

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Abderrahmane MIRA Béjaia



Faculté de technologie

Département de Génie Electrique



Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master en Génie Electrique

Option : Electrotechnique Industrielle

Thème

Etude et dimensionnement technique d'une installation électrique industrielle

Présenté par :

CHAOU Sami

BOUNECER Massinissa

Encadreur :

M^r ATROUNE Salah

Soutenu le : 28/09/2020

Promotion 2019/2020

Remerciements

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

En exprimant notre profonde gratitude à notre promoteur M^r S. ATROUNE qui a contribué à la réalisation de ce mémoire, Pour nous avoir honorés en acceptant de diriger ce travail et pour ses orientations, ses conseils et sa grande patience tout au long de la période de travail.

Egalement nos remerciements aux membres du jury pour avoir accepté d'évaluer ce travail et pour toutes leurs remarques et critiques, ainsi que le personnel et les enseignants de la faculté de technologie.

Et enfin, à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

Dédicaces

Aucun mot, aucune expression ne pourront témoigner mon amour, ma reconnaissance et gratitude envers ceux qui m'ont guidés et encouragés, autant par leurs sacrifices abondants que par leurs soutien inconditionnel gravés aux fonds de mon cœur et esprit, envers ceux qui m'ont fait ce que je suis devenue aujourd'hui.

Je dédie ce modeste travail, fruit de mes études :

D'abord à deux personnes que j'aime énormément et que je respecte, mes chers parents qui m'ont accompagnés et encouragés durant ma formation, que Dieu les protèges.

A mon cher frère : Hafid

A mes chères sœurs : Lila, Siham, Katia et à la mémoire de ma chère Ouahiba

A mes chers neveux : Billal, Saber, Kilane, Hani et Wassim

A mes deux chères nièces : Elyne et Céline

A la mémoire de mes chers grands parents Ahmed et Daouia

A mes oncles, mes tantes, cousins et cousines

A la personne qui m'a beaucoup soutenu : Wissem

A mes chers amis : Nadir, Ranou, Saadi, Billal, Halim, Massi cacnaq, Atmane, Oualid, Ghanou et Karim

A mon promoteur ATROUNE Salah et à toute ma promotion 2019/2020

Sami

DEDICACES

A ma très chère mère

Quoi que je fasse ou que je dise, je ne saurais point te remercier comme il se doit.

Ton affection me couvre, Ta bienveillance me guide et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles.

A mon très cher père

Tu as toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager.

Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection

A mon très cher frère Amirouche et mes sœurs Sabrina et Kahina

A mes très chers amis Sami, Moussa, makhlouf et Rami

Puisse dieux vous donner santé, bonheur, courage et surtout réussite

Massinissa

Liste des abréviations

Abréviation	Signification
BTA	Basse Tension A
BT	Basse Tension
C	Condensateur
Cc	Court-circuit
f	fréquence
<i>f</i>	Facteur de correction (moyenne tension)
HT	Haute Tension
HTA	Haute Tension A
HTB	Haute Tension B
IT	Neutre isolé et masse à la terre
Ia	Courant absorbée
Ib	Courant d'emploi
In	Courant nominal
Icc	Courant de court-circuit
Iz	Courant équivalent
Iad	Courant admissible
JB	Jeux de barres
ku	Facteur d'utilisation
ks	Facteur de simultanéité
ke	Facteur d'extension
K	Facteur de correction (basse tension)
L	Longueur
<i>m</i>	Rapport de transformation
MT	Moyenne tension
PEN	Conducteur de protection et conducteur de neutre confondus
PR	Polyéthylène Réticulé
PVC	Polychlorure de vinyle
Pn	Puissance nominale
Pa	Puissance absorbée
PdC	Pouvoir de coupure
Pu	Puissance utilisée
Qa	Puissance réactive absorbée
Qc	Puissance réactive de compensation
R	Résistance
R_T	Résistance du transformateur
S	Section

Su	Puissance apparente utilisée
Sa	Puissance apparente absorbée
Sn	Puissance apparente nominale
TN	Neutre à la terre et masse au neutre
TNS	Neutre à la terre, masse au neutre, conducteur de neutre et de protection séparés
TGBT	Tableau Générale Basse Tension
TT	Neutre à la terre et masse à la terre
TNC	Neutre à la terre, masse au neutre, conducteur de neutre et de protection confondus
tc	temps de coupure
Un	Tension nominale
Ucc	Tension de court-circuit
X	Réactance
X_T	Réactance du transformateur
Z	Impédance
θ	Température
λ	Réactance linéique des conducteurs, en Ω/m
ρ	Résistivité du conducteur en service normal
η	Rendement

Liste des figures

Figure I-1 : Neutre isolé ou impédant (schéma IT) en basse tension.....	7
Figure I-2 : Neutre mis directement à la terre (schéma TT) en basse tension	9
Figure I-3 : Schéma TNC.....	10
Figure I-4 : Schéma TNS	11
Figure I-5 : Cc triphasé	14
Figure I-6 : Cc monophasé terre	14
Figure I-7 : Cc biphasé isolé	15
Figure I-8 : Cc biphasé terre	15
Figure I-9 : Courbe de déclenchement électronique	19
Figure I-10 : Courbe de déclenchement magnétothermique.....	20
Figure II-1 : Schéma unifilaire de l'installation	29
Figure II-2 : Exemple de condensateurs fixes	40
Figure II-3 : Exemple de batterie à régulation automatique	40
Figure II-4 : Compensation globale	41
Figure II-5 : Compensation partielle.....	41
Figure II-6 : Compensation individuelle.....	42
Figure II-7 : Triangle des puissances	43
Figure III-1 : Constitution d'un câble BT.....	48
Figure III-2 : Constitution d'un câble MT.....	48
Figure III-3 : Logigramme de détermination de la section minimale d'un câble en moyenne tension	49
Figure III-4 : Procédure de calcul d'Icc pour la conception d'une installation électrique	65

Figure III-5 : Récapitulation des impédances des différents éléments d'un réseau BT	67
Figure IV-1 : Zones de charge d'une canalisation	72
Figure IV-2 : Courbe de contrainte thermique des disjoncteurs	74
Figure IV-3 : Courbe de fonctionnement d'un fusible.....	75

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Facteur de simultanéité (ks) pour coffrets divisionnaires, terminaux (norme NF C 15-100 paragraphe 311.3).....	25
Tableau I-2 : Facteur de simultanéité (ks) pour tableau général, tableau de distribution secondaire (norme NF C 63-410) si les conditions sont inconnues	25
Tableau I-3 : Organismes de normalisations	27
Tableau I-4 : Normes CEI et leurs domaines de spécification	27
Tableau II-1 : Identification des différents circuits électriques de l'installation.....	30
Tableau II-2 : Identification des puissances absorbées des charges	32
Tableau II-3 : Bilan de puissance installée.....	33
Tableau II-4 : Bilan de puissance utilisée de l'installation.....	34
Tableau II-5 : Bilan de puissance totale de toute l'installation	37
Tableau II-6 : Caractéristiques du transformateur adéquat pour l'installation.....	39
Tableau II-7 : Puissances réactives avant et après compensation	45
Tableau II-8 : Type de compensation de l'énergie réactive	46
Tableau III-1 : Résultats de calcul de la section selon l'échauffement	55
Tableau III-2 : Formules de calcul de la chute de tension	56
Tableau III-3 : Chutes de tension admissibles dans les réseaux BT	57
Tableau III-4 : Vérification des sections par rapport aux chutes de tensions	58
Tableau III-5 : Vérification des sections calculées selon la surcharge due au court-circuit ..	60
Tableau III-6 : Résistances et réactances du réseau amont ramenées au secondaire du transformateur	67
Tableau III-7 : Résultat de calcul des courants de court-circuit.....	68

Tableau IV-1 : Résultats du choix des disjoncteurs de l'installation.....76

Sommaire

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale.....1

Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques

I.1 Introduction.....2

I.2 Types de réseaux électriques.....2

I.2.1 Réseaux de transport et d'interconnexion.....2

I.2.2 Réseaux de répartition.....2

I.2.3 Réseaux de distribution.....2

I.2.3.1 Réseaux de distribution à moyenne tension.....2

I.2.3.2 Réseaux de distribution à basse tension.....3

I.3 Différentes structures des réseaux électriques3

I.3.1 Réseau à structure radiale3

I.3.2 Réseau à structure bouclée.....3

I.3.3 Réseau à structure maillée.....4

I.4 Postes électriques4

I.4.1 Définition d'un poste électrique.....4

I.4.2 Types de postes électriques.....4

I.4.3 Objectifs des postes électriques4

I.4.4 Différents éléments d'un poste électrique.....5

I.5 Les régimes de neutre7

I.5.1 Définition7

I.5.2 Différents régimes de neutre7

I.5.2.1 Neutre isolé ou impédant IT7

I.5.2.2 Neutre mis directement à la terre TT8

I.5.2.3 Mise au neutre TN	10
I.6 Les défauts dans les réseaux électriques	11
I.6.1 Définition	11
I.6.2 Caractéristiques des défauts	12
I.6.2.1 En fonction du nombre de conducteurs affectés	12
I.6.2.2 En fonction de la durée	12
I.6.2.3 Intensité du courant de court- circuit	13
I.6.3 Les différents types de défauts	13
I.6.3.1 Les courts- circuits	14
I.6.3.2 Les surtensions	15
I.6.3.3 Les surcharges	15
I.6.3.4 Les Oscillations	16
I.6.3.5 Les déséquilibres	16
I.7 Protection des réseaux électriques	16
I.7.1 Définition et rôle de la protection	16
I.7.2 Problème de la protection	17
I.7.3 Qualités fondamentales d'une protection électrique	17
I.7.4 Différents types de protections	17
I.7.4.1 Protections ampèremétriques	17
I.7.4.2 Protections voltmétriques	17
I.7.4.3 Protections directionnelles	18
I.7.4.4 Protections wattmétriques	18
I.7.4.5 Protections différentielles	18
I.7.4.6 Protections de masse	18
I.7.5 Appareillage de protection	19
I.7.5.1 Disjoncteurs	19
I.7.5.2 Relais	20
I.7.5.3 fusibles	21
I.7.5.4 Sectionneurs	22
I.7.5.5 Interrupteurs	22
I.7.5.6 Le sectionneur de terre	22
I.7.5.7 Parafoudre	22
I.7.5.8 Transformateur de courant (TC)	22

I.7.5.9 Transformateur de tension(TT).....	23
I.8 Les puissances	23
I.8.1 Bilan de puissance.....	23
I.8.2 La puissance d'une installation industrielle	23
I.8.2.1 Puissance installée P_n	23
I.8.2.2 Puissance absorbée P_a	23
I.8.2.3 Puissance d'utilisation P_u	24
I.9 Règlementations et normes	26
I.9.1 La Normalisation	26
I.9.2 Organismes de normalisations et normes internationales	26
I.10 Conclusion	27

Chapitre II

Bilan de puissance de l'installation

II.1 Introduction	28
II.2 Schéma unifilaire de l'installation	28
II.3 Identification des différents circuits électriques de l'installation	30
II.4 Calcul de la puissance installée	31
II.5 Calcul de la puissance d'utilisation	33
II.6 Détermination du facteur de puissance total de l'installation	37
II.7 Choix et dimensionnement du transformateur	37
II.7.1 Calcul du rapport de transformation	37
II.7.2 Calcul du courant secondaire.....	38
II.7.3 Calcul du courant primaire	38
II.7.4 Détermination de la tension de court-circuit U_{cc}	38
II.8 Choix et dimensionnement du groupe électrogène	39
II.9 Compensation de l'énergie réactive.....	39
II.9.1 Principe de la compensation	39
II.9.2 Matériel et mode de compensation de l'énergie réactive	40

II.9.2.1 Mode de compensation de l'énergie réactive	41
II.9.3 Installation de batteries de compensation	42
II.9.4 Techniques de détermination de la puissance réactive	42
II.9.5 Calcul des valeurs de capacités des condensateurs	44
II.9.6 Calcul de la puissance de compensation.....	45
II.9.7 Protection des batteries de condensateurs	45
II.9.8 Vérification du type de compensation	46
II.10 Conclusion.....	46

Chapitre III

Dimensionnement des équipements de l'installation

III.1 Introduction	47
III.2 Conditions générales.....	47
III.3 Constitutions d'un câble électrique.....	48
III.3.1 Câble BT	48
III.3.2 Câble MT.....	48
III.4 Détermination de la section du câble MT	49
III.4.1 Détermination pratique de la section minimale d'un câble moyenne tension	49
III.4.2 Principe de la méthode	49
III.4.3 Courant maximal d'emploi I_b	50
III.4.4 Facteurs de correction et choix de la section S_1 satisfaisant l'échauffement	50
III.4.5 Vérification des contraintes thermiques S_2	51
III.4.6 Vérification des chutes de tensions	51
III.5 Détermination des sections des câbles en basse tension	52
III.5.1 Méthode de calcul	52
III.5.2 Calcul de la section technique	54
III.5.2.1 Calcul de la section selon l'échauffement S_j	54
III.5.2.2 Calcul de la section selon la chute de tension S_z	56
III.5.2.3 Vérification des sections calculées selon la surcharge due au court-circuit...59	
III.6 Dimensionnement des jeux de barres	61
III.6.1 Définition	61

III.6.2 Calcul du courant admissible I_{ad}	62
III.6.3 Vérification de la tenue thermique	62
III.6.4 L'échauffement dû au courant de court-circuit	63
III.7 Déterminations des courants de court-circuit.....	65
III.7.1 Méthode de calcul	65
III.7.2 Calcul des courants de court-circuit par la méthode des impédances	66
III.8 Conclusion	70


Chapitre IV

Dimensionnement et choix des protections

IV.1 Introduction.....	71
IV.2 Définition	71
IV.3 Protection contre les surcharges.....	71
IV.4 Protection contre les courts-circuits.....	73
IV.4.1 Pouvoir de coupure	74
IV.4.2 Association ou coordination des protections	74
IV.4.3 Protection par disjoncteur	74
IV.4.4 Protection par fusible	75
IV.5 Dimensionnement et choix des disjoncteurs de protection	75
IV.5.1 Calibres et pouvoirs de coupure (PdC) des différents disjoncteurs des départs	75
IV.5.2 Calibrage de disjoncteur de tête	75
IV.6 Conclusion	77

Références bibliographiques

Annexe



*Introduction
générale*

Introduction générale

Aujourd'hui, le monde connaît une grande concurrence au niveau de l'industrie, la rapidité et l'efficacité du processus de fabrication paraît très important, mais certainement il y'a une chose plus essentielle qui accélère et garantie tout cela, c'est bien la fiabilité des installations électriques industrielles.

Si on parle sur les installations électriques industrielles, on parle d'une grosse famille qui est l'électricité. Afin de bien maîtriser cette dernière, il faut choisir les bons équipements et éléments électriques (câbles, transformateurs, disjoncteurs, relais etc...).

La réussite des installations électriques ne se concentre pas seulement sur le fonctionnement mais aussi sur la garantie maximale de la sécurité du matériel et surtout des personnes qui manipulent ce matériel, pour cela, il est recommandé de tout savoir sur l'emplacement des équipements utilisés dans chaque installation ainsi que leurs dimensions et assurer un plan d'entretien adéquat.

L'ensemble des équipements qui garantissent le bon fonctionnement d'une installation électrique industrielle est réuni dans un tableau de distribution électrique, ce dernier est le point de passage indispensable du courant électrique, il intègre les appareils qui assurent la distribution de l'énergie électrique, la protection des circuits, la protection des personnes, le contrôle et la commande de l'installation.

Le but de notre projet est de savoir comment faire l'étude et le dimensionnement de n'importe quelle installation électrique industrielle tout en présentant les étapes à suivre.

Notre travail concerne l'étude et dimensionnement technique d'une installation électrique industrielle. Ainsi ce travail est façonné selon les démarches suivantes :

- ✓ Le premier chapitre sera consacré aux généralités sur les réseaux électriques ;
- ✓ Dans le deuxième chapitre nous aborderons une présentation brève des différents tronçons présentés dans le schéma unifilaire, puis nous procéderons au calcul du bilan de puissance et choisir le transformateur adéquat pour l'installation ;
- ✓ Le choix des sections des câbles, le dimensionnement des jeux de barres et la détermination des courants de courts-circuits seront présentés dans le troisième chapitre ;
- ✓ Au dernier chapitre, nous traiterons le dimensionnement et le choix des éléments de protection.



Chapitre I

Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques

I.1 Introduction

Le raccordement des installations industrielles ou bâtiments se fait sur un réseau moyenne tension ou bien sur un réseau basse tension, tout dépend de l'utilisation nécessaire. Afin d'assurer le meilleur fonctionnement, la protection du réseau électrique est obligatoire, ce qui ne va pas porter atteinte aux personnes et aux biens.

Dans ce qui suit nous allons présenter :

I.2 Types de réseaux électriques

Il existe trois types de réseaux électriques :

I.2.1 Réseaux de transport et d'interconnexion :

Le rôle essentiel des réseaux de transport et d'interconnexions est :

- 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) [1, 2].

I.2.2 Réseaux de répartition :

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

I.2.3 Réseaux de distribution :

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

I.2.3.1 Réseaux de distribution à moyenne tension :

HTA (30 et 10 kV le plus répandu).

- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,

- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte [3].

I.2.3.2 Réseaux de distribution à basse tension :

BTA (230 / 400 V),

- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés [3].

I.3 Différentes structures des réseaux électriques [3]

On distingue 3 structures basées sur les qualités de service :

I.3.1 Réseau à structure radiale :

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

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

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

I.3.2 Réseau à structure bouclée :

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

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

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

I.3.3 Réseau à structure maillée :

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

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

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

I.4 Postes électriques

I.4.1 Définition d'un poste électrique :

Les postes électriques sont des éléments principaux du réseau électrique. Ils reçoivent l'énergie électrique, la transforment (en passant d'un niveau de tension à autre) et la répartissent (en assurant la jonction des différents réseaux électriques). On y trouve un certain nombre d'appareils électriques (transformateurs, disjoncteurs, sectionneurs...) qui participent au bon fonctionnement du réseau [4].

I.4.2 Types de postes électriques [5]:

Il existe quatre grandes catégories de postes électriques, selon le rôle à accomplir, on distingue :

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

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

I.4.3 Objectifs des postes électriques [4]:

Les postes électriques ont 3 fonctions principales :

- ✚ Le raccordement de plusieurs réseaux d'électricité.
- ✚ L'interconnexion entre les différentes lignes électriques.
- ✚ La transformation de l'énergie en différents niveaux de tension.

I.4.4 Différents éléments d'un poste électrique :

Les éléments d'un poste électrique se décomposent en deux parties "éléments primaires" (équipements haute tension) et "éléments secondaires" (équipements basse tension)

Parmi les équipements primaires on trouve :

* Transformateur de puissance :

Un transformateur de puissance est un appareil électrique essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques. Sa définition selon la CEI est la suivante : « Appareil statique à deux enroulements ou plus qui par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique ». Il peut être monophasé ou triphasé, en plus il existe deux types de transformateur [4]:

- Transformateurs élévateurs U primaire inférieur à U secondaire.
- Transformateurs abaisseurs U primaire supérieur à U secondaire.

* Disjoncteurs :

Un disjoncteur est un appareil qui peut interrompre des courants importants, qu'il s'agit du courant normal ou des courants de défauts. Il peut donc être utilisé comme un gros interrupteur, commandé sur place par un bouton poussoir ou télécommandé. De plus, le disjoncteur ouvre un circuit automatiquement dès que le courant qui le traverse dépasse une valeur prédéterminée. Quand il sert à interrompre les forts courants de court-circuit, il joue le même rôle qu'un fusible, mais il a un fonctionnement plus sûr pas besoin de le remplacer après chaque interruption.

Les disjoncteurs les plus répandus sont :

- Les disjoncteurs à air comprimé.
- Les disjoncteurs à l'huile.
- Les disjoncteurs à vide.
- Les disjoncteurs au SF₆.

Dans les disjoncteurs à gaz, le courant est coupé lorsqu'un soufflage suffisant est exercé sur l'arc électrique pour le refroidir et l'interrompre [4].

*** Sectionneurs :**

Les sectionneurs sont des appareils destinés à ouvrir ou fermer un circuit électrique à vide, ne possèdent aucun pouvoir de coupure, ils permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de tout courant. La fonction principale d'un sectionneur haute tension est de pouvoir séparer un élément d'un réseau électrique afin de permettre à un opérateur d'effectuer une opération de maintenance sur cet élément sans risque de choc électrique [4].

*** Sectionneur de mise à la terre :**

Les sectionneurs de mise à la terre sont des interrupteurs de sécurité qui isolent un circuit et qui grâce à leur mise à la terre empêche l'apparition de toute tension sur la ligne pendant les réparations [4].

*** Transformateur de courant :**

Selon la définition de la CEI, un transformateur de courant est « un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle voisin de zéro pour un sens approprié des connexions ». La caractéristique la plus importante d'un transformateur de courant est donc son rapport de transformation, exprimé par exemple sous la forme 400A/ 1A. L'équipement de mesure connecté à son secondaire est en général un ampèremètre, mais on peut également brancher un wattmètre ou des relais de protection. Tous sont conçus pour mesurer des courants de quelques ampères [4].

*** Transformateur de tension :**

Un transformateur de tension, est un élément qui permet d'obtenir au niveau de son secondaire une tension proportionnelle à celle du réseau sur lequel il est raccordé. Il alimente en général des appareils de mesure et des relais de protection. Il est constitué d'un enroulement primaire, d'un circuit magnétique, d'un ou plusieurs enroulements secondaires, le tout enrobé dans une résine isolante [6].

*** Jeux de barres :**

Un jeu de barres est un ouvrage électrique triphasé dominant sur la longueur du poste. Il permet de relier entre eux les départs de même tension qui y aboutit. Un poste électrique peut être doté d'un, deux ou trois jeux de barres pour une tension donnée.

Les jeux de barres sont typiquement soient des barres plates, soient des tubes [4].

I.5 Les régimes de neutre

I.5.1 Définition :

Le régime de neutre correspond au type de liaison effectuée entre le neutre d'un réseau triphasé et la terre [7].

I.5.2 Différents régimes de neutre :

En basse tension, les régimes de neutre et les schémas des liaisons à la terre sont régis par les normes **CEI 364** et **NFC 15-100**. Trois schémas sont pris en considération. Chaque schéma est défini par deux lettres [8].

La première lettre définit la situation du point neutre par rapport à la terre :

- **T** : liaison directe du point neutre à la terre
- **I** : point neutre, soit isolé de la terre, soit relié à la terre par une impédance de valeur élevée [8].

La deuxième lettre définit le mode de raccordement des masses de l'installation électrique :

- **T** : les masses sont interconnectées et reliées directement à la terre, indépendamment de la mise à la terre éventuelle du point neutre.
- **N** : les masses sont reliées directement au conducteur neutre [8].

I.5.2.1 Neutre isolé ou impédant IT :

Le neutre est isolé ou relié à la terre par une impédance de valeur élevée (première lettre **I**).

Une impédance de 1700Ω est fréquemment employée.

Les masses des récepteurs sont interconnectées soit totalement, soit par groupes. Chaque groupe interconnecté est relié à une prise de terre (deuxième lettre **T**). Il est possible qu'une ou plusieurs masses soient reliées séparément à la terre [8].

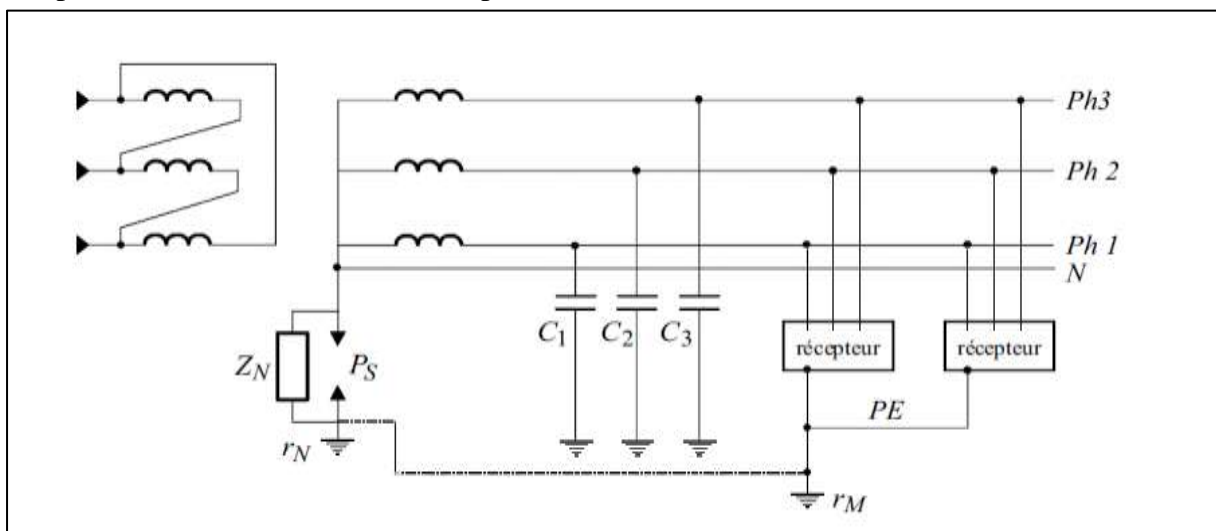


Figure I-1 : Neutre isolé ou impédant (schéma IT) en basse tension [8]

En cas de défaut : [3,9]

- a) Comportement au premier défaut : Le premier défaut se referme par la mise à la terre du neutre du transformateur (impédance forte ou infinie). La tension de défaut n'est pas dangereuse. Continuité de l'exploitation, le contrôleur permanent d'isolement CPI détecte ce courant de défaut et le signale afin qu'une recherche et une réparation du défaut intervienne avant le deuxième défaut.
- b) Comportement au deuxième défaut : Lorsqu'un deuxième défaut apparaît, et que le premier défaut n'a pas été éliminé, deux cas sont à examiner :
 - Le défaut concerne le même conducteur actif: rien ne se passe et l'exploitation peut continuer.
 - Le défaut concerne deux conducteurs actifs différents : si toutes les masses sont interconnectées, le défaut double est un court-circuit, risque d'électrisation.

Avantages : [3,9]

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

Inconvénients : [3,9]

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

I.5.2.2 Neutre mis directement à la terre TT :

Le point neutre est relié directement à la terre (première lettre **T**). Les masses des récepteurs sont interconnectées, soient toutes ensemble, soient par groupes, soit individuellement et sont reliées à la terre (deuxième lettre **T**). La protection est assurée au moyen de dispositifs

différentiels résiduels. Toutes les masses protégées par le même dispositif de protection doivent être reliées à la même prise de terre.

La prise de terre du neutre et celle des masses peuvent ou non être interconnectées ou confondues. Le neutre peut être distribué ou non [8].

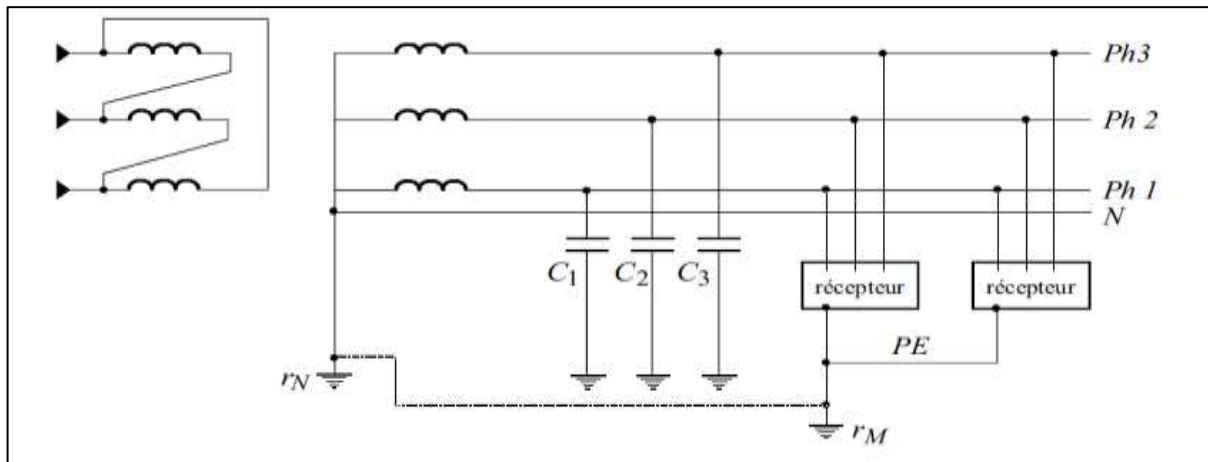


Figure I-2 : Neutre mis directement à la terre (schéma TT) en basse tension [8]

En cas de défaut :

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

Les résistances de terre étant généralement faibles, cette tension est dangereuse, il est donc obligatoire de prévoir une déconnexion automatique de la partie de l'installation concernée par le défaut [3,9].

Avantages [3,9]:

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

Inconvénients [3,9]:

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

- Pas de continuité de service lors d'un défaut d'isolement.

I.5.2.3 Mise au neutre TN :

Le point neutre est relié directement à la terre (première lettre **T**). Les masses des récepteurs sont reliées au conducteur neutre (deuxième lettre **N**). On distingue deux schémas possibles suivant que le conducteur neutre et le conducteur de protection sont confondus ou non [8].

Premier cas [8]:

Les conducteurs de neutre et de protection sont confondus en un seul conducteur appelé **PEN**.

Le schéma est identifié par une troisième lettre **C** et est noté **TNC**

- ◆ Il est recommandé de relier le **PEN** régulièrement à la terre afin de limiter son niveau de potentiel par rapport au sol
- ◆ Ce schéma est interdit pour les sections inférieures à 10 mm² cuivre et 16 mm² aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est également interdit en aval d'un schéma **TNS**.

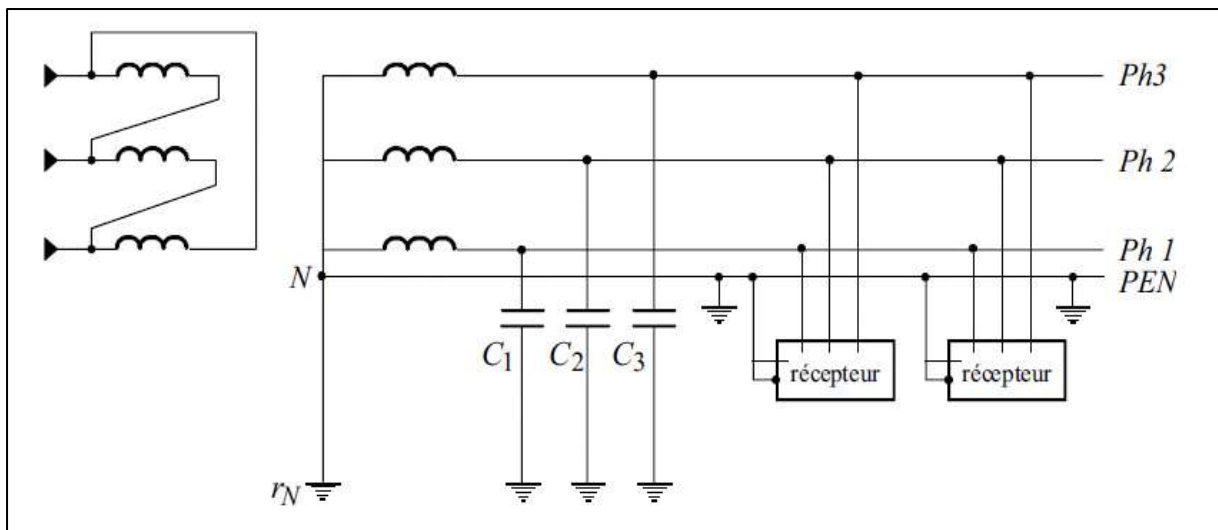


Figure I-3 : Schéma TNC [8]

Deuxième cas :

Le conducteur de neutre et le conducteur de protection sont séparés. Le schéma est alors identifié par la troisième lettre **S** et est noté **TNS**.

Des prises de terre doivent être réparties uniformément le long du conducteur de protection. En **TN**, ce schéma est obligatoire pour des sections inférieures à 10 mm² cuivre ou 16 mm² aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est interdit en amont d'un schéma **TNC** [8].

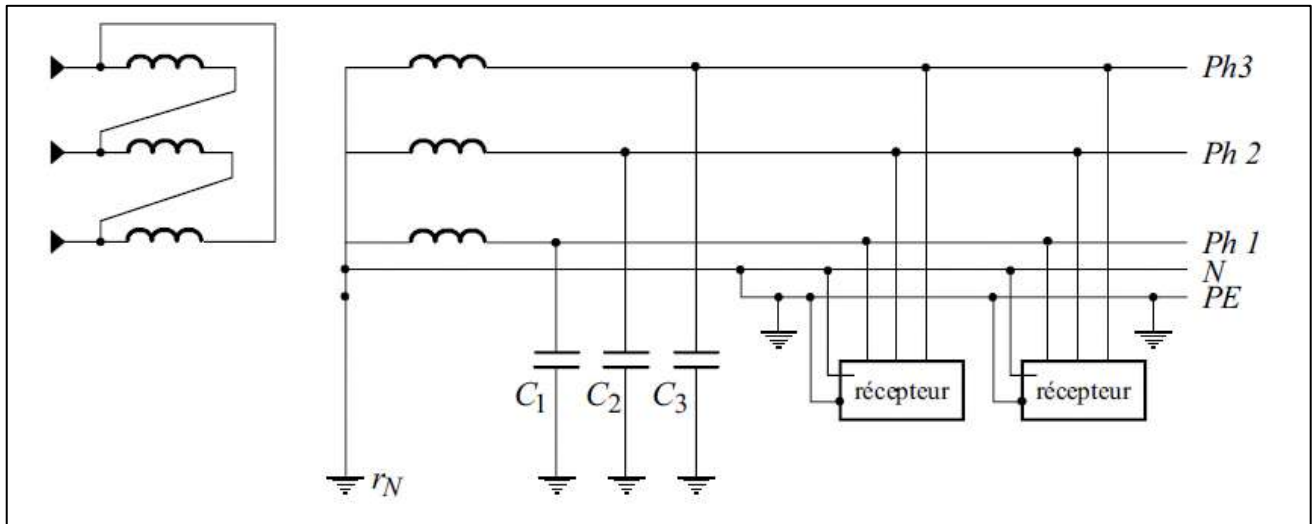


Figure I-4: Schéma TNS [8]

En cas de défaut :

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

Suite à un défaut d'isolement, le courant de défaut est très important, puisqu'il équivaut à un court-circuit monophasé entre phase et neutre. Le courant n'est limité que par la résistance du câble d'alimentation [3,9].

Avantage et inconvénients du régime TNS [3,9]:

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

Avantage et inconvénients du régime TNC [3,9]:

- Economie des conducteurs.
- Déclenchement obligatoire au premier défaut.
- Le neutre ne peut être coupé, ce qui est dangereux du fait de ces variations de potentiel, dus aux courants de charges et aux courants d'isollements.

I.6 Les défauts dans les réseaux électriques

I.6.1 Définition :

On appelle un défaut, toute perturbation qui engendre des modifications des paramètres électriques d'un ouvrage, il est caractérisé par un phénomène non conforme au

fonctionnement normal du réseau et pouvant dans certains cas conduire à un effondrement électrique de celui-ci et la mise en danger de son environnement [24].

*** Origines des défauts :**

Les défauts dans un réseau électrique peuvent avoir différentes origines [24]:

- mécanique (une rupture de conducteurs ou une liaison électrique accidentelle entre deux condensateurs par un corps étranger).
- électrique (une dégradation de l'isolement entre phases ou entre une phase et la masse ou la terre, ou suite aux surtensions dues à cause de manœuvres ou coups de foudre).
- humaine, par exemple la mise à la terre d'une phase, un couplage entre deux sources de tension différentes ou des phases différentes ou la fermeture par erreur d'un appareil de coupure.

I.6.2 Caractéristiques des défauts :

Les défauts peuvent être caractérisés par leur nombre de conducteurs, leur durée et l'intensité du courant.

I.6.2.1 En fonction du nombre de conducteurs affectés [24]:

Triphasé : Il s'agit d'un défaut entre trois phases par l'intermédiaire de la terre ou non.

Biphasés : entre deux phases du réseau.

Biphasé : Il s'agit d'un défaut entre deux phases par l'intermédiaire de la terre.

Monophasé : Il s'agit d'un défaut entre une phase et la terre.

I.6.2.2 En fonction de la durée :

On effectue généralement le classement des défauts en fonction de leur durée. Cette dernière a un impact sur le comportement des protections. On distingue les défauts :

a) Défauts auto-extincteurs :

Ils disparaissent naturellement avant le fonctionnement des protections, en une durée inférieure à environ 100 ms [3, 24, 25].

b) Défauts fugitifs :

Ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service après une ouverture d'environ 0,3 s ou par le disjoncteur shunt [3, 24, 25].

c) Défauts semi-permanents :

Ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service à l'issue du 1er ou du 2ème ré enclenchement lent [3, 24, 25].

d) Défauts permanents :

Ils mettent le réseau hors tension et nécessitent l'intervention du personnel d'exploitation d'abord pour isoler l'équipement en défaillance, rétablir l'équipement en défaut [24].

e) Défauts évolutifs :

Défaut monophasé évoluant au même lieu en défaut biphasé ou triphasé (accompagné d'un creux de tension perceptible par les clients) [3, 24, 25].

f) Défauts intermittents :

Ce sont des défauts monophasés de durée de 10 à 20 ms qui se réamorcent selon une périodicité généralement comprise entre 100 et 200 ms. On les trouve actuellement sur les réseaux souterrains (1 % des défauts) et surtout sur les réseaux compensés [3, 24, 25].

Ces défauts ne se produisent pas à la même fréquence, car les statistiques donnent la répartition suivante :

- Auto-extincteurs : 5 %.
- Fugitifs : 70 % à 80 %.
- Semi-permanents : 05 % à 15%.
- Permanents : 05% à 15 %.

Ces chiffres justifient l'utilisation d'appareils automatiques qui coupent les départs affectés le temps nécessaire à l'élimination des défauts non permanents [24].

I.6.2.3 Intensité du courant de court-circuit :

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme de court-circuit et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutres [24].

I.6.3 Les différents types de défauts :

Ils sont au nombre de 5 qu'il faudra éliminer du réseau à chaque fois qu'ils apparaissent sinon, ils seront en mesure de générer des conséquences graves sur le matériel et le personnel exploitant.

I.6.3.1 Les courts- circuits :

* Définition :

C'est une rencontre ou 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 [23, 20].

* Origines du court-circuit :

1. Elle peut être mécanique : rupture de conducteurs, liaison accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger tel qu'outils ou animaux.
2. Elle peut être électrique : suite à la dégradation de l'isolement entre phases, ou entre phase et masse ou terre, ou suite à des surtensions d'origine interne (manœuvre) ou atmosphérique (coup de foudre).
3. Elle peut provenir d'une erreur d'exploitation : mise à la terre d'une phase, couplage entre deux sources de tension différentes ou de phases différentes, fermeture par erreur d'un appareil de coupure [24].

* Types de courts- circuits :

Plusieurs types de courts- circuits peuvent se produire dans un réseau électrique [24]:

- ◆ court-circuit triphasé : il correspond à la réunion des trois phases ; il est celui provoquant généralement les courants les plus élevés.
- ◆ court-circuit monophasé terre : il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; 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 dans le cas 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.

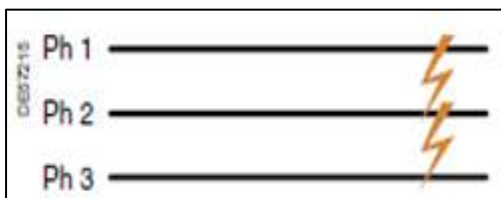


Figure I-5 : Cc triphasé [24]

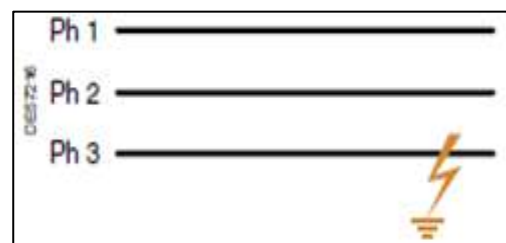


Figure I-6 : Cc monophasé terre [24]

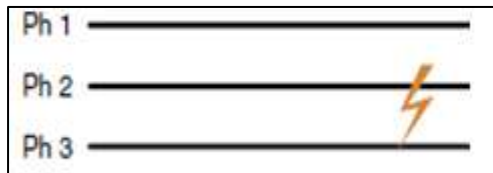


Figure I-7 : Cc biphasé isolé [24]

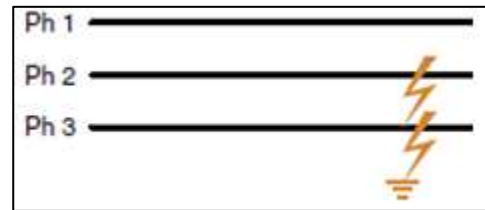


Figure I-8 : Cc biphasé terre [24]

I.6.3.2 Les surtensions [24]:

* Définition :

Une surtension est une impulsion ou une onde de tension qui se superpose à la tension nominale du réseau.

Elles peuvent apparaître selon deux modes :

- ✓ mode différentiel (entre conducteurs actifs, phase-phase ou phase-neutre)
- ✓ mode commun (entre conducteurs actifs et la masse ou la terre).

* Types de surtensions :

Les surtensions sont de quatre natures :

- ✓ D'origine atmosphérique.
- ✓ Par décharge électrostatique.
- ✓ De manœuvre.
- ✓ A fréquence industrielle.

I.6.3.3 Les surcharges [24]:

* Définition :

Elles se produisent lorsque les appareils installés sont trop puissants pour les lignes d'alimentation ou quand le travail demandé aux machines est exagéré, ce qui conduit à un courant de surcharge maintenu et ce dernier peut provoquer un échauffement anormal pouvant entraîner la détérioration des installations.

* Causes :

- ⇒ Court-circuit.
- ⇒ Couplages difficiles (fermeture de longues boucles d'interconnexion).
- ⇒ Pointes de consommation ou de transit d'énergie.
- ⇒ Report de charge suite à la coupure d'une liaison en parallèle.

* Conséquences :

- ⇒ Surcharges violentes mais brèves.
- ⇒ Surcharges faibles mais durables.

I.6.3.4 Les Oscillations [24]:*** Définition :**

Elles apparaissent lorsque les alternateurs subissent des variations de charge, perdant ainsi leur synchronisme avec le réseau, ou lors de faux couplages dans les postes de transformations.

*** Conséquences :**

Surintensités et baisses de tension périodique, les lampes clignotent, les moteurs subissent des variations de vitesses.

I.6.3.5 Les déséquilibres :*** Définition :**

On appelle déséquilibre sur une ligne ou dans une installation triphasée la différence entre les trois courants des phases. Généralement, il est limité au réseau BT à cause des clients alimentés en deux fils. Le taux de déséquilibre ne doit pas dépasser 15% [24].

I.7 Protection des réseaux électriques**I.7.1 Définition et rôle de la protection [10, 11]:**

Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique est d'assurer la sécurité des personnes et des biens, ainsi que la continuité de service, c'est-à-dire la permanence de l'alimentation des différents récepteurs.

Pour cela, ces protections doivent pouvoir faire face à un certain nombre d'incidents inévitables :

- Surcharges.
- Conditions anormales de fonctionnement.
- Fausses manœuvres.
- Vieillessement et détérioration des isolants.

En bref un système de protection bien établi doit répondre aux exigences suivantes :

- Eliminer seule la partie affectée d'un défaut.
- Être rapide et préserver la stabilité du réseau et la continuité de fonctionnement.
- Avoir un comportement d'autonomie.
- Être fiable.
- Préserver la sécurité des personnes et des biens.

I.7.2 Problème de la protection [10]:

Le problème de la protection des installations consiste à définir la nature du défaut contre lesquels on doit se protéger puis à choisir l'appareil capable de détecter des défauts et d'opérer leur suppression.

Les principales perturbations sur une installation électrique se traduisent par :

- Les surintensités : surcharge ou court-circuit.
- Les surtensions ou les baisse de tension.

I.7.3 Qualités fondamentales d'une protection électrique [12]:

Une protection électrique se doit de posséder les qualités suivantes :

- + Rapidité.
- + Sureté.
- + Sécurité.
- + Fiabilité.
- + Sélectivité.
- + Sensibilité.
- + Disponibilité.

I.7.4 Différents types de protections [3, 13]:**I.7.4.1 Protections ampèremétriques :**

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

I.7.4.2 Protections voltmétriques :

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

I.7.4.3 Protections directionnelles :

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

I.7.4.4 Protections wattmétriques :

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

I.7.4.5 Protections différentielles :

Lorsque la somme des courants sortants d'une installation passive est inférieure à la somme des courants entrants, cela signifie qu'elle est le siège d'un défaut. Les protections différentielles utilisent cette propriété. Elles sont très répandues sur les réseaux de transport, notamment pour protéger les jeux de barres, mais elles sont très exigeantes en termes de précision de mesure.

En effet, si la précision des mesures n'est pas homogène au niveau des différents capteurs (qu'il s'agisse de régimes établis ou de régimes transitoires), le risque de mauvaise interprétation d'un déséquilibre entrées/sorties est grand. Il faut aussi tenir compte du courant capacitif de la section surveillée. Autre inconvénient, la multiplication des capteurs de mesure, puisqu'il faut équiper l'amont et l'aval de l'équipement protégé. Ces protections sont aussi très utilisées pour protéger les transformateurs (T) HT/MT.

I.7.4.6 Protections de masse :

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

coûteuse à la protection différentielle pour un système limité en étendue (transformateur de puissance, transformateur auxiliaire, résistance ou bobine de neutre...).

I.7.5 Appareillage de protection :

Il existe plusieurs appareils de protection de réseaux électriques, chacun avec sa fonction, pour cela on cite :

I.7.5.1 Disjoncteurs :

Un disjoncteur est un interrupteur à ouverture automatique assure la protection d'une installation contre les surcharges, les courts-circuits, les défauts d'isolement par ouverture rapide du circuit en défaut. Il remplit aussi la fonction de sectionnement (isolement d'un circuit).

Les disjoncteurs sont essentiellement destinés à la protection des circuits, des transformateurs, des sources d'énergie, des couplages entre différents circuits, etc [10].

* Différents types de disjoncteurs :

On peut citer quatre types de disjoncteurs [10]:

- Disjoncteur magnétothermique.
- Disjoncteur différentiel.
- Disjoncteur électrothermique.
- Disjoncteur électromagnétique.

* Principe de déclenchement :

Le type de protection assuré par le disjoncteur dépend essentiellement de la nature de déclenchement, le déclencheur permet l'ouverture des pôles du disjoncteur lors d'un défaut (court-circuit, surcharge). Il est de nature **magnétothermique** ou **électronique**. Ce dernier cas permet une plus grande précision et un réglage plus souple [10].

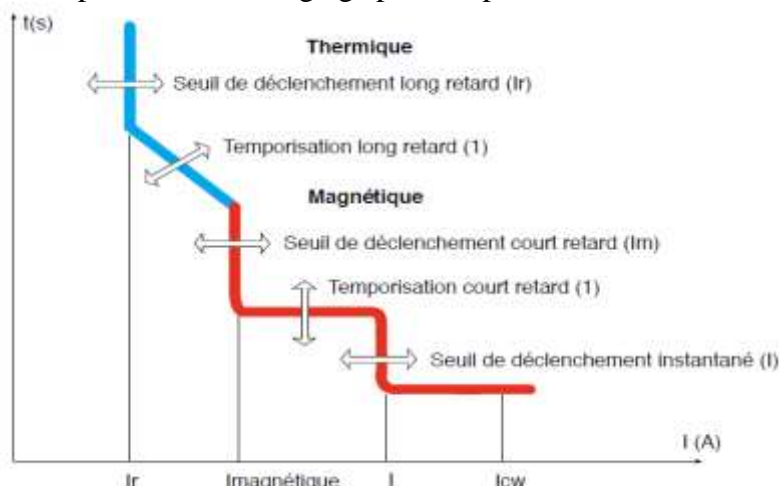


Figure I-9 : Courbe de déclenchement électronique [10]

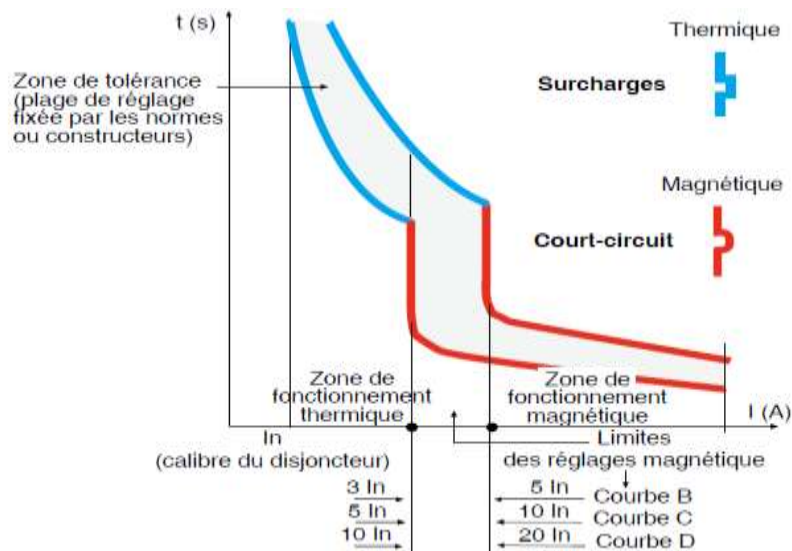


Figure I-10 : Courbe de déclenchement magnétothermique [10]

- **Tension nominale :**

C'est la tension à laquelle se rapporte le pouvoir de coupure et de fermeture. Pour les circuits polyphasés c'est la tension entre phases [3].

- **Courant nominal :**

C'est la valeur du courant que le disjoncteur est capable de supporter dans les conditions d'essai spécifiées en respectant les limites d'échauffements spécifiques [3].

- **Calibre :**

Le calibre est le courant maximal que peut supporter en permanence le déclenchement thermique dans une température ambiante donnée [3].

- **Pouvoir de coupure :**

C'est la plus grande intensité du courant de court-circuit (courant présumé) qu'un disjoncteur peut interrompre sous une tension donnée et dans certaines conditions [3].

- **Pouvoir de fermeture :**

C'est la plus grande intensité de courant que le disjoncteur peut établir sous sa tension nominale dans des conditions spécifiées [3].

I.7.5.2 Relais [3, 10,14]:

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

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

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

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

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

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

Il existe plusieurs relais :

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

I.7.5.3 fusibles [3]:

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

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

❖ Tension nominale :

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

❖ Courant nominal :

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

❖ Pouvoir de coupure :

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

I.7.5.4 Sectionneurs :

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

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

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

Le sectionneur à une importance capitale dans la sécurité des personnes, c'est pourquoi il est muni d'un dispositif de verrouillage en position d'ouverture [3].

I.7.5.5 Interrupteurs [3]:

C'est un appareil mécanique de connexion capable :

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

I.7.5.6 Le sectionneur de terre :

Il est utilisé pour court-circuiter les parties d'un circuit à la terre. Il est capable de supporter et, lorsque c'est spécifié, de fermer les courants de court-circuit [3].

I.7.5.7 Parafoudre :

Les parafoudres sont installés sur les pylônes d'arrivées des lignes, leurs rôle est de limiter les surtensions en écoulant à la terre les courants de foudre [3].

I.7.5.8 Transformateur de courant (TC) [3, 15]:

Les transformateurs de courant ont deux fonctions essentielles :

- Adapter la valeur du courant MT du primaire aux caractéristiques des appareils de mesure ou de protection en fournissant un courant secondaire d'intensité proportionnelle réduite,

- Isoler les circuits de puissance du circuit de mesure et/ou de protection.

I.7.5.9 Transformateur de tension(TT) [3, 15]:

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

I.8 Les puissances

I.8.1 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 bâtiments, 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 [16].

I.8.2 La puissance d'une installation industrielle :

La puissance d'une installation n'est pas la somme arithmétique de celle des récepteurs. Sa détermination nécessite de connaître la puissance et la localisation des récepteurs pour accéder à la puissance d'utilisation et à la détermination de la puissance du transformateur nécessaire [17, 18].

I.8.2.1 Puissance installée P_n :

La puissance installée, 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. En pratique, la puissance nominale n'est pas toujours la puissance réellement consommée par le récepteur [16, 19, 20].

I.8.2.2 Puissance absorbée P_a :

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) et de l'application du coefficient suivant [16]:

η = rendement unitaire.

I.8.2.3 Puissance d'utilisation P_u :

Elle représente la puissance réellement demandée au point source par les divers circuits d'une installation électrique. Elle est plus faible que la puissance installée vu que les récepteurs n'absorbent pas tous simultanément leurs puissances nominales. Son estimation permet d'évaluer la puissance réellement utilisée. Néanmoins sa détermination nécessite la connaissance des trois facteurs suivants: d'utilisation (K_u), de simultanéité (k_s) et d'extension (k_e) [18, 22].

a) Facteur d'utilisation (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.

Ceci se vérifie pour des équipements comportant des moteurs susceptibles de fonctionner en dessous de leur pleine charge.

Dans une installation industrielle, ce facteur peut être estimé en moyenne à 0,75 pour les moteurs.

Pour l'éclairage et le chauffage, il sera toujours égal à 1.

Pour les prises de courant, tout dépend de leur destination [16].

b) Facteur de simultanéité (k_s) :

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 (exemple au niveau d'un tableau terminal, d'un tableau divisionnaire, d'une armoire...).

La détermination de ces facteurs de simultanéité implique la connaissance détaillée de l'installation et de ses conditions d'exploitation. Des valeurs précises applicables à tous les cas ne peuvent donc pas être précisées. Cependant les normes **NF C 14-100**, **NF C 63-410** et le guide **UTE C 15-105** donnent des indications sur ce facteur [16].

Tableau I-1 : facteur de simultanéité (k_s) pour coffrets divisionnaires, terminaux (norme NF C 15-100 paragraphe 311.3)

UTILISATION		FACTEUR DE SIMULTANEITE
Eclairage		1
Chauffage électrique		1*
Conditionnement d'air de pièce		1
Chauffe-eau		1*
Prise de courant (N étant le nombre de prises de courant alimentées par le même circuit)		0.1 + (0.9/N) si N<6 0.6 si N>6
Appareils de cuisson		0.7
Ascenseurs ** et monte-charge	Pour le moteur le plus puissant	1
	Pour le moteur suivant	0.75
	Pour les autres	0.6

* Lorsque les circuits alimentant le chauffage ou des chauffe-eau ne peuvent être mis sous tension que pendant certaines heures, il est possible de ne pas tenir compte simultanément de leur puissance et de celle des autres circuits si l'on est certain que les autres appareils ne fonctionnent pas en même temps.

** Le courant à prendre en considération est égal au courant nominal du moteur, majoré du tiers du courant de démarrage.

Tableau I-2 : facteur de simultanéité (k_s) pour tableau général, tableau de distribution secondaire (norme NF C 63-410) si les conditions sont inconnues.

NOMBRE DE CIRCUITS	FACTEUR DE SIMULTANEITE (1)
2 et 3	0.9
4 et 5	0.8
6 à 9	0.7
10 et plus	0.6

(1) facteur à majorer si le tableau renferme principalement des circuits d'éclairage.

c) Facteur d'extension (k_e) :

Le rôle du facteur d'extension appelé aussi facteur de réserve est de prévoir une augmentation de la puissance absorbée. Rarement utilisé sur des circuits terminaux mais plutôt sur un ensemble de plusieurs départs comme un coffret ou une armoire électrique. Le coefficient varie de 1 à 1,3 [20, 23].

I.9 Règlements et normes

I.9.1 Organisme de normalisation [20, 26]:

Il existe en réalité trois normalisations en électricité :

- ✓ Internationale : La CEI.
- ✓ Européenne : Le CENELEC.
- ✓ Française : L'UTE.

Il existe deux grandes familles de normes qui visent d'une part la construction du matériel électrique et d'autre part la réalisation des installations électriques. Les principales normes de réalisation sont :

- ✓ NF C 15-100 : Installations électriques à basse tension.
- ✓ NF C 13-100 : Postes de livraison.
- ✓ NF C 13-200 : Installations électriques à haute tension.
- ✓ NF C 14-100 : Installations de branchement (basse tension).

Parmi les normes de conception on cite :

- ✓ NF C 20-010 : Classification des degrés de protection procurés par les enveloppes
- ✓ NF C 20-030 : Règles de sécurité relatives à la protection contre les chocs électriques.
- ✓ NF C 71-008 : Baladeuses.

Une marque de conformité est gravée sur les appareils, un appareil conforme à une norme est un gage de sécurité.

I.9.2 Organismes de normalisations et normes internationales [27]:

Exemple d'organismes de normalisation et normes internationales:

Tableau I-3 : Organismes de normalisations [27]

<i>ORGANISME</i>	<i>DENOMINATION</i>	<i>NORMES</i>
AFNOR	Association Française de Normalisation	Normes NF C...
UTE	Union Technique de l'Electricité	Normes UTE C...
CEI	Commission Electrotechnique Internationale	Normes CEI...
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Electrotechnique	Normes EN...

Tableau I-4 : Normes CEI et leurs domaines de spécification [27]

<i>NORMES</i>	<i>DESIGNATION</i>
CEI 60 364	Installations électriques Basse Tension
CEI 60 529	Degrés de protection procurés par les enveloppes (code IP)
CEI 60 947-1	Appareillages Basse Tension – Règles générales
CEI 60 947-2	Appareillages Basse Tension - Disjoncteurs
CEI 60 947-3	Appareillages Basse Tension – Interrupteurs, sectionneurs
CEI 61 000	Compatibilité électromagnétique (CEM)
CEI 61 140	Protection contre les chocs électriques
CEI 61 143-1	Parafoudres Basse Tension
CEI 61 921	Condensateurs de puissance – Batterie de compensation de facteur de puissance BT

I.10 Conclusion

A travers ce chapitre, nous avons présenté les différents types de réseaux électriques et ses différentes structures, puis nous avons pu décrire les postes électriques et les régimes de neutre. En dernier, nous avons présenté les défauts dans les réseaux électriques existants ainsi, les méthodologies et moyens de protections ainsi que tout ce qui concerne les puissances et les normes utilisées en électricité.



Chapitre II

Chapitre II

Bilan de puissance de l'installation

II.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter le schéma unifilaire de l'installation, ainsi que les puissances des équipements, ensuite, nous allons calculer la puissance installée et la puissance utilisée afin de bien dimensionner le transformateur adéquat pour un bon fonctionnement et choisir la source de secours. Enfin, nous allons déterminer le facteur de puissance que nous allons améliorer en compensant l'énergie réactive par des batteries de condensateurs.

II.2 Schéma unifilaire de l'installation

Toute exploitation d'une installation électrique a besoin d'avoir un plan de passage des conducteurs et de distribution.

A cet effet, il est utile de prendre un schéma unifilaire de l'installation, dans lequel on distingue :

- Les plans de cheminement des câbles.
- Les plans d'implantation des équipements.
- Les plans de câblage des armoires et coffrets.

Le schéma unifilaire de l'installation de notre projet est représenté dans la figure ci-dessous :

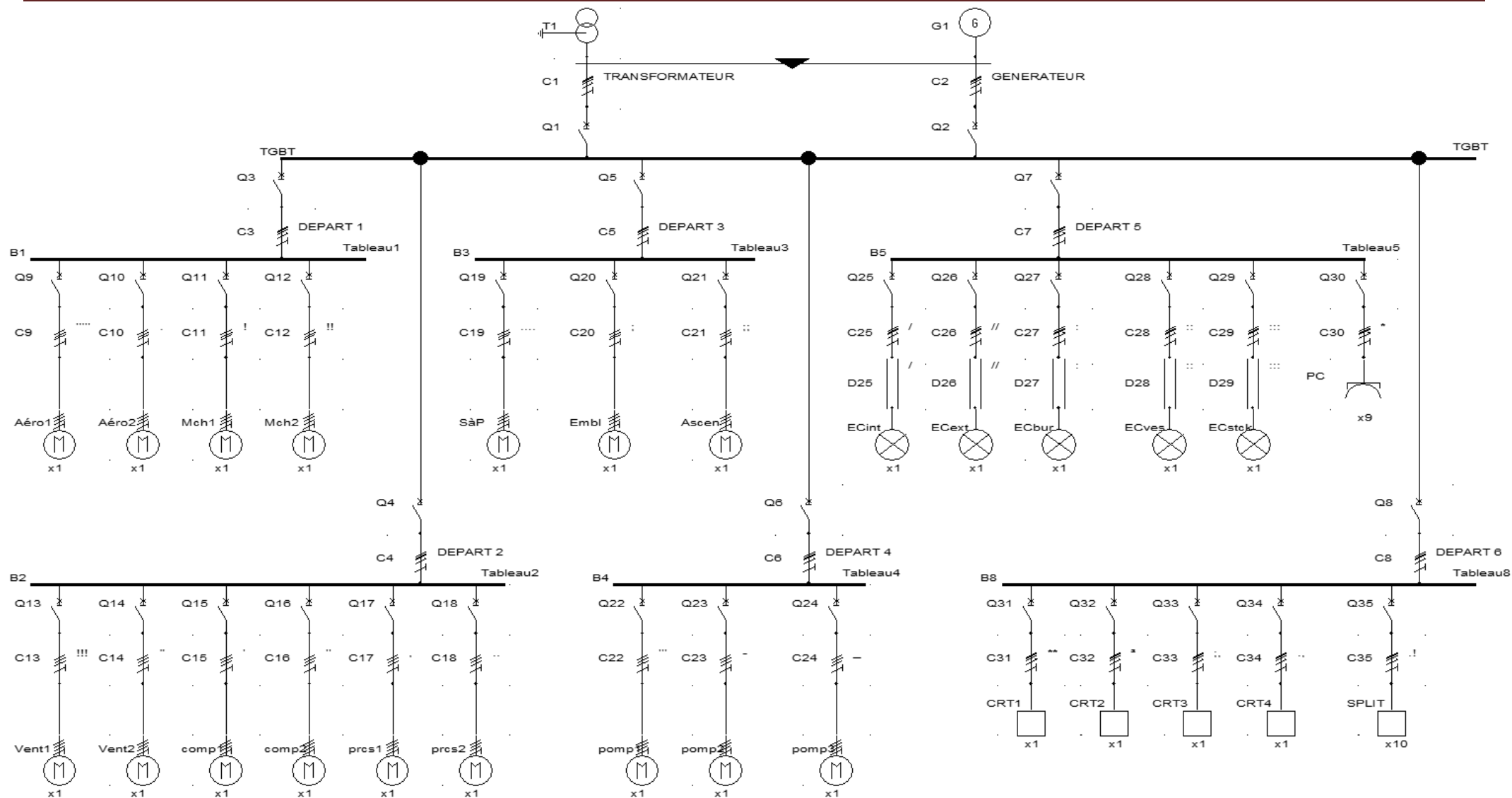


Figure II-1 : Schéma unifilaire de l'installation.

II.3 Identification des différents circuits électriques de l'installation

Le tableau suivant représente l'ensemble de toutes les charges de l'installation, ainsi que leurs puissances nominales et les longueurs des câbles par rapport à leurs jeux de barres associés.

Tableau II-1 : Identification des différents circuits électriques de l'installation

Récepteurs	Quantité	Pn [W]	Longueur [m]
Alimentation force motrice			
<i>Départ n°01</i>			
Aéroréfrigérant n°1	1	87000	40
Aéroréfrigérant n°2	1	87000	40
Monte-charge n°1	1	25000	22
Monte-charge n°2	1	25000	22
<i>Départ n°02</i>			
Ventilateur n°1	1	27000	20
Ventilateur n°2	1	27000	20
Compresseur n°1	1	38000	30
Compresseur n°2	1	44000	30
Perceuse n°1	1	2200	33
Perceuse n°2	1	2800	35
<i>Départ n°03</i>			
Scie à panneau	1	53500	10
Emballeuse	1	54300	15
ascenseur	1	30000	12
Station de pompage			
<i>Départ n°04</i>			
Pompe centrifuge n°1	1	35000	34
Pompe centrifuge n°2	1	45000	35
Pompe centrifuge n°3	1	85000	38
Eclairages et prises de courant			
<i>Départ n°05</i>			
Eclairage hangar	100	3600	80
Eclairage extérieur	15	3750	100

Eclairage bureau	10	1440	28
Eclairage salle de stock	10	720	20
Eclairage vestiaires	8	576	10
Prises hangar (A)	8	3520	75
Prises hangar (B)	8	3520	75
Prises hangar (C)	8	3520	75
Prises extérieur	7	3520	50
Prises bureau (A)	5	3520	70
Prises bureau (B)	5	3520	70
Prises bureau (C)	5	3520	70
Prises salle de stock	2	3520	15
Prises vestiaires	4	3520	25
Système de climatisation			
<i>Départ n°06</i>			
Système type rooftop n°1	1	52000	10
Système type rooftop n°2	1	52000	10
Système type rooftop n°3	1	52000	10
Système type rooftop n°4	1	52000	10
Système type split	10	35000	10

II.4 Calcul de la puissance installée

La puissance installée est beaucoup plus élevée que celle qui est réellement consommée car on suppose que tous les récepteurs fonctionnent simultanément et à leur puissance nominale.

$$Pa = Pn / \eta \quad (\text{II.1})$$

$$Qa = Pa * \tan \varphi \quad (\text{II.2})$$

$$Ia = \frac{Pn}{\sqrt{3} \times U \times \eta \times \cos \varphi} \quad (\text{II.3})$$

Le tableau suivant illustre les calculs effectués afin de savoir quel est la puissance installée de notre installation :

Tableau II-2 : Identification des puissances absorbées des charges

Récepteur	U [v]	Pn [W]	η	cos ϕ	Tan ϕ	Pa [W]	Qa [VAR]	In [A]
Alimentation force motrice								
<i>Départ n°01</i>								
Aéroréfrigérant n°1	400	87000	0,8	0,91	0,456	108750	49547,963	172,491323
Aéroréfrigérant n°2	400	87000	0,8	0,91	0,456	108750	49547,963	172,491323
Monte-charge n°1	400	25000	0,85	0,8	0,75	29411,7647	22058,823	53,0652820
Monte-charge n°2	400	25000	0,85	0,8	0,75	29411,7647	22058,823	53,0652820
<i>Départ n°02</i>								
Ventilateur n°1	400	27000	0,8	0,8	0,75	33750	25312,5	60,8924111
Ventilateur n°2	400	27000	0,8	0,8	0,75	33750	25312,5	60,8924111
Compresseur n°1	400	38000	0,84	0,8	0,75	45238,0952	33928,571	81,6194576
Compresseur n°2	400	44000	0,84	0,8	0,75	52380,9523	39285,714	94,5067404
Perceuse n°1	400	2200	0,8	0,83	0,672	2750	1848,0112	4,78226879
Perceuse n°2	400	2800	0,8	0,83	0,672	3500	2352,0142	6,08652392
<i>Départ n°03</i>								
Scie à panneau	400	53500	0,8	0,8	0,75	66875	50156,25	120,657185
Emballeuse	400	54300	0,8	0,7	1,02	67875	69246,350	139,955891
Ascenseur	400	30000	0,8	0,83	0,672	37500	25200,153	65,2127562
Station de pompage								
<i>Départ n°04</i>								
Pompe centrifuge 1	400	35000	0,8	0,8	0,75	43750	32812,5	78,9346071
Pompe centrifuge 2	400	45000	0,8	0,8	0,75	56250	42187,5	101,487352
Pompe centrifuge 3	400	85000	0,8	0,8	0,75	106250	79687,5	191,698331
Eclairages et prises de courant								
<i>Départ n°05</i>								
Eclairage hangar	400	3600	1	1	0	3600	0	5,19615242
Eclairage extérieur	400	3750	1	1	0	3750	0	5,41265877
Eclairage bureau	400	1440	1	1	0	1440	0	2,07846096
Eclairage salle stock	400	720	1	1	0	720	0	1,03923048

Eclairage vestiaires	400	576	1	1	0	576	0	0,83138438
Prises hangar (A)	400	3520	1	1	0	3520	0	5,08068236
Prises hangar (B)	400	3520	1	1	0	3520	0	5,08068236
Prises hangar (C)	400	3520	1	1	0	3520	0	5,08068236
Prises extérieur	400	3520	1	1	0	3520	0	5,08068236
Prises bureau (A)	400	3520	1	1	0	3520	0	5,08068236
Prises bureau (B)	400	3520	1	1	0	3520	0	5,08068236
Prises bureau (C)	400	3520	1	1	0	3520	0	5,08068236
Prises salle de stock	400	3520	1	1	0	3520	0	5,08068236
Prises vestiaires	400	3520	1	1	0	3520	0	5,08068236
Système de climatisation								
<i>Départ n°06</i>								
Sys type rooftop 1	400	52000	1	0,8	0,75	52000	39000	93,8194187
Sys type rooftop 2	400	52000	1	0,8	0,75	52000	39000	93,8194187
Sys type rooftop 3	400	52000	1	0,8	0,75	52000	39000	93,8194187
Sys type rooftop 4	400	52000	1	0,8	0,75	52000	39000	93,8194187
Système type split	400	35000	1	0,8	0,75	35000	26250	63,1476856

Nous avons donc le bilan des puissances installées de l'installation résumé dans le tableau suivant :

Tableau II-3 : Bilan de puissance installée

	Pa [kW]	Qa [kVAR]	Sa [kVA]
Total	1110,958577	752,7931398	1341,986

II.5 Calcul de la puissance d'utilisation

Pour déterminer la puissance d'utilisation du TGBT, il faut une bonne connaissance des facteurs d'utilisation de chaque charge, cette puissance est donnée par la relation suivante :

$$P_{ui} = k_u \times P_a \quad (\text{II.4})$$

Cette puissance est déterminée en établissant la somme de toutes les puissances utiles du groupe de récepteurs alimenté par la même branche, multipliée par le facteur de simultanéité correspondant. Elle est donnée par la relation suivante :

$$P_{uj} = k_s \times \sum_{i=1}^n P_{ui} \quad (\text{II.5})$$

Cette puissance nous servira ensuite, au calcul de la puissance à prévoir au poste de transformation et ce, en prenant en compte l'évolution de la charge.

$$P_{ut} = k_s \times k_e \times \sum_{i=1}^n P_{uj} \quad (\text{II.6})$$

$$I_b = \frac{P_{ui}}{U\sqrt{3} \times \cos \varphi \times \eta} \times k_u \times k_s \quad (\text{II.7})$$

Tableau II-4 : Bilan de puissance utilisée de l'installation

Récepteur	Quantité	Pa [W]	k_u	k_s	Pui [W]	Qui [VAR]	Ib [A]
Alimentation force motrice							
Départ n°01							
Aéroréfrigérant n°1	1	108750	0,75	/	81562,5	37160,97285	129,3684927
Aéroréfrigérant n°2	1	108750	0,75	/	81562,5	37160,97285	129,3684927
Monte-charge n°1	1	29411,7647	0,75	/	22058,82353	16544,11763	39,79896155
Monte-charge n°2	1	29411,7647	0,75	/	22058,82353	16544,11763	39,79896155
Total			$k_s = 0,8$		165794,1176	85928,14476	270,6679267
Départ n°02							
Ventilateur n°1	1	33750	0,75	/	25312,5	18984,375	45,6693084
Ventilateur n°2	1	33750	0,75	/	25312,5	18984,375	45,6693084
Compresseur n°1	1	45238,0952	0,75	/	33928,5714	25446,42855	61,21459322
Compresseur n°2	1	52380,9523	0,75	/	39285,7143	29464,28573	70,8800554
Perceuse n°1	1	2750	0,75	/	2062,5	1386,008423	3,586701594

Perceuse n°2	1	3500	0,75	/	2625	1764,010724	4,564892942
Total			ks = 0,7		89968,74999	67220,63839	162,109402
<i>Départ n°03</i>							
Scie à panneau	1	66875	0,75	/	50156,25	37617,1875	90,49288887
Emballeuse	1	67875	0,75	/	50906,25	38179,6875	91,84605357
Ascenseur	1	37500	0,75	/	28125	21093,75	50,743676
Total			ks = 0,9		116268,75	87201,5625	209,7743566
Station de pompage							
<i>Départ n°04</i>							
Pompe centrifuge 1	1	43750	0,75	/	32812,5	24609,375	59,20095534
Pompe centrifuge 2	1	56250	0,75	/	42187,5	31640,625	76,115514
Pompe centrifuge 3	1	106250	0,75	/	79687,5	59765,625	143,7737487
Total			ks = 0,9		139218,75	104414,0625	251,1811962
Eclairages et prises de courant							
<i>Départ n°05</i>							
Eclairage hangar	100	3600	1	1	3600	0	5,196152423
Eclairage extérieur	15	3750	1	1	3750	0	5,412658774
Eclairage bureau	10	1440	1	1	1440	0	2,078460969
Eclairage salle stock	10	720	1	1	720	0	1,039230485
Eclairage vestiaires	8	576	1	1	576	0	0,831384388
Prises hangar (A)	8	3520	1	0,6	2112	0	3,048409421
Prises hangar (B)	8	3520	1	0,6	2112	0	3,048409421

Prises hangar (C)	8	3520	1	0,6	2112	0	3,048409421
Prises extérieur	7	3520	1	0,6	2112	0	3,048409421
Prises bureau (A)	5	3520	1	0,28	985,6	0	1,422591063
Prises bureau (B)	5	3520	1	0,28	985,6	0	1,422591063
Prises bureau (C)	5	3520	1	0,28	985,6	0	1,422591063
Prises salle de stock	2	3520	1	0,55	1936	0	2,794375303
Prises vestiaires	4	3520	1	0,325	1144	0	1,65122177
Total			ks = 0,6		14742,48	0	21,27893699
Système de climatisation							
<i>Départ n°06</i>							
Sys type rooftop n°1	1	52000	1	/	52000	39000	93,81941872
Sys type rooftop n°2	1	52000	1	/	52000	39000	93,81941872
Sys type rooftop n°3	1	52000	1	/	52000	39000	93,81941872
Sys type rooftop n°4	1	52000	1	/	52000	39000	93,81941872
Système type split	10	35000	1	1	35000	26250	63,14768568
Total			ks = 0,8		194400	145800	350,7402884
Total	ks = 0,7	Pu totale [KW] 504,2749933	Qu totale [kVAR] 343,3950857		Su totale [kVA] 610,0929878		Ib total [A] 880,5933768

Pour notre installation, en introduisant un facteur d'extension qui est égal à 1,2, on obtient :

Tableau II-5 : Bilan de puissance totale de toute l'installation

P_u [KW]	Q_u [kVAR]	S_u [kVA]	I_b [kA]
605,129992	412,0741028	732,1115854	1,056712052

II.6 Détermination du facteur de puissance total de l'installation

Le facteur de puissance est un indicateur de la qualité de la conception et de la gestion d'une installation électrique. Il repose sur deux notions très basiques : les puissances active et apparente.

Le facteur de puissance est le quotient de la puissance active totale consommée sur la puissance apparente totale fournie, c'est-à-dire :

$$\cos \varphi = \frac{P_u}{S_u} \quad (\text{II.8})$$

$$\cos \varphi = \frac{605,129992}{732,1115854} \Rightarrow \text{Cos } \varphi = \mathbf{0,826554318 \cong 0,83}$$

II.7 Choix et dimensionnement du transformateur

Le réseau délivre une moyenne de tension de 30 kV, et au sein de notre projet, la tension au niveau des récepteurs est de 400V.

Afin de choisir le transformateur de puissance normalisée adéquat à notre installation, on s'intéresse au bilan de puissance totale utilisée qui va nous permettre grâce au tableau n°1 de l'annexe de déterminer la puissance apparente normalisée et donc le transformateur convenable.

Le choix du transformateur se portera sur le transformateur qui porte une puissance apparente normalisée de **800 kVA**.

II.7.1 Calcul du rapport de transformation :

On détermine le rapport de transformation tout en supposant que le primaire et le secondaire ont le même couplage, pour cela, on va appliquer la formule suivante pour le calculer :

$$m = \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{U_2}{U_1} \quad (\text{II.9})$$

Avec :

↳ I_1, I_2 : Courant primaire et secondaire du transformateur ;

↳ N_1, N_2 : Nombre de spires au primaire et au secondaire du transformateur ;

↳ U_1, U_2 : Tension primaire et secondaire du transformateur.

$$\text{A.N :} \quad m = \frac{U_2}{U_1} = \frac{400}{30 \times 10^3} = 0,0133$$

Le rapport de transformation est égale à : **$m = 0,0133$**

II.7.2 Calcul du courant secondaire :

Le courant assigné au secondaire du transformateur, côté BT, est déterminé par l'expression :

$$I_n = \frac{S_n}{U_{20} \times \sqrt{3}} \quad (\text{II.10})$$

Avec :

↳ I_n : Courant assigné du transformateur, côté BT (valeur efficace) (A).

↳ S_n : puissance assignée du transformateur (kVA).

↳ U_{20} : Tension assignée secondaire (à vide) du transformateur (V).

$$\text{A.N :} \quad I_n = \frac{800 \times 10^3}{(400 \times \sqrt{3})} = 1154,7$$

Le courant secondaire du transformateur est : **$I_2 = 1154,7 \text{ A}$** .

II.7.3 Calcul du courant primaire :

Pour calculer le courant primaire du transformateur, on applique la formule suivante :

$$m = \frac{I_1}{I_2} \rightarrow I_1 = m \times I_2 \quad (\text{II.11})$$

$$\text{A.N :} \quad I_1 = 0,0133 \times 1154,7 = 15,396$$

Donc, le courant primaire du transformateur est égal à : **$I_1 = 15,396 \text{ A}$** .

II.7.4 Détermination de la tension de court-circuit U_{cc} :

Pour le transformateur de distribution (norme NBN - HD 428 1 S1), U_{cc} a des valeurs normalisées.

D'après le tableau n°2 de l'annexe, on trouve que la tension de court-circuit de notre transformateur $U_{cc} = 6\%U$, ce qui nous donne **$U_{cc} = 24 \text{ V}$** .

Le tableau suivant nous présente les caractéristiques du transformateur adéquat pour notre installation après avoir effectué les calculs nécessaires du bilan de puissance.

Tableau II-6 : Caractéristiques du transformateur adéquat pour l'installation

Puissance apparente [kVA]	Tension primaire [kV]	Tension secondaire [V]	Courant primaire [A]	Courant secondaire [kA]	m	U_{cc}	R_t mΩ	X_t mΩ
800	30	400	15,396	1,1547	0,0133	6%U = 24 V	4,1	12,6

II.8 Choix et dimensionnement du groupe électrogène

Comme on peut le remarquer sur le schéma unifilaire de notre installation, nous constatons que toutes les charges doivent être alimentées même en cas de coupure de l'électricité, pour cela, nous allons choisir un groupe électrogène de la même puissance apparente normalisée que le transformateur, on choisit alors un groupe électrogène de **800 kVA**.

II.9 Compensation de l'énergie réactive

II.9.1 Principe de la compensation :

De nombreux récepteurs consomment de l'énergie réactive pour créer les champs électromagnétiques (moteurs, transformateurs, ballasts de tubes fluorescents, etc.).

Compenser l'énergie réactive, c'est fournir cette énergie à la place du réseau de distribution par l'installation des batteries de condensateurs, sources d'énergie réactive de puissance Q_c , des machines tournantes de types synchrones ou asynchrone, mais actuellement (sauf exception), leur emploi a été abandonné principalement à cause de leur entretien onéreux.

Pratiquement, on utilise les condensateurs statiques dont le diélectrique est constitué d'un papier imprégné de liquide isolant, ces condensateurs sont regroupés en série, parallèle pour constituer des batteries de condensateur, qui peuvent être directement raccordées en BT ou MT.

Dans une installation, la distance entre la TGBT et la batterie ne doit pas dépasser 15m. ce dispositif doit être mis au plus près de la charge pour éviter que l'énergie réactive ne soit appelée sur le réseau. La puissance réactive des condensateurs à mettre en œuvre, doit être déterminée en fonction de la puissance de l'installation, du facteur de puissance ($\cos\varphi$) d'origine et du $\cos\varphi$ requis à l'arrivée [18, 28].

II.9.2 Matériel et mode de compensation de l'énergie réactive :

En basse tension, la compensation de l'énergie réactive s'effectue au choix avec deux systèmes d'équipements :

- ☑ ($Q_c / S_n < 15 \%$) → Système à compensation fixe utilisant des condensateurs de valeur fixe délivrant une puissance réactive constante.



Figure II-2 : Exemple de condensateurs fixes [16]

- ☑ ($Q_c / S_n > 15 \%$) → Système à compensation automatique mettant en jeu une batterie de condensateurs divisée en gradins et commandée par un régulateur. Ce dernier adapte la puissance réactive fournie aux besoins de l'installation en fonction du $\cos \varphi$. Ce type d'équipement permet l'adaptation automatique de la puissance réactive fournie par les batteries de condensateurs en fonction d'un $\cos \varphi$ désiré et imposé en permanence. Il est utilisé dans le cas où la puissance active varie dans des proportions importantes, c'est-à-dire essentiellement aux bornes des tableaux généraux BT et pour les gros départs.



Figure II-3 : Exemple de batterie à régulation automatique [16]

II.9.2.1 Mode de compensation de l'énergie réactive :

La compensation d'une installation peut être réalisée de différentes façons [18, 29]:

- **Globale :**

La batterie est raccordée en tête d'installation et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation, elle reste en service de façon permanente pendant la marche normale de l'usine (Figure II.4).

Lorsque la charge est stable et continue, une compensation globale convient.

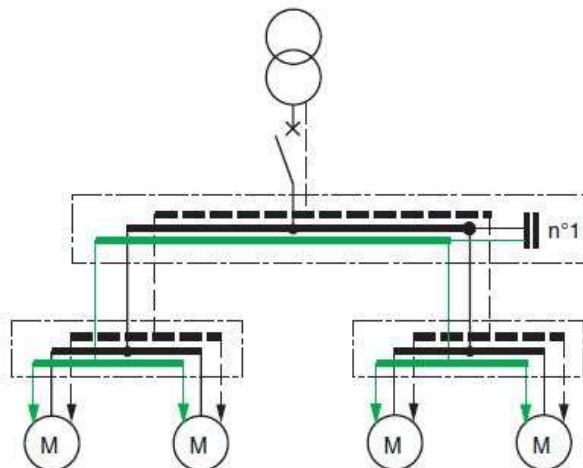


Figure II-4 : Compensation globale [18]

- **Partielle :**

La batterie est raccordée au tableau de distribution et fournit l'énergie réactive par atelier à un groupe de récepteurs. Une grande partie de l'installation est soulagée, en particulier les câbles d'alimentation de chaque atelier (Figure II.5).

Une compensation partielle est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

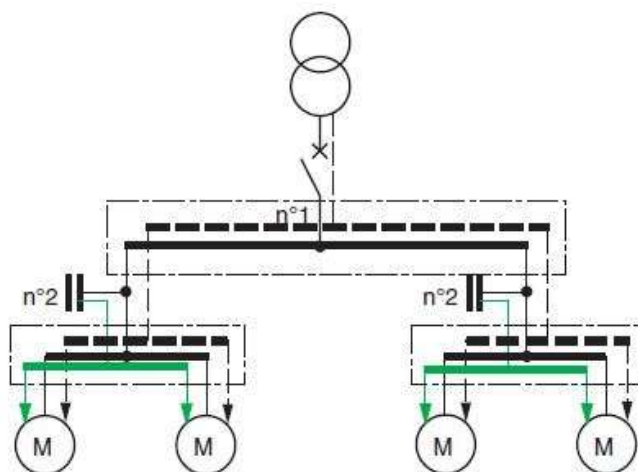


Figure II-5 : Compensation partielle [18]

- **Locale : (Individuelle)**

La batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur de type inductif. Lorsqu'elle est possible, cette compensation produit l'énergie réactive à l'endroit même où est consommée et en quantité ajustée aux besoins (Figure II.6).

Une compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance de certains récepteurs est importante par rapport à la puissance totale.

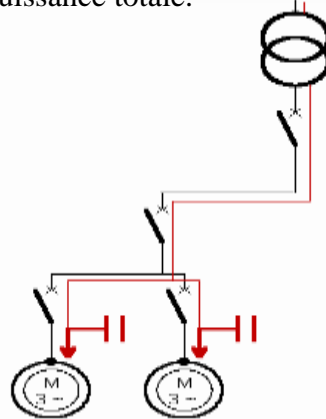


Figure II-6 : Compensation individuelle [18]

II.9.3 Installation de batteries de compensation :

Dans ce projet l'installation des batteries de compensation se fait dans les postes de transformation, elle reste en service de façon permanente.

Cette position permet en particulier, de tenir compte du facteur de simultanéité des récepteurs, d'où une puissance installée mieux utilisée, qui limite les intensités en ligne au niveau de la répartition de l'énergie [18].

II.9.4 Techniques de détermination de la puissance réactive :

✚ Méthode graphique :

On trace le triangle des puissances à l'échelle, On détermine ainsi la puissance réactive actuelle.

On trace le nouveau angle φ ce qui permet de connaître la nouvelle puissance réactive de l'installation, La puissance réactive de compensation est obtenue par différence.

La méthode se poursuit par le calcul de la capacité de chacun des trois condensateurs.

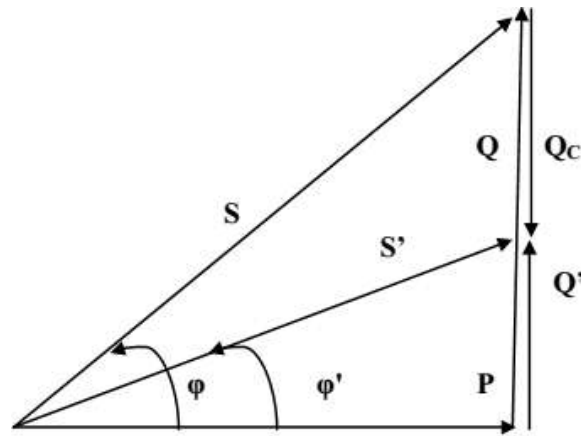


Figure II-7 : Triangle des puissances.

Avant compensation :

Puissance active P (kW) ;

Puissance réactive Q (kVAR) ;

Puissance apparente S (kVA) ;

Facteur de puissance $\cos \varphi$.

Après compensation :

Puissance réactive de compensation Q_c (kVAR) ;

Puissance active P (kW) ;

Puissance réactive Q' (kVAR) ;

Puissance apparente S' (kVA) ;

Facteur de puissance $\cos \varphi'$.

✚ Par calcul :

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (\text{II.12})$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P} \rightarrow Q = P \times \operatorname{tg} \varphi \quad (\text{II.13})$$

$$\operatorname{tg} \varphi' = \frac{Q'}{P} \rightarrow Q' = P \times \operatorname{tg} \varphi' \quad (\text{II.14})$$

$$Q = Q' + Q_c \rightarrow Q_c = Q - Q' \quad (\text{II.15})$$

$$\text{De (II.13), (II.14) et (II.15) : } \quad Q_c = P \times (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi') \quad (\text{II.16})$$

II.9.5 Calcul des valeurs de capacités des condensateurs :**➤ En monophasé :**

La valeur de la capacité en monophasé se calcule à l'aide de la relation suivante :

$$Q_c = C_{eq} \times \omega \times V^2 \quad (\text{II.17})$$

➤ En triphasé :

Dans ce cas il existe deux façons pour monter les condensateurs :

a) Couplage triangle :

La puissance réactive fournie par l'ensemble des condensateurs est donnée par l'expression suivante :

$$Q_c(\Delta) = 3 \times C_{eq} \times \omega \times U^2 \quad (\text{II.18})$$

$$C_{eq} = \frac{m}{n} \times C \quad (\text{II.19})$$

Avec :

U : Tension composée (V) ;

ω : Pulsation des tensions du réseau (rd/s) ;

C: Capacité du condensateur (F) ;

n : nombre de condensateurs connectés en série ;

m : nombre de condensateurs connectés en parallèle.

b) Couplage étoile :

La puissance réactive fournie par l'ensemble des condensateurs est donnée par la formule suivante :

$$Q_c(Y) = 3 \times C_{eq} \times \omega \times V^2 \quad (\text{II.20})$$

☞ Relation entre $C_{eq}(\Delta)$ et $C_{eq}(Y)$:

A partir de (II.18) on obtient : $3 \cdot C_{eq} = \frac{Q_c(\Delta)}{\omega \times U^2}$ (II.21)

On sait que : $V = \frac{U}{\sqrt{3}}$ (II.22)

En remplaçant (II.22) dans (II.20), on obtient :

$$C_{eq} = \frac{Q_c(Y)}{\omega \times U^2} \quad (\text{II.23})$$

De (II.21) et (II.23) : $C_{eq}(Y) = 3 \cdot C_{eq}(\Delta)$ (II.24)

II.9.6 Calcul de la puissance de compensation :

On a choisi le mode de compensation individuelle, car elle réduit les pénalités tarifaires dues à une consommation excessive d'énergie réactive, en plus elle réduit aussi la puissance apparente consommée (en kVA) et la section des câbles et les pertes en ligne. Les courants réactifs de l'installation sont significativement réduits ou éliminés.

Au niveau du TGBT on a :

$\cos \varphi = 0,83$ ce qui donne $\tan \varphi = 0,672$;

$Q_u = 412,0741028$ kVAR et $P_u = 605,129992$ kW ;

$\cos \varphi'$ désiré 0,93 ainsi $\tan \varphi' = 0,395$;

$Q_c = P \times (\tan \varphi - \tan \varphi') \rightarrow Q_c = 605,129992 \times (0,672 - 0,395) = 167,621$ kVAR ;

$Q = Q' + Q_c \rightarrow Q' = Q - Q_c \rightarrow Q' = 412,0741028 - 167,621 \rightarrow Q' = 244,453$ kVAR ;

$C_{eq}(\Delta) = \frac{Q_c(\Delta)}{3 \cdot \omega \cdot U^2} \rightarrow C_{eq}(\Delta) = \frac{167621}{3 \cdot (2 \cdot \pi \cdot 50) \cdot 400^2} = 1111,57$ μ F

$\left\{ \begin{array}{l} C_{eq}(\Delta) = 1111,57 \mu\text{F} \\ C_{eq}(Y) = 3334,71 \mu\text{F} \end{array} \right.$

Les puissances réactives avant et après compensation et les valeurs des capacités des condensateurs pour le TGBT sont données dans le tableau II.7 :

Tableau II-7 : Puissances réactives avant et après compensation.

	Avant compensation		Après compensation				
	Q_u [kVAR]	$\cos \varphi$	Q_c [kVAR]	Q' [kVAR]	$\cos \varphi'$	$C_{eq}(\Delta)$ [μ F]	$C_{eq}(Y)$ [μ F]
TGBT	412,0741028	0,83	167,621	244,453	0,93	1111,57	3334,71

II.9.7 Protection des batteries de condensateurs :

Le calibre de l'appareil de protection doit être déterminé sur la base d'un courant d'emploi réel (I_b) majoré par le coefficient K :

$K = 2$ pour $Q < 25$ kVA ;

$K = 1,8$ pour $Q < 50$ kVA ;

$K = 1,7$ pour $Q < 100$ kVA ;

$K = 1,5$ pour $Q > 100$ kVA.

$$I_b = \frac{Q \times 10^3}{U\sqrt{3}} \times K \quad (\text{II.25})$$

Avec :

Q : puissance réactive de la batterie de condensateurs (en kVA) ;

U : tension nominale du réseau triphasé.

$$I_b = (167621 / (400\sqrt{3})) \times 1,5 = 362,91 \text{ A}$$

II.9.8 Vérification du type de compensation :

Tableau II-8 : Type de compensation de l'énergie réactive.

Qc [kVAR]	Sn [kVA]	Qc / Sn (%)	Type de compensation
167,621	800	20,95	Automatique

D'après nos résultats, la compensation de l'installation s'effectue avec une compensation automatique.

II.10 Conclusion

On conclut que ce chapitre était très utile pour nous, ou on a su comment dimensionner et choisir un transformateur et un groupe électrogène, en passant par différentes étapes du bilan de puissance ainsi que la détermination du facteur de puissance, le rapport de transformation m et les deux courants primaire et secondaire.

D'après les résultats de calcul obtenus, nous constatons que l'installation présente un facteur de puissance moyen de $\cos \varphi = 0,83$ entraînant des pertes non exploitées.

La bonne maîtrise de la puissance réactive consommée par l'installation permet alors de limiter les impacts économiques, diminuer la facture énergétique d'une part et d'obtenir une exploitation optimale d'autre part.



Chapitre III

Chapitre III

Dimensionnement des équipements de l'installation

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons procéder au dimensionnement des équipements de notre installation, ou nous allons déterminer les sections des câbles de chaque récepteur, le choix des sections se portera sur les conditions dans lesquelles sont installées les canalisations (mode de pose, type de câble, nature de l'isolant et de l'âme des conducteurs, regroupement des circuits et la température ambiante...), en outre, nous allons calculer les courants d'emplois, les courants de courts-circuits, d'une manière à supporter différentes contraintes afin d'assurer un meilleur fonctionnement pour notre installation.

III.2 Conditions générales

La section d'un câble doit satisfaire aux conditions techniques suivantes [18, 30]:

- Un échauffement normal de l'âme conductrice n'entraînant pas détérioration des propriétés isolantes des constituants de l'enveloppe et de la gaine lorsqu'elle fait transiter l'intensité admissible en régime permanent, cette condition doit prendre en compte :
 - ✚ La constitution du câble.
 - ✚ Le mode et les conditions de pose qui limitent les échanges thermiques du câble avec l'environnement.
 - ✚ La température du milieu ambiant (air ou terre).
- Une chute de tension au plus égale :
 - ✚ Aux limites réglementaires.
 - ✚ Ou à l'écart accepté entre la tension disponible au départ et la tension souhaitée à l'arrivée.
- Une bonne tenue à une surintensité de courte durée due à un courant de court-circuit et qui se traduit par des courants intenses dans les écrans métalliques des câbles d'où une augmentation de l'échauffement et un risque de détérioration accrue.

A ces conditions s'ajoutent :

- Des conditions de sécurité, protection contre les contacts indirects.
- Une condition économique, cette condition, consiste à rechercher la section qui, en régime permanent, rend minimale la somme du coût d'investissement et du coût d'exploitation.

III.3 Constitutions d'un câble électrique

III.3.1 Câble BT :

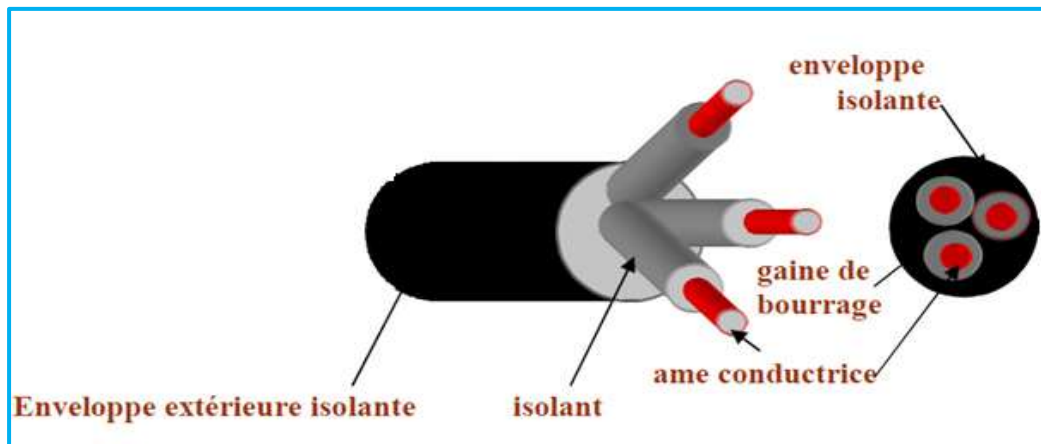


Figure III-1 : Constitution d'un câble BT.

III.3.2 Câble MT :

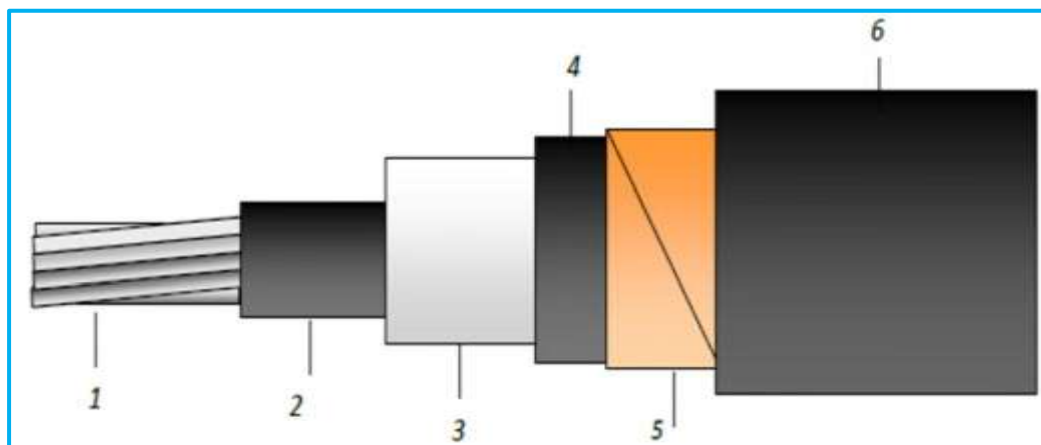


Figure III-2 : Constitution d'un câble MT.

❖ Constitutions :

- 1 - Ame : cuivre ou Aluminium câblée circulaire de classe 2 (CEI 60128 ou NFC 32-013).
- 2 - Ecran semi-conducteur de extrudé.
- 3 - Isolant PR.
- 4 - Ecran semi-conducteur extrudé pliable.
- 5 - Ecran en cuivre (posé en hélice).
- 6 - Gaine en PVC spécial.

III.4 Détermination de la section du câble MT

III.4.1 Détermination pratique de la section minimale d'un câble moyenne tension :

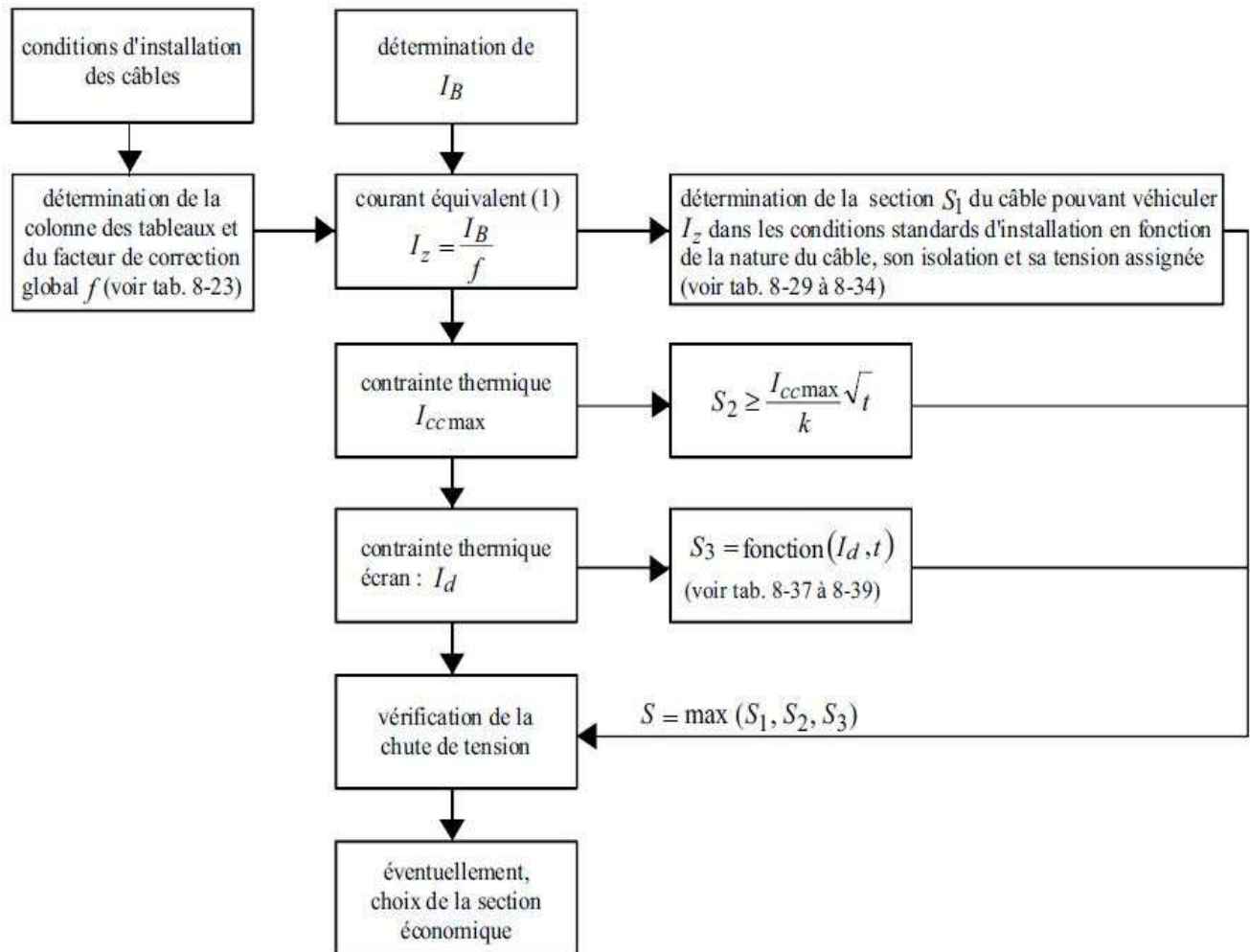


Figure III-3 : Logigramme de détermination de la section minimale d'un câble en moyenne tension [8]

III.4.2 Principe de la méthode [8]:

La méthode de détermination de la section des conducteurs en moyenne tension 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 réelles de la canalisation, par conséquent du facteur de correction global f .
 - ☞ Des valeurs des courants admissibles des différents types de câble dans les conditions standards d'installation.

- ✓ Déterminer la section S2 nécessaire à la tenue thermique du câble en cas de court-circuit triphasé.
- ✓ déterminer la section S3 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 retenue. La section technique S à retenir est la valeur maximale parmi les sections S1, S2 et S3.
- ✓ Choisir la section économique.

III.4.3 Courant maximal d'emploi I_b :

Le courant maximal d'emploi (I_b) est défini selon la nature de l'installation alimentée par la canalisation. C'est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit en service normal.

- **En monophasé :**

$$I_b = \frac{P}{V \times \cos\varphi} \quad (\text{III.1})$$

- **En triphasé :**

$$I_b = \frac{P}{U\sqrt{3} \times \cos\varphi} \quad (\text{III.2})$$

Avec :

U : tensions composée en triphasée.

V : tensions simple en monophasée.

P : Puissance absorbée, en tenant compte de l'ensemble des facteurs.

$\cos\varphi$: facteur de puissance du récepteur.

$$\text{Dans notre cas : } I_b = I_n = \frac{800 \times 10^3}{30 \times 10^3 \times \sqrt{3}} \rightarrow I_b = 15,396 \text{ A}$$

III.4.4 Facteurs de correction et choix de la section S1 satisfaisant l'échauffement :

Le facteur de correction global f caractérise l'influence des différentes conditions de l'installation. Il s'obtient en multipliant les facteurs de correction f_i . Le facteur de correction f_0 mesure l'influence du mode de pose. Le facteur f_1 est un facteur de correction pour des températures ambiantes différentes de 30 °C (câbles posés dans l'air). Le facteur f_5 est un facteur de correction pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles (câbles posés dans l'air et à l'abri du rayonnement solaire direct).

Pour le cas de notre étude, les facteurs de correction à appliquer sont :

✚ Mode de pose (Pose directe dans caniveaux ouverts ou ventilés) (Tableau n°3 de l'annexe)

$$\Rightarrow f_0 = 0,90.$$

✚ Température ambiante sous caniveaux 30°C (Tableau n°4 de l'annexe) $\Rightarrow f_1 = 1$.

✚ Facteurs de correction pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles (tableau N°5 de l'annexe) $\Rightarrow f_5 = 1$.

D'après ces résultats, on obtient un facteur de correction global qui est :

$$f = f_0 * f_1 * f_5 \Rightarrow f = \mathbf{0,90} \quad (\text{III.3})$$

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

$$I_z = \frac{I_b}{f} = \frac{15,396}{0,90} = \mathbf{17,11 A} \quad (\text{III.4})$$

Le tableau n°6 de l'annexe (Colonne (3), PR, Aluminium), donne une section minimale **S1 = 10 mm²** qui a un courant admissible **I₀ = 72 A**.

III.4.5 Vérification des contraintes thermiques S2 :

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 du transformateur.

On calcule l'impédance du transformateur qui est égale à :

On suppose que le transformateur MT à une puissance S=10MVA.

$$Z_{T1} = \frac{Un^2}{Sn} \times \frac{Ucc}{100} \Rightarrow Z_{T1} = \frac{(30 \times 10^3)^2}{10 \times 10^6} \times \frac{6}{100} = 5,4 \Omega \quad (\text{III.5})$$

Le courant de court-circuit maximal est donc :

$$I_{cc} = 1,1 \times \frac{Un}{Z_{T1}\sqrt{3}} \Rightarrow I_{cc} = 1,1 \times \frac{30000}{5,4 \times \sqrt{3}} = 3,528 \text{ kA} \quad (\text{III.6})$$

La section des conducteurs satisfaisant à la contrainte du court-circuit est :

$$S2 \geq \frac{I_{cc}}{k} \times \sqrt{t} \Rightarrow S2 \geq \frac{3,528}{94} \sqrt{1} \Rightarrow S2 \geq 38 \text{ mm}^2 \quad (\text{III.7})$$

Avec :

k = 94 : valeur du coefficient correspondant à un conducteur en aluminium isolé au PR (voir tableau n°7 de l'annexe).

t = 1s : durée du court-circuit égale à la temporisation de la protection.

La section minimale à retenir est donc : **S2 = 50 mm²**.

III.4.6 Vérification des chutes de tensions :

La chute de tension sur un câble est calculée par la formule :

$$\Delta V = b \left(\rho \frac{L}{S} \cos\varphi + \lambda L \sin\varphi \right) \times I_b \quad (\text{III. 8})$$

Avec :

ΔV : chute de tension, en volt ;

b : coefficient $\begin{cases} = 1 \text{ pour circuit triphasé;} \\ = 2 \text{ pour circuit monophasé.} \end{cases}$

ρ : Résistivité du conducteur en service normal, $\rho = 0,036 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ pour l'aluminium ;

L : longueur du câble, en mètre ;

S : section des conducteurs, en mm^2 ;

$\cos\varphi$: facteur de puissance ; en l'absence d'indication précise on peut prendre $\cos\varphi = 0,8$ ($\sin\varphi = 0,6$) ;

I_b : courant maximal d'emploi, en ampère ;

λ : Réactance linéique des conducteurs, en Ω/m , $0,15 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$ pour les câbles unipolaires espacés.

$L=1000 \text{ m}$, $S=50 \text{ mm}^2$, $\lambda=0,15 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$, $\rho = 0,036 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$, $I_b= 15,396 \text{ A}$, $\cos\varphi = 0,8$ ($\sin\varphi = 0,6$).

$$\Delta V = \left(0,036 \frac{1000}{50} 0,8 + 0,15 \times 10^{-3} \times 1000 \times 0,6 \right) \times 15,396$$

$$\Delta V = 10,2537 \text{ V}$$

Les chutes de tension en régime normal sont inférieures à 1 %, en tout point du réseau 30 kV,

pour notre cas la chute de tension relative est de : $\frac{\Delta V}{V_n} = \frac{10,2537}{\frac{30000}{\sqrt{3}}} \times 100 = 0,06\% < 1\%$.

Malgré une longueur de liaison très importante pour un réseau industriel, la chute de tension est acceptable.

On a obtenu deux sections différentes avec deux méthodes différentes $S_1=10\text{mm}^2$ et $S_2=50\text{mm}^2$, la section technique à retenir est donc **$S=50 \text{ mm}^2$** .

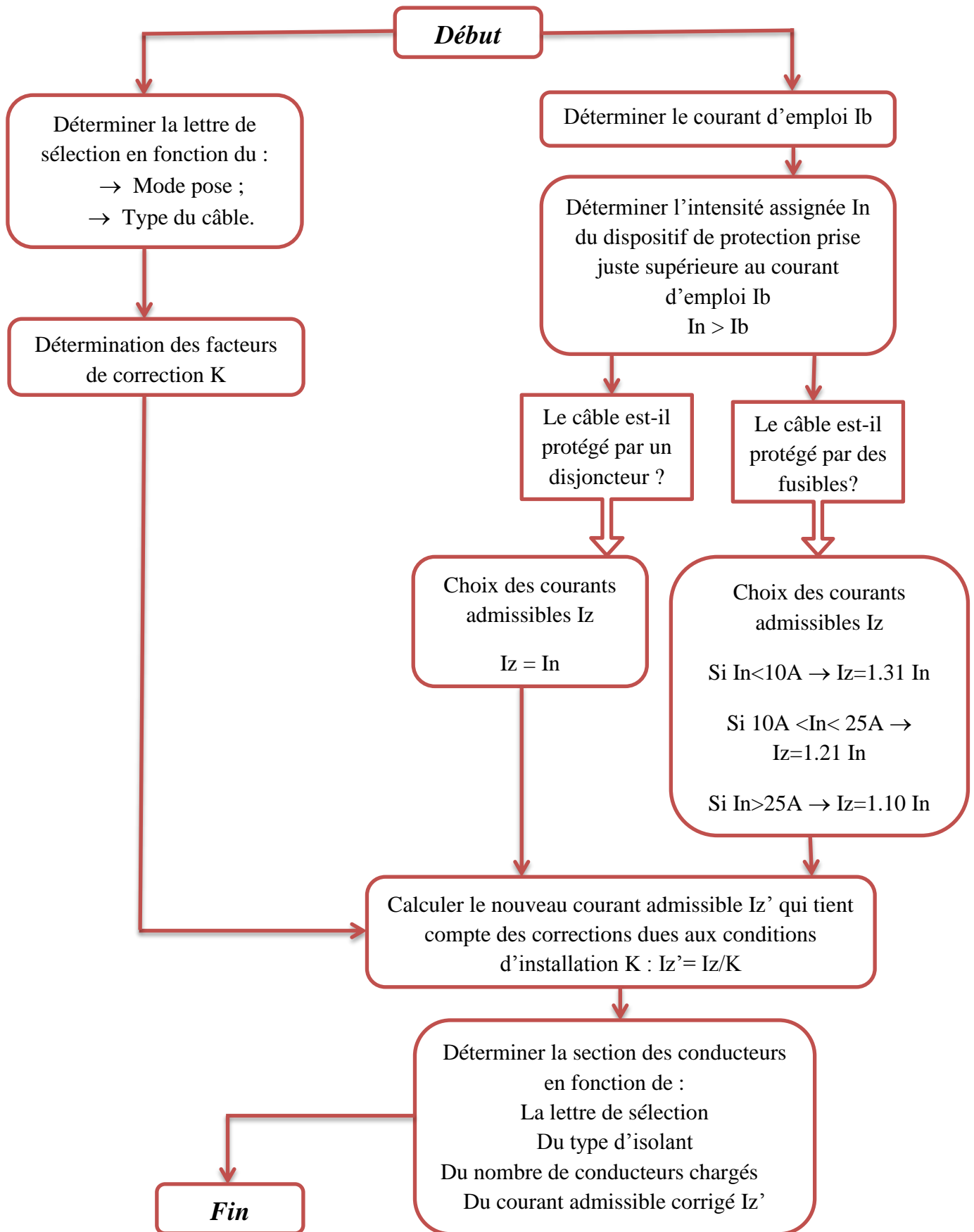
III.5 Détermination des sections des câbles en basse tension

III.5.1 Méthode de calcul :

La détermination de la section d'un câble se fait selon les critères suivants :

- ✓ Calcul de la section technique ;
- ✓ Calcul de la section économique.

Organigramme de la méthode



III.5.2 Calcul de la section technique :

La détermination de cette section consiste à trouver la section normalisée appartenant au type du câble choisi, et satisfait les trois conditions suivantes :

- ✓ Échauffement normal ;
- ✓ Chute de tension admissible ;
- ✓ Surcharge due au court-circuit.

III.5.2.1 Calcul de la section selon l'échauffement S_j :

En fonction des conditions environnementales et les critères des conducteurs, des facteurs de correction sont appliqués pour la détermination des courants admissibles des canalisations. Les conditions dans lesquelles l'installation est dimensionnée sont les suivantes :

- Le mode de pose ;
- Le type d'éléments conducteurs ;
- L'influence mutuelle des autres circuits ;
- La température ambiante ;
- La nature de l'isolant ;
- L'intensité nominale du courant d'emploi I_b .

Le mode de pose dans notre cas c'est : sous caniveau, moulures, plinthes, chambranles. Sélectionné par la lettre **B** du tableau n°8 de l'annexe 1. Le coefficient K s'obtient en multipliant les facteurs de correction K_1 , K_2 , K_3 , K_n et K_s :

- ✚ Le facteur de correction K_1 prend en compte le mode de pose comme le montre le tableau n°9 de l'annexe 1.
- ✚ Le facteur de correction K_2 prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte (tableau N°10 de l'annexe 1).
- ✚ Le facteur de correction K_3 prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant (tableau N°11 de l'annexe 1).
- ✚ Le facteur de correction K_n (conducteur Neutre chargé) (selon la norme NF C 15-100 §523.5.2) $K_n = 0,84$; $K_n = 1,45$.
- ✚ Le facteur de correction dit de symétrie K_s (selon la norme NF C 15-105 § B.5.2 et le nombre de câbles en parallèle) $K_s = 1$ pour 2 et 4 câbles par phase avec le respect de la symétrie. $K_s = 0,8$ pour 2, 3 et 4 câbles par phase si non-respect de la symétrie.

Pour les forces motrices et stations de pompage on choisit le mode de pose sous caniveau, $K_1=0,95$, $K_2=1$, $K_3=0,91$, $K_n=0,84$, $K_s=1$.

Pour les systèmes de climatisation, éclairages et prises on choisit le mode de pose encastré, $K1=0,70$, $K2=1$, $K3=1$, $Kn=0,84$, $Ks=1$.

Exemple de calcul : Compresseur n°1

$$\text{On a : } Iz' = \frac{Iz}{K} \quad (\text{III. 9})$$

$Iz = In$ ou juste supérieur, dans notre étude on prend $Iz = Ib \rightarrow Iz = 61,21459322 \text{ A}$.

$K = K1 \times K2 \times K3 \times Kn \times Ks \rightarrow K = 0,95 \times 1 \times 0,91 \times 0,84 \times 1 \rightarrow K = 0,726$.

$$Iz' = \frac{61,21459322}{0,726} \rightarrow Iz' = 84,32 \text{ A}$$

En se plaçant sur la ligne correspondant à la lettre de sélection B, dans la colonne PR3 (cuivre) du tableau n°12 de l'annexe, on choisit la valeur immédiatement supérieure à 84,32 A, ce qui donne un courant admissible $Iad = 85 \text{ A}$ et une section $Sj = 16\text{mm}^2$.

Les résultats obtenus pour chacun des circuits du TGBT sont résumés dans le tableau ci-dessous.

Tableau III-1 : Résultats de calcul de la section selon l'échauffement

Récepteur	Courant d'emploi Iz [A]	K	Courant fictif Iz' [A]	Nature du câble	Courant admissible Iad [A]	Sj [mm ²]
Alimentation force motrice						
Départ n°01						
Aéroréfrigérant n°1	129,3684927	0,726	178,1935	Cuivre PR3	213	70
Aéroréfrigérant n°2	129,3684927	0,726	178,1935	Cuivre PR3	213	70
Monte-charge n°1	39,79896155	0,726	54,8195	Cuivre PR3	63	10
Monte-charge n°2	39,79896155	0,726	54,8195	Cuivre PR3	63	10
Total départ n°1	270,6679267	0,726	372,82	Cuivre PR3	392	185
Départ n°02						
Ventilateur n°1	45,6693084	0,726	62,905	Cuivre PR3	63	10
Ventilateur n°2	45,6693084	0,726	62,905	Cuivre PR3	63	10
Compresseur n°1	61,21459322	0,726	84,3176	Cuivre PR3	85	16
Compresseur n°2	70,8800554	0,726	97,6309	Cuivre PR3	112	25
Perceuse n°1	3,586701594	0,726	4,94	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Perceuse n°2	4,564892942	0,726	6,2877	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Total départ n°2	162,109402	0,726	223,291	Cuivre PR3	258	95
Départ n°03						
Scie à panneau	90,49288887	0,726	124,6459	Cuivre PR3	138	35
Emballeuse	91,84605357	0,726	126,5097	Cuivre PR3	138	35
Ascenseur	50,743676	0,726	69,8949	Cuivre PR3	85	16
Total départ n°3	209,7743566	0,726	288,9454	Cuivre PR3	299	120
Station de pompage						
Départ n°04						
Pompe centrifuge 1	59,20095534	0,726	81,544	Cuivre PR3	85	16

Pompe centrifuge 2	76,115514	0,726	104,8423	Cuivre PR3	112	25
Pompe centrifuge 3	143,7737487	0,726	198,0355	Cuivre PR3	213	70
Total départ n°4	251,1811962	0,726	345,9796	Cuivre PR3	392	185
Eclairages et prises de courant						
Départ n°05						
Eclairage hangar	5,196152423	0,588	8,837	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Eclairage extérieur	5,412658774	0,588	9,2052	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Eclairage bureau	2,078460969	0,588	3,5348	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Eclair salle stock	1,039230485	0,588	1,7674	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Eclairage vestiaires	0,831384388	0,588	1,4139	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Prises hangar (A)	3,048409421	0,588	5,1844	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Prises hangar (B)	3,048409421	0,588	5,1844	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Prises hangar (C)	3,048409421	0,588	5,1844	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Prises extérieur	3,048409421	0,588	5,1844	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Prises bureau (A)	1,422591063	0,588	2,4194	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Prises bureau (B)	1,422591063	0,588	2,4194	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Prises bureau (C)	1,422591063	0,588	2,4194	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Prises salle stock	2,794375303	0,588	4,7523	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Prises vestiaires	1,65122177	0,588	2,8082	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Total départ n°5	21,27893699	0,588	36,1887	Cuivre PR3	36	4
Système de climatisation						
Départ n°06						
Type rooftop n°1	93,81941872	0,588	159,5568	Cuivre PR3	168	50
Type rooftop n°2	93,81941872	0,588	159,5568	Cuivre PR3	168	50
Type rooftop n°3	93,81941872	0,588	159,5568	Cuivre PR3	168	50
Type rooftop n°4	93,81941872	0,588	159,5568	Cuivre PR3	168	50
Système type split	63,14768568	0,588	107,394	Cuivre PR3	112	25
Total départ n°6	350,7402884	0,726	483,1133	Cuivre PR3	530	300
Départ principale	1056,712052	1	1056,7121	Cuivre PR3	1088	630

III.5.2.2 Calcul de la section selon la chute de tension Sz :

La chute de tension sur une canalisation est calculée par les formules ci-dessous :

Tableau III-2 : Formules de calcul de la chute de tension [16]

Circuit	Chute de tension (ΔU)	
	en volts	en %
Monophasé : deux phases	$\Delta U = 2 I_B (R \cos \varphi + X \sin \varphi) L$	$\frac{100 \Delta U}{U_n}$
Monophasé : phase et neutre	$\Delta U = 2 I_B (R \cos \varphi + X \sin \varphi) L$	$\frac{100 \Delta U}{V_n}$
Triphasé équilibré : trois phases (avec ou sans neutre)	$\Delta U = \sqrt{3} I_B (R \cos \varphi + X \sin \varphi) L$	$\frac{100 \Delta U}{U_n}$

Pour notre étude on utilise la formule suivante :

$$\Delta U = \sqrt{3} I_b (R \cos\varphi + X \sin\varphi) \times L \rightarrow \Delta U = \sqrt{3} I_b \left(\frac{\rho L}{S} \cos\varphi + \lambda L \sin\varphi \right) \quad (\text{III.10})$$

Avec :

I_b : courant d'emploi en ampère ;

ρ : Résistivité du conducteur en service normal, $\rho = 0,0225 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre ;

L : longueur du câble en m ;

S : section des conducteurs en mm^2 ;

λ : Réactance linéique des conducteurs, $\lambda = 0,08 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$ pour les câbles tripolaires.

Exemple de calcul : Compresseur n°1

On a : $U = 400 \text{ V}$, $I_b = 61,21459322 \text{ A}$, $L = 30 \text{ m}$, $S_j = 16 \text{ mm}^2$, $\cos\varphi = 0,8$; $\sin\varphi = 0,6$.

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 61,2146 \left(\frac{0,0225 \times 30}{16} \times 0,8 + 0,08 \times 10^{-3} \times 30 \times 0,6 \right)$$

$$\Delta U = 3,731082586 \text{ V}$$

En pourcentage on aura : $\frac{\Delta U}{U_n} \times 100 \rightarrow \frac{4,208203121}{400} \times 100 = 0,93 \%$.

La chute de tension calculée est inférieure à la chute de tension admissible (8%) indiquée dans le tableau ci-dessous, donc la section de notre câble est convenable : **$S_z = 16 \text{ mm}^2$** .

Tableau III-3 : chutes de tension admissibles dans les réseaux BT [16]

Type d'installations	Eclairage	Autres usages (force motrice)
Alimentation par le réseau BT de distribution publique	3%	5%
Alimentation par poste privé MT/BT	6%	8%
Lorsque les canalisations principales de l'installation ont une longueur supérieure à 100 m, ces chutes de tension peuvent être augmentées de 0,005 % par mètre de canalisation au-delà de 100 m, sans toutefois que ce supplément soit supérieur à 0,5 %.		

Les résultats de calcul des autres paramètres sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau III-4 : Vérification des sections par rapport aux chutes de tensions

Récepteur	Courant d'emploi Iz [A]	cosφ	L [m]	R [Ω]	X [Ω]	ΔU [V]	ΔU %	Sj [mm ²]	Sz [mm ²]
Alimentation force motrice									
Départ n°01									
Aéro n°1	129,3684927	0,91	40	0,01286	$3,2 \cdot 10^{-3}$	2,9189	0,73	70	70
Aéro n°2	129,3684927	0,91	40	0,01286	$3,2 \cdot 10^{-3}$	2,9189	0,73	70	70
M-ch n°1	39,79896155	0,8	22	0,0495	$1,76 \cdot 10^{-3}$	2,8026	0,70	10	10
M-ch n°2	39,79896155	0,8	22	0,0495	$1,76 \cdot 10^{-3}$	2,8026	0,70	10	10
Câble C3	270,6679267	0,8	3	$3,65 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$	0,2044	0,05	185	185
Départ n°02									
Vent n°1	45,6693084	0,8	20	0,045	$1,6 \cdot 10^{-3}$	2,9236	0,73	10	10
Vent n°2	45,6693084	0,8	20	0,045	$1,6 \cdot 10^{-3}$	2,9236	0,73	10	10
Comp n°1	61,21459322	0,8	30	0,04219	$2,4 \cdot 10^{-3}$	3,7311	0,93	16	16
Comp n°2	70,8800554	0,8	30	0,027	$2,4 \cdot 10^{-3}$	2,8286	0,71	25	25
Perc n°1	3,586701594	0,83	33	0,495	$2,64 \cdot 10^{-3}$	2,5615	0,64	1,5	1,5
Perc n°2	4,564892942	0,83	35	0,525	$2,8 \cdot 10^{-3}$	3,4577	0,86	1,5	1,5
Câble C4	162,109402	0,8	2	$4,74 \cdot 10^{-4}$	$1,6 \cdot 10^{-4}$	0,1334	0,03	95	95
Départ n°03									
Sc à pan	90,49288887	0,8	10	$6,43 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-4}$	0,8813	0,22	35	35
Embal	91,84605357	0,7	15	$9,64 \cdot 10^{-3}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$	1,2101	0,30	35	35
Ascen	50,743676	0,83	12	0,01688	$9,6 \cdot 10^{-4}$	1,2781	0,32	16	16
Câble C5	209,7743566	0,8	3	$5,62 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$	0,2158	0,05	120	120
Station de pompage									
Départ n°04									
Pompe1	59,20095534	0,8	34	0,04781	$2,72 \cdot 10^{-3}$	4,0895	1,02	16	16
Pompe2	76,115514	0,8	35	0,0315	$2,8 \cdot 10^{-3}$	3,5438	0,89	25	25
Pompe3	143,7737487	0,8	38	0,01221	$3,04 \cdot 10^{-3}$	2,8875	0,72	70	70
Câble C6	251,1811962	0,8	3	$3,65 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$	0,1896	0,05	185	185
Eclairages et prises de courant									
Départ n°05									
Ec hangar	5,196152423	1	80	1,2	$6,4 \cdot 10^{-3}$	10,8	2,7	1,5	1,5
Ec ext	5,412658774	1	100	1,5	$8 \cdot 10^{-3}$	14,063	3,52	1,5	1,5
Ec bur	2,078460969	1	28	0,42	$2,24 \cdot 10^{-3}$	1,512	0,38	1,5	1,5
Ec stock	1,039230485	1	20	0,3	$1,6 \cdot 10^{-3}$	0,54	0,14	1,5	1,5
Ec vest	0,831384388	1	10	0,15	$8 \cdot 10^{-4}$	0,216	0,05	1,5	1,5
Prises h A	3,048409421	1	75	1,125	$6 \cdot 10^{-3}$	5,939	1,49	1,5	1,5
Prises h B	3,048409421	1	75	1,125	$6 \cdot 10^{-3}$	5,939	1,49	1,5	1,5
Prises h C	3,048409421	1	75	1,125	$6 \cdot 10^{-3}$	5,939	1,49	1,5	1,5
Prises ext	3,048409421	1	50	0,75	$4 \cdot 10^{-3}$	3,96	0,99	1,5	1,5
Prises bur A	1,422591063	1	70	1,05	$5,6 \cdot 10^{-3}$	2,5872	0,65	1,5	1,5
Prises bur B	1,422591063	1	70	1,05	$5,6 \cdot 10^{-3}$	2,5872	0,65	1,5	1,5
Prises bur C	1,422591063	1	70	1,05	$5,6 \cdot 10^{-3}$	2,5872	0,65	1,5	1,5
Prises stock	2,794375303	1	15	0,225	$1,2 \cdot 10^{-3}$	1,089	0,27	1,5	1,5
Prises vest	1,65122177	1	25	0,375	$2 \cdot 10^{-3}$	1,0725	0,27	1,5	1,5
Câble C7	21,27893699	0,8	2	0,01125	$1,6 \cdot 10^{-4}$	0,3352	0,08	4	4

Système de climatisation									
Départ n°06									
rooftop n°1	93,81941872	0,8	10	$4,5 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-4}$	0,663	0,17	50	50
rooftop n°2	93,81941872	0,8	10	$4,5 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-4}$	0,663	0,17	50	50
rooftop n°3	93,81941872	0,8	10	$4,5 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-4}$	0,663	0,17	50	50
rooftop n°4	93,81941872	0,8	10	$4,5 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-4}$	0,663	0,17	50	50
type split	63,14768568	0,8	10	$9 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-4}$	0,84	0,21	25	25
Câble C8	350,7402884	0,8	3	$2,25 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$	0,1968	0,05	300	300
Câble C1	1056,712052	0,95	2	$7,14 \cdot 10^{-5}$	$1,6 \cdot 10^{-4}$	0,2156	0,05	630	630

Remarque :

D'après les calculs effectués dans le tableau ci-dessus, on remarque que les chutes de tensions calculées sont inférieures par rapport à la chute de tension admissible, pour cela, les sections calculées auparavant sont convenables.

III.5.2.3 Vérification des sections calculées selon la surcharge due au court-circuit :

Pendant le temps de réponse du dispositif de protection, l'énergie dissipée par le câble ne doit pas endommager celui-ci. La contrainte thermique, notion importante, ne doit pas être dépassée.

Lors du passage d'un courant de court-circuit dans les conducteurs d'une canalisation pendant un temps très court (jusqu'à cinq secondes), l'échauffement est considéré adiabatique ; cela signifie que l'énergie emmagasinée reste au niveau du métal de l'âme et n'est pas transmise à l'isolant. Il faut donc vérifier que la contrainte thermique du court-circuit est inférieure à la contrainte thermique admissible du conducteur [8]:

$$\text{Contrainte thermique} > I_{cc}^2 \times t_c$$

Avec :

I_{cc} : courant de court-circuit en A ;

t_c : temps de coupure du dispositif de protection en seconde, pour notre étude $t_c=0,2s$;

Contrainte thermique : donnée par la formule : $S^2 \times k^2$;

S : section des conducteurs en mm^2 ;

La valeur de k dépend du matériau de l'âme et de la nature de l'isolant (tableau N°7 de l'annexe).

Afin de faciliter le calcul d' I_{cc} dans les différents points de l'installation, nous allons utiliser une méthode plus courte et utile qui est la méthode de composition, cette dernière est une approche simplifiée.

Connaissant le courant du court-circuit triphasé à l'origine de l'installation, elle permet d'estimer le courant de court-circuit présumé I_{k3} à l'extrémité d'une canalisation de longueur et section données. Cette méthode s'applique à des installations dont la puissance n'excède pas 800 kVA qui est le cas de notre étude. Le courant de court-circuit maximal en un point quelconque de l'installation est déterminé à l'aide du tableau n°17 de l'annexe à partir de :

- I_{k3} "Amont" (kA).
- La longueur du câble (m).
- La section des conducteurs de phases (mm²).
- La nature des conducteurs, dans notre cas c'est le cuivre.

Exemple de calcul (système de climatisation rooftop N°1) :

Le câble en cuivre, l'isolant est en PR ;

La section calculée $S=50\text{mm}^2$;

Le temps de coupure $t_c=0,2$ s ;

I_{cc} amont=18,6 kA.

A partir du tableau N°17 de l'annexe : $50\text{mm}^2 \longrightarrow 10,2\text{m}$

↓
20kA \longrightarrow 15,2kA

$$S > \frac{I_{cc} \times \sqrt{t_c}}{k} \quad \text{(III. 11)}$$

$$\frac{15200 \times \sqrt{0,2}}{143} = 47,54 < 50$$

Donc la section calculée est convenable $S_{cc}=50\text{mm}^2$.

La vérification des autres sections des conducteurs se résume dans le tableau ci-dessous :

Tableau III-5 : Vérification des sections calculées selon la surcharge due au court-circuit

Eléments	k	I_{cc} [kA]	$\frac{I_{cc} \times \sqrt{t_c}}{k}$	S [mm ²]	S_{cc} [mm ²]
Câble C1	143	19	59,42	630	630
Câble C3	143	18,6	58,17	185	185
Aéro n°1	143	10,6	33,15	70	70
Aéro n°2	143	10,6	33,15	70	70
M-ch n°1	143	4,4	13,76	10	16
M-ch n°2	143	4,4	13,76	10	16
Câble C4	143	18,6	58,17	95	95
Vent n°1	143	4,4	13,76	10	16
Vent n°2	143	4,4	13,76	10	16

Comp n°1	143	4,4	13,76	16	16
Comp n°2	143	7,2	22,52	25	25
Perc n°1	115	1,0	3,89	1,5	4
Perc n°2	115	1,0	3,89	1,5	4
Câble C5	143	18,6	58,17	120	120
Sc à pan	143	13,9	43,47	35	50
Embal	143	12,3	38,47	35	50
Ascen	143	8,9	27,83	16	35
Câble C6	143	18,6	58,17	185	185
Pompe1	143	4,4	13,76	16	16
Pompe2	143	5,7	17,83	25	25
Pompe3	143	10,6	33,15	70	70
Câble C7	143	10,6	33,15	4	35
Ec hangar	115	0,9	3,5	1,5	4
Ec ext	115	0,9	3,5	1,5	4
Ec bur	115	0,9	3,5	1,5	4
Ec stock	115	0,9	3,5	1,5	4
Ec vest	115	1,7	6,61	1,5	10
Prises h A	115	0,9	3,5	1,5	4
Prises h B	115	0,9	3,5	1,5	4
Prises h C	115	0,9	3,5	1,5	4
Prises ext	115	0,9	3,5	1,5	4
Prises bur A	115	0,9	3,5	1,5	4
Prises bur B	115	0,9	3,5	1,5	4
Prises bur C	115	0,9	3,5	1,5	4
Prises stock	115	1,2	4,67	1,5	6
Prises vest	115	0,9	3,5	1,5	4
Câble C8	143	18,6	58,17	300	300
rooftop n°1	143	15,2	47,54	50	50
rooftop n°2	143	15,2	47,54	50	50
rooftop n°3	143	15,2	47,54	50	50
rooftop n°4	143	15,2	47,54	50	50
type split	143	12,3	38,47	25	50

III.6 Dimensionnement des jeux de barres

III.6.1 Définition [32]:

Les jeux de barres à basse tension sont destinés à assurer le transport d'énergie électrique entre éléments d'une installation la fournissant (générateurs, transformateurs...) et la répartissant (tableaux généraux de distribution dits TGBT) ; ils peuvent également être une partie de ces derniers ou d'ensembles d'appareillage à basse tension faisant l'objet de normes

particulières. Ils peuvent être utilisés en tant que canalisations de distribution, mais cette fonction est plus généralement confiée aux systèmes de canalisations préfabriqués, également normalisés.

On les utilise, dans le cas de transport, en concurrence avec des câbles isolés, mais leur intérêt est, avant tout, économique car, à puissance transportée égale, ils reviennent sensiblement moins cher, le métal (cuivre ou aluminium) étant mieux utilisé.

Les principaux problèmes posés par l'emploi des jeux de barres peuvent se regrouper en deux catégories :

- Les conditions d'équilibre thermique avec leur environnement immédiat, qui déterminent les courants admissibles, pour une température acceptable du métal ; elles sont soumises à l'influence de nombreux facteurs ;
- les conditions de réalisation mécanique, en fonction des contraintes susceptibles de leur être appliquées, tant en service normal qu'en cas de défaut (court-circuit).

III.6.2 Calcul du courant admissible I_{ad} :

Le courant admissible maximal est estimé à 120% du courant nominal qui parcourt les jeux de barres. La formule suivante nous permet de calculer le courant admissible :

$$I_{ad} = 1,2 \times I_n \quad (\text{III.12})$$

Pour notre étude, le courant admissible sera :

$$I_{ad} = 1,2 \times \frac{S_n}{Un\sqrt{3}} \rightarrow I_{ad} = 1,2 \times \frac{800 \times 10^3}{400\sqrt{3}}$$

$$I_{ad} = 1385,64 \text{ A}$$

Connaissant le courant admissible, on peut choisir la section des barres directement à partir du tableau n°13 de l'annexe (température ambiante 30°C).

Pour un conducteur en cuivre nu et pour un courant admissible normalisé de 1507 A, donc la section sera, $S = 2 * 63 * 4 = 2 * 252 \text{ mm}^2$.

III.6.3 Vérification de la tenue thermique :

La formule de *MELSON & BOOTH* permet de définir l'intensité admissible dans un conducteur :

$$I = K * \frac{24,9 * (\theta - \theta_n)^{0,61} * S^{0,5} * P^{0,39}}{\sqrt{\rho_{20} * [1 + \alpha(\theta - 20)]}} \quad (\text{III.13})$$

Avec :

- **I** : Intensité de courant admissible en A ;
- **θ_n** : Température ambiante en °C (dans notre cas la température ambiante égale à (30°C) ;
- **($\theta - \theta_n$)** : Echauffement admissible en °C (Voir le tableau n°14 de l'annexe) ;
- **S** : Section d'une barre en cm² ;
- **P** : Périmètre d'une barre en cm ;
- **ρ_{20}** : Résistivité du conducteur à 20°C (Cuivre : 1.83μΩ/cm, Aluminium : 2.90μΩ/cm) ;
- **α** : Coefficient de température de la résistivité, $\alpha = 0,004$;
- **K** : Coefficient de conditions, avec $K=K1*K2*K3*K4*K5*K6*K7*K8$.

Avec :

K1 : est fonction de nombre de barres méplates par phase :

- Une barre **K1 = 1** ;
- 2 ou 3 barres (Tableau n°16 de l'annexe), **K1 = 1,73**.

K2 : coefficient de nature du métal, pour notre cas c'est une barre en cuivre : **K2 = 1,26**.

K3 : coefficient d'état de surface : barre peinte **K3 = 1,12**.

K4 : coefficient de position : barre à plat **K4 = 0,75**.

K5 : coefficient d'atmosphère : atmosphère calme **K5 = 1**.

K6 : coefficient de nature du courant : courant alternatif pour 2 barres par phase **K6 = 1**.

K7 : coefficient d'échauffement : échauffement admissible 50°C **K7 = 1,14**.

K8 : coefficient de température ambiante : 30°C **K8 = 1,0284**.

K = 2,1467.

Vérification de la section du JB :

$$I = 2,1467 * \frac{24,9 * (90 - 30)^{0,61} * 2,52^{0,5} * 13,4^{0,39}}{\sqrt{1,83 * [1 + 0,004(90 - 20)]}} = 1853,852 \text{ A.}$$

Donc, la solution choisie de 2 barres de **e = 4 mm**, et **a = 63 mm**, et qui admet un courant admissible de valeur de **1853,852A > Iad = 1385,64A** convient parfaitement.

III.6.4 L'échauffement dû au courant de court-circuit :

Pour le calcul de l'échauffement dû à un court-circuit, on utilise la formule suivante :

$$\Delta\theta_{cc} = 0,24 * \frac{\rho_{20} * I_{th} * t_k}{(n * S)^2 * C * \delta} \quad (\text{III. 14})$$

Avec :

$\Delta\theta_{cc}$: Echauffement dû au court-circuit ($^{\circ}\text{C}$) ;

ρ_{20} : Résistivité du conducteur à 20°C (Cuivre : $1.83\mu\Omega/\text{cm}$, Aluminium : $2.90\mu\Omega/\text{cm}$) ;

I_{th} : est le courant de court-circuit de courte durée ;

t_k : Durée du court-circuit de courte durée (1 à 3 s) ;

n : Nombre de barre(s) par phase ;

S : Section d'une barre en cm^2 ;

C : Chaleur spécifique du métal (Cuivre : $0,091 \text{ kcal/daN}^{\circ}\text{C}$, Aluminium: $0,23 \text{ kcal/daN}^{\circ}\text{C}$) ;

δ : Masse volumique du métal (Cuivre: $8,9 \text{ g/cm}^3$, Aluminium: $2,7 \text{ g/cm}^3$).

On prend la longueur du JB $L=5\text{m}$.

$$\text{On a : } I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_{cc}} \quad (\text{III. 15})$$

$$Z_{cc} = Z_T + Z_{Dj} + Z_{C1} + Z_{JB}$$

$$Z_T = \frac{Un^2}{Sn} * \frac{U_{cc}}{100} = \frac{400^2}{800 * 10^3} * \frac{6}{100} \rightarrow Z_T = 0,012 \Omega.$$

$$Z_{Dj} = \sqrt{R_{Dj}^2 + X_{Dj}^2} = \sqrt{0^2 + (0,15 * 10^{-3})^2} = 0,15 * 10^{-3} \Omega.$$

$$Z_{C1} = \sqrt{R_{C1}^2 + X_{C1}^2} = \sqrt{(7,14 * 10^{-5})^2 + (1,6 * 10^{-4})^2} = 1,752 * 10^{-4} \Omega.$$

$$Z_{JB} = \sqrt{R_{JB}^2 + X_{JB}^2} = \sqrt{0^2 + (7,5 * 10^{-4})^2} = 7,5 * 10^{-4} \Omega.$$

$$Z_{cc} = 0,012 + 0,15 * 10^{-3} + 1,752 * 10^{-4} + 7,5 * 10^{-4} \rightarrow Z_{cc} = 0,0130752 \Omega.$$

$$\text{Donc : } I_{cc} = \frac{400}{\sqrt{3} * 0,0130752} = 17,662 \text{ kA.}$$

Pour une durée de court-circuit de $t=2\text{s}$:

$$\Delta\theta_{cc} = 0,24 * \frac{1,83 * 17,662^2 * 2}{(2 * 2,52)^2 * 0,091 * 8,9} = 13,319^{\circ}\text{C.}$$

$$\theta_t = \theta_n + (\theta - \theta_n) + \Delta\theta_{cc} \rightarrow \theta_t = 30 + (90 - 30) + 13,319 = 103,319^{\circ}\text{C.}$$

$\theta_{\max}=200^{\circ}\text{C}$ (température maximal supportable par les pièce en contact avec le jeu de barres).

$\theta_t=103,319 < \theta_{\max}$ d'où le jeu de barre choisi est convenable.

III.7 Déterminations des courants de court-circuit

III.7.1 Méthode de calcul :

La détermination des valeurs de court-circuit en tous points d'une installation est essentielle au choix des matériels. Elle commence par l'estimation de cette valeur à l'origine de l'installation, puis en n'importe quel point selon plusieurs méthodes dont le choix dépend de l'importance de l'installation, des données disponibles, du type de vérification à effectuer [33].

Organigramme de la méthode

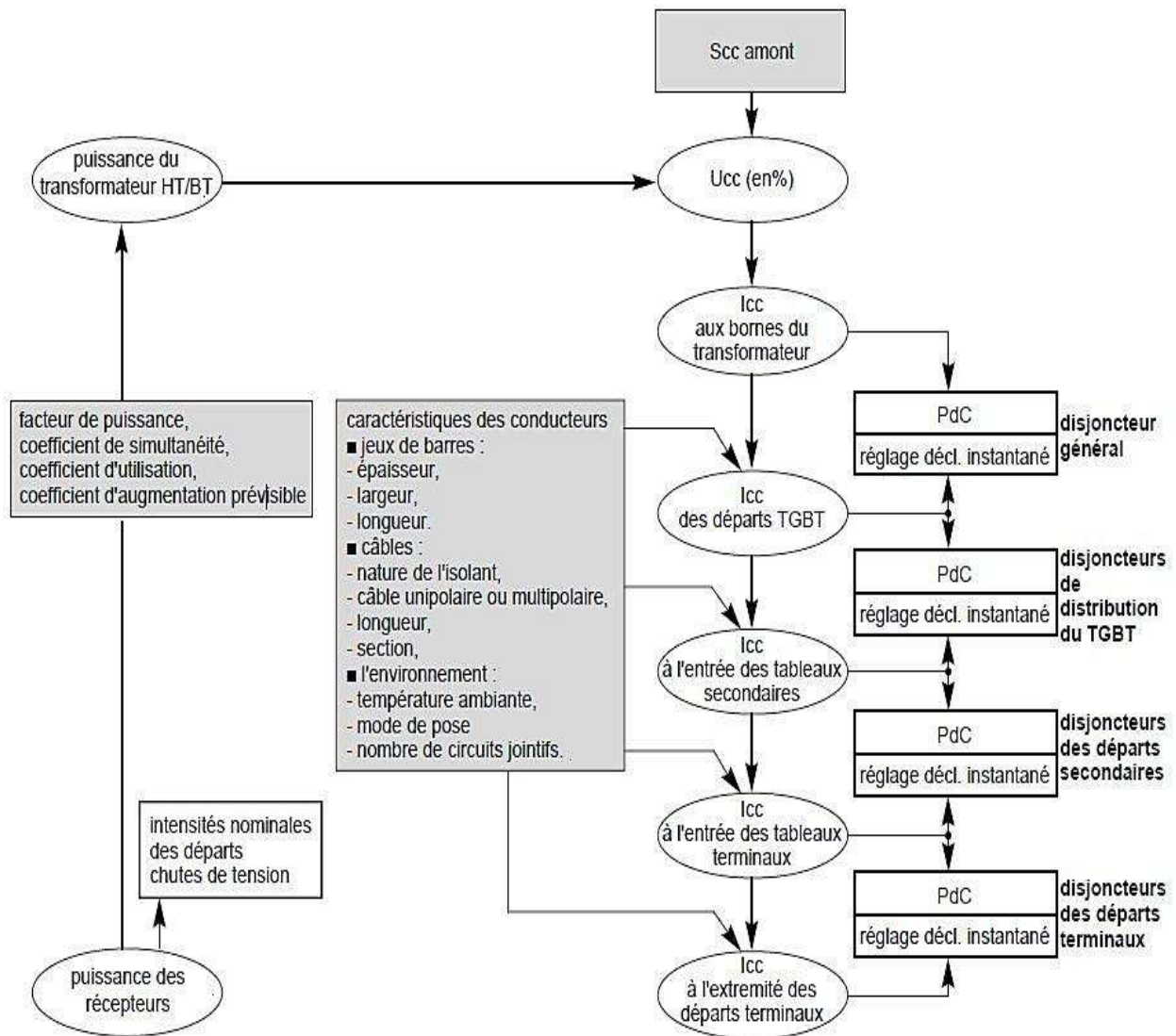


Figure III-4 : procédure de calcul d'Icc pour la conception d'une installation électrique [34]

Il existe trois méthodes de calcul du courant de court-circuit [35]:

a) La méthode des impédances :

Utilisable lorsque toutes les caractéristiques de la boucle de défaut sont connues, y compris celles de la source d'alimentation. Elle permet de calculer les valeurs maximales et minimales des courants de court-circuit.

b) La méthode de composition :

Utilisable lorsque l'on connaît le courant de court-circuit à l'origine du circuit et que l'on ne connaît pas les caractéristiques en amont. Elle permet de déterminer les courants de court-circuit maximaux.

c) La méthode conventionnelle :

Utilisable lorsque l'on connaît ni le courant de court-circuit à l'origine du circuit, ni les caractéristiques de l'alimentation en amont. Elle permet de déterminer les courants de court-circuit minimaux.

Dans notre étude, nous allons s'intéresser au calcul des courants de court-circuit par la méthode des impédances.

III.7.2 Calcul des courants de court-circuit par la méthode des impédances :

La méthode des impédances consiste à totaliser les résistances et réactances des boucles de défaut depuis la source jusqu'au point considéré et à en calculer l'impédance équivalente. Les différents courants de court-circuit et de défaut sont alors déduits par l'application de la loi d'Ohm. Cette méthode est utilisable lorsque toutes les caractéristiques des éléments constituant les boucles de défaut sont connues [33].

Les différents courants de court-circuit et de défaut sont alors calculés par les formules suivantes :

$$I_{cc} = \frac{c * m * U_0}{\sqrt{3} * Z_{cc}} = \frac{c * m * U_0}{\sqrt{3} * \sqrt{(\sum_{i=1}^n R_i)^2 + (\sum_{i=1}^n X_i)^2}} \quad (\text{III. 16})$$

Ou :

$$I_{cc} = \frac{U_0}{\sqrt{3} * Z_{cc}} \quad (\text{III. 17})$$

Avec :

c : facteur de tension pris égal à :

- $c_{max} = 1,05$ pour les courants maximaux
- $c_{min} = 0,95$ pour les courants minimaux

m : facteur de charge pris égal à 1,05, quelle que soit la source (transformateur ou générateur)

U_0 : étant la tension nominale de l'installation entre phase et neutre

Z_{cc} : étant l'impédance de la boucle de défaut.

$\sum R_i$: somme des résistances en série.

$\sum X_i$: somme des réactances en série.

Éléments considérés		Résistance R	Réactance X
	Réseau amont Figure G34	$R_a = 0,1$ $X_a = 0,995$ R peut donc être négligé par rapport à X	$X_a = 0,995$ $Z_a = \frac{U_{20}^2}{P_{sc}}$
	Transformateur Figure G35	$R_{tr} = \frac{P_{cu} \times 10^3}{3I_n^2}$ Rtr = peut souvent être négligée devant XTR pour transformateur de puissance > 100 kVA	$\sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2}$ avec $Z_{tr} = \frac{U_{20}^2}{P_n} \times \frac{U_{sc}}{100}$
	Disjoncteur	Négligeable	$X_D = 0,15 \text{ m}\Omega/\text{pole}$
	Jeu de barres	Négligeable pour $S > 200 \text{ mm}^2$ en dessous : $R = \rho \frac{L}{S}^{(1)}$	$X_B = 0,15 \text{ m}\Omega/\text{m}$
	Canalisations ⁽²⁾	$R = \rho \frac{L}{S}^{(1)}$	Câbles : $X_c = 0,08 \text{ m}\Omega/\text{m}$
	Moteurs	Voir § "moteurs" (souvent négligeable en BT)	
Courant de court-circuit triphasé		$I_{cc} = \frac{U_{20}}{\sqrt{3} \sqrt{R_T^2 + X_T^2}}$	

Figure III-5 : Récapitulation des impédances des différents éléments d'un réseau BT [16]

☑ Réseau amont :

La puissance de court-circuit du réseau HT est donnée par le distributeur d'énergie, le tableau ci-dessous nous montre les valeurs des résistances et réactances du réseau amont ramenées au secondaire du transformateur :

Tableau III-6 : Résistances et réactances du réseau amont ramenées au secondaire du transformateur [36]

P_{cc} (MVA)	U_0 (V)	R_a (mΩ)	X_a (mΩ)
250	230	0,03	0,21
	400	0,095	0,633
500	230	0,016	0,105
	400	0,047	0,316

Pour notre étude, on a : $P_{cc}=500\text{MVA}$ et $U_0=400\text{V}$ d'où : $R_a=0,047\text{m}\Omega$ et $X_a=0,316\text{m}\Omega$.

Alors : $Z_a = \sqrt{0,047^2 + 0,316^2} = 0,3195\text{m}\Omega$ (III. 18)

☑ **Transformateur :**

$$Z_T = \frac{Un^2}{Sn} * \frac{Ucc}{100} = \frac{400^2}{800 * 10^3} * \frac{6}{100} \rightarrow Z_T = \mathbf{0,012 \Omega} \quad (\text{III. 19})$$

$$R_T = 0,31 * Z_T = 0,31 * 0,012 = 3,72\text{m}\Omega \quad (\text{III. 20})$$

$$X_T = 0,95 * Z_T = 0,95 * 0,012 = 0,0114\Omega \quad (\text{III. 21})$$

☑ **Cable C1 :**

On a : $R_{C1} = 7,14 * 10^{-5}\Omega$ et $X_{C1} = 1,6 * 10^{-4}\Omega$ d'où : $Z_{C1} = \mathbf{1,752 * 10^{-4}\Omega}$

☑ **Disjoncteurs :**

L'impédance d'un disjoncteur ne doit être prise en compte que pour les appareils en amont de celui qui doit ouvrir sur le court-circuit envisagé. Sa réactance est prise égale à 0,15 mΩ et sa résistance négligée [16].

Donc : $Z_{Dj} = \mathbf{0,15m}\Omega$

☑ **Jeu de barres :**

La résistance d'un jeu de barres est généralement négligeable, de ce fait l'impédance est pratiquement égale à la réactance. La valeur linéique typique d'un jeu de barres est approximativement 0,15 mΩ/mètre. Notre jeu de barre à une longueur de L=5m, ce qui nous donne une impédance de $Z_{JB} = \mathbf{0,75m}\Omega$

Les résultats de calcul des courants de court-circuit dans les différents circuits terminaux sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau III-7 : Résultat de calcul des courants de court-circuit

Eléments	L [m]	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Z _{tot} [Ω]	I _{cc} [kA]
Transformateur	/	$3,72.10^{-3}$	0,0114	0,012	0,012	19,245
Câble C1	2	$7,14.10^{-5}$	$1,6.10^{-4}$	$1,752.10^{-4}$	0,0121752	18,968
Jeu de barre TGBT	5	0	$0,75.10^{-3}$	$0,75.10^{-3}$	0,0130752	17,662
Câble C3	3	$3,65.10^{-4}$	$2,4.10^{-4}$	$4,368.10^{-4}$	0,01351203521	17,091
Jeu de barre 1	2,5	0	$3,75.10^{-4}$	$3,75.10^{-4}$	0,01403703521	16,452
Aéro n°1	40	0,01286	$3,2.10^{-3}$	0,01325215	0,02743918975	8,416
Aéro n°2	40	0,01286	$3,2.10^{-3}$	0,01325215	0,02743918975	8,416
M-ch n°1	22	0,0495	$1,76.10^{-3}$	0,04953128	0,06371831422	3,624
M-ch n°2	22	0,0495	$1,76.10^{-3}$	0,04953128	0,06371831422	3,624
Câble C4	2	$4,74.10^{-4}$	$1,6.10^{-4}$	$5,003.10^{-4}$	0,01357547592	17,012
Jeu de barre 2	3,5	0	$5,25.10^{-4}$	$5,25.10^{-4}$	0,01425047592	16,206
Vent n°1	20	0,045	$1,6.10^{-3}$	0,04502844	0,05942891138	3,886

Vent n°2	20	0,045	$1,6 \cdot 10^{-3}$	0,04502844	0,05942891138	3,886
Comp n°1	30	0,04219	$2,4 \cdot 10^{-3}$	0,04225821	0,05665868341	4,076
Comp n°2	30	0,027	$2,4 \cdot 10^{-3}$	0,02710646	0,04150693272	5,563
Perc n°1	33	0,495	$2,64 \cdot 10^{-3}$	0,49500704	0,5094075159	0,453
Perc n°2	35	0,525	$2,8 \cdot 10^{-3}$	0,52500747	0,5394079425	0,428
Câble C5	3	$5,62 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$	$6,111 \cdot 10^{-4}$	0,01368630065	16,874
Jeu de barre 3	2	0	$3 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$	0,01413630065	16,337
Sc à pan	10	$6,43 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-4}$	0,00647958	0,02076587625	11,121
Embal	15	$9,64 \cdot 10^{-3}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$	0,00971440	0,02400070233	9,622
Ascen	12	0,01688	$9,6 \cdot 10^{-4}$	0,01690728	0,03119357719	7,403
Câble C6	3	$3,65 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$	0,00043683	0,01351203521	17,091
Jeu de barre 4	2	0	$3 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$	0,01396203521	16,541
Pompe1	34	0,04781	$2,72 \cdot 10^{-3}$	0,04788731	0,06199934564	3,724
Pompe2	35	0,0315	$2,8 \cdot 10^{-3}$	0,03162419	0,0457362348	5,049
Pompe3	38	0,01221	$3,04 \cdot 10^{-3}$	0,01258275	0,02669478928	8,651
Câble C7	2	0,01125	$1,6 \cdot 10^{-4}$	0,01125114	0,02432633772	9,493
Jeu de barre 5	4	0	$6 \cdot 10^{-4}$	$6 \cdot 10^{-4}$	0,02507633772	9,209
Ec hangar	80	1,2	$6,4 \cdot 10^{-3}$	1,20001707	1,225243404	0,188
Ec ext	100	1,5	$8 \cdot 10^{-3}$	1,50002133	1,525247671	0,151
Ec bur	28	0,42	$2,24 \cdot 10^{-3}$	0,42000597	0,445232311	0,519
Ec stock	20	0,3	$1,6 \cdot 10^{-3}$	0,30000423	0,3252306044	0,710
Ec vest	10	0,15	$8 \cdot 10^{-4}$	0,15000213	0,175228471	1,318
Prises h A	75	1,125	$6 \cdot 10^{-3}$	1,125016	1,150242338	0,200
Prises h B	75	1,125	$6 \cdot 10^{-3}$	1,125016	1,150242338	0,200
Prises h C	75	1,125	$6 \cdot 10^{-3}$	1,125016	1,150242338	0,200
Prises ext	50	0,75	$4 \cdot 10^{-3}$	0,75001067	0,7752370043	0,298
Prises bur A	70	1,05	$5,6 \cdot 10^{-3}$	1,05001493	1,075241271	0,215
Prises bur B	70	1,05	$5,6 \cdot 10^{-3}$	1,05001493	1,075241271	0,215
Prises bur C	70	1,05	$5,6 \cdot 10^{-3}$	1,05001493	1,075241271	0,215
Prises stock	15	0,225	$1,2 \cdot 10^{-3}$	0,2250032	0,2502295377	0,923
Prises vest	25	0,375	$2 \cdot 10^{-3}$	0,37500533	0,400231671	0,577
Câble C8	3	$2,25 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$	0,00032898	0,01340417568	17,229
Jeu de barre 6	3,7	0	$5,55 \cdot 10^{-4}$	$5,55 \cdot 10^{-4}$	0,01410917568	16,368
rooftop n°1	10	$4,5 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-4}$	0,00457056	0,01882973363	12,265
rooftop n°2	10	$4,5 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-4}$	0,00457056	0,01882973363	12,265
rooftop n°3	10	$4,5 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-4}$	0,00457056	0,01882973363	12,265
rooftop n°4	10	$4,5 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-4}$	0,00457056	0,01882973363	12,265
type split	10	$9 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-4}$	0,00903549	0,02329466128	9,914

III.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes méthodes de calculs et vérifications des sections des conducteurs au niveau de chaque tronçon de notre installation, puis on les a calculé et effectué le bon choix.

Nous avons dimensionné le jeu de barre TGBT et au dernier lieu nous avons calculé les courants de court-circuit que nous aurons besoin dans le chapitre suivant afin de dimensionner et choisir les équipements de protection, où il faut les choisir avec précision pour garantir aux personnes une sécurité meilleure et permanente tout au long du fonctionnement de l'installation.



Chapitre IV

Chapitre IV

Dimensionnement et choix des protections

IV.1 Introduction

Chaque installation électrique a besoin d'une protection, pour cela, l'objectif de ce chapitre est d'assurer un meilleur choix des équipements de protection afin de surveiller l'état électrique des éléments de l'installation et éviter toute perturbation possible et tout contact soit directs ou indirects.

IV.2 Définition

La protection c'est l'ensemble des moyens permettant d'éliminer rapidement et d'une façon sûre un défaut tel que : court-circuit, surcharge ou défaut d'isolement avec écoulement de courant vers la terre. Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique [20].

IV.3 Protection contre les surcharges [33]

Le passage d'un courant électrique dans un conducteur engendre un échauffement proportionnel au carré de l'intensité : c'est l'effet Joule. Partant de cet axiome, il faut déterminer le courant admissible I_z du conducteur en fonction de sa section, de sa nature et de ses conditions d'installation (modes de pose). Un préalable qui permettra ensuite de choisir une protection adaptée contre les surcharges.

Le courant réel d'emploi I_b ne doit pas excéder le courant assigné (calibre I_n ou réglage I_r) de l'appareil de protection dont la valeur elle-même ne doit pas dépasser celle du courant admissible par la canalisation I_z . La valeur I_z doit être réduite d'un coefficient R en cas de protection par fusible.

Il convient donc de respecter : $I_b \leq I_n \leq R \times I_z$

Avec :

$R = 1$ pour les disjoncteurs ;

$R = 0,75$ pour les fusibles $gG < 16 \text{ A}$;

$R = 0,9$ pour les fusibles $gG \geq 16 \text{ A}$.

Pour les disjoncteurs réglables, il est conseillé de choisir I_z supérieur au calibre I_n nominal de l'appareil. Les conséquences d'un réglage thermique I_r inadapté ou d'une évolution du courant d'emploi I_B seront sans risque.

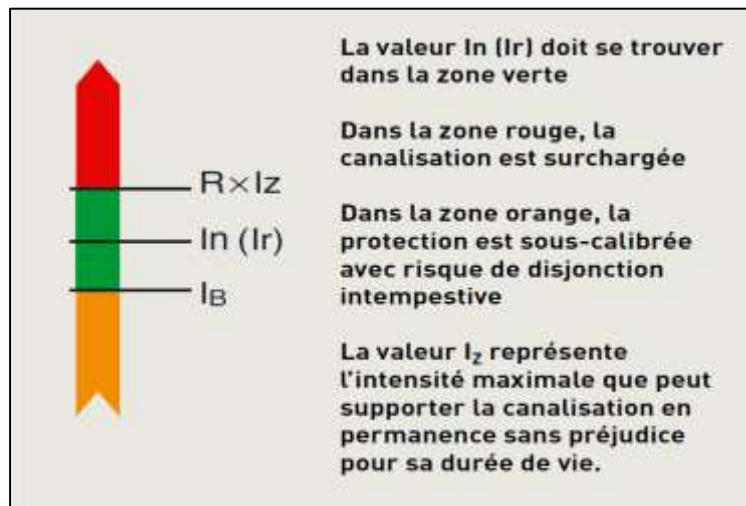


Figure IV-1 : Zones de charge d'une canalisation.

*** Emplacement des protections :**

En principe, un dispositif de protection doit être placé à l'origine de chaque canalisation (ligne principale ou dérivation), dès lors que le courant I_z admissible par la canalisation devient inférieur au courant I_n du dispositif de protection amont.

*** Dispense de protection contre les surcharges :**

Il est possible de se dispenser de protection contre les surcharges dans les cas suivants :

- la canalisation est effectivement protégée contre les surcharges par un appareil en amont
- la canalisation n'est pas susceptible d'être parcourue par des surcharges et ne comporte ni dérivation, ni prises (appareils ayant une protection intégrée adaptée à la section du câble, appareil fixe ne générant pas de surcharge et dont le courant d'emploi est compatible avec l'intensité admissible du câble, canalisation alimentant plusieurs dérivations protégées individuellement et dont la somme des courants d'emploi est inférieure au courant admissible dans la canalisation, canalisations dont la source ne peut fournir un courant supérieur à son intensité admissible,...)

Les dispenses ne sont pas valables en schéma IT et dans les installations présentant un risque d'incendie ou, sans vérification complémentaire.

Il est à noter qu'il est possible ne pas protéger une dérivation sur une longueur de 3 mètres maximum à condition qu'elle soit réalisée de manière à réduire le risque de court-circuit au minimum et que le dispositif de protection soit placé directement après ces 3 mètres.

Cette disposition est particulièrement utile dans le câblage des tableaux.

*** Recommandation de non-protection contre les surcharges :**

Lorsque la continuité de service ou la sécurité le nécessite ou si l'ouverture du circuit entraîne un danger (moteurs de désenfumage, circuits de machines tournantes, appareils de levage...) il est recommandé de ne pas placer de dispositif avec protection contre les surcharges.

Dans ce cas, la canalisation doit être dimensionnée pour le courant éventuel de défaut en surcharge : rotor bloqué pour un moteur par exemple.

Les disjoncteurs Lexic magnétique seul DX-MA permettent de répondre aux recommandations de non-protection contre les surcharges.

IV.4 Protection contre les courts-circuits [33]

Pour se prémunir des risques des courants de court-circuit, tout dispositif de protection contre ces courts-circuits doit répondre aux deux règles suivantes :

- le pouvoir de coupure de l'appareil doit être au moins égal au courant de court-circuit maximum présumé en son point d'installation
- le temps de coupure, pour un court-circuit se produisant en n'importe quel point de l'installation, ne doit pas être supérieur au temps portant la température des conducteurs à la valeur maximale admissible.

En application de ces règles, il est nécessaire, pour chaque circuit, de déterminer le courant de court-circuit maximum en son origine ainsi que le courant de court-circuit minimum en son extrémité.

Le courant de court-circuit maximum à l'origine du circuit est utilisé :

- pour déterminer le pouvoir de coupure nécessaire des appareils de protection
- pour s'assurer de la protection des conducteurs contre les contraintes thermiques.

Le courant de court-circuit minimum à l'extrémité du circuit est utilisé :

- pour vérifier les conditions de coupure pour le réglage magnétique des disjoncteurs
- pour s'assurer de la protection des conducteurs contre les contraintes thermiques notamment en cas de protection par fusibles ou par disjoncteur retardé.

En règle générale la protection contre les courts-circuits doit-être placée en tête de chaque circuit.

IV.4.1 Pouvoir de coupure :

Le pouvoir de coupure d'un dispositif de protection doit être au moins égal au courant de court-circuit maximum présumé susceptible de se produire au point où l'appareil est installé :

$$PdC \geq I_{ccmax}$$

Avec :

I_{cc} : Intensité de court-circuit ;

PDC : pouvoir de coupure de l'appareil de protection.

IV.4.2 Association ou coordination des protections :

Il est admis, par dérogation, que le pouvoir de coupure du dispositif de protection soit inférieur au court-circuit maximum présumé à condition :

- Qu'il soit associé en amont à un appareil ayant le pouvoir de coupure nécessaire ;
- Que l'énergie limitée par l'association des appareils puisse être supportée par l'appareil aval ainsi que par les canalisations protégées.

IV.4.3 Protection par disjoncteur :

Dans le cas d'une protection par disjoncteur, il convient de vérifier que l'énergie que laisse passer l'appareil reste inférieure à la contrainte maximale admissible par les canalisations.

Le courant à prendre en compte est le courant de court-circuit maximum à l'origine du circuit considéré.

La lecture directe des courbes de limitation en contrainte thermique des disjoncteurs permet de vérifier que la valeur limitée est effectivement inférieure à celle supportée par les conducteurs pour les conditions présumées de défaut.

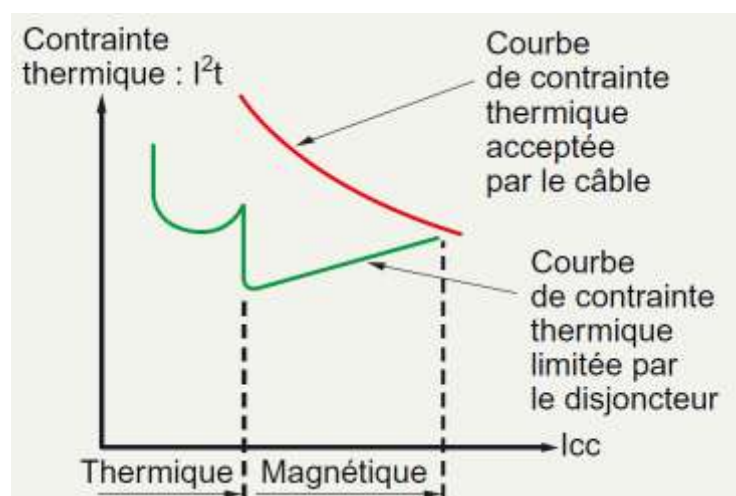


Figure IV-2 : Courbe de contrainte thermique des disjoncteurs.

IV.4.4 Protection par fusible :

Dans le cas d'une protection par fusible, il y a lieu de s'assurer que la plus petite valeur de court-circuit à l'extrémité de l'installation fera "fondre" le fusible dans un temps compatible avec la contrainte thermique du câble.

Attention, les courants de court-circuit à prendre en compte sont ceux à l'extrémité de la canalisation

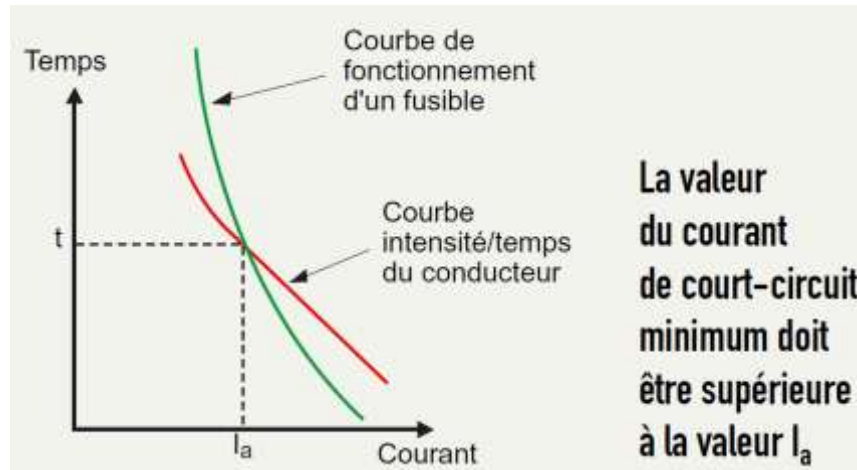


Figure IV-3 : Courbe de fonctionnement d'un fusible.

IV.5 Dimensionnement et choix des disjoncteurs de protection

Dans notre travail on a choisi la protection par disjoncteur où toutes les généralités concernant ce type de protection sont citées dans le premier chapitre.

IV.5.1 Calibres et pouvoirs de coupure (PdC) des différents disjoncteurs des départs :

Le choix de calibre de disjoncteur s'effectue à partir de la condition suivante :

$$I_n \geq I_b \quad (IV. 1)$$

$$PdC \geq I_{cc} \quad (IV. 2)$$

Avec :

I_n : Le courant nominal du disjoncteur (A) ;

I_b : Le courant d'emploi (A) ;

PdC : Pouvoir de coupure du disjoncteur (kA) ;

I_{cc} : Courant de court-circuit (kA).

IV.5.2 Calibrage de disjoncteur de tête :

Le disjoncteur de tête Q1 est choisi selon les caractéristiques citées dans le premier chapitre, il est placé au premier départ de l'installation. Le calibre de ce disjoncteur est déterminé à partir de la puissance apparente du transformateur placé en amont tel que :

$$S_n = \sqrt{3} * U_n * I_b \text{ d'où } I_b = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} \quad (\text{IV. 3})$$

$$I_b = \frac{800 * 10^3}{\sqrt{3} * 400} = 1154,7 \text{ A}$$

Le pouvoir de coupure est déterminé en fonction du courant de court-circuit établi tel que :

$$I_{cc} = 18,968 \text{ kA}$$

Selon la loi $PdC \geq I_{cc}$

Donc : D'après le tableau N°18 de l'annexe, le disjoncteur qui répond aux caractéristiques est le disjoncteur **NW12N1** de calibre **1250 A** et d'un PdC de **42 kA**.

Le tableau ci-dessous représente le choix des disjoncteurs adéquats dans les branches de l'installation à partir des résultats précédents et des tableaux N° (18 et 19) de l'annexe.


Tableau IV-1 : Résultats du choix des disjoncteurs de l'installation

Disjoncteurs	I _b [A]	I _{assigné} [A]	I _{cc} [kA]	PdC [kA]	Type du disjoncteur
Q1	1154,7	1250	18,968	42	NW12N1
Q2	1154,7	1250	18,968	42	NW12N1
Q3	270,6679267	400	17,091	36	NSX400F
Q4	162,109402	160	17,012	25	CVS160B
Q5	209,7743566	250	16,874	25	CVS250B
Q6	251,1811962	250	17,091	25	CVS250B
Q7	21,27893699	80	9,493	70	NS80H
Q8	350,7402884	400	17,229	36	NSX400F
Q9	129,3684927	160	8,416	25	CVS160B
Q10	129,3684927	160	8,416	25	CVS160B
Q11	39,79896155	80	3,624	70	NS80H
Q12	39,79896155	80	3,624	70	NS80H
Q13	45,6693084	80	3,886	70	NS80H
Q14	45,6693084	80	3,886	70	NS80H
Q15	61,21459322	80	4,076	70	NS80H
Q16	70,8800554	80	5,563	70	NS80H
Q17	3,586701594	80	0,453	70	NS80H
Q18	4,564892942	80	0,428	70	NS80H

Q19	90,49288887	100	11,121	25	CVS100B
Q20	91,84605357	100	9,622	25	CVS100B
Q21	50,743676	80	7,403	70	NS80H
Q22	59,20095534	80	3,724	70	NS80H
Q23	76,115514	80	5,049	70	NS80H
Q24	143,7737487	160	8,651	25	CVS160B
Ec hangar	5,196152423	80	0,188	70	NS80H
Ec ext	5,412658774	80	0,151	70	NS80H
Ec bur	2,078460969	80	0,519	70	NS80H
Ec stock	1,039230485	80	0,710	70	NS80H
Ec vest	0,831384388	80	1,318	70	NS80H
Prises h A	3,048409421	80	0,200	70	NS80H
Prises h B	3,048409421	80	0,200	70	NS80H
Prises h C	3,048409421	80	0,200	70	NS80H
Prises ext	3,048409421	80	0,298	70	NS80H
Prises bur A	1,422591063	80	0,215	70	NS80H
Prises bur B	1,422591063	80	0,215	70	NS80H
Prises bur C	1,422591063	80	0,215	70	NS80H
Prises stock	2,794375303	80	0,923	70	NS80H
Prises vest	1,65122177	80	0,577	70	NS80H
Q31	93,81941872	100	12,265	25	CVS100B
Q32	93,81941872	100	12,265	25	CVS100B
Q33	93,81941872	100	12,265	25	CVS100B
Q34	93,81941872	100	12,265	25	CVS100B
Q35	63,14768568	80	9,914	70	NS80H

IV.6 Conclusion

Dans cette étape de notre travail, nous avons procédé aux choix des équipements de protection afin d'assurer et garantir aux utilisateurs une sécurité et une bonne continuité de service.



*Conclusion
générale*

Conclusion générale

L'étude réalisée dans ce mémoire porte à la fois, sur l'étude et dimensionnement technique d'une installation électrique industrielle. Cette étude nous a permis d'approfondir nos connaissances dans le domaine des installations électriques industrielles.

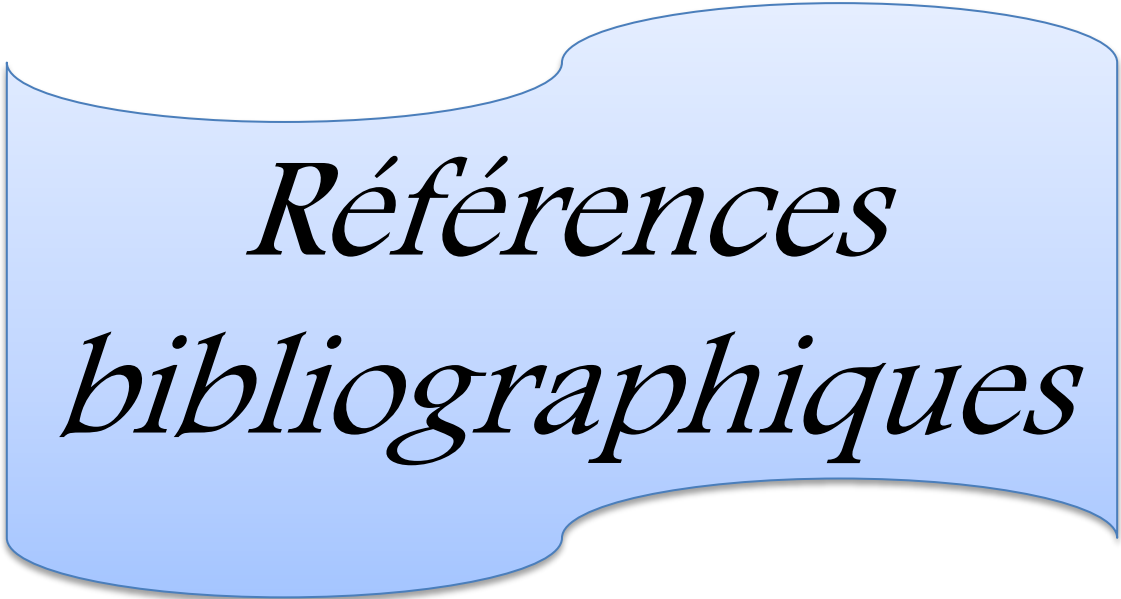
Tout d'abord, nous avons procédé à donner des généralités importantes sur les réseaux électriques, ce qui permis d'augmenter la zone de connaissances sur les installations électriques.

La deuxième partie de ce travail nous a permis de présenter le schéma unifilaire ainsi que les différentes puissances et longueurs de chaque tronçon de notre installation, puis on a réussi à élaborer le bilan de puissances et choisir le transformateur convenable d'une puissance de 800 kVA, en outre, on a déterminé le facteur de puissance et on l'a amélioré en compensant l'énergie réactive par des batteries de condensateurs.

La suite de notre étude a été très importante, où on a déterminé les sections des conducteurs de chaque récepteur grâce aux conditions d'installation (mode de pose, type de câble, nature de l'isolant et de l'âme des conducteurs, regroupement des circuits et la température ambiante...), puis on a effectué une vérification avec le calcul des chutes de tensions et au dernier lieu nous avons calculé les courantes de courts-circuits dans chaque élément.

L'étude des différentes parties de l'installation nous ont permis au dernier lieu de choisir la protection appropriées en tenant compte des courants de court-circuit.

En conclusion, ce mémoire nous a permis de connaître les démarches à suivre afin de faire l'étude et le dimensionnement d'une installation électrique mais aussi d'approfondir nos connaissances techniques au sein d'un projet dans le domaine de l'installation électrique. Nous souhaitons que ce travail nous permettra prochainement de toucher à la pratique dans les différents points industriels et donner ce que nous avons appris.



*Références
bibliographiques*


Références bibliographiques

- [1] **SIEMENS**, « Power Engineering Guide - Transmission and Distribution » 4th Edition (2005).
- [2] **J.M. DELBARRE**, « Postes à HT et THT- Rôle et structure », Techniques de l'ingénieur, traité Génie électrique, D4570, (2004).
- [3] **A. CHIBANE**, « Etude et dimensionnement du nouveau poste de livraison 30 kV à Sonatrach de Béjaia », mémoire de master, université de Béjaia (2013/2014).
- [4] « Postes électriques », 11/05/2020. Disponible sur : www.exoco_lmd.com.
- [5] **G. VALENTIN**, « Techniques d'ingénieur », D4600 Poste moyenne tension.
- [6] **M. DJAMA, Y. KHODJA**, « Fonctionnement et protection du réseau électrique moyenne tension de Cevital », mémoire de master, université de Béjaia (2016/2017).
- [7] « Régime de neutre », 12/05/2020. Disponible sur : http://fr.m.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9gime_de_neutre.
- [8] **C. PRÉVÉ, R. JEANNOT**, « Guide de conception des réseaux électriques industriels », Schneider Electric (Février 1997).
- [9] **Site internet** : <http://regimedeneutre.fr/>.
- [10] **R. MAOUCHE**, « Elaboration d'un plan de protection de l'installation Sea_Line de la station de pompage Sonatrach Béjaia », mémoire de master, université de Béjaia (2014/2015).
- [11] **SIEMENS S.A : solution and service** « La connaissance de l'intensité du court-circuit aux différents points de l'installation ».
- [12] **M. HACHOUD, F. TIBERANINE**, « Etude de la protection numérique Sepam 200 d'un réseau électrique HTA 30 kV appliquée au départ Bouhinoun », mémoire de mastre académique, université UMMTO (2010).
- [13] **M. ODDI**, « Plan de protection des réseaux de distribution publique à moyenne tension-Principes », Techniques de l'ingénieur D4811.
- [14] **N.B & R.P**, « Construction du matériel électrique », Tome II, III et IV.
- [15] **M. ZELLAGUI**, « Etude des protections des réseaux électriques MT 30 kV et 10 kV », mémoire de master, université de Constantine.
- [16] **SCHNEIDER ELECTRIC**, « Guide de l'installation électrique », (2010).

- [17] **B. AZZOUG**, « Etude et redimensionnement des systèmes de protection des personnes et des matériels de l'unité Cevital », mémoire de master, université de Béjaia (2003).
- [18] **H. ABBAS, S. AIT MOKHTAR**, « Etude et dimensionnement électrique de la raffinerie sucre liquide Cevital », mémoire de master, université de Béjaia (2015/2016).
- [19] **Technique de l'ingénieur**, « Protection des réseaux moyenne tension de distribution publique », D4018.
- [20] **S. BAUCHE, Y. DEBA**, « Etude et redimensionnement d'un réseau et d'un poste MT/MT/BT au sein de la Sonatrach Béjaia », mémoire de master, université de Béjaia (2017/2018).
- [21] **N. SAIGHU**, « Etude du système de protection du réseau de distribution de la ville de Béjaia, cas pratique : Sonelgaz de Béjaia », mémoire de master, université de Béjaia (2013/2014).
- [22] **J.L.L.**, « Effets indirects des champs électromagnétiques », Institut Montefiore, université de Liège (2004/2005).
- [23] **R. OUADI, N. BOUNAB**, « Etude et analyse de la sélectivité moyenne tension du complexe Cevital », mémoire de master, université de Béjaia (2016).
- [24] **Site internet** : http://univ_saida.dz/, « Les types de défauts », mémoire de master, Chapitre II, université Saida.
- [25] **Guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usines.**
- [26] **Site internet** : http://elemac.fr/pdf/livret_classeur, Texte réglementation et norme_Elemac, « 1^{ère} partie : Textes réglementaires et normes, normalisation », INRS ED1522-1995.
- [27] **ET3 - RESEAUX**: « Présentation et dimensionnement des installations courants forts (CFO) et courants faibles (CFA) », département génie civil_enseignement du S3, université d'Artois.
- [28] **S.H, B.D**, « Etude de l'extension de l'installation électrique de chaufferie-raffinerie Cevital », mémoire de master, université de Béjaia (2005/2006).
- [29] Elec, Bac pro Compensation d'énergie réactive
- [30] **W. THEODORE, S. GILBERT**, « Electrotechnique », 4^e édition, de doeck (2005).

[31] **Y. TIR, S. HADDAD**, « Etude et dimensionnement d'un réseau et d'un poste transformateur MT/BT alimentant une usine », mémoire de master, université de Béjaia (2017/2018).

[32] Extrait du livre : « Réseaux électriques industriels et tertiaires », Réf.internet : 42265, 3^e édition.



Annexe

Paramètres normalisés des installations

Tableau N°1 : Puissances apparentes normalisées des transformateurs MT/BT triphasés et intensités nominales correspondantes.

Puissance apparente kVA	In (A)	
	230 V	400 V
100	244	141
160	390	225
250	609	352
315	767	444
400	974	563
500	1218	704
630	1535	887
800	1949	1127
1000	2436	1408
1250	3045	1760
1600	3898	2253
2000	4872	2816
2500	6090	3520
3150	7673	4436

Tableau N°2 : Caractéristiques des transformateurs MT/BT.

Transformateurs immergés dans un diélectrique liquide												
S_n kVA	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
U_{cc(1)} %	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6
I_{n(2)} A	72	144	231	361	577	909	1155	1443	1804	2309	2887	3608
R_t mΩ	43,7	21,9	13,7	8,7	5,5	3,5	4,1	3,3	2,6	2,1	1,6	1,3
X_t mΩ	134,1	67	41,9	26,8	16,8	10,6	12,6	10	8,1	6,3	5	4
I_{ca(2)} kA	1,8	3,6	5,8	9,0	14,3	22,7	19,1	24,1	29,8	38,2	48,3	60,3
Disjoncteur	T1B160 T2N160 T4N250	T1B160 T2N160 T4N250	T3N250 T4N250	T5N400	T5N630	E1B10	E1B12	E2B16	E2B20	E3N25	E3N32	E4S40

Tableau N° 3 : Valeurs du facteur de correction f_0 lié aux principaux modes de pose.

Modes de pose	Exemple	Colonne des tableaux	Facteurs de correction			
			f_0	à appliquer		
L3 Pose directe dans caniveaux ouverts ou ventilés		(3)	0,90	f_1	-	f_5
L4 Pose directe dans caniveaux fermés		(3)	0,80	f_1	-	f_5
L5 Pose directe dans des caniveaux remplis de sable		(3)	0,80	f_1	-	f_5
N Alvéoles		(3)	0,90	f_1	-	f_5
P Blocs manufacturés		(3)	0,90	f_1	-	f_5

Tableau N° 4 : facteurs de correction pour des températures ambiantes différentes de 30 °C.

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

Tableau N° 5 : facteurs de correction f_5 pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles (câbles posés dans l'air et à l'abri du rayonnement solaire direct).

Modes de pose	Disposition	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs				
		2	3	4	6	> 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

Tableau N° 6 : courants admissibles dans les câbles constitués par trois câbles unipolaires de tension assignée inférieure ou égale à 6/10 (12) kV.

Section nominale (mm ²)	Isolé PVC			Isolé PE*			Isolé EPR ou PR		
	Cuivre	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)
10	80	89	71	86	97	76	99	110	93
16	105	115	95	110	125	100	125	145	120
25	135	150	125	140	160	130	165	185	160
35	160	180	150	170	195	160	195	225	200
50	190	215	180	200	230	190	230	265	235
70	235	265	230	245	285	240	285	325	295
95	285	320	280	295	340	295	340	390	360
120	320	365	320	335	385	340	385	445	420
150	360	410	370	375	435	385	430	500	475
185	410	470	425	425	490	445	485	560	550
240	475	540	500	490	570	530	560	650	650
300	540	610	580	550	640	600	630	730	740
400	610	700	670	600	690	700	720	840	860
500	680	780	760	700	810	790	800	940	990
630	770	880	870	790	920	920	910	1 060	1 140
800	850	980	990	870	1 010	1 040	1 000	1 170	1 300
1 000	930	1 070	1 110	950	1 100	1 160	1 100	1 270	1 450
1 200	980	1 130	1 210	1 000	1 160	1 260	1 160	1 350	1 570
1 400	1 030	1 190	1 290	1 050	1 220	1 350	1 220	1 420	1 680
1 600	1 080	1 250	1 360	1 100	1 280	1 420	1 280	1 480	1 770
Aluminium	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
10	62	69	55	67	76	59	77	87	72
16	80	89	73	86	97	78	98	110	95
25	105	115	96	110	125	100	125	145	125
35	125	140	115	130	150	125	150	175	150
50	150	170	140	160	180	150	180	205	185
70	180	205	175	190	220	185	220	250	230
95	220	250	215	230	265	230	260	300	280
120	250	285	250	260	300	265	300	345	325
150	280	320	285	290	335	300	335	385	370
185	320	365	330	330	380	345	380	440	425
240	370	425	390	385	445	410	440	510	510
300	420	485	455	435	500	470	500	580	580
400	480	550	530	495	580	550	570	660	680
500	540	630	610	560	650	640	640	750	790
630	620	720	710	640	750	750	740	860	920
800	700	810	820	720	840	860	830	970	1 070
1 000	780	900	940	800	930	980	920	1 070	1 220
1 200	840	970	1 030	860	1 000	1 080	990	1 150	1 340
1 400	890	1 030	1 110	910	1 060	1 160	1 050	1 230	1 450
1 600	940	1 080	1 180	950	1 110	1 230	1 100	1 290	1 530

(*) Pour les câbles dont l'isolation est en polyéthylène haute densité (PEHD), les valeurs sont à multiplier par:
1,05 pour les colonnes (1) et (2)
1,06 pour la colonne (3)

Tableau N° 7 : Valeurs du coefficient K.

	Isolants			
	PVC PE		PR EPR	
Conducteurs actifs				
- en cuivre	115		143	
- en aluminium	74		94	
Conducteurs de protection	a	b	a	b
- en cuivre	143	115	176	143
- en aluminium	95	75	116	94
- en acier	52	–	64	–
a conducteurs de protection non incorporés aux câbles b conducteurs de protection incorporés aux câbles				

Tableau N° 8 : Mode de pose (lettre de sélection).

type d'éléments conducteurs	mode de pose	lettre de sélection
conducteurs et câbles multiconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> ● sous conduit, profilé ou goulotte, en apparent ou encastré ● sous vide de construction, faux plafond ● sous caniveau, moulures, plinthes, chambranles 	B
	<ul style="list-style-type: none"> ● en apparent contre mur ou plafond ● sur chemin de câbles ou tablettes non perforées 	C
câbles multiconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> ● sur échelles, corbeaux, chemin de câbles perforé ● fixés en apparent, espacés de la paroi ● câbles suspendus 	E
câbles monoconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> ● sur échelles, corbeaux, chemin de câbles perforé ● fixés en apparent, espacés de la paroi ● câbles suspendus 	F

Tableau N° 9 : Facteur de correction K1.

lettre de sélection	cas d'installation	K1
B	● câbles dans des produits encastrés directement dans des matériaux thermiquement isolants	0,70
	● conduits encastrés dans des matériaux thermiquement isolants	0,77
	● câbles multiconducteurs	0,90
	● vides de construction et caniveaux	0,95
C	● pose sous plafond	0,95
B, C, E, F	● autres cas	1

Tableau N° 10 : Facteur de correction K2.

lettre de sélection	disposition des câbles jointifs	facteur de correction K2											
		nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
B, C, F	encastrés ou noyés dans les parois	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
C	simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles.		
	simple couche au plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64			
E, F	simple couche sur des tablettes horizontales perforées ou sur tablettes verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72			
	simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc.	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			

Tableau N° 11 : Facteur de correction K3.

températures ambiantes (°C)	isolation		
	élastomère (caoutchouc)	polychlorure de vinyle (PVC)	polyéthylène réticulé (PR) butyle, éthylène, propylène (EPR)
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
20	1,15	1,12	1,08
25	1,07	1,06	1,04
30	1,00	1,00	1,00
35	0,93	0,94	0,96
40	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,79	0,87
50	0,58	0,71	0,82
55	-	0,61	0,76
60	-	0,50	0,71

Tableau N° 12 : Détermination de la section minimale.

		isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)								
		caoutchouc ou PVC			butyle ou PR ou éthylène PR					
lettre de sélection	B	PVC3	PVC2		PR3		PR2			
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2		
	E			PVC3		PVC2	PR3		PR2	
	F				PVC3		PVC2	PR3		PR2
section cuivre (mm ²)	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	
	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	
	4	28	32	34	36	40	42	45	49	
	6	36	41	43	48	51	54	58	63	
	10	50	57	60	63	70	75	80	86	
	16	68	76	80	85	94	100	107	115	
	25	89	96	101	112	119	127	138	149	161
	35	110	119	126	138	147	158	169	185	200
	50	134	144	153	168	179	192	207	225	242
	70	171	184	196	213	229	246	268	289	310
	95	207	223	238	258	278	298	328	352	377
	120	239	259	276	299	322	346	382	410	437
	150		299	319	344	371	395	441	473	504
	185		341	364	392	424	450	506	542	575
	240		403	430	461	500	538	599	641	679
	300		464	497	530	576	621	693	741	783
400					656	754	825		940	
500					749	868	946		1 083	
630					855	1 005	1 088		1 254	
section aluminium (mm ²)	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28	
	4	22	25	26	28	31	33	35	38	
	6	28	32	33	36	39	43	45	49	
	10	39	44	46	49	54	58	62	67	
	16	53	59	61	66	73	77	84	91	
	25	70	73	78	83	90	97	101	108	121
	35	86	90	96	103	112	120	126	135	150
	50	104	110	117	125	136	146	154	164	184
	70	133	140	150	160	174	187	198	211	237
	95	161	170	183	195	211	227	241	257	289
	120	186	197	212	226	245	263	280	300	337
	150		227	245	261	283	304	324	346	389
	185		259	280	298	323	347	371	397	447
	240		305	330	352	382	409	439	470	530
	300		351	381	406	440	471	508	543	613
	400					526	600	663		740
500					610	694	770		856	
630					711	808	899		996	

Tableau N° 13 : Intensités admissibles en Ampères des jeux de barres (cuivre).

CUIVRE	T Ambiante : 30 °C					Echauffement : 50 °C					K = 8,12
	Epaisseur des barres : e = 2 mm					Epaisseur des barres : e = 3,15 mm					
	Nombre de barres en // et par phases					Nombre de barres en // et par phases					
Dimensions des barres en mm	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	
10	125	240	333	410	487						
12,5	151	282	393	483	577						
16	186	341	476	587	697						
20	225	405	562	697	825	288	538	748	920	1098	
25	272	479	667	817	977	347	639	891	1099	1306	
31,5	332	575	798	984	1170	423	761	1057	1310	1551	
40	409	691	961	1186	1411	519	913	1271	1557	1863	
50	497	825	1148	1417	1695	629	1089	1510	1863	2215	
63						769	1300	1808	2231	2654	
Dimensions des barres en mm	Epaisseur des barres : e = 4 mm					Epaisseur des barres : e = 5 mm					
	Nombre de barres en // et par phases					Nombre de barres en // et par phases					
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	
20	329	628	872	1075	1276	374	732	1009	1240	1468	
25	396	740	1029	1267	1512	448	857	1188	1467	1740	
31,5	481	885	1233	1522	1808	543	1016	1413	1739	2076	
40	589	1060	1473	1826	2162	664	1219	1700	2098	2492	
50	713	1256	1748	2140	2561	803	1446	2008	2491	2948	
63	871	1507	2091	2579	3066	980	1724	2400	2939	3517	
80	1072	1812	2520	3109	3699	1204	2083	2890	3565	4239	
100						1462	2471	3436	4240	5044	
125						1777	2949	4104	5063	6058	
160						2206	3551	4963	5316	6651	

Tableau N° 14 : Température ambiante et échauffement.

Nature de l'organe, du matériau et du diélectrique (Cf : 1, 2 et 3)	Température θ (°C)	($\theta - \theta_n$) avec θ_n
Raccords par boulons ou dispositifs équivalents (Cf : 7)		
cuivre nu, alliage de cuivre nu ou alliage d'aluminium dans		
l'air	90	50
le SF6 *	105	65
l'huile	100	60
argentés ou nickelés dans		
l'air	115	75
le SF6	115	75
l'huile	100	60
étamés dans		
l'air	105	65
le SF6	105	65
l'huile	100	60

* SF6 (hexafluorure de soufre)

Tableau N° 15 : Coefficients de correction.

Coefficient de nombre	K1	1	→ 1 Barre. Pour n barres en parallèle (Voir facteurs de correction ci-dessous)
Coefficient de nature du métal	K2	1.26	→ Cuivre
		1	→ Aluminium au titre de 99% (A4)
		1.02	→ Aluminium au titre de 99.5% (A5/L)
Coefficient d'état de surface	K3	1	→ Barres non peintes
		1.12	→ Barres peintes
Coefficient de position	K4	1	→ Barres sur chant
		0.75	→ Barres à plat
Coefficient d'atmosphère	K5	1	→ Atmosphère calme
		1.1	→ Calme mais non confinée
		1.2	→ A l'extérieur
Coefficient de nature du courant. Courant continu Courant alternatif pour 1 barre <200x20 barres en parallèle	K6	1	→ 1
		2	→ 1
		3	→ 0.98
		4	→ 0.95
		5	→ 0.94
Coefficient d'échauffement	K7	30°C	→ 0.86
		35°C	→ 0.93
		40°C	→ 1
		45°C	→ 1.07
		50°C	→ 1.14
Coefficient de température ambiante	K8	30°C	→ 1.0284
		35°C	→ 1.0186
		40°C	→ 1.0092
		45°C	→ 1
		50°C	→ 0.9910

Tableau N° 16 : coefficient de correction k1 en fonction du nombre de barres en parallèles par phase.

N	d/a								
	0.05	0.06	0.08	0.10	0.12	0.14	0.16	0.18	0.20
2	1.69	1.73	1.76	1.80	1.83	1.85	1.87	1.89	1.91
3	2.40	2.45	2.50	2.55	2.60	2.63	2.65	2.68	2.70
4	3.05	3.12	3.18	3.25	3.31	3.25	3.38	3.41	3.44
5	3.67	3.74	3.82	3.90	3.98	4.02	4.06	4.09	4.13
6	4.23	4.32	4.41	4.50	4.59	4.63	4.68	4.72	4.77
7	4.75	4.85	4.95	5.05	5.15	5.20	5.25	5.30	5.35

Tableau N° 19 : Choix des disjoncteurs « Compact NS80, NG160, CVS100/160/250, NSX100 à 630 ».

type de disjoncteur				NS80	NG160N	CVS100/160/250																		
nombre de pôles				3	3, 4	3, 4																		
caractéristiques électriques selon IEC 60947-2 et EN 60947-2																								
courant assigné (A)		In	40 °C	80	160	100/160/250																		
tension assignée d'isolement (V)		Ui		750	800	690																		
tension ass. de tenue aux chocs (kV)		Uimp		8	8	8																		
tension assignée d'emploi (V)		Ue	CA 50/60 Hz	690	500	440																		
				H	N	B																		
pouvoir de coupure ultime (kA eff)		l _{cu}	CA 50/60 Hz	100	40	40																		
			220/240 V	70	25	25																		
			380/415 V	65	16	20																		
			440 V	25	10	-																		
			500 V	25	-	-																		
			525 V	6	-	-																		
			660/690 V																					
		l _{cs}	(% l _{cu})	100 %	75 %	100% (75% à 440 V)																		
			≤ 440 V																					
			500 à 690 V																					
aptitude au sectionnement				■	■	■																		
catégorie d'emploi				A	A	A																		
endurance (cycles F-D)		mécanique		20000	10000	30000/25000/20000																		
		électrique		10000		30000/25000/20000																		
		440 V - In/2		7000	5000	12000/12000/10000																		
		440 V - In																						
NSX100		NSX160			NSX250			NSX400			NSX630													
2 (t), 3, 4		2 (t), 3, 4			2 (t), 3, 4			3, 4			3, 4													
100		160			250			400			630													
800		800			800			800			800													
8		8			8			8			8													
690		690			690			690			690													
F	N	H	S	L	F	N	H	S	L	F	N	H	S	L	F	N	H	S	L	F	N	H	S	L
85	90	100	120	150	85	90	100	120	150	85	90	100	120	150	40	85	100	120	150	40	85	100	120	150
36	50	70	100	150	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150
35	50	65	90	130	35	50	65	90	130	35	50	65	90	130	30	42	65	90	130	30	42	65	90	130
25	36	50	65	70	30	36	50	65	70	30	36	50	65	70	25	30	50	65	70	25	30	50	65	70
22	35	35	40	50	22	35	35	40	50	22	35	35	40	50	20	22	35	40	50	20	22	35	40	50
8	10	10	15	20	8	10	10	15	20	8	10	10	15	20	10	10	20	25	35	10	10	20	25	35
100%	100%				100%	100%				100%	100%				100%	100%								
100% (2)	100%				100%	100%				100% (500 V) - 50% (> 500 V)	100% (500 V) - 50% (> 500 V)				100% (500 V) - 50% (> 500 V)	100% (500 V) - 50% (> 500 V)								
■	■				■	■				■	■				■	■								
A	A				A	A				A	A				A	A								
50000	40000				20000	20000				15000	15000				15000	15000								
50000	20000				20000	20000				12000	12000				8000	8000								
30000	10000				10000	10000				6000	6000				4000	4000								