phase-écran, la contrainte résultant du passage du courant de défaut I_d pendant un temps t , ne doit pas dépasser la tenue thermique de l'écran du câble.

$$I_d : \text{Est le courant de défaut à la terre } I_d = \frac{V_n}{R_N} + I_c \quad (\text{III.34})$$

V_d : Tension simple du réseau

R_N : Résistance de limitation

I_c : Courant capacitif d'un réseau ($I_c = 3jC_w V_n$)

III.5.2 Exemple de calcul

Plusieurs type de court-circuit apparaissent dans les installations électrique mais pour dimensionner le matériel type MT (appareils de protection jeux de barres, conducteurs ...) il ne sera tenue compte que de courant de court-circuit triphasé, car c'est lui provoque les contraintes thermique et électrodynamique majeures. Néanmoins il sera tenu compte de court-circuit biphasé au bout ligne pour vérifier les systèmes de protection y sont sensibilisés.

III.5.2.a Détermination du courant maximal d'emploi I_B

La canalisation (poste60-ANPL-conditionnement-huile) alimente uniquement les transformateurs de la raffinerie TR1, TR2 qui ont une puissance globale de 6.3 MVA.

Le courant I_b est donc pris égal au courant nominal du transformateur

$$I_B = \frac{S_n}{U_n \sqrt{3}} = \frac{6.3 \cdot 10^6}{30.10^3 \sqrt{3}} = 121.24 \text{ A}$$

III.5.2.b Facteur de correction et choix de section S_1

La pose directe dans un caniveau fermé correspond au mode pose L4 (voire le tableau 1 en annexe).

Les facteurs de corrections de courant admissible doivent être utilisés :

-Mode de pose : $f_0 = 0,8$

-groupement de plusieurs câbles (voir tableau 3 en annexe) : $f_5 = 0,8$

- température ambiante 30 °C (voir le tableau 2 en annexe) : $f_1 = 1$

Le facteur de correction globale est : $f = 0,8 \cdot 1 \cdot 0,8 = 0,64$

Le courant équivalent que le câble doit pouvoir véhiculer dans les conditions standards d'installation est :

$$I'_z = \frac{I_B}{f} = \frac{121.24}{0.64} = 189.44 \text{ A}$$

Le tableau 4 en annexe colonne 3 donne section minimale en cuivre $S_1 = 35 \text{ mm}^2$ qui a un courant admissible $I_0 = 200 \text{ A}$, et une section minimale en aluminium $S_1 = 50 \text{ mm}^2$ pour un courant admissible $I_0 = 190 \text{ A}$

III.5.2.c Vérification des contraintes thermique (section S_2)

En négligeant l'impédance amont au transformateur et l'impédance de la liaison transformateur-jeu de barres, le courant de court-circuit maximal à l'origine du câble est égal au courant de court-circuit aux bornes du transformateur.

$$Z_{\text{Défaut}} = \sum Z_{\text{Aval}} = 0.27 \text{ pu}$$

Le courant de court-circuit maximal est donc

$$I_{cc} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \times z_{cc}} Z_{CC} = \sqrt{(\sum R^2 + \sum X^2)}$$

$$Z_{CC} = Z_{cc1} + Z_{cc2} = 0.27 \text{ pu}$$

Le courant de court-circuit maximal est donc :

$$I_{cc} = 1.05 \times \frac{1}{0.27} * 962.25 = 3742,08 \text{ A}$$

C : le facteur de tension pris selon la norme CEI60909 égale à :

$C_{\text{max}} = 1.05$ pour les courants maximaux

$C_{\text{min}} = 0.95$ pour les courants minimaux

U_n : tension nominal entre phase et neutre

$Z_{CC} = \sqrt{(\sum R^2 + \sum X^2)}$: Impédance de boucle de défaut (depuis l'origine de la source)

$K = 143$: valeur du coefficient correspondant à un conducteur en cuivre isolé au PR (voir le tableau 5 en annexe).

$t = 2\text{s}$: durée du court-circuit égal à la temporisation de la protection.

La section de conducteurs satisfaisant a la contrainte du court-circuit :

$$S_2 \geq \frac{I_{cc \text{ max}}}{K} \times \sqrt{t} \geq \frac{3742,08}{143} \times \sqrt{2}$$

III.6 Vérification des chutes de tension

La chute de tension est donnée par la formule :

$$\Delta V = (\rho \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi) I_B \quad (\text{III.35})$$

$$\rho = 0.01851 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$$

$$\lambda = 0,08 \times 10^{-3} \Omega / \text{m} \text{ pour les câbles tripolaires}$$

$$L = 20\text{m}, S = 95\text{mm}^2 \quad I_B = 121,24 \text{ A.}$$

La charge de câbles a un $\cos \varphi = 0.8$ et un $\sin \varphi = 0,6$

$$\Delta V = (0.01851 \times \frac{20}{95} \times 0,8 + 0,08 \times 10^{-3} \times 20 \times 0,6) \times 121,24$$

$$\Delta V = 0,5\text{V}$$

La chute de tension relative est : $\frac{\Delta V}{V} = \frac{0.5}{\frac{30.10^3}{\sqrt{3}}} = 0,0021\%$

La chute tension est acceptable care elle ne dépasse pas les tolérés en moyenne tension 5%

Dans le tableau III.1 sont regroupés les résultats de calcul pour les sous stations.

N° de câble	Départ	Arrive	Section (mm^2) Par phase	Nature de câble	Longueur (m)	Résistivité ($\Omega.mm^2/m$)	Résistance R(Ω)	Réactance X(Ω)
1	P60	APL	2*240	Cu	300	0,01851	$11,5*10^{-3}$	0,024
2	APL	Silos	2*185	Cu	150	0,01851	$7,5*10^{-3}$	0,012
3	silos	P60	2*240	Cu	250	0,01851	$9,64*10^{-3}$	0,02
4	P60	Osmose	2*240	Cu	130	0,01851	$5,01*10^{-3}$	0,0104
5	Osmose	Silos	2*185	Cu	150	0,01851	$7,5*10^{-3}$	0,012
6	APL	Bouchon	1*300	Cu	12	0,01851	$7,4*10^{-4}$	$9,6*10^{-4}$
7	Bouchon	Cond huile	1*95	Cu	30	0,01851	$2,31*10^{-3}$	$3,0048*10^{-3}$
8	APL	Raf huile	1*300	Cu	30	0,01851	$1,85*10^{-3}$	$2,4*10^{-3}$
9	Raf huile	Marg	1*150	Cu	25	0,01851	$3,08*10^{-3}$	$2*10^{-3}$
10	Marg	Cond huile	1*150	Cu	30	0,01851	$3,7*10^{-3}$	$2,4*10^{-3}$
11	Silos	Affinage	1*25	Cu	130	0,01851	$96,2*10^{-3}$	0,0104

Tableau III.1 Sections des câbles entre les sous station

III.7 Détermination des courants de court-circuit de chaque partie de l'installation

III.7.1 Calcul d'impédance des différents éléments

III.7.1.a Impédances des transformateurs

$$\begin{cases} Z_T = \frac{U_{cc}\%}{100} \times \frac{U_n^2}{S_n} \\ R_T = \Delta P_{cc} \times \frac{U_n^2}{S_n^2} \end{cases} \implies X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (III.36)$$

Exemple de calcul :

Pour le transformateur T02 (60/30kV) on a les données suivantes sur la plaque signalétique :

$$S_n = 25MVA, U_n = 60KV \quad S_b = 25MVA, U_b = 60KV, U_{cc} = 11\%, P_{cc} = 115KW$$

On prend $S_b = 25\text{MVA}$

$$\text{A.N: } Z_T = \frac{11}{100} \times \frac{(60.10^3)^2}{(25.10^6)} = 15.8$$

$$R_T = 115.10^3 \times \frac{(60.10^3)^2}{(25.10^6)^2} = 0,6624\Omega$$

Alors $X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = 15.82\Omega$

On a $\frac{R}{X} \ll \ll$ alors néglige les résistances, et on récapitule calcul des impédances des différents tronçons dans le tableau III.2.

On prend

- Coté 60kV : $S_b = 25\text{MV}$, $U_b = 60\text{kV}$

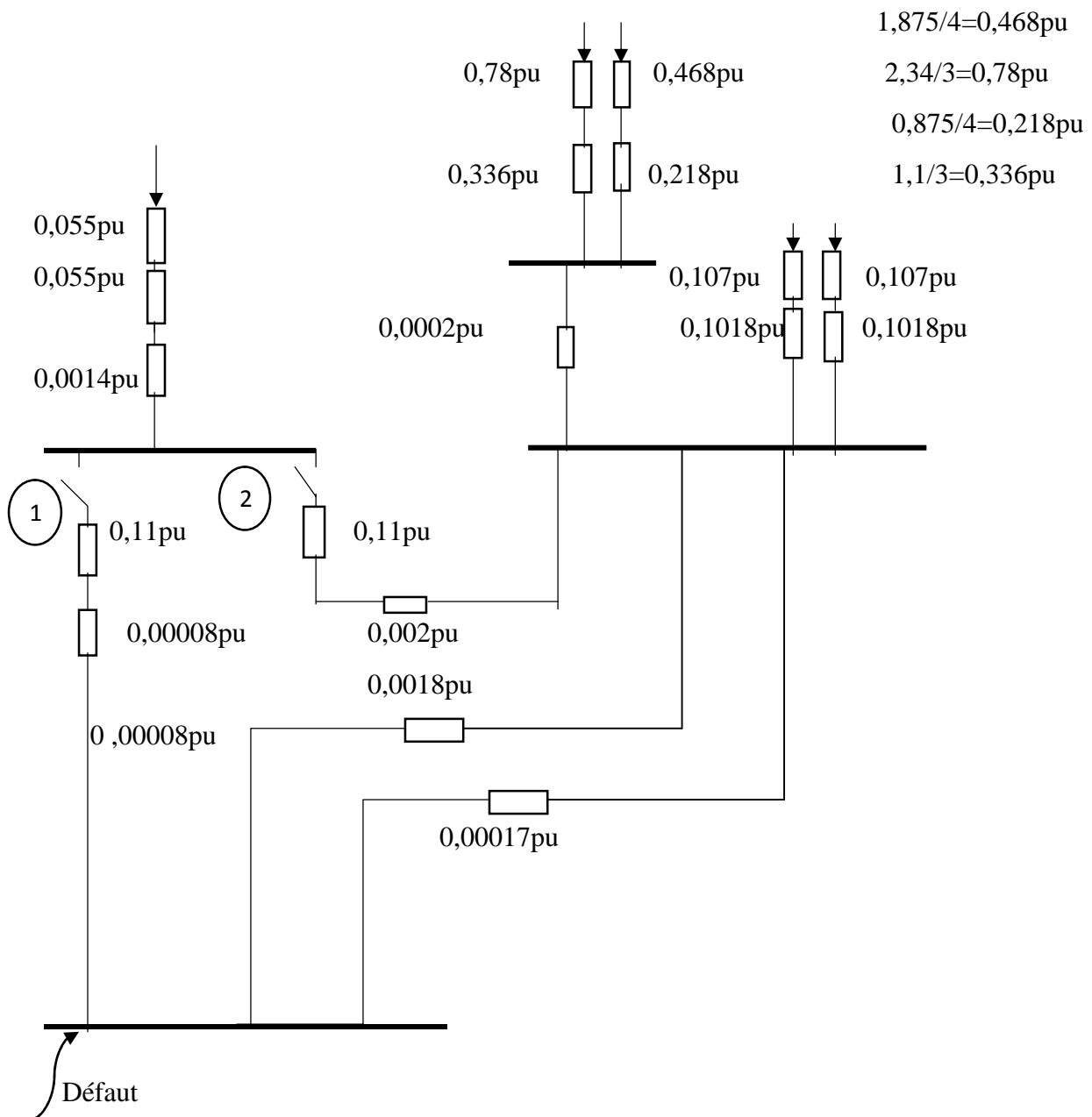
$$Z_{b60} = \frac{U^2}{S_b} = \frac{60^2}{25} = 144\Omega, \quad I_{b60} = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 60 \cdot 10^3} = 240,56 \text{ A}$$

- Coté 30kV $S_b = 50\text{MVA}$, $U_b = 30\text{kV}$

$$Z_{b60} = \frac{U^2}{S_b} = \frac{30^2}{50} = 18\Omega, \quad I_{b60} = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} = \frac{50 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 962,25\text{A}$$

Tronçon	Calcul de D'impédance	Impédance en (Ω)	$Z_d(\text{pu}) = Z_i(\text{pu}) = \frac{Z(\Omega)}{Z_b(\Omega)}$	$Z_0(\text{pu})$
Ligne El kesseur Bejaia	$Z = X_0 * L = 0.4 * 20$	$Z = 8$	$Z_{elk} = 0.055$	$Z_0 = 3Z_d = 0.165$
Réseau Amont	$Z = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{60^2}{450}$	$Z = 8$	$Z_{Ra} = 0.055$	$Z_0 = Z_d = 0.0612$
Transformateur T01 et T02	$Z = \frac{U_{cc} U^2}{100 S_n} = \frac{11 \cdot 60^2}{100 \cdot 25}$	$Z = 15.84$	$Z_{T60} = 0.11$	$Z_0 = Z_d = 0.11$
Transformateur Cogénération 1 et 2	$Z = \frac{13 \cdot 30^2}{100 \cdot 32}$	$Z = 3.6562$	$Z_{Tcog} = 0.1018$	$Z_0 = Z_d = 0.1018$
Alternateur Cogénération G1 et G2	$Z = \frac{13.8 \cdot 30^2}{100 \cdot 32}$	$Z = 3.8815$	$Z_{Aler} = 0.107$	$Z_0 = 0.5Z_d = 0.05035$
Transformateur groupe diesel 3, 4, 5	$Z = \frac{6.5 \cdot 30^2}{100 \cdot 1.6}$	$Z = 36.56$	$Z_{Gr345} = 1.01$	$Z_0 = Z_d = 1.01$
Transformateur groupe diesel 1, 2, 6, 7	$Z = \frac{7 \cdot 30^2}{100 \cdot 2}$	$Z = 31.5$	$Z_{Gr1267} = 0.875$	$Z_0 = Z_d = 0.875$
Générateur Groupe diesel 3, 4, 5	$Z = \frac{15 \cdot 30^2}{100 \cdot 1.6}$	$Z = 84.375$	$Z_{Gé345} = 2.34$	$Z_0 = 0.5Z_d = 1.17$
Générateur Groupe diesel 1, 2, 6, 7	$Z = \frac{15 \cdot 30^2}{100 \cdot 2}$	$Z = 67.5$	$Z_{Gé1267} = 1.875$	$Z_0 = 0.5Z_d = 0.937$
Transformateur 3150kVA ($U_{cc} = 6\%, 7\%$)	$Z = \frac{6 \cdot 30^2}{100 \cdot 3.15} = \frac{7 \cdot 30^2}{100 \cdot 3.15}$	$Z_{6\%} = 17.142$ $Z_{7\%} = 20$	$Z_{6\%} = 0.476$ $Z_{7\%} = 0.55$	$Z_{6\%} = 0.476$ $Z_{7\%} = 0.55$
Transformateur 1600kVA	$Z = \frac{6.5 \cdot 30^2}{100 \cdot 1.6}$	$Z = 36.562$	$Z_{T1600} = 1.01$	$Z_0 = Z_d = 1.01$
Transformateur 2000kVA	$Z = \frac{6 \cdot 30^2}{100 \cdot 2}$	$Z = 27$	$Z_{T2000} = 0.75$	$Z_0 = Z_d = 0.75$
Transformateur 3500kVA	$Z = \frac{6 \cdot 30^2}{100 \cdot 3.5}$	$Z = 15.428$	$Z_{T3500} = 0.42$	$Z_0 = Z_d = 0.42$
Transformateur 2500kVA	$Z = \frac{6 \cdot 30^2}{100 \cdot 2.5}$	$Z = 21.6$	$Z_{T2500} = 0.6$	$Z_0 = Z_d = 0.6$

Tableau III.2 Impédance des différents éléments



La boucle ouverte en (1) :

Calcul de $Z_{Défaut}$: $Z_{Défaut} = 0,05949pu$

$$I_{3\phi}^{Défaut1}(pu) = \frac{1}{Z_d} = \frac{1}{0,05949} = 16,68 \quad \Rightarrow I_{3\phi d1}(kA) = I_{3\phi}^{Défaut}(pu) \times I_{b30} = 8,097 = 481,125$$

$$\Rightarrow I_{3\phi d1}(kA) = 8,087kA$$

La boucle est ouverte en (2) :

Calcul de $Z_{Défaut}$: $Z_{Défaut} = 0,469 pu$

$$I_{3\phi}^{Défaut2}(pu) = \frac{1}{Z_d} = \frac{1}{0,460} = 21,3 pu \quad \Rightarrow I_{3\phi d2}(kA) = I_{3\phi}^{Défaut}(pu) \times I_{b30} = 21,3 \times 481,125$$

$$\Rightarrow I_{3\varphi d2} \text{ (kA)} = 10,25$$

On a $I_{3\varphi d2} > I_{3\varphi d1}$ donc la boucle sera toujours ouverte en (1) pour le reste des calculs c.-a-d.

$$I_{3\varphi d1} \text{ (kA)} = 8,087 \text{ kA.}$$

$$I_{2\varphi \text{ Défaut1}} \text{ (kA)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{3\varphi \text{ Défaut1}} \text{ (kA)} \Rightarrow I_{2\varphi \text{ Défaut1}} \text{ (A)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,087 = 7,003 \text{ kA}$$

III.7.3. Résultat de calcul des courants de court-circuit

- Courant biphasé : $I_{K2}'' = C \times I_{2\varphi}$
- Courant triphasé : $I_{K3}'' = C \times I_{3\varphi}$

Avec I_K'' : valeur efficace du courant de court-circuit

C : facteur de tension définie par la norme CEI 60909

Le jeu de barre	Zd_{eq} = $ZI_{eq}(ou)$	I_{cc} Triphasé (kA)	I_{K3}'' Triphasé (kA)	I_{cc} Biphasé (kA)	I_{K2}'' Biphasé (kA)
Jdb 60kV	0,0706	3,407	3,748	3	3,302
Jdb P60 30kV	0,060	8,088	8,8960	7,003	7,7030
Jdb cogénération	0,05941	8,096	8,905	7,012	7,713
Jdb sucre 3000T/j	0,597	8,045	8,85	6,977	7,665
Jdb APL	0,06	8,017	8,820	6,943	7,673
Jdb osmos	0,0602	7,988	8,785	6,918	7,61
Jdb raf huile	0,0602	7,990	8,787	6,918	7,61
Jdb Silos	0,0598	8,045	8,86	6,967	7,700
Jdb margarine	0,0610	8	8,8	6,925	7,613
JDB bouchon	0,062	7,999	8,787	6,918	7,61
Jdb Huile	0,0602	7,987	8,787	6,918	7,61

Tableau III.3 Les courants de défauts aux différents jdb

III.8 Calcul des jeux de barres [21]

Pour déterminer les démontions des jeux de barres en tenant des conditions normales d'exploitation.

Les conditions normales d'exploitation à déterminer sont :

- La tension (kV)
- La distance entre phases entre phases-masse
- La hauteur et la forme des supports.

III. 8.1 Méthode de calcul

➤ Choix de la section des barres

Le courant nominal qui parcourt les conducteurs des jeux de barres est :

$$I_n = \frac{S_n}{U_n \times \sqrt{3}} \quad (\text{III.37})$$

Le courant admissible par les jeux de barres :

$$I_{ad} = I_n \times 1,2$$

La section qui convient au courant admissible est donnée par le tableau 7 en annexe

➤ Courant de choc I_p

C'est la valeur crête de la première demi-période après apparition du court-circuit

$$I_p = K_p \times \sqrt{2} \times I''_{k3} \quad (\text{III.38})$$

K_p : Facteur de choc

❖ Exemple de calcul :

$$\sum S_{OSMOSE} = S_n$$

$$S_n = 5650 \text{ kVA}$$

$$I_n = \frac{S_n}{U_n \times \sqrt{3}} = \frac{5650}{\sqrt{3} \times 30} = 108,74 \text{ A}$$

$I_{ad} = I_n \times 1,2 = 108,74 \times 1,2 = 130,5 \text{ A}$ la section choisie égale : $S=60 \text{ mm}^2$ (voir tableau 7 en annexe).

$$I_p = K_p \times \sqrt{2} \times I''_{k3} = 2 \times 8,785 \times \sqrt{2} = 24,84 \text{ kA}$$

On recapture le calcul des courants de chocs et les sections des jeux de barres dans le tableau III.4 suivant :

Le jeu de barre	Sn (MVA)	I _n (A)	I _{ad} (A)	S mm ²	I _{K3} " tréph (kA)	K _p	I _p (kA)
Jdb 60Kv	25	481,12	577,34	400	3,748	2	10,6
Jdb 60 30Kv	58,85	1127,72	1353,264	1000	8,8960	2	25,1616
Jdb cogénération	64	1231,68	1478,016	1000	8,905	2	25,18
Jdb silos	9,45	181,87	218,244	75	8,85	2	25,031
Jdb Sucre 3000T/j	18,9	363,73	436,47	400	8,820	2	24,946
Jdb APL	27,350	344,84	413,80	400	8,785	2	24,847
Jdb OSMOS	5,56	107	128,4	60	8,787	2	24,853
Jdb Raf Huile	9,5	119,78	143,736	60	8,86	2	25,05
Jdb MARGA	2	25,21	30,25	24	8,8	2	24,890
Jdb BOUCHON	4,3	54,21	108,42	24	8,787	2	24,853
Jdb cond HUILE	6,3	79,43	95,32	24	8,787	2	24,853

Tableau III.4 Résultats de calcul de courant de choc et section des différents jdb

Chapitre IV
Etude de la sélectivité

IV.1 Introduction

La sélectivité est une méthode qui consiste à coordonner les protections de sorte que, lorsqu'un défaut apparaît sur un circuit, seule la protection placée en tête de ce circuit se déclenche, évitant la mise hors service du reste de l'installation. L'intérêt de la sélectivité est double. Elle permet d'améliorer la continuité de service et la sécurité de l'installation.

La sélectivité est la capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner.

Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les trois types suivants:

- _ Sélectivité ampérométrique par les courants,
- _ Sélectivité chronométrique par le temps,
- _ Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

La sélectivité en fonction des types de défaut

Les techniques de sélectivités différentes selon le type de défaut à savoir :

- ◆ Les surcharges.
- ◆ Les courts circuits
- ◆ Fuite de courant à la terre.

✓ Favoriser la continuité de service

La sélectivité permet surtout de favoriser la continuité de service dans les autres circuits de l'installation.

Cette continuité de l'alimentation électrique est un gage de sécurité : elle est imposée par la réglementation pour les installations de sécurité des établissements recevant du public.

✓ Augmenter la sécurité

Une bonne sélectivité entre les protections d'une installation nécessite le calcul rigoureux, en chaque point de l'installation, de la valeur maximale du courant de court-circuit présumé.

Ceci permet d'organiser la coordination des appareils de protection pour une meilleure sécurité de l'installation.

Par exemple, concernant la sélectivité entre 2 branches 1 et 2, en cas de court-circuit sur la branche 1, seule la protection associée à la branche 1 doit déclencher pour assurer la continuité de service sur la branche 2. [22]

IV.2 Mode de sélectivité

La sélectivité des protections est un élément essentiel qui doit être pris en compte dès la conception d'une installation, afin de garantir aux utilisateurs la meilleure disponibilité de l'énergie. On distingue deux types de sélectivité :

➤ Sélectivité total

La sélectivité entre deux dispositifs de protection est dite total lorsque pour tout courant de défaut inférieur ou égal au pouvoir de coupure du dispositif aval ; le dispositif de protection directement en amont du défaut déclenche seul.

➤ Sélectivité partielle

La sélectivité entre deux dispositifs de protection est dite partielle lorsque les deux dispositifs fonctionnent simultanément à partir de certaines valeurs de courants de défaut (court-circuit franc).

Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour assurer une bon sélectivité dans la protection d'un réseau électrique : [22] [23]

IV. 3 les types de sélectivité

Les protections choisies lors de l'élaboration du plan de protection ont un impact direct sur la sélectivité, sont rapidement évoqués les différents types de sélectivité et de protection. Ces types de sélectivité et de Protection ont des origines diverses :

- habitude,
- mode d'exploitation,
- influence des distributeurs d'énergie nationaux,
- évolution technologique,
- techniques élaborées par les constructeurs.

Ils perdurent car ils ont tous leurs avantages. Pour être judicieux, le choix doit donc, en un point précis du réseau, se porter sur l'un d'eux : celui qui procure le maximum d'avantages.

Cette liberté d'optimiser le choix est facilitée par l'emploi de dispositifs susceptibles d'offrir plusieurs solutions dans un même équipement [19]

IV.3.a Sélectivité ampéremétrique

Pour assurer une sélectivité de type ampéremétrique, la grandeur contrôlée est le courant.

La sélectivité peut donc théoriquement être obtenue en ajustant le seuil des dispositifs de protection au courant de court-circuit prévisible selon leur emplacement dans la distribution.

Ce type de sélectivité, ne fait pas intervenir de délai de fonctionnement (instantané), car chaque protection est indépendante des autres. Il est fréquemment utilisé en BTA terminale.

Il l'est peu en HTA car les variations réelles d'un courant de court-circuit entre deux points sont trop peu significatives (les impédances de liaison sont négligeables), la sélectivité n'est donc que partielle. A noter qu'en HT généralement un défaut impédant évolue très rapidement en défaut franc.

L'inconvénient majeur de cette sélectivité est qu'il n'y a pas de secours de l'aval par l'amont (pas de redondance).

Enfin le handicap essentiel de la sélectivité ampéremétrique est que le seuil d'une protection est d'autant plus élevé qu'elle est proche de la source, d'où des risques de dégâts plus importants.

Le courant de court-circuit en aval du disjoncteur **B** est I_{ccB} , la valeur de déclenchement du disjoncteur **A** est I_{RA} dans ce cas : [22] [23]

- si le courant $I_{RA} > I_{ccB}$ la sélectivité est dite totale
- si le courant $I_{RA} < I_{ccB}$ la sélectivité est dite partielle

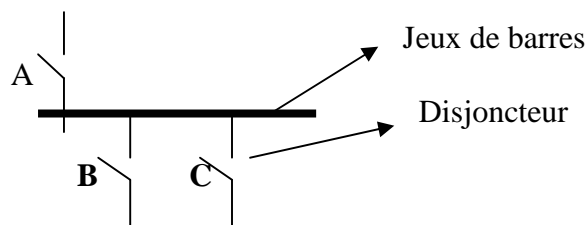


Figure IV.1 Sélectivité totale et partielle

IV.3.b La sélectivité chronométrique

La sélectivité chronométrique consiste à temporiser le déclenchement du disjoncteur amont afin de privilégier celui en aval. Cette technique permet d'obtenir une sélectivité au-delà du courant de réglage du disjoncteur/fusible amont.

Le principe est de laisser le temps au disjoncteur/fusible aval de déclencher en premier en retardant l'action du disjoncteur/fusible amont, ce qui impose quelques contraintes. L'appareil amont doit être temporisable et capable de supporter le courant de court-circuit et ses effets pendant toute la durée de temporisation.

De même, le dimensionnement des conducteurs doit permettre de supporter les contraintes thermiques résultantes.

Cette sélectivité associe une notion de temps à la grandeur contrôlée qu'est le courant : une temporisation est affectée volontairement à l'action des dispositifs de protection ampérométrique.

Pour cela, les seuils d'intervention sont définis avec des temps de fonctionnement croissants de l'aval vers l'amont. Ainsi, en amont d'un défaut plusieurs dispositifs sont sensibilisés (redondance), et lors d'un défaut seule la protection située immédiatement en amont de celui-ci déclenche : le défaut n'est alors plus alimenté et les autres protections cessent de le «voir» avant d'atteindre le terme de leurs sélectivité pseudo-chronométrique.

Le disjoncteur C est un disjoncteur à action rapide, tandis que les autres disjoncteurs sont à action retardé (le disjoncteur B à 0,3s, le disjoncteur A à 0,6s) la différence des temps de fonctionnement t entre deux protections consécutives constitue l'intervalle de sélectivité. Il doit prendre en compte : le temps de coupure du circuit T_C , les tolérances sur la temporisation dt , le temps de retour au repos de la protection tr .

Le temps t vérifie de ce fait la relation $t = T_C + tr + 2dt$. Etant donné les performances actuelles des dispositifs de coupure et des relais, la valeur qui utilisée pour t se situe entre 200 et 300ms pour deux disjoncteurs consécutifs.

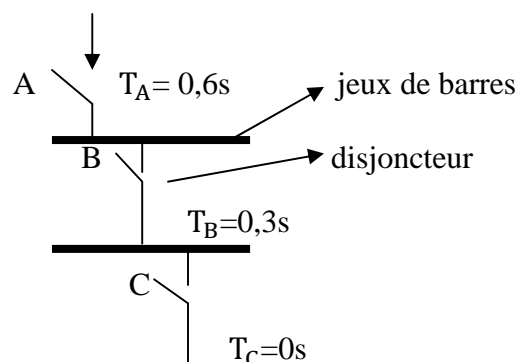


Figure IV.2 Sélectivité chronométrique

IV.3.c La sélectivité logique

Les déclencheurs électroniques des disjoncteurs sont conçus pour réaliser une sélectivité dite logique, assurée entre deux appareils lorsqu'ils communiquent via une liaison spécifique. Le disjoncteur aval qui détecte un défaut envoie un signal vers l'appareil amont qui sera alors temporisé.

Une liaison spécifique entre deux protections permet une sélectivité logique avec une temporisation du disjoncteur amont.

Ce type de sélectivité est aussi appelée Système de Sélectivité Logique ou SSL. Il fait l'objet d'un brevet déposé par Merlin Gerin et met en œuvre des échanges d'informations entre les unités de protection. La grandeur contrôlée est le courant. [19]

IV.3.d Sélectivité (Sellim)

Le système SELLIM (Sélectivité Limitation), développé par Schneider Electric, consiste à installer en amont un disjoncteur rapide et un disjoncteur ultra limiteur équipé demi-onde de courant de défaut.

IV.3.e Sélectivité énergétique

La sélectivité énergétique, développée par Schneider Electric, est une amélioration et une généralisation de la sélectivité pseudo-chronométrique déjà traitée précédemment :

La sélectivité est totale si, l'énergie que laisse passer le disjoncteur aval est inférieure à l'énergie nécessaire à l'entrée en action du disjoncteur amont.

Elle nécessite la caractérisation et l'exploitation de :

- L'onde de courant que laisse passer le disjoncteur lors de la coupure, caractéristique par son intégrale de joule $\int i^2 dt$ (exprimée souvent par $I^2 \cdot t$) elle correspond à l'énergie de coupure E_c .

La sensibilité

- des déclencheurs à l'énergie correspondant à l'impulsion de courant.

IV.4 Réglage des protections ampéremétriques

Les protections ampéremétrique type SEPAM DE Schneider comportent deux seuils de réglage de maximum de courant de phases et deux seuils de maximum de courant de terre.

- Les seuils 1 : assurent la protection de surcharge ;
- Les seuils 2 : assurent la protection contre les défauts ;
- Les temporisations sont réglables pour chacun des seuils ;

❖ Conditions de réglage des seuils de surcharges

- Le seuil doit être réglé au maximum dans une fourchette comprise entre $1,1$ et $1,2 \times I_n$ de l'origine à protéger (câble, transformateur, alternateur). la valeur des réglages doit être ajustée en fonction des appels de courant aux démarrages ;
- Le réglage doit être fait de façon à couvrir le non-fonctionnement d'une protection située en aval.

❖ Conditions de réglage des seuils défauts de phases

- Les seuils de réglage doivent être supérieurs aux courants d'appel lors de démarrages et sur remontées de tension après défaut ;
- Les seuils de réglage doivent tenir compte des tenues thermiques des équipements ;
- Les seuils de réglage doivent être faits de façon à couvrir le non-fonctionnement de la protection située en aval.

Le réglage des seuils des protections sur les différents départs doit être inférieur aux valeurs des courants de défauts pour que les protections puissent être sollicitées lors de défauts.

$$I_{\text{réglage}} \leq 0,8 \times I_{3\phi} \quad (\text{IV.1})$$

❖ **Conditions de réglage des protections de terres**

- Les seuils de réglage doivent être inférieurs aux courants admissibles par les écrans des câbles ;
- Les seuils de réglage doivent être supérieurs aux courants capacitifs induits sur une liaison saine lors d'un défaut sur une autre liaison pour éviter les déclenchements par «sympathie» ;
- Le courant capacitif dans un départ sain lors d'un défaut sur un autre départ est donné par la formule suivante : $I_{RS}=3 \times j\omega \times C_S \times E$.

Le réglage des seuils des protections sur les différents départs doit être inférieur aux valeurs des courants de défaut pour que les protections puissent être sollicitées lors de défauts.

$$I_{\text{réglage}} \leq 0,8 \times I_{1\phi} \quad (\text{IV.2})$$

IV.5 Choix des appareils de protection

L'étude de l'installation électrique est fondée sur la détermination correcte des canalisations et leur protection en commençant à partir du bout de l'installation pour aboutir aux circuits terminaux, cette étude se fait méthodiquement en tenant compte des étapes suivantes :

- ✓ détermination des caractéristiques du réseau (tension, fréquence, puissance de transformateurs utilisé,.....etc.) ;
- ✓ détermination des sections des câbles ;
- ✓ détermination de la chute de tension en fonction des caractéristiques des canalisations (longueurs et section des câbles) ;
- ✓ détermination des courants de court-circuit ;
- ✓ choix des dispositifs de protections ;
- ✓ sélectivité des protections. [19]

IV.5.1 Règle générale du choix des appareils de protection

En conformité avec la NF C 15-100, un dispositif de protection (disjoncteur ou fusible) assure correctement sa fonction si les conditions suivantes sont satisfaites :

$$I_b \leq I_n \leq I_a \quad (\text{IV.3})$$

$$I_f \leq 1,45 I_a \quad (\text{IV.4})$$

Pour les disjoncteurs industriels, la norme NF C 63-120 spécifie : $I_f = 1,30 \times I_r$

On a donc $I_f \leq 1,45 \times I_n$ or $I_n \leq I_a$

La condition $I_f \leq 1,45 \times I_a$ est donc automatiquement respectée.

Avec I_b : courant d'emploi ;

I_n : intensité de réglage ;

I_a : courant admissible ;

I_f : intensité de fonctionnement de l'appareil de protection.

Le pouvoir de coupure doit être supérieur à l'intensité de court-circuit maximale triphasée (I_{K3}'') en son point d'installation : $PdC \geq I_{K3}''$ [19]

IV.5.2 Détermination du pouvoir de coupure des différents disjoncteurs

IV.5.2.a 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 apériodique 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 (égal son pouvoir de coupure nominal). [21]

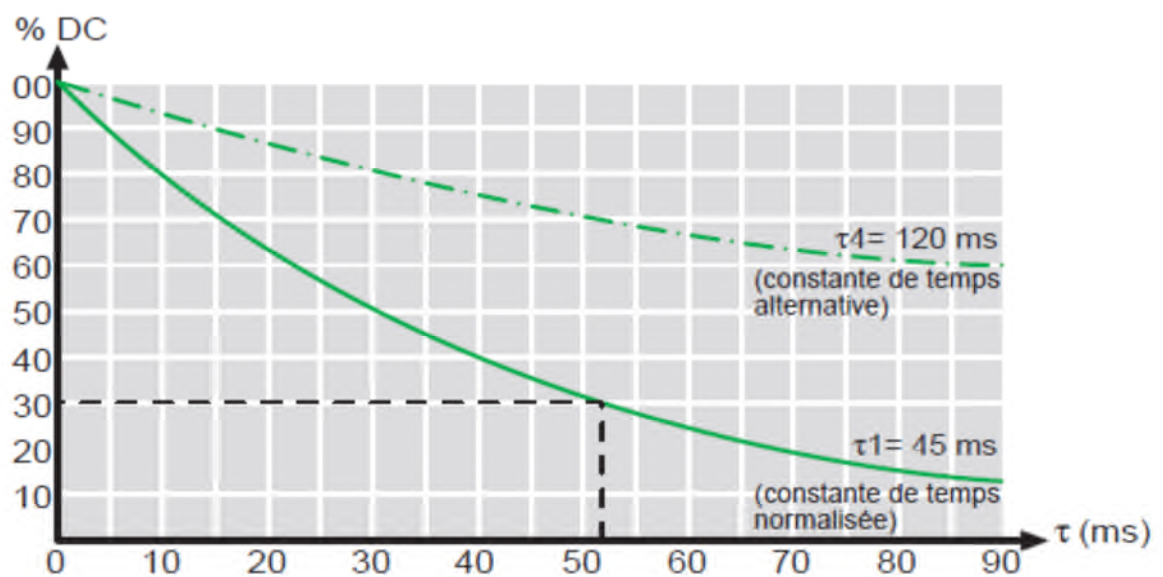


Figure : IV.3 Pourcentage de la composante apériodique (% DC) en fonction de l'intervalle de temps τ

Avec : τ durée d'ouverture du disjoncteur (top), augmenté d'une demi période a la fréquence Industrielle Tr

- ✓ En standard la CEI définit les équipements MT pour un %DC (%d'asymétrie ou **composante apériodique**) de 30%, pour une valeur crête du courant maximal égale à $2,5 \times I_{CC}$ en 50 Hz ou $2,5 \times I_{CC}$ en 60 Hz .dans ce cas utiliser la courbe τ_1 ;

- ✓ Pour les circuits faiblement résistifs comme les arrivées générateurs ; %DC peut être plus grande, avec une valeur crête du courant maximal égale à $2,7 \times I_{CC}$. dans ce cas utiliser la courbe τ_4
- ✓ Valeurs de pouvoir de coupure assigné en court-circuit :
6,3 ; 8 ; 12,5 ; 16 ; 20 ; 25 ; 31,5 ; 40 ; 50 ; 100 kA.
Courant de court-circuit symétrique(en kA) :

$$I_K'' = \frac{I_{AC}}{\sqrt{2}} \tag{IV.5}$$

I_{AC} : valeur de crête de la composant périodique (I_{CC} crête)

Courant de court-circuit asymétrique(en kA) :

$$I_{asym}^2 = I_{AC}^2 + I_{DC}^2$$

$$I_{asym} = I_K'' \sqrt{1 + 2 \left(\frac{\%DC}{100}\right)^2} \tag{IV.6}$$

I_{DC} : valeur de la composante apériodique

IV.5.2.b Résultat de calcul des pouvoir de coupure (PdC) des disjoncteurs

❖ Exemple de calcul d'un pouvoir de coupure de CG03 et CG07

Dans notre cas la source sont les arrivées génératrices (alternateurs), donc en prend la courbe τ_4 :

Pour $\tau=50$ ms : %DC=70% sachant que : $I_{sym} = I_K''$ (cas d'un court-circuit éloigné de l'alternateur).

Pour un court-circuit sur la barre TGHT 30kV : $I_{K3}'' = 8,8960$

$$I_{asym} = I_K'' \sqrt{1 + 2 \left(\frac{\%DC}{100}\right)^2} = 8,8960 \times \sqrt{1 + 2 \left(\frac{70}{100}\right)^2} = 12,5117 \text{ kA}$$

En se basant sur la formule de I_{asym} , ceci équivaut à un courant de court-circuit symétrique de calibre :

$$\frac{12,5117}{1,086} = 11,52 \text{ kA pour un \%DC de 30\%.$$

Le pouvoir de coupure du disjoncteur devra donc être supérieur à 11,52 kA. Selon la CEI, le PdC normalisé le plus proche est 12,5 kA.

$$\%DC = 100 \times e^{-\frac{(Top+Tr)}{\tau_1}}$$

Avec: $\tau_1=45$ ms (constant de temps normalisée),

Top+Tr=50 ms (valeur normalisée donnée par la CEI),

Valeur de pouvoir de coupure assigné en court-circuit (selon CEI) :

$$PdC \geq K_s \times I_{ASYM}$$

Avec K_s : Facteur de sécurité qui tient compte de toutes les hypothèses et approximation utilisée dans le calcul des courants de court-circuit compris entre 1,2 et 2,5.

On prend $K_s=1,5$.

$$PdC \geq K_s \times I_{ASYM} = 1,5 \times 12,5117 = 23,26 \text{ kA.}$$

PdC=25 kA (voir tableau 10 en annexe) :

IV.5.2.c Résultat de calcul des pouvoir de fermeture (PdF) des disjoncteurs

Le pouvoir de fermeture de disjoncteur doit être supérieur ou égal au courant de crête :

$$PdF \geq K_s \times PdC = 2 \times 25 = 50 \text{ kA.}$$

$PdF \geq 50 \text{ kA}$ (voir tableau 11 en annexe)

❖ Les résultats de calcul des PdC et PdF sont récapitulés dans le tableau IV.1

Disjoncteur	I''_{K3}	D%	$I_{asym}(kA)$	$I_{asym} / 1,086$	PdC (kA) calculé	PdC (KA) choisi	PdF (KA)
F01-AC01 ; F04-AC01 ; F04-AC01	3,748	70	5,273	4,855	7,282	8	16
CG01 ; CG02 ; CG03 ; CG04 ; CG05 ; CG06 ; CG07 ; CG08	8,905	70	12,530	11,537	17,305	20	40
F00 ; F02 ; F03 ; F04 ; F05 ; F06 ; F07 ; F08 F09 ; F10 ; F11 F12 ; F50	8,8960	70	12,517	11,525	17,287	20	40
F16 ; F40 ; F41 F42	8,8	70	12,382	11,401	17,101	20	40
F19 ; F46 ; F47	8,787	70	12,364	11,384	17,076	20	40
F55 ; F56 ; F57 F54 ; F53 ; F52	8,85	70	12,453	11,466	17,199	20	40
F30 ; F32 ; F33 ; F34	8,820	70	12,410	11,427	16,870	20	40
F48 ; F49	8,785	70	12,361	11.382	17,073	20	40

Tableau IV.1 Les résultats de calcul des PdC et PdF

IV.5.3 Seuils de réglage des protections

❖ Pour le disjoncteur (F48, F49 de l'osmose), qui reçoit l'ordre à partir du relais sepam

$$I_n = \frac{S_n}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{5,65 \cdot 10^6}{30 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 108,73 \text{ A.}$$

- **Choix des CTR (rapports des TC)**

Les CTR disponible :

50/5 ; 75/5 ; 100/5 ; 150/5 ; 200/5 ; 300/5 ; 400/5 ; 500/5 ; 600/5 ; 700/5

Alors $CTR=150/5$ (selon les calibre normalisés donnés par la norme).

- **Le seuil thermique**

$$I_{th}=1,2 \times I_n = 1,2 \times 108,73 = 130,47A.$$

- **Détermination de la prise de courant de seuil thermique (CTS_{th})**

$$CTS_{th} \geq F \times I_{Rn} \implies CTS_{th} \geq 1,2 \times I_{Rn} \quad ; \quad CTS_{th} \geq \frac{I_{th}}{CTR}$$

F: Facteur de surcharge

$$\frac{I_{th}}{CTR} = \frac{130,47}{150} \times 5 = 4,34A. \implies CTS_{th} = 5A.$$

- **Le seuil de réglage thermique du relais est :**

$$I_{th} = CTS_{th} \times CTR = 5 \times \frac{150}{5} = 150A.$$

- **Le seuil magnétique**

Pour les circuits terminaux: $I_m=8 \times I_n$ et $10 \times I_n$ pour les circuits intermédiaires et les circuits proches des alternateurs.

$$I_m = 3 \times I_n = 3 \times 108,73 = 326,19A$$

- **La prise de courant du seuil magnétique (CTS_m)**

$$CTS_m \geq \frac{I_m}{CTR} \implies \frac{I_m}{CTR} = \frac{326,19 \times 5}{150} = 10,87A$$

$$\implies CTS_m = 11A$$

- **Le seuil de réglage magnétique du relais est :**

$$I_m = CTS_m \times CTR = 11 \times \frac{200}{5} = 440A$$

- **Temporisation des disjoncteurs (sélectivité chronométrique)**

Pour choisir les temps de déclenchements des disjoncteurs MT on doit prendre en considération la temporisation des disjoncteurs BT, et dans notre cas cette dernière s'est arrêté à 0,4s et avec un pas de 0,3s on règle les disjoncteurs d'une façon à avoir une sélectivité chronométrique meilleure

Les CTR choisis et les CTS déterminés sont regroupés dans le tableau IV.2 suivant :

	$I_N(A)$	CTR	I_{th}	$I_m(A)$	CTS (th)	CTS(m)	$t_c(s)$
F00	363,73	400/5	436,476	1091,19	6	14	1
F02	181,86	200/5	218,232	545,58	6	14	0,7
F03	121,24	150/5	145,488	363,72	5	13	0,7
F04	108,73	150/5	130,476	326,19	5	13	0,7
F07	420,70	500/5	504,84	1262,1	5	13	1,3
F09	313,67	400/5	376,4040	941,01	5	13	1
F10	181,86	200/5	218,232	545,58	6	14	0,7
F11	108,73	150/5	130,476	326,19	5	13	0,7

F12	60,62	75/5	72,744	181,86	5	13	0,7
F55	60,62	75/5	72,744	181,86	5	13	0,7
F56	60,62	75/5	72,744	181,86	5	13	0,7
F57	121,24	150/5	145,488	363,72	5	13	0,7
F54	60,62	75/5	72,744	181,86	5	13	0,7
F53	60,62	75/5	72,744	181,86	5	13	0,7
F52	60,62	75/5	72,744	186,86	5	13	0,7
F32	121,24	150/5	145,488	363,72	5	13	0,7
F33	60,62	75/5	72,744	181,86	5	13	0,7
F34	181,86	200/5	218,232	545,58	6	14	0,7
F48	48,11	50/5	57,732	144,33	6	14	0,7
F49	60,62	75/5	72,744	186,86	5	13	0,7
F16	38,49	50/5	46,188	115,47	5	13	0,7
F40	38,49	50/5	46,188	115,47	5	13	0,7
F41	38,49	50/5	46,188	115,47	5	13	0,7
F42	67,35	75/5	80,82	202,05	6	14	0,7
F19	60,62	75/5	72,744	181,86	5	13	0,7
F46	60,62	75/5	72,744	181,86	5	13	0,7
F47	60,62	75/5	72,744	181,86	5	13	0,7
F06	418,12	500/5	501,744	1254,36	6	14	1,3
F50	615,84	800/5	739,008	1847,52	5	13	1,6
F08	615,84	800/5	739,008	1847,52	5	13	1,6
F51	481,12	500/5	501,744	1443,36	6	14	1,3
F05-AC01	240,56	300/5	288,672	721,68	5	13	1
F04-AC01	240,56	300/5	288,672	721,68	5	13	1
F01-AC01	481,12	500/5	501,744	1443,36	6	14	1,3
CG06	481,12	500/5	501,744	1443,36	5	13	1,6
CG02	615,84	800/5	793,008	1847,52	5	13	1,6
CG08	615,84	800/5	793,008	1847,52	5	13	1,6
CG07	615,84	800/5	793,008	1847,52	5	13	1,6
CG03	615,84	800/5	793,008	1847,52	5	13	1,6
CG01	230,94	300/5	277,132	692,82	5	13	1
F20	230,94	300/5	277,132	692,82	5	13	1

Tableau IV.2 Résultats de calcul des CTS, CTR, et I_c des disjoncteurs

IV.5.4 Vérification de la tenue thermique des câbles et des jeux de barres

Les efforts thermiques sont dus aux dégagements de la chaleur par effet joule pendant le régime de court-circuit.

La tenue thermique du jeu de barres vérifie par rapport à la relation : $I^2 \times t \leq C^{cte}$

La tenue thermique des câbles vérifie par rapport à la relation $I_{cc}^2 \times t \leq S^2 \times K^2$

❖ Tenue thermique des jeux barres

Dans la partie dimensionnement on a calculé la section de jeux de barres convenables ; et dans ce qui suit on va vérifier la tenue thermique de ce derniers en se référant à ceux existence

La tenue thermique des jeux de barres donnée pas le constructeur est :

-25kA.1, 3s Pour le jeu de la barre post 60 à 60kV et jeu de barre de cogénération(TGHT)

- 16kA.1s pour les autres jeux de barres de distribution de 30kV

$$t = \frac{\text{tenu thermique}^2}{I''_{K3}{}^2} = \frac{25^2}{8,8110^2} = 8,05\text{s} \quad (\text{IV.7})$$

Jeu de barre	Tenu thermique	I''_{K3} (kA)	Durée de CC (s)	Vérification
Jdb 60kV	25kA.s	3,748	44,49	Vérifie
Jdb 30kV	16kA.s	8,8960	3,234	Vérifie
Jdb TGHT	25kA.s	8,8110	8,05	vérifie

Tableau IV.3 Vérification de la tenue thermique des jeux de barres

❖ **Tenue thermique des câbles**

Le courant de défaut maximum $I''_{K3max} = 8,905\text{kA}$

$$t \leq \frac{S^2 * K^2}{I_{Cc}^2} \quad (\text{IV.8})$$

Dans ce cas-là la sélectivité est largement vérifiée.

Les câbles de utilisés dans le complexe CEVITAL sont des câbles en Cuivre de diverses section (95mm², 185mm² et 240mm²).

Pour les câbles de 95mm² on a les caractéristiques suivantes :

Tenue thermique de l'âme du câble			Tenue thermique de l'écran du câble	
Câble de	Durée du défaut en s	Intensité admissible	Durée du défaut en s	Intensité admissible
95mm ² CU	0,5	19,49 kA	0,5	1,78 kA
	1	13,87 kA	1	1,43 KA
	2	9,89 kA	2	1,15 KA

Tableau IV.4 Vérification de la tenue thermique des câbles

IV.5.5 Régimes de neutre

La norme NFC 15-100 définit trois régimes de neutre qui sont caractérisés par deux lettres :

- Neutre a la Terre : TT
- Mise au Neutre : TN (2 variantes)
 - TN-S : Neutre et PE séparés
 - TN-C : Neutre et PE confondus

- Neutre Isole : IT

La première lettre : détermine la position du point de neutre.

- **T** : raccordement direct à la Terre.
- **I** : isolé de la terre ou raccordé par une impédance.

La deuxième lettre : détermine le mode de mise à la terre des masses électriques.

- **T** : raccordement direct à la Terre.
- **N** : raccordement ou point de neutre de l'installation ;

Le régime IT se fait pour l'industrie qui assure la discontinuité des services par contre l'entrepris CEVITAL utilise le régime TN (TN-S et TN-C) pour assuré la continuité des services, c'est le régime le plus pratique et efficace.

❖ Tableau récapitulatif

Les solutions que en propose pour améliorée et avoir une bon conduction de l'énergie et :

- Refaire quelques installations des câbles :

Exemple 1: remplacer l'installation sous terrain des câbles par une installation aérienne de P60 vers la salle TGBT

Exemple 2: L'ensemble de nouveau matériel a installées pour réaliser ce bouclage et ces caractéristiques sont recensées dans le tableau IV.3 ci dessous

DESIGNATION	QTE
Poste S/S silos	
Cellule interrupteur départ/arrivée de type IM 36kV	03
Cellule de comptage de type CM 36 kV	01
Cellule disjoncteur simple sectionnement de type DM1-A avec relais de protection type SEPAM S40 communique.....	03
Protection type SEPAM S40communiquant	03
Câble par phase en Cu, isolé en PR de $2*185mm^2$, L=150m de APL vers Silos.....	03
Câble par phase en CU, isolé en PR de $2*25mm^2$, L= 130m de Silos vers affinage.....	03
Caniveau de 10m entre P60 vers le caniveau de l'affinage	01
Poste P60 vers APL	
Câble par phase en CU, isolé en PR de $2*240mm^2$, L= 300m.....	03
Poste Raf huile vers margarinerie	
Câble par phase en CU, isolé en PR de $150mm^2$, L= 130m.....	01
Bouchon vers Conditionnement huile	
Câble par phase en CU, isolé en PR de $95mm^2$, L =30m.....	01
Jdb OSMOS	
de section $S=60mm^2$	01
jdb APL	
de section $S=400mm^2$	01

Conclusion générale

Conclusion générale

L'objectif de ce travail est d'effectuer une étude et analyse sur la sélectivité de la moyenne tension du complexe Cevital Bejaia.

Pour cela, nous avons décrit en premier lieu le réseau existant ainsi que les modifications subis au court du temps. L'analyse du bilan de puissance, nous a amener à constater que la puissance mise à disposition par SONELGAZ est trop chère et insuffisante à celle demandée par le complexe, d'où la production autonome de l'énergie électrique est désormais indispensable pour assurer ces besoins énergétiques ; ainsi l'entreprise Cevital a opté pour le principe de la cogénération.

Par suite, nous avons étudié, en détail, le nouveau réseau de l'installation MT du complexe, en commençant par décrire la cogénération du point de vue équipements et son raccordement au réseau SONELGAZ ; puis nous avons estimé les intensités de défauts pouvant survenir sur chaque partie de l'installation et leur dispositif de protection. Cette partie de l'étude nous a ensuite permis de choisir et régler le système de protection tout en tenant compte des effets thermiques et des efforts électrodynamiques que peuvent supporter les équipements.

A l'issue de l'étude de l'état actuel du réseau électrique du complexe ainsi que les contraintes liées à la protection et les exigences d'exploitation, nous avons pu retenir les points suivants :

- ✓ Le couplage de la cogénération au réseau SONELGAZ fait appel au respect de certaines conditions telles que : la synchronisation, les conditions d'exploitation des matériels... etc ;
- ✓ Tous les équipements de protection installés ont été légèrement surdimensionnés afin d'adapter le réseau aux extensions futures ;
- ✓ Pour la protection des personnes et des biens du complexe, le système électrique doit être doté d'un système de protection faible ;
- ✓ Pour un meilleur fonctionnement, il faut mettre à jour les réglages, à chaque fois que les charges sont modifiées ;
- ✓ La continuité de service est renforcée par une meilleure sélectivité des appareils de protection ;
- ✓ Les câbles et les jeux de barre répondent aux critères de la tenue thermique et électrodynamique, durant le temps d'élimination des défauts.

Enfin, on souhaite que nos résultats soient pris en considération et que notre étude serve de base, à l'avenir, aux autres projets d'études des systèmes de protection.

Bibliographie

- [1] Patrick Jacob, « réseaux de distribution », édition avril, 2014.
- [2] Systèmes d'énergie électrique, « guide de référence » édition septembre, 1998.
- [3] Schneider Electric, « Les architectures de réseaux », catalogue, 2009.
- [4] P. LAGONOTTE, « Les Lignes et Les Câbles Electriques », Cours Université de Poitiers, France, 2008.
- [5] Merlin Gerin, « *Protection des réseaux électriques* », PozzoGrosMonti – Italie, 2003.
- [6] Groupe Sonelgaz, XD « Guide Technique de Distribution », Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.
- [7] C. CLAUDE & D. PIERRE, « Protection des Réseaux de Transport et de Répartition » Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.
- [8] Cahier Technique Merlin Gerin, « les réseaux de distribution publique MT dans le monde », CT 155 édition septembre, 1991.
- [9] M. LAMI, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [10] Schneider Electric, « distribution moyenne tension », septembre, 1999.
- [11] Document Cevital sur le réseau moyen tension existant de complexe Cevital.
- [12] Sélec câble, « câbles moyenne tension HTA », édition janvier, 2006.
- [13] Technique d'ingénieur, « Protection des réseaux moyenne tension de distribution publique », d4018
- [14] Frédérique de masse, Christophe poulain, « calcul de courant de court-circuit » CT158 Septembre, 2006.
- [15] Merlin Gerin, « guide de la protection », (protection contrôle commende), février, 1997.
- [16] Schneider électrique, « guide de protection », (protection de réseaux électrique), CG021/1janvier, 1996.
- [17] Benoit de METZ-NOBLA, Frédéric DUMAS, Christophe poulain, « calcul du courant de court-circuit », CT158 édition septembre, 2005.
- [18] Cahier technique N158, « calcul du courant de court-circuit Schneider électrique », édition septembre, 2005.
- [19] Benoit de METZ-NOBLA, « analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques », cahier technique N18 édition juin, 2005
- [20] Christophe PREVE et robert JEANNOT, « guide de conception de réseaux électrique industrielle », Schneider Electric n° : 68883 427/A février, 1997.

[21] Schneider Electric, « Guide de conception MT », ART86204mars, 2000.

[22] Jacques VERSCHOORE, «Protection des installations industrielles et tertiaires », Techniques de l'ingénieur, D 4820.

[23] François Sautriau, «Protection des réseaux par le système de sélectivité logique», CT 02 novembre, 1990.

[24] Cahier Technique Merlin Gerin, « guide de la protection », ART.065191, édition 2003.

Annexes

ANNEXES

- **Mode de pose**

Le tableau 1 indique, pour chaque mode de pose, la colonne des tableaux des courants admissibles à utiliser pour le choix de la section des conducteurs (voir tableau 4).

Le facteur f_0 correspond au mode de pose ; les facteurs f_1 à f_6 sont explicités ci-après (voir tableaux 2 et 3).

Tableau 1. Mode de pose

Mode de pose	Colonne des tableaux	Facteur de correction à appliquer				
		f_0	0,90	f_1	--	f_5
L3 pose directe dans caniveaux ouverts ou ventilés	(3)	f_0	0,90	f_1	--	f_5
L4 pose directe dans caniveaux fermés	(3)	f_0	0,80	f_1	--	f_5

- **Facteur de correction pour des températures f_1**

Tableau 2. Facteurs de correction pour des températures ambiants différentes d 30°C

(Câbles posés dans l'air)

Température	Nature de l'isolant	
	PVC PE	EPR
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
30	1,00	1,00
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76

- **Facteurs de correction pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles** (Câble posés dans l'air et à l'abri du rayonnement solaire direct) : f_5 et f_6

Tableau 3. Facteur de correction pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles

Mode de pose	Disposition	Nombre de circuit ou de câbles multiconducteurs				
		2	3	4	5	> 9
f_5	Sur tablettes horizontales non perforées	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70
f_6	Sur tablettes horizontales perforées ou sur corbeaux	0,90	0,80	0,80	0,75	0,75

ANNEXES

- **Courant admissibles dans les câbles constitués par trois câbles unipolaires e tension assignée supérieure à 6/6 (7,2) kV et inférieure ou égale à 18/30 (36kV)**

Tableau 4. Courant admissible dans les câbles constitués par trois câbles unipolaires de tension assignée supérieure 6/6 (7,2) et inférieure ou égale à 8/30 (36) kV

Isolé PE*			Section nominal (mm ²)	Isolé EPR ou PR		
(1)	(2)	(3)*		Cuivre	(1)	(2)
110	125	105	16	125	140	130
140	160	135	25	165	185	170
170	195	165	35	195	220	200
200	230	200	50	230	260	245
250	280	250	70	280	320	305
295	335	300	95	335	385	375
335	385	350	120	385	440	425
375	430	395	150	430	495	485
425	490	455	185	490	560	560
490	560	530	240	560	650	660
550	640	610	300	640	730	750
630	720	710	400	720	830	870
700	810	810	500	810	940	1000
790	920	930	630	910	1060	1150
870	1010	1050	800	1010	1170	1300
960	1100	1180	1000	1110	1280	1470
1010	1170	1270	1200	1180	1360	1590
1070	1240	1360	1400	1240	1440	1700
1110	1290	1430	1600	1290	1500	1790
(1)	(2)	(3)	Aluminium	(1)	(2)	(3)
86	96	81	16	98	110	99
110	125	105	25	125	140	130
130	150	130	35	150	170	160
155	180	155	50	180	205	190
190	220	190	70	220	250	235
230	260	235	95	260	300	290
260	300	270	120	300	340	330
290	335	305	150	335	385	375
330	380	355	185	380	435	430
385	445	420	240	440	510	510
435	500	480	300	500	570	590
495	570	560	400	570	660	680
560	650	750	500	640	740	790
640	740	860	630	740	850	930
720	830	990	800	830	960	1060
800	930	1090	1000	930	1070	1230
860	1000	1170	1200	1000	1160	1350
920	1060	1240	1400	1060	1230	1450
960	1110	1240	1600	1110	1290	1540

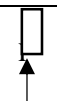

ANNEXES

- Valeurs de coefficient K

Tableau 5. Valeurs du coefficient k

	Isolants			
	PVC		PR	
	PE		EPR	
Conducteurs actif	--		--	
-en cuivre	115		143	
-en aluminium	74		94	
Conducteurs de protection	a	▶	a	▶
-en cuivre	143	115	176	143
-en aluminium	95	75	116	94
-en acier	52	--	64	--

Tableau 6. Caractéristique électrique mécanique pour barres en cuivre de section rectangulaire

L*e (mm)	Section (mm ²)	Poids linéique (Kg/m)	Courant alternatif en Ampère (f=40 a 60HZ) 30°C								Valeur statique pour une barre							
			Conducteurs peints				Conducteurs nus											
			Nbre de conducteurs				Nbre de conducteurs											
			1	2	3	4	1	2	3	4	I/V (cm ³)	I (cm ⁴)	I/V (cm ³)	I (cm ⁴)				
12*2	24	0,065	100	180					80	140								
20*3	60	0,162	195	340					145	270			0,048	0,028	0,008	0,045		
25*3	75	0,202	240	410					180	330			0,200	0,200	0,030	0,005		
30*3	90	0,243	280	480					205	385			0,321	0,390	0,037	0,007		
30*5	150	0,405	360	625					270	500			0,450	0,675	0,045	0,031		
40*10	400	1,08	670	1200	1650	2250			515	975	1350	1800	0,750	1,125	0,125	0,333		
80*10	400	2,16	1230	2100	2760	3680			930	1650	2300	3100	10,66	42,6	1,33	0,666		
100*10	100	2,90	1500	2450	3200	4300			1100	1950	2700	3700	16,66	83,3	1,666	0,833		

- Le coefficient K_n est fonction de nombre du support

Tableau 7. Coefficient dépend du nombre du support

n	2	3	4	≥5
K_n	0,5	1,25	1,10	1,14

- Tableau de vérification des jeux de barres

			Dimensions des barres (mm)							
			100*10	80*10	80*5	80*3	50*10	50*8	50*6	50*5
Disposition*	S	cm ²	10	8	4,8	0,14	2,4	5	4	2,5

ANNEXES

- **Pouvoir de coupure**

Tableau 8. Valeurs du pouvoir de coupure assigné en court-circuit maximale (kA)

Valeurs du pouvoir de coupure assigné en court-circuit maximal (kA)										
PdC	6,3	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50

- **Pouvoir de coupure**

Tableau 9. Valeurs du Pdf en fonction du PdC

PdC	Pdf
$4,5 \text{ kA} < P_{dc} \leq 6 \text{ kA}$	$1,5 * P_{dc}$
$6 \text{ kA} < P_{dc} \leq 10 \text{ kA}$	$1,7 * P_{dc}$
$10 \text{ kA} < P_{dc} \leq 50 \text{ kA}$	$2 * P_{dc}$
$20 \text{ kA} < P_{dc} \leq 50 \text{ kA}$	$2,1 P_{dc}$
$50 \text{ kA} < P_{dc}$	$2,2 P_{dc}$