

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

Université A. MIRA – BEJAIA
Faculté de Technologie Département de Génie électrique

Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de Master

En Electromécanique

Spécialité : Maintenance industrielle

Thème

**Etude et dimensionnement d'une
installation électrique**

Réaliser par :

TIGRINE AHMED

LOUCHATI M. SAID

sous l'encadrement de :

Mr : ATROUNE. Salah

Promotion 2019/2020

Remerciement

*Nous tenons tout d'abord à remercier **Dieu** le tout puissant qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.*

*Nous tenons aussi à remercier très vivement notre promoteur **Mr ATROUNE. S** enseignant à l'Université Abderrahmane Mira pour avoir accepté de diriger ce travail. Qu'il soit également remercié pour sa disponibilité Permanente, son aide, et ses précieux conseils et surtout sa gentillesse.*

Nos vif remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Nous remercions tous ceux et celles qui nous ont marqués par leur soutien et encouragements : tous les collègues de la promotion et nos amis, nous leur exprimons nos respects et nos profondes sympathies

Enfin, nous tenons également à remercier nos proches pour leurs soutiens permanents, et toutes personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce travail

À mes parents

*EN Témoignage de l'amour, du respect et de la
Gratitude que je leur porte pour leur soutien et leur
Aide qu'ils m'ont apporté durant mes années
D'études. Qui m'ont toujours soutenue
Et encouragée à suivre les chemins
Que je désirais Jamais je ne les remercierai assez de
M'avoir donné le meilleur d'eux-mêmes*

*A mes chère sœurs AMEL, ROSA, FERIEL, NESSRINE, SYLINE,
YASMINE : que je souhaite une vie plein de joie et de
Bonheur*

A mon chers frère MALEK

*En témoignage de toute mon affection, je leur souhaite un avenir
Rayonnant.*

A mes chères amies surtout ma copine OUAHIBA

A mon binôme MOUHOU

A mes collègues de promotion de maintenance industrielle 2020.

A toute personne que j'aime.

t. AHMED

Dédicace

Avant tous, je remercie Dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour réaliser ce travail malgré toutes les difficultés rencontrées.

Je tiens à dédier ce modeste travail :

A mes chers parents Malia et Mnd Arab qui m'ont toujours soutenu et orienté vers le bon chemin. Je leurs dois un grand merci et je leurs éprouve un sentiment de gratitude et d'amour. Je prie le Dieu de garder le prestige de vivre avec eux une longue vie.

A mes frères Samir et sa femme Sabah et leurs future fille Sirine, Elhacene, Farid et sa femme Nawale.

A mes sœurs Hanane, Zouba et son mari Makhoulouf et leurs fils Mohamed Amine et Ilyes.

A tous mes oncles, mes cousins, mes tantes ainsi que leurs conjoints et leurs fils, et tous les membres de ma grande famille LOUCHATI.

A tous mes amis(es) que je ne vais pas nommer car ils sont nombreux et je ne sais pas qui choisir, et avec qui j'ai partagé beaucoup de moments agréables et inoubliables.

A mon binôme Tigrine Ahmed et toute sa famille.

A tous mes profs qui m'ont appris durant toutes mes années d'études, et tous les enseignants qui m'ont aidés de proche ou de loin.

Je vous remercie tous.

Louchati Mnd Said

Table de matière

Introduction Générale	1
 Chapitre I. Généralité et règles de conceptions des installations électriques industrielles	
I.1.Introduction	2
I.2.Généralités sur les normes électriques.....	2
I.3.Elément composant une installation industriel BT.....	3
I.3.1.Poste HTA /BT	3
I.3.1.1.Différents éléments de poste électrique	3
I.3.1.2.Transformateur de puissance.....	3
I.3.2.Les tableaux de distribution	3
I.3.2.1.Les types des tableaux.....	4
I.4.Calcul d'une installation industrielle.....	4
I.5.Les puissances	4
I.5.1.Bilan de puissances	4
I.5.2.Détermination de la puissance	5
I.5.3.Puissance installée (KW)	5
I.5.4.Puissance absorbée S (kVA).....	6
I.5.5.Puissance d'utilisation P_u (KW).....	7
I.6.Choix transformateur et du groupe électrogène	8
I.6.1.Choix de la puissance nominale du transformateur	9
I.6.2.Groupe électrogène	10
I.7.Conclusion.....	11

Chapitre II. Bilan de puissance et détermination de la charge totale

II.1.Introduction	12
II.2.Présentation de notre installation	12
II.3.Schéma unifilaire.....	14
II.4.Calcul de la puissance installée	15
II.5.Calcul de la puissance d'utilisation.....	16
II.5.1. Puissance utile d'une charge Pui.....	16
II.5.2. Puissance utile dans une branchePuj.....	17
II.6. Détermination du facteur de puissance totale de l'installation.....	19
II.7. Choix et Dimensionnement du transformateur.....	19
II.7.1. Calcul du rapport de transformation.....	20
II.7.2. Calcul du courant secondaire.....	20
II.7.3. Calcul du courant primaire.....	21
II.7.4. Détermination de tension de court-circuit du transformateur U_{cct}	21
II.8. Choix et dimensionnement du groupe électrogène.....	22
II.9. Compensation de l'énergie réactive.....	22
II.9.1. Nature de l'énergie réactive.....	22
II.9.2. Récepteurs consommateurs d'énergie réactive.....	22
II.9.3. Pourquoi améliorer le facteur de puissance ?	22
II.9.4. Systèmes et types de compensation.....	23
II.9.4.1. Compensation fixe..	23
II.9.4.2. Compensation automatique ou en "gradins".....	24
II.9.5. Choix de type de compensation (fixe ou automatique)	24
II.9.6. Mode de compensation.....	25
II.9.6.1. Compensation globale.....	25
II.9.6.2. Compensation partielle.....	25
II.9.6.3. Compensation individuelle.....	26

II.9.7. Puissance réactive à installer.....	26
II.9.8. Calcul des valeurs de capacités des condensateurs.....	27
II.9.9. Calcul de la puissance de compensation.....	28
II.9.10. Vérification de type de compensation.....	29
II.10. Conclusion.....	29

Chapitre III. Dimensionnement et choix des éléments de l'installation

III.1. Introduction.....	30
III.2. Dimensionnement technique d'un câble électrique.....	30
III.3. Détermination des sections de conducteurs en moyenne tension.....	31
III.3.1. Principe de la méthode.....	31
III.3.2. Détermination du courant d'emploi I_e	31
III.3.3. Détermination de la section S_1 satisfaisant l'échauffement.....	32
III.3.3.1 Courant fictif I_f	32
III.3.3.2. Courant admissible I_{ad}	32
III.3.4. Vérification des contraintes thermiques des conducteurs et détermination de la section S_2	33
III.3.5. Vérification des chutes de tensions.....	34
III.3.6. Choix de la section technique.....	35
III.4. Détermination des sections de conducteurs en basse tension.....	35
III.4.1. Calcul de la section selon l'échauffement S_j	35
III.4.2. Calcul de la section selon la chute de tension S_z	37
III.5. Dimensionnement des jeux de barres.....	39
III.5.1. Le courant nominal I_n	40
III.5.2. Calcul du courant admissible maximal.....	40
III.5.3. Effet thermique.....	41
III.5.4. Vérifications de la section JB.....	42

III.6.Détermination des courants de court-circuit.....	42
III.6.1.Les différents types de court-circuit.....	42
III.6.2.Objectifs du calcul des courants de court-circuit.....	43
III.6.3.Calcul des courants de court-circuit.....	43
III.6.3.1. Méthode des impédances.....	43
III.6.3.2. Calcul des impédances de chaque tronçon.....	45
III.7.La protection électrique.....	48
III.7.1.Détermination des caractéristiques du disjoncteur.....	48
III.7.2.Calcul les calibres et les pouvoirs de coupure (pdc) des différents disjoncteurs.....	48
III.7.2.1. Disjoncteur de tête.....	49
III.7.2.2. Calibrage des disjoncteurs de différents jeux de barre.....	49
III.8.Conclusion.....	51

Conclusion générale	52
----------------------------------	----

Références bibliographiques

Annexe

Liste des tableaux

Tableau I .1 : Facteur de simultanéité selon le nombre de récepteurs.....	8
Tableau I .2 : Facteur de simultanéité selon l'utilisation.....	8
Tableau I.3 : Puissances apparentes normalisées des transformateurs MT/BT triphasés et intensités nominales correspondantes.....	9
Tableau II. 1: Liste des récepteurs électriques de l'installation.....	12
Tableau II. 2: Bilan de puissance installé de l'installation.....	15
Tableau II. 3: Le bilan de puissance effectué.....	16
Tableau II. 4: Bilan de puissance utilisé de l'installation.....	17
Tableau II. 5: La charge totale du TGBT.....	18
Tableau II. 6: Charge totale du TGBT après application du facteur d'extension.....	19
Tableau II. 7: Facteur totale de puissance de l'installation.....	19
Tableau II. 8: Puissances apparentes normalisées des transformateurs MT/BT triphasés et intensités nominales correspondantes. [4].....	20
Tableau II. 9: caractéristiques électriques des Transformateurs immergés dans un diélectrique liquide.....	22
Tableau II. 10: puissances réactives avant et après compensation.....	29
Tableau II. 11: type de compensation de l'énergie réactive.....	29
Tableau III.1 : section S_j des différents récepteurs.....	36
Tableau III.2 : section S_z des différents récepteurs.....	38
Tableau III.3 : les sections des jeux de barre dérivé.....	40
Tableau III.4 : Disposition d'un réseau de distribution.....	44

Tableau III.5: Impédances du réseau amont ramenées au secondaire du transformateur.....	45
Tableau III.6 : Calcul d'impédance et du de court-circuit des différents tronçons.....	46
Tableau III.7 : Calcul de courant de court-circuit dans les différents jeux de barres.....	46
Tableau III.8 : calcul des courants de court-circuit dans les différents récepteurs.....	47
Tableau III.9 : type du disjoncteur pour les défirnt départ.....	49
Tableau III.10 : choix des disjoncteurs pour les défirnt récepteurs.....	50

Liste des figures

Figure II. 1: Compensation fixe.....	23
Figure II. 2: Principe de la compensation automatique d'une installation.	24
Figure II. 3: Compensation globale.....	25
Figure II. 4: Compensation partielle.....	25
Figure II. 5: Compensation individuelle.....	26
Figure II. 6: Triangle de puissance.....	26

Introduction générale

Introduction générale

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à des exigences très importantes telles que la stabilité, la sécurité, la continuité du service et surtout le côté économique.

La continuité de distribution d'énergie électrique exige un dimensionnement correct de chaque élément du réseau : transformateurs, câbles, lignes. Malheureusement, augmenter les limites de sécurité devient rapidement onéreux et malgré toutes les précautions, un certain nombre d'incidents reste inévitable tel que : surtension, coups de foudre, surcharges, fausses manœuvres, vieillissement des isolants.

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue.

L'objectif de notre travail est l'étude et le dimensionnement de l'installation électrique proposée. La tâche ne peut être accomplie qu'après avoir étudié le cahier des charges et élaboré un schéma unifilaire afin de déterminer les différents équipements à installer.

Notre travail est réparti en trois chapitres :

- Le premier chapitre est dédié à la description des généralités et règles de conceptions des installations électriques industrielles.
- Le deuxième chapitre est consacré à l'élaboration du bilan de puissance de l'installation électrique proposée et traite aussi la compensation de l'énergie réactive de cette dernière.
- Le troisième chapitre est consacré au dimensionnement des sections des câbles et le choix des éléments d'installation et équipement de protection des différents départs de la TGBT, Après avoir calculé les courants d'emploi, courants fictifs, le courant admissible et le courant de court-circuit.

Et enfin, nous terminerons notre travail avec une conclusion générale.

Chapitre I

**Généralité et règles de
conceptions des installations
électriques industrielles**

I.1. Introduction

Dans les installations industrielles, la continuité de la distribution de l'énergie électrique aux différents récepteurs exige un dimensionnement correct de chaque partie de l'installation (transformateurs, câble, ligne, moteurs, organes de commande et de protection). En outre l'installation doit assurer la protection des biens et des personnes sans nuire au bon fonctionnement.

I.2. Généralités sur les normes électriques

Il existe plusieurs niveaux de normalisation pour l'électricité (internationale, continentale ou nationale) représentés par des organismes agréés qui élaborent divers types de documents, en particulier des normes. Les publications émises sont des recommandations ayant pour but une harmonisation internationale des normes en vigueur dans les différents pays concernés [1].

Les principaux organismes de normalisation sont :

- La **CEI** qui est la Commission Electrotechnique Internationale (normes CEI...).
- Le **CENELEC** qui est le Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (normes EN...).
- L'**AFNOR** qui est l'Association Française de Normalisation (normes NF...)
- L'**UTE** qui est l'Union Technique de l'Electricité, bureau associé à l'AFNOR (normes UTE ...).
- Le **CEF** qui est le Comité Electrotechnique Français.
- La **CEE** qui est la Commission internationale de réglementation en vue de l'approbation d'équipement électrique.
- Le **CECC** qui est le Comité spécialisé pour les composants électriques

La norme française marquée « NFC... » Ou « UTEC... », Se divise en deux grandes familles de normes qui visent d'une part la construction du matériel électrique et d'autre part la réalisation des installations électriques, et dont les principales normes sont : [1]

➤ **Les normes françaises NFC de réalisation**

- **NF C 15 100** - installations électriques à basse tension.
- **NFC 42020** (ou CEI 1010 ou EN61010) - appareils de mesure.

- **NF C 13 100** - postes de livraison.
- **NF C 14 100** - installations de branchement basse tension.
- **Les normes françaises NFC de conception**
 - **NF C 15 100 et NF EN 60-529** - classification des degrés de protection.
 - **NF C 20 030** - protection contre les chocs électriques.
 - **NF C 71 008** - baladeuses.

I.3. Elément composant une installation industriel BT

I.3.1. Poste HTA /BT

Ces postes sont caractérisés par les tensions d'entrer 10 ou 30 KV et les tensions de sorties (utilisation) 230/400V.

I.3.1.1. Différents éléments de poste électrique

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

I.3.1.2. Transformateur de puissance

Un transformateur, est un appareil électromagnétique statique destiné à transformer une tension d'une certaine valeur (grandeur) à une autre tension de valeur plus grande ou plus petite.

Il existe deux types de transformateur :

- Transformateur éleveurs U primaire inférieur à U secondaire.
- Transformateur abaisseurs U primaire supérieur à U secondaire.

I.3.2. Les tableaux de distribution

Un tableau de distribution, est le point d'entrée de l'énergie électrique d'une installation BT (ou pour une partie de l'installation).

Le circuit d'arrivée se divise en plusieurs circuits (départs), chacun de ces circuits est commandé et protégé par l'appareillage installé dans le tableau (disjoncteurs, interrupteurs, interrupteurs fusibles, etc.).

En conséquence le type de tableau de distribution doit être parfaitement adapté à son application. Sa conception et sa construction doivent être conformes aux normes en vigueur et respecter les règles de l'art.

I.3.2.1. Les types des tableaux

Les tableaux, ou ensemble d'appareillage à basse tension, se différencient par le type d'application et par leur principe de réalisation.

Les grands types de tableaux sont :

- Le tableau général BT (TGBT)
- Les tableaux secondaires
- Les tableaux terminaux
- Les tableaux de contrôle-commande de processus.

I.4. Calcul d'une installation industrielle

L'étude d'une installation électrique se fait méthodiquement en respectant les étapes suivantes :

1. Recueillement des données et établissement des bilans de puissance
2. Détermination des sections des câbles
3. Détermination des chutes de tension
4. Détermination des courants de court-circuit
5. Détermination des calibres I_n des déclencheurs des disjoncteurs
6. Choix des dispositifs de protection
7. Sélectivité des protections
8. Optimisation de la sélectivité des protections
9. Vérification de la protection des personnes

I.5. Les puissances

I.5.1. Bilan de puissances

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

Baser le calcul de la puissance d'utilisation, simplement sur la somme arithmétique des puissances de tous les récepteurs installés existants conduirait à des résultats économiquement extraordinairement surévalués et serait en termes d'ingénierie d'une mauvaise pratique.

L'objectif est de fournir une méthodologie pour l'estimation de la puissance d'utilisation. Il est nécessaire, pour cette estimation, d'évaluer quelques facteurs prenant en compte :

- La diversité (le non-fonctionnement simultané de tous les récepteurs pour un groupe donné),
- Le niveau d'utilisation réelle des récepteurs installés (par exemple un moteur électrique n'est généralement pas utilisé à sa pleine capacité de charge, etc.),
- Le niveau d'utilisation prévisionnelle des récepteurs installés et des extensions de charges possibles.

Les valeurs données sont basées sur l'expérience et sur des enregistrements réalisés sur des installations existantes.

En plus de fournir une base de données pour le calcul de l'installation de chaque circuit, la méthodologie proposée permet, à partir de ces calculs de base, de fournir une valeur globale pour la puissance d'utilisation de l'installation, sur laquelle peut être spécifié le cahier des charges du système de fourniture en énergie (réseaux de distribution, transformateur MT/BT, ou groupe électrogène).[2]

I.5.2. Détermination de la puissance

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.[1]

Donc, on procède en général de la manière suivante ; on détermine : Puissance installée, Puissance absorbée, Puissance utilisée.

I.5.3. Puissance installée (KW)

La puissance installée (kW) est la somme des puissances nominales de tous les récepteurs de l'installation. L'indication de la puissance nominale (P_n) est marquée sur la plupart des appareils et équipements électriques. En pratique, la puissance nominale n'est pas toujours la puissance réellement consommée par le récepteur. Par exemple, dans le cas :

- d'un moteur électrique, la puissance nominale correspond à la puissance de sortie sur son arbre. La puissance d'entrée consommée est évidemment plus importante,

- de lampes fluorescentes et de lampes à décharge, qui ont un ballast stabilisateur, la puissance nominale indiquée sur la lampe (qui est celle consommée par la lampe seule) est inférieure à la puissance consommée par la lampe et son ballast.

La puissance installée (kW) est la donnée significative pour le choix du dimensionnement d'un groupe électrogène ou de batteries et quand des exigences de fonctionnement uni horaire sont à considérer. [2][3]

I.5.4. Puissance absorbée S (kVA)

La puissance (apparente) absorbée (S) par une charge (qui peut être un simple appareil), est obtenue à partir de sa puissance nominale (corrigée si nécessaire, comme indiqué ci-dessus pour les appareils d'éclairage, etc.) et de l'application des coefficients suivants :

η : [Rendement unitaire] = puissance active de sortie [kW]/ puissance active d'entrée [kW].

$\cos \phi$: [facteur de puissance] = puissance active de sortie [kW]/puissance apparente [kVA]

La puissance apparente consommée de la charge

$$S = \frac{P_n}{\eta \times \cos \phi} \quad (I.1)$$

De cette valeur se déduit le courant pleine charge absorbé I_a .

- $I_a = \frac{S}{V}$ Pour une charge monophasée connectée entre phase et neutre

- $I_a = \frac{S}{\sqrt{3} \times U}$ Pour une charge triphasée :

V = tension phase-neutre (volts)

U = tension phase-phase (volts)

La puissance absorbée (puissance apparente installée) est souvent supposée être la somme arithmétique des puissances apparentes de chaque récepteur (cette sommation est exacte si toutes les charges ont le même facteur de puissance).

Cependant, il est souvent fait une simple sommation arithmétique pour des raisons pratiques. De fait, la valeur de la puissance apparente obtenue est supérieure à la valeur de la puissance absorbée, la différence représente une "marge sur conception" acceptable. [2]

I.5.5. Puissance d'utilisation P_u (KW)

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.

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

La puissance d'utilisation P_u (kW) est la somme arithmétique de ces puissances actives valorisées.

La puissance d'utilisation P_u est la donnée significative pour la souscription d'un contrat de fourniture en énergie électrique à partir d'un réseau public BT ou MT (et dans ce cas, pour dimensionner le transformateur MT/BT). [2], [3].

a) Facteur d'utilisation maximale (k_u)

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

Le facteur d'utilisation s'applique individuellement à chaque récepteur. Ceci se vérifie pour des équipements comportant des moteurs susceptibles de fonctionner en dessous de leur pleine charge.

Dans une installation électrique, 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. [2]

b) Facteur de simultanéité K_s :

Détermine les conditions d'utilisation de l'installation s'appliquant à un ensemble de récepteurs ou circuits (ex : prise de courant).

Les récepteurs d'une installation ne fonctionnent pas simultanément. C'est pourquoi il est permis d'appliquer aux différents ensembles de récepteurs (ou de circuit) des facteurs de simultanéité.

La détermination des facteurs de simultanéité nécessite la connaissance détaillée de l'installation considérée et l'expérience des conditions d'exploitation, notamment pour les moteurs et les prises de courant.

On ne peut donc pas donner des valeurs précises applicables à tous les cas. Les normes NF C 14-100, NF C 63-410 et le guide UTEC 15-105, donnent cependant des indications sur ce facteur selon le nombre de récepteurs (Tableau I.1) et selon l'utilisation (Tableau I.2).

Tableau I .1 : Facteur de simultanéité selon le nombre de récepteurs.

Nombre de récepteurs	Facteurs de simultanéité K_s
1 à 3	0,9
4 à 5	0,8
5 à 9	0,7
10 et plus	0,6

Tableau I .2 : Facteur de simultanéité selon l'utilisation.

Utilisation	Facteurs de simultanéité K_s
Eclairage, conditionnement d'air	1
Chauffage électrique, chauffe d'eau	1
Prise de courant (n : nombre de prise de courant alimenté par le même circuit)	$0,1 + (0,9/n)$Si $n < 6$ $0,6$Si $n > 6$
Moteur électrique	0,75

c) Facteur d'extension K_e :

Le rôle du facteur d'extension, également appelé facteur de réserve, est de prévoir une augmentation de la puissance absorbée. Le coefficient varie de 1 à 1,5. Dans notre cas K_e varie entre un TGBT et un autre. [4]

I.6. Choix transformateur et du groupe électrogène

Un transformateur comporte généralement deux enroulements :

- Primaire, de tension U_1 et parcouru par un courant I_1
- Secondaire, de tension U_2 et parcouru par un courant I_2 .

Ces deux enroulements sont galvaniquement séparés et parcourus par des courants I_1 et I_2 conventionnellement de sens inverse. [2]

Le poste MT/BT, interface entre les réseaux de distribution MT et BT, est au cœur de la distribution électrique de puissance, au plus près des utilisations de l'énergie électrique en basse tension. [5]

Les postes de distribution MT/BT peuvent avoir deux finalités :

- L'interconnexion entre les lignes du même niveau de tension, cela permet de répartir l'énergie sur les différentes lignes issues des postes.
- La transformation de l'énergie électrique : les transformateurs permettent de passer d'un niveau de tension à un autre.

I.6.1. Choix de la puissance nominale du transformateur

Quand une installation doit être alimentée par un transformateur MT/BT et que la puissance d'utilisation de l'installation a été déterminée, un dimensionnement approprié du transformateur peut être déterminé en tenant compte (**Tableau I.3**) :

- Des possibilités d'amélioration du facteur de puissance de l'installation,
- Des extensions prévisibles de l'installation,
- Des contraintes d'installation (température...),
- Et des puissances nominales existantes.

Tableau I.3: 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

L'intensité nominale du transformateur triphasé s'obtient à partir de sa puissance S et de la tension secondaire à vide par :

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} \quad (\text{I.2})$$

Avec

- S : puissance du transformateur en kVA,
- U : tension secondaire à vide (237 ou 410 V),
- I_n : en ampères [A].

En monophasé :

$$I_n = \frac{P}{V} \quad (\text{I.3})$$

Avec

- V : tension entre les bornes BT à vide (en volts)

Formules simplifiées :

- Pour 400 V (en charge triphasé) : $I_n = S \text{ (kVA)} \times 1,4$

Les normes pour les transformateurs de puissance sont les normes internationales CEI 60076, 60551 et 60726 et les normes françaises NFC 52-100, 52-161 et 52-726.

I.6.2. Groupe électrogène

Un groupe électrogène est un dispositif autonome, capable de produire de l'électricité. La plupart des groupes sont constitués d'un moteur thermique qui actionne un alternateur. Sa puissance apparente est donnée en kVA.

Les groupes électrogènes, sont utilisés dans les zones où le réseau de distribution électrique ne dessert pas, ou comme source de secours lors d'une coupure d'alimentation électrique.

Il représente pour l'installation, une sorte de sécurité et source de remplacement en cas de défaillance des autres sources, si un black-out ou coupure générale se produit, il est nécessaire d'assurer l'alimentation des importants équipements.

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons cité des généralités sur les installations électriques et les postes transformateurs ainsi que les puissances dans une installation électrique

Dans le chapitre qui suit nous allons entamer le dimensionnement du transformateur et le groupe électrogène à adéquat selon le calcul du bilan de puissance.

Chapitre II

**Bilan de puissance et
détermination de la charge
totale**

II.1. Introduction

Afin de bien choisir et de dimensionner le transformateur et le groupe électrogène adéquat, il est nécessaire de calculer la puissance installée et la puissance utilisée.

Ce chapitre comprend les calculs et méthodes aboutissant au choix suscité. Nous y évoquerons aussi, la détermination du facteur de puissance que nous tenterons d'améliorer en compensant l'énergie réactive par des batteries de condensateurs.

II.2. Présentation de notre installation

Le tableau ci-dessous présente la liste des récepteurs électrique constituant notre installation, avec le calcul de la puissance absorbé, voire le (tableau II.1).

$$r = \frac{P_n}{P_a} \quad (\text{II.1})$$

$$P_a = \frac{P_n}{r} \quad (\text{II.2})$$

Tableau II. 1: Liste des récepteurs électriques de l'installation

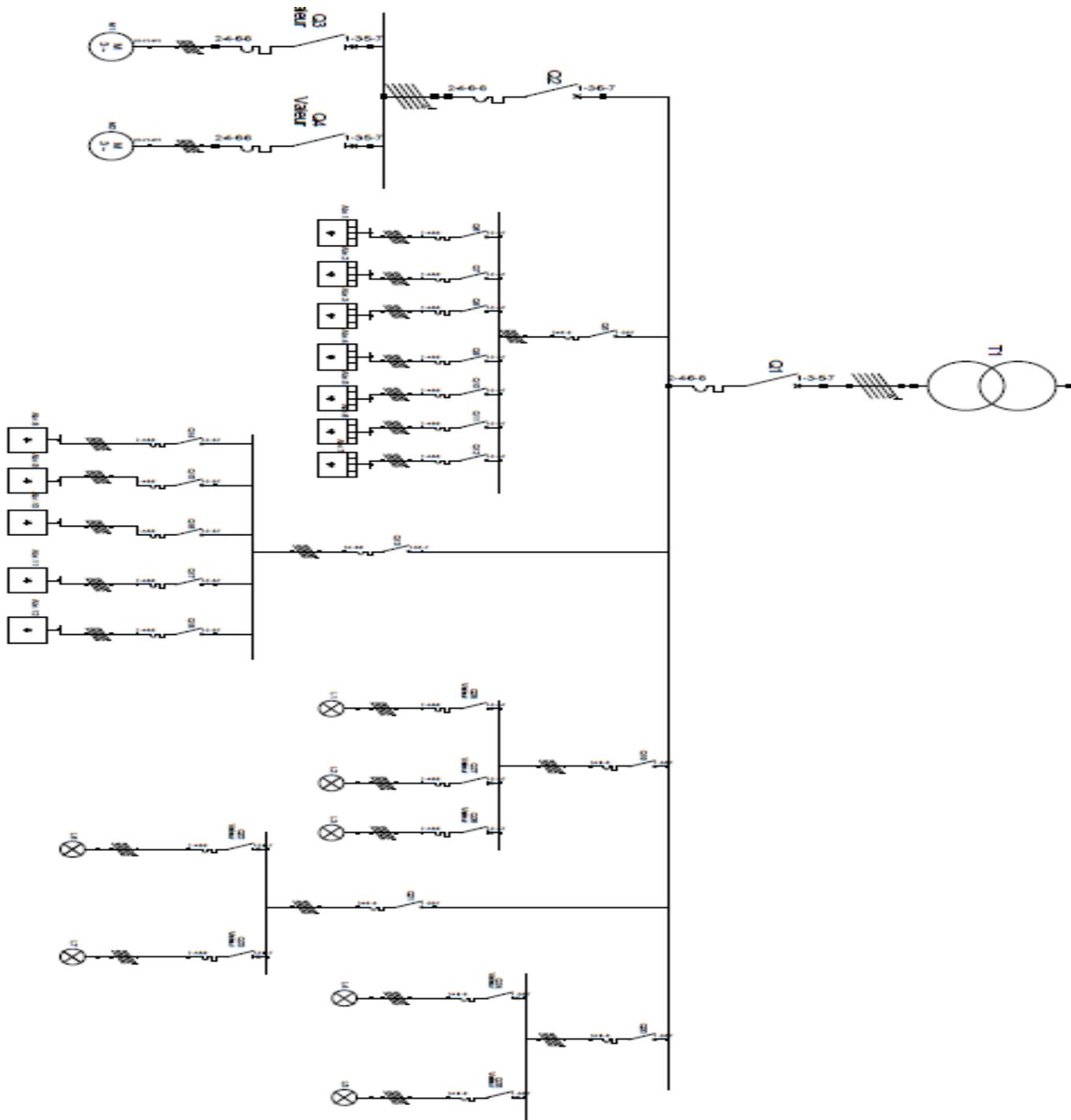
Récepteurs	Pn(W)	Rendement	Pa(W)
Groupe électropompe 1	15000	0,8	18750
Groupe électropompe 2	15000	0,8	18750
Départ N° 02			
Climatisation Type ROOF TOOP 1	60000	0,8	75000
climatisation Type ROOF TOOP 2	60000	0,8	75000
climatisation Type ROOF TOOP 3	60000	0,8	75000
climatisation Type ROOF TOOP 4	60000	0,8	75000
climatisation Type ROOF TOOP 5	60000	0,8	75000
climatisation Type ROOF	60000	0,8	75000

TOOP 6			
climatisation Type ROOF			
TOOP 7	60000	0,8	75000
Départ N° 03			
chambre froide 1	15000	0,8	18750
chambre froide 2	15000	0,8	18750
chambre froide 3	15000	0,8	18750
chambre froide 4	15000	0,8	18750
chambre froide 5	15000	0,8	18750
Départ N° 04			
l'éclairage hangar	34800	0,75	46400
Départ N° 05			
l'éclairage salle préparation	11600	0,75	15466,6667
Départ N° 06			
eclairage salle des commandes	11600	0,75	15466,6667

Avec :

r : Rendement

II.3.Schéma unifilaire



II.4. Calcul de la puissance installée

Les résultats de calcul de la puissance installée de l'installation sont donnés dans le tableau suivant et elle est donnée par les relations suivantes :

$$I_n = \frac{P_a}{U_n \times \cos\varphi \times \sqrt{3}} \quad (\text{II.3})$$

$$Q_n = \tan\varphi \times P_a \quad (\text{II.4})$$

$$S_n = \sqrt{3} \times U_n \times I_n \quad (\text{II.5})$$

Tableau II. 2: Bilan de puissance installé de l'installation

RECEPTEUR	QUANTITE	U[V]	Pn[W]	In[A]	Cosφ	Qn[VAR]	Sn[VA]
Départ N° 01							
Groupe électropompe 1	1	400	18750	33,8291173	0,8	14062,5	23437,5
Groupe électropompe 2	1	400	18750	33,8291173	0,8	14062,5	23437,5
Départ N° 02							
Climatisation Type ROOF TOOP 1	1	400	75000	135,316469	0,8	56250	93750
climatisation Type ROOF TOOP 2	1	400	75000	135,316469	0,8	56250	93750
climatisation Type ROOF TOOP 3	1	400	75000	135,316469	0,8	56250	93750
climatisation Type ROOF TOOP 4	1	400	75000	135,316469	0,8	56250	93750
climatisation Type ROOF TOOP 5	1	400	75000	135,316469	0,8	56250	93750
climatisation Type ROOF TOOP 6	1	400	75000	135,316469	0,8	56250	93750
climatisation Type ROOF TOOP 7	1	400	75000	135,316469	0,8	56250	93750
Départ N° 03							
chambre froide 1	1	400	18750	33,8291173	0,8	14062,5	23437,5
chambre froide 2	1	400	18750	33,8291173	0,8	14062,5	23437,5

chambre froide 3	1	400	18750	33,8291173	0,8	14062,5	23437,5
chambre froide 4	1	400	18750	33,8291173	0,8	14062,5	23437,5
chambre froide 5	1	400	18750	33,8291173	0,8	14062,5	23437,5
Départ N° 04							
l'éclairage hangar	300	400	46400	70,4975066	0,95	15219,2	48832,203
Départ N° 05							
l'éclairage salle préparation	100	400	15466,6667	23,4991689	0,95	5073,06667	16277,401
Départ N° 06							
éclairages salle des commandes	100	400	15466,6667	23,4991689	0,95	5073,06667	16277,401
TOTALE			733583,333	1301,51495		517552,833	897778.058

➤ Le bilan de puissance effectué, donne la puissance installée suivante :

Tableau II. 3:Le bilan de puissance effectué

CHARGE	Sn (KVA)
TGBT	897.778058

II.5. Calcul de la puissance d'utilisation

II.5.1. Puissance utile d'une charge P_{ui}

L'estimation de la puissance réellement absorbée par une charge électrique tient compte du taux de charge du récepteur par rapport à sa puissance nominale. Ainsi, la détermination de cette puissance nécessite une bonne connaissance du facteur d'utilisation.[8] Elle est donnée par la relation suivante :

$$P_{ui} = K_u \times P_a \tag{II.6}$$

$$Q_{ui} = K_u \times Q_n \tag{II.7}$$

$$S_{ui} = K_u \times S_n \tag{II.8}$$

- **P_{ui}**: Puissance active utile demandée d'une charge.
- **Q_{ui}**: Puissance réactive utile demandée d'une charge.
- **S_{ui}**: Puissance apparente utile demandée d'une charge.
- **P_a**: Puissance absorbée d'une charge.
- **Q_n**: Puissance réactive nominale d'une charge.
- **S_n**: Puissance apparente nominale d'une charge.
- **K_u**: Facteur d'utilisation d'une charge.

II.5.2. Puissance utile dans une branche P_{uj}

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 :

$$P_{uj} = K_s \times \sum_{i=1}^n P_{ui} \quad (\text{II.9})$$

$$Q_{uj} = K_s \times \sum_{i=1}^n Q_{ui} \quad (\text{II.10})$$

$$S_{uj} = K_s \times \sum_{i=1}^n S_{ui} \quad (\text{II.11})$$

- **P_{uj}**: Puissance active demandée d'une branche.
- **Q_{uj}**: Puissance réactive demandée d'une branche.
- **S_{uj}**: Puissance apparente demandée d'une branche.
- **K_s** : Facteur de simultanéité d'une branche.

Tableau II. 4: Bilan de puissance utilisé de l'installation

RECEPTEUR	K _u	P _u (W)	Q _u (VAR)	S _u (VA)
Départ N° 01				
Groupe électropompe 1	0,75	14062,5	10546,875	17578,125
Groupe électropompe 2	0,75	14062,5	10546,875	17578,125
TOTALE	K _s =0,9	25312,5	18984,375	31640,625
Départ N° 02				
Climatisation Type ROOF TOOP				
1	0,75	56250	42187,5	70312,5
climatisation Type ROOF TOOP 2	0,75	56250	42187,5	70312,5

climatisation Type ROOF TOOP 3	0,75	56250	42187,5	70312,5
climatisation Type ROOF TOOP 4	0,75	56250	42187,5	70312,5
climatisation Type ROOF TOOP 5	0,75	56250	42187,5	70312,5
climatisation Type ROOF TOOP 6	0,75	56250	42187,5	70312,5
climatisation Type ROOF TOOP 7	0,75	56250	42187,5	70312,5
TOTALE	$K_s=0,7$	275625	206718,75	344531,25
Départ N° 03				
chambre froide 1	1	18750	14062,5	23437,5
chambre froide 2	1	18750	14062,5	23437,5
chambre froide 3	1	18750	14062,5	23437,5
chambre froide 4	1	18750	14062,5	23437,5
chambre froide 5	1	18750	14062,5	23437,5
TOTALE	$K_s=0,8$	75000	56250	93750
Départ N° 04				
l'éclairage hangar	1	46400	15219,2	48832,203
TOTALE	$K_s=0,6$	27840	9131,52	29299,3218
Départ N° 05				
l'éclairage salle préparation	1	15466,6667	5073,06667	16277,401
TOTALE	$K_s=0,6$	9280,00002	3043,84	9766,4406
Départ N° 06				
eclairage salle des commandes	1	15466,6667	5073,06667	16277,401
TOTALE	$K_s=0,6$	9280,00002	3043,84	9766,4406
TOTALE dans le TGBT	$K_s=0,7$	295636,25	208020,628	363127,855

➤ On a dans le tableau suivant les valeurs des puissances utiles de toutes les branches :

Tableau II. 5: La charge totale du TGBT

Charge	Puj (KW)	Quj (KVAR)	Suj (KVA)
TOTALE	295.63625	208.020628	363.127855

➤ En introduisant un facteur d'extension qui est égal à 1.2 on obtient les résultats suivant:

Tableau II. 6: Charge totale du TGBT après application du facteur d'extension

Charge	Pu (KW)	Qu (KVAR)	Su (KVA)
TOTALE	354.7635	249.6247536	435.753426

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

Le facteur de puissance est le rapport entre la puissance active (en kW) et la puissance apparente (en kVA).

Le facteur de puissance d'une charge qui peut être un seul récepteur, ou un ensemble de récepteurs (par exemple, une installation électrique complète), est donnée par le rapport P/S soit des kW divisés par des kVA à un instant donné. [2]

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

La plage des valeurs du facteur de puissance est [0, 1].

Tableau II. 7: Facteur totale de puissance de l'installation

Charge	PU (KW)	Su (KVA)	Cosφ
TGBT	354.7635	435.753426	0.814

II.7. Choix et Dimensionnement du transformateur

Le réseau délivre une moyenne de tension de 30 KV, et au sein du projet la tension au niveau des récepteurs est de 400V. [4]

Après avoir effectué le bilan de puissance utilisé on est arrivé à déterminer la puissance totale utilisée par l'installation qui va nous permettre d'après (le tableau II.7) de déterminer le transformateur de puissance normalisée adéquat à notre installation.

Tableau II. 8: Puissances apparentes normalisées des transformateurs MT/BT triphasés et intensités nominales correspondantes [4]

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

Le choix du transformateur se portera sur le transformateur 500 KVA.

II.7.1. Calcul du rapport de transformation

Pour le calcul du rapport de transformation, on utilise la formule suivante :

$$m = \frac{u_2}{u_1} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{I_1}{I_2} \quad (\text{II.13})$$

Avec :

u_1, u_2 : Tension primaire et secondaire du transformateur ;

I_1, I_2 : Courant primaire et secondaire du transformateur ;

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

$$\text{A.N : } m = \frac{u_2}{u_1} = \frac{400}{30000} = 0.01333$$

Donc, le rapport de transformation égal à **m=0.01333**

II.7.2. Calcul du courant secondaire

Le courant assigné au secondaire du transformateur est déterminé par l'expression : [9]

$$In = \frac{Sn}{\sqrt{3} \times U} \quad (\text{II.14})$$

Avec :

S_n : Puissance assignée du transformateur (kVA).

U : Tension assignée secondaire (à vide) du transformateur (V).

I_n : Courant assigné du transformateur (valeur efficace) (A).

$$\text{A.N : } I_n = \frac{500 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = 721.6878 \text{ A}$$

Donc, le courant secondaire du transformateur égal à : $I_2 = 721.6878 \text{ A}$

II.7.3. Calcul du courant primaire

$$m = \frac{I_1}{I_2} \Rightarrow I_1 = m \times I_2 \quad (\text{II.15})$$

$$\text{A.N : } I_1 = 0.01333 \times 721.6878 = 9.620 \text{ A}$$

Donc, le courant primaire du transformateur égal à : $I_1 = 9.620 \text{ A}$

II.7.4. Détermination de tension de court-circuit du transformateur U_{cct}

Pour le transformateur de distribution (norme NBN - HD 428 1 S1), U_{cct} a des valeurs normalisées. (Tableau II.8).

La tension de court-circuit $U_{cct} = 4\%U$, pour notre transformateur ce qui nous donne une tension de court-circuit en volt de : $U_{cct} = 0.04 \times 400 = 16 \text{ V}$.

Après avoir effectué le bilan de puissance, les caractéristiques du transformateur nécessaire

Pour notre installation doit être caractérisé comme suit :

- Puissance apparente $S = 500 \text{ kVA}$
- Tension primaire $U_1 = 30000 \text{ V}$
- Tension secondaire $U_2 = 400 \text{ V}$
- Courant primaire $I_1 = 9.620 \text{ A}$
- Courant secondaire $I_2 = 721.6878 \text{ A}$
- Rapport de transformation $m = 0.01333$
- Tension de court-circuit $U_{cct} = 4\% U = 16 \text{ V}$

Tableau II. 9: caractéristiques électriques des Transformateurs immergés dans un diélectrique liquide

Puissance (kVA)	Pv (W)	Pc (W)	Ucc (%)	Courant assigné secondaire A (version 420 V)	Courant de court-circuit triphasé BT* kA (version 420 V)	Chute de tension à pleine charge		Rendement (%)				Puissance acoustique dB (A)
						cos φ = 0,8	cos φ = 1	Charge = 75%		Charge = 100%		
								cos φ = 0,8	cos φ = 1	cos φ = 0,8	cos φ = 1	
50	90 (A0)	1 100 (Ck)	4	69	1,7	3,77	2,25	97,69	98,15	97,11	97,68	39
100	145 (A0)	1 750 (Ck)	4	137	3,4	3,57	1,81	98,15	98,52	97,69	98,14	41
160	210 (A0)	2 350 (Ck)	4	220	5,5	3,43	1,54	98,43	98,74	98,04	98,43	44
250	300 (A0)	3 250 (Ck)	4	344	8,5	3,33	1,37	98,60	98,88	98,26	98,60	47
315	360 (A0)	3 900 (Ck)	4	433	10,7	3,30	1,31	98,67	98,93	98,34	98,67	49
400	430 (A0)	4 600 (Ck)	4	550	13,5	3,25	1,22	98,76	99,00	98,45	98,76	50
500	510 (A0)	5 500 (Ck)	4	687	16,8	3,22	1,17	98,81	99,05	98,52	98,81	51
630	600 (A0)	6 500 (Ck)	4	866	21,0	3,17	1,11	98,89	99,11	98,61	98,89	52
800	650 (A0)	8 400 (Ck)	6	1 100	17,9	4,46	1,22	98,89	99,11	98,61	98,88	53
1 000	770 (A0)	10 500 (Ck)	6	1 375	22,2	4,46	1,22	98,90	99,12	98,61	98,89	55
1 250	950 (A0)	11 000 (Bk)	6	1 718	27,5	4,35	1,05	99,06	99,24	98,82	99,05	56
1 600	1 200 (A0)	14 000 (Bk)	6	2 199	34,8	4,35	1,05	99,06	99,25	98,83	99,06	58
2 000	1 450 (A0)	18 000 (Bk)	6	2 749	43,0	4,36	1,07	99,04	99,23	98,80	99,04	60
2 500	1 750 (A0)	22 000 (Bk)	6	3 437	52,9	4,35	1,05	99,07	99,25	98,83	99,06	63

II.8. Choix et dimensionnement du groupe électrogène

Comme l'alimentation de tous les récepteurs de notre installation est assurée aussi par le groupe électrogène dans le cas de coupure d'électricité, on procède à un groupe de la même puissance par rapport à celle du transformateur, ce qui implique la puissance du groupe est de 500 KVA.

II.9. Compensation de l'énergie réactive

II.9.1. Nature de l'énergie réactive

Tous les appareils et machines à induction (c'est à dire à champs électromagnétiques) convertissent l'énergie fournie par le réseau d'alimentation en énergie mécanique (travail) et chaleurs (pertes). Cette énergie est mesurée par des wattmètres en kWh, et est appelée énergie « active ». Afin de réaliser cette conversion, des champs magnétiques doivent être créés dans la machine, et ces champs sont associés à une autre forme d'énergie à fournir par le réseau d'alimentation appelée énergie « réactive ». [2]

II.9.2. Récepteurs consommateurs d'énergie réactive

Tous les récepteurs fonctionnant en courant alternatif qui comportent des dispositifs électromagnétiques ou des enroulements couplés magnétiquement, consomment plus ou moins des courants réactifs pour créer les flux magnétiques.

II.9.3. Pourquoi améliorer le facteur de puissance ?

- Diminution de la facture d'électricité

- Diminution de la section des câbles
- Diminution des pertes en ligne
- Réduction de la chute de tension
- Augmentation de la puissance disponible

II.9.4. Systèmes et types de compensation

II.9.4.1. Compensation fixe

La puissance réactive fournie par la batterie est constante quelles que soient les variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs, donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

La mise sous tension de ces batteries est :

- Soit manuelle par disjoncteur ou interrupteur.
- Soit semi-automatique par contacteur commandé à distance.

Ce type de batteries est généralement utilisé dans les cas :

- D'installation électrique à charge constante fonctionnant 24/24 h.
- De compensation réactive des transformateurs.
- De compensation individuelle de moteurs.
- D'installation d'une batterie dont la puissance est inférieure ou égale à 15 % de la puissance du transformateur. [10]

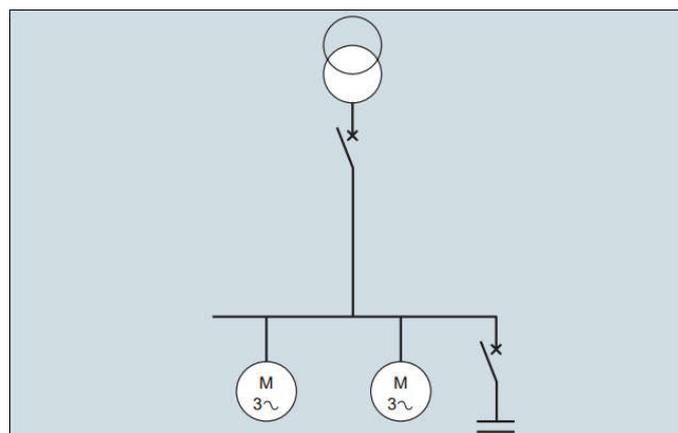


Figure II. 1: Compensation fixe [10]

II.9.4.2. Compensation automatique ou en “gradins”

La puissance réactive fournie par la batterie est modulable en fonction des variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs, donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

Ces batteries sont composées d'une association en parallèle de gradins condensateurs (gradin = condensateur + contacteur). La mise en ou hors service de tout ou partie de la batterie étant asservie à un régulateur varométrique intégré.

Ces batteries sont également utilisées dans le cas :

- D'installation électrique à charge variable.
- De compensation de tableaux généraux (TGBT) ou gros départ.
- D'installation d'une batterie dont la puissance est supérieure à 15% de la puissance du transformateur [10].

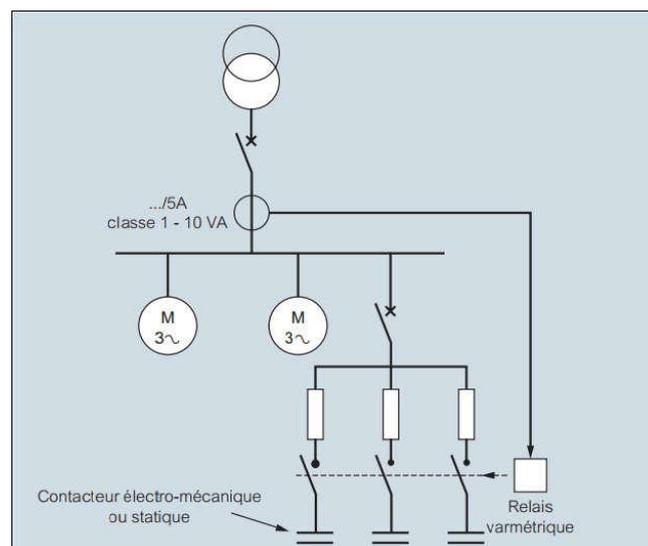


Figure II. 2: Principe de la compensation automatique d'une installation [10]

II.9.5. Choix de type de compensation (fixe ou automatique)

Dans le cas de la compensation globale ou par ateliers, le ratio Q_c/S_n permet de choisir entre un équipement de compensation fixe ou automatique. Le seuil de 15% est une valeur indicative conseillée [11].

Pour éviter les effets de la surcompensation à vide :

$Q_c/S_n \leq 15\%$: compensation fixe

$Q_c/S_n \geq 15\%$: compensation automatique

II.9.6. Mode de compensation

II.9.6.1. Compensation globale

La batterie est raccordée en tête d'installation BT et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation. La batterie reste en service en permanence pendant le fonctionnement normal de l'installation. Ce mode de compensation convient lorsque la charge est stable et continue. [4]

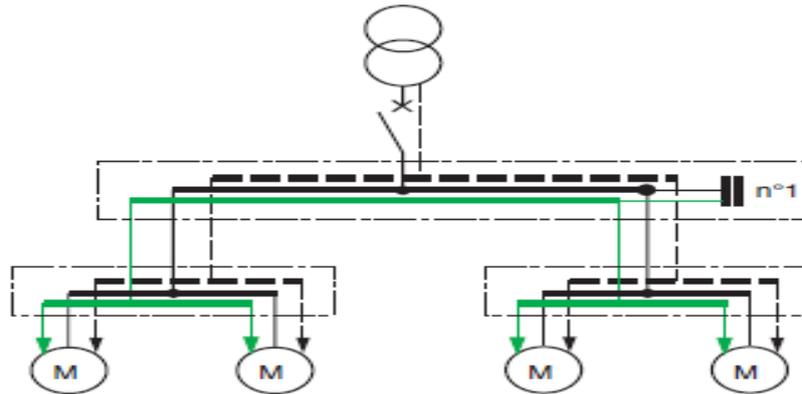


Figure II. 3: Compensation globale

II.9.6.2. Compensation partielle

La batterie de condensateurs est connectée sur l'arrivée du tableau de distribution intermédiaire pour lequel la compensation doit être réalisée. Une compensation partielle est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents. [2]

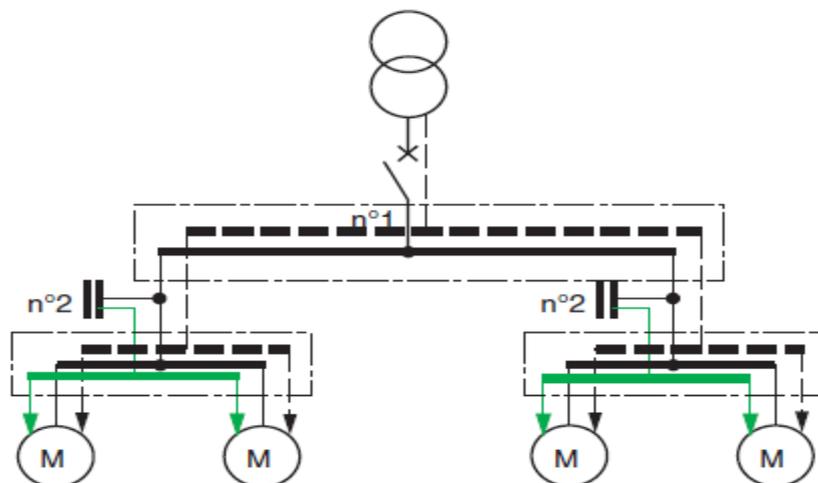


Figure II. 4: Compensation partielle

II.9.6.3. Compensation individuelle

La batterie est connectée directement aux bornes de la charge inductive (généralement un moteur). La compensation individuelle est à considérer quand la puissance du moteur est significative par rapport à la puissance souscrite de l'installation. [2]

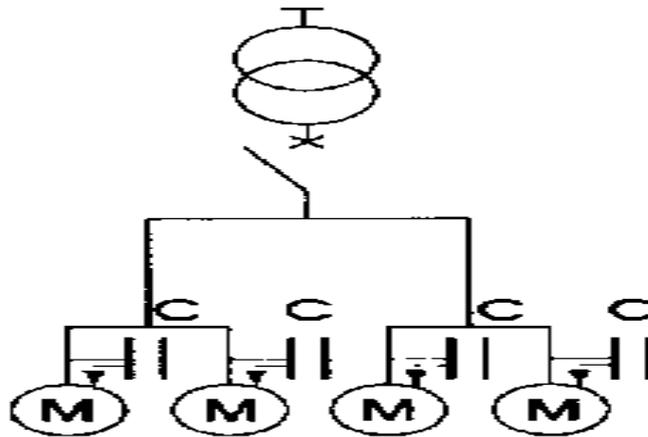


Figure II. 5: Compensation individuelle

II.9.7. Puissance réactive à installer

La puissance réactive, Q_c à compenser d'un équipement électrique peut être déduite à partir de la puissance active et du facteur de puissance de l'installation. [12], [13]

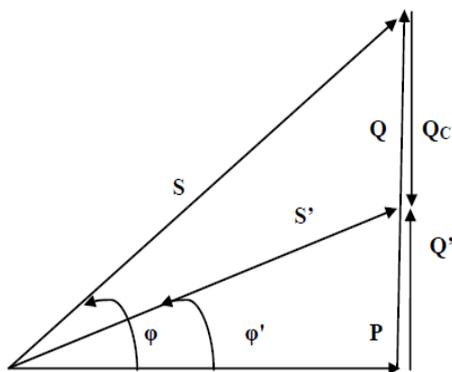


Figure II. 6: Triangle de puissance.

Avant compensation :

- Puissance active P (en KW)
- Puissance réactive Q (KVAR)
- Puissance apparente S (en KVA)
- Facteur de puissance $\cos \varphi$

Après compensation avec une Puissance réactive de compensation Q_c (en KVAR) :

- Puissance active P (en KW)
- Puissance réactive Q' (KVAR)
- Puissance apparente S' (en KVA)
- Facteur de puissance $\cos \varphi'$

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} \quad (\text{II.16})$$

$$\tan\varphi = \frac{Q}{P} \Rightarrow Q = P \times \tan\varphi \quad (\text{II.17})$$

$$\tan\varphi' = \frac{Q'}{P} \Rightarrow Q' = P \times \tan\varphi' \quad (\text{II.18})$$

$$Q = Q' + Q_c \quad (\text{II.19})$$

$$\text{D'où } Q_c = Q - Q'$$

$$\text{De (II.17) et (II.18)} \Rightarrow Q_c = P \times (\tan\varphi - \tan\varphi') \quad (\text{II.20})$$

II.9.8. Calcul des valeurs de capacités des condensateurs

❖ En monophasé

La valeur de la capacité se calcul à l'aide de la relation suivante :

$$Q_c = C \times \omega \times V^2 \quad (\text{II.21})$$

❖ En triphasé

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

a) **Montage triangle** : La puissance réactive fournie par l'ensemble des condensateurs est donnée par l'expression suivante :

$$Q_c = 3 \times C_{eq} \times \omega \times U^2 \quad (\text{II.22})$$

$$C_{eq} = \frac{m}{n} \times C \quad (\text{II.23})$$

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) **Montage étoile** : La puissance réactive fournie par l'ensemble des condensateurs est la suivante :

$$Q_c = C_{eq} \times \omega \times V^2$$

$$\text{Et } Q_c - \Delta = 3 \times C_{eq} \times \omega \times U^2 \quad (\text{II.24})$$

$$C_{eq} = \frac{Q_c - \Delta}{3 \times \omega \times U^2} \Rightarrow 3C_{eq} = \frac{Q_c - \Delta}{\omega \times U^2} \quad (\text{II.25})$$

$$Q_c - Y = 3 \times C_{eq} \times \omega \times V^2 = 3 \times C_{eq} \times \omega \times \left(\frac{U}{\sqrt{3}}\right)^2 \quad (\text{II.26})$$

$$Q_c - Y = \frac{3}{3} \times C_{eq} \times \omega \times U^2$$

$$C_{eq} = \frac{Q_c - Y}{\omega \times U^2} \quad (\text{II.27})$$

$$\text{De (II.25) et (II.27)} \Rightarrow C_{eq} - Y = 3 \times C_{eq} - \Delta \quad (\text{II.28})$$

II.9.9. Calcul de la puissance de compensation

Au niveau de TGBT on a :

$$\cos \varphi = 0,814$$

$$\tan \varphi = 0.713$$

On a les puissances utilisées comme suit :

$$Q_{uj} = 249.624 \text{ KVAR}$$

$$\cos \varphi' \text{ désire et de } 0.93 \text{ ainsi } \tan \varphi' = 0.395$$

$$Q_c = P \times (\tan \varphi - \tan \varphi') = 112.81479 \text{ KVAR}$$

$$Q = Q' + Q_c$$

$$Q' = Q - Q_c$$

$$\Rightarrow Q' = 249.624 - 112.81479 = 136.80921 \text{ KVAR}$$

$$Q_c - \Delta = 3 \cdot C_{eq} \times \omega \times U^2$$

$$C_{eq} = \frac{Q_c}{3 \times \omega \times U^2} = \frac{112.81479}{3 \times 3.14 \times 400^2}$$

$$C_{\Delta} = 748.5057 \mu\text{F}$$

$$\Rightarrow C_Y = 3 \times C_{\Delta}$$

$$\Rightarrow C_Y = 2245.517 \mu\text{F}$$

Tableau II. 10: puissances réactives avant et après compensation

Charges	Avant Compensation		Après compensation				
	Qu (KVAR)	Cos ϕ	Qc(KVAR)	Q'(KVAR)	Cos ϕ'	C Δ (μ F)	CY(μ F)
TGBT	249.624	0.814	112.81479	136.80921	0.93	748.5057	2245.517

II.9.10. Vérification de type de compensation

Tableau II. 11: type de compensation de l'énergie réactive

Qc (VAR)	Sn(VA)	Qc/Sn (%)	Type de compensation
112.81479	435.753426	25.88	Automatique

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

II.10. Conclusion

Dans ce chapitre, après avoir réalisé le bilan de puissance de l'installation on a pu estimer les puissances utiles des différents récepteurs et la puissance globale. Ainsi le choix et dimensionnement du transformateur et du groupe électrogène adéquat

Le calcul des puissances des différents circuits nous servira au dimensionnement des appareils de protection et des sections des câbles.

D'après les résultats de calcul, obtenu on constate que l'installation présente un facteur de puissance moyen de $\text{Cos } \phi = 0.814$ entraînant des pertes non exploitées.

Après avoir étudié les différents types de compensations d'énergie réactive par batterie de condensateurs on a amélioré le facteur de puissance de notre installation.

Chapitre III

**Dimensionnement et choix
des éléments de l'installation**

III.1. Introduction

Avant de réaliser une installation électrique, on doit faire une étude bien précise sur le dimensionnement et choix des éléments, qui nous permettent un fonctionnement permanent et une disponibilité en continu de notre installation, d'ailleurs, ça nécessite une connaissance approfondie et détaillée de l'installation.

Dans ce chapitre, nous allons procéder au dimensionnement des équipements de raccordement (câble, jeux de barre ...) ainsi l'appareillage de contrôle et protection (fusible, disjoncteur ...).

III.2. Dimensionnement technique d'un câble électrique

❖ Conditions générales

La section d'un câble doit satisfaire aux conditions techniques suivantes :

- Un échauffement normal de l'âme conductrice n'entraînant pas la 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 :
 - Le choix du type de câble (composition des matériaux 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 [14].

III.3. Détermination des sections de conducteurs en moyenne tension

III.3.1. Principe de la méthode

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

- Déterminer le courant maximal d'emploi I_e 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 K
 - Des valeurs des courants admissibles des différents types de câble dans les conditions standards d'installation.
- Déterminer la section S_2 nécessaire à la tenue thermique du câble en cas de court-circuit triphasé
- 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 S_1 et S_2 .
- Éventuellement, calculer et choisir la section économique. [15]

III.3.2. Détermination du courant d'emploi I_e

C'est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit en service normal.

- **En monophasé :**

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

- **En triphasé :**

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

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 de récepteur

En moyenne tension, une canalisation alimente le plus souvent un seul récepteur (transformateur, moteur, four, chaudière), dans ce cas I_e est pris égal au courant assigné de l'appareil. [15]

Dans notre cas on a le courant d'emploi : $I_e = 9.620 \text{ A}$

III.3.3. Détermination de la section S_1 satisfaisant l'échauffement

III.3.3.1 Courant fictif I_f

Le calcul du courant fictif I_f est nécessaire pour déterminer la section du câble, ce courant fictif est une correction maximum de courant d'emploi, réellement transite dans le câble suivant l'expression :

$$I_f = \frac{I_e}{K} \quad (\text{III.3})$$

K : facteur de correction tenant compte de condition d'exploitation du câble.

Les facteurs de correction à appliquer sont :

- Mode de pose (vides de construction et caniveaux) (voir Annexe tableau 1) : $K_1 = 0,95$.
- Groupement de plusieurs câbles (voir Annexe tableau 2) : $K_2 = 1$.
- Température ambiante (voir Annexe tableau 3) : $K_3 = 1$.

Le facteur de correction global est : $K = K_1 \times K_2 \times K_3 = 0.95 \times 1 \times 1 = 0.95$.

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

$$I_f = \frac{I_e}{K} = \frac{9.620}{0.95} = 10.126 \text{ A}$$

III.3.3.2. Courant admissible I_{ad}

C'est le courant maximal que la canalisation peut véhiculer en permanence sans préjudice pour sa durée de vie.

Les courants admissibles dans les câbles sont donnés dans les normes ou par les constructeurs pour des conditions standards d'installation. [15]

Le courant admissible par l'âme conductrice d'un câble est donné par l'expression :

$$I_{ad} \geq \frac{I_e}{K} \quad (\text{III.4})$$

$$\Rightarrow I_{ad} \geq 10.126 \text{ A}$$

Le tableau 4 de l'Annexe (colonne (1), PR, cuivre) donne :

- Un courant admissible : $I_{ad} = 99 \text{ A}$.
- Une section minimale : $S_1 = 10 \text{ mm}^2$.

III.3.4. Vérification des contraintes thermiques des conducteurs et détermination de la section S_2

La contrainte thermique des conducteurs actifs doit être vérifiée pour le courant de court-circuit maximal à l'origine du câble. Il est calculé par la méthode des impédances en tenant compte de la participation de l'ensemble des éléments du réseau (moteurs, alternateurs...). [15]

- L'impédance du transformateur Z_{T1} est :

$$Z_{T1} = \frac{U_n^2}{S_n} \times \frac{U_{cc}}{100} \quad (\text{III.5})$$

AN :

$$Z_{T1} = \frac{400^2}{500 \times 10^3} \times \frac{24}{100} = 0.077 \Omega$$

- Le courant de court-circuit maximal I_{cc} est donc :

$$I_{cc} = 1.1 \times \frac{U_n}{\sqrt{3} \times Z_{T1}} \quad (\text{III.6})$$

AN :

$$I_{cc} = 1.1 \times \frac{400}{\sqrt{3} \times 0.077} = 3299.144 \text{ A}$$

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

$$S_2 \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t} \quad (\text{III.7})$$

$k = 143$: valeur du coefficient correspondant à un conducteur en cuivre isolé au PR (Voir tableau 5 de l'Annexe).

$t = 1 \text{ s}$: durée du court-circuit égale à la temporisation de la protection.

AN :

$$S_2 \geq \frac{3299.144}{143} \times \sqrt{1} = 23.071 \text{mm}^2$$

- La section minimale à retenir est donc : $S_2 = 25 \text{mm}^2$.

III.3.5. Vérification des chutes de tensions

Les chutes de tension dans les câbles moyenne tension des réseaux industriels sont en général négligeables.

Bien que la norme C 13-220 ne prévoit pas la vérification des chutes de tension et ne fixe pas les valeurs admissibles, il nous semble utile de donner la méthode de calcul pouvant être appliquée notamment pour les canalisations de longueur importante. [15]

Pour un circuit triphasé, la chute de tension (tension simple) est calculée par la formule :

$$\Delta V = \left(\rho_1 \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi \right) \times I_e \quad (\text{III.8})$$

Avec :

ρ_1 : Résistivité du conducteur en service normal, $\rho_1 = 0,0225 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre ;

L : longueur de la canalisation, en mètre (L=120 m) ;

S : section des conducteurs, en mm^2 ($S_2 = 25 \text{mm}^2$) ;

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

I_e : Courant maximal d'emploi en A ($I_e = 9.620 \text{ A}$) ;

λ : Réactance linéique de la canalisation, en Ω/m . ($\lambda = 0.15 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$ pour les câbles unipolaires). [15]

AN :

$$\Delta V = \left[\left(0.0225 \times \frac{120}{25} \times 0.8 \right) + \left(0.15 \times 10^{-3} \times 120 \times 0.6 \right) \right] \times 9.620 = 0.935 \text{ V}$$

La chute de tension relative est de :

$$\frac{\Delta V}{V_n} = \frac{0.935}{\left(\frac{30000}{\sqrt{3}} \right)} = 0.005\% < 1\% \quad (\text{III.9})$$

Donc elle est acceptable.

III.3.6. Choix de la section technique

$$S_1 = 10 \text{ mm}^2$$

$$S_2 = 25 \text{ mm}^2$$

On a : $S_1 < S_2$

Donc : La section technique à retenir est donc : $S = 25 \text{ mm}^2$.

III.4. Détermination des sections de conducteurs en basse tension

III.4.1. Calcul de la section selon l'échauffement S_j

Le calcul de la section d'un conducteur, d'une ligne électrique est en fonction des différents paramètres de l'installation [8] :

- 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_e .

Ainsi on calcule la valeur du courant fictif suivant la relation :

$$I_f = \frac{I_e}{K} = \frac{I_e}{K_1 * K_2 * K_3 * K_n * K_s} \quad (\text{III.10})$$

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.
- Le facteur de correction K_2 prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte.
- Le facteur de correction K_3 prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant.

Les facteurs de correction K_1 , K_2 et K_3 sont représentés dans les **tableaux (6, 7 et 8)** de l'annexe.

- Le facteur de correction du neutre chargé K_n .
- Le facteur de correction dit de symétrie K_s .
- Le facteur de correction du neutre chargé K_n selon la norme (NF C15-100 § 523.5.2):

$$K_n = 0,84.$$

➤ Le facteur de correction dit de symétrie K_s , selon la norme (NF C15-105 § B.5.2):

$K_s = 1$ 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.

Exemple de calcul Effectue sur le groupe électropompe 1 :

Le mode de pose dans notre étude c'est le mode **sous caniveaux** qui est sélectionné par la lettre **B** d'après le **tableau 6** de l'annexe.

Dans notre cas : $K_1 = 0,95$, $K_2 = 1$, $K_3 = 1$, $K_n = 0,84$, $K_s = 1$

$K = K_1 * K_2 * K_3 * K_n * K_s = 0,95 * 0,96 * 1 * 0,84 * 1 = 0,766$

$$I_f = \frac{I_e}{K} \quad (\text{III.11})$$

$$I_f = \frac{33.829}{0.766} = 44.16 \text{ A}$$

Le courant admissible correspondant au courant fictif et la section S_j sont choisis à partir du **tableau 9** de l'annexe. Pour un courant d'emploi de $I_e = 33.829\text{A}$ on a un courant fictif de $I_f = 44.163\text{A}$ et $S_j = 6 \text{ mm}^2$ et $I_{ad} = 48\text{A}$.

Les résultats de calcul pour chaque circuit sont inscrits dans tableau suivant :

Tableau III.1 : section S_j des différents récepteurs

RECEPTEUR	Quantité	$I_n(\text{A})$	K	$I_f(\text{A})$	$I_{ad}(\text{A})$	$S_j(\text{mm}^2)$
Départ N° 01						
Groupe électropompe 1	1	33,8291173	0,766	44,1633385	48	6
Groupe électropompe 2	1	33,8291173	0,766	44,1633385	48	6
Départ N° 02						
Climatisation Type ROOF TOOP 1	1	135,316469	0,766	176,653354	213	70
Climatisation Type ROOF TOOP 2	1	135,316469	0,766	176,653354	213	70
Climatisation Type ROOF TOOP 3	1	135,316469	0,766	176,653354	213	70
Climatisation Type ROOF	1	135,316469	0,766	176,653354	213	70

TOOP 4						
Climatisation	Type	ROOF				
TOOP 5	1	135,316469	0,766	176,653354	213	70
Climatisation	Type	ROOF				
TOOP 6	1	135,316469	0,766	176,653354	213	70
Climatisation	Type	ROOF				
TOOP 7	1	135,316469	0,766	176,653354	213	70
Départ N° 03						
chambre froide 1	1	33,8291173	0,766	44,1633385	48	6
chambre froide 2	1	33,8291173	0,766	44,1633385	48	6
chambre froide 3	1	33,8291173	0,766	44,1633385	48	6
chambre froide 4	1	33,8291173	0,766	44,1633385	48	6
chambre froide 5	1	33,8291173	0,766	44,1633385	48	6
Départ N° 04						
l'éclairage hangar	300	70,4975066	0,766	92,0332984	112	25
Départ N° 05						
l'éclairage salle préparation	100	23,4991689	0,766	30,6777662	36	4
Départ N° 06						
éclairages	salle	des				
commandes	100	23,4991689	0,766	30,6777662	36	4

III.4.2. Calcul de la section selon la chute de tension S_z

La chute de tension, provoquée par le passage du courant dans les conducteurs, doit être compatible avec les tensions existantes au départ et celles souhaitées à l'arrivée. Cette condition détermine ce que nous appelons S_z . Elle est donnée pour une charge triphasée sous la forme :

$$\Delta U\% = \sqrt{3} \times I_e \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \times \frac{100}{U_n} \quad (\text{III.12})$$

Avec :

- I_e : Courant d'emploi dans le circuit (A)
- $R = \rho \times \frac{L}{S}$: Résistance du conducteur (Ω)
- $X = \lambda \times L$: Réactance du conducteur (Ω)
- U_n : Tension nominale entre phases (V)

- λ : Réactance linéique des conducteurs :
 - Pour les câbles multi ou mono-conducteurs en trèfle 0,08 Ω /Km.
 - Pour les câbles mono-conducteurs jointifs en nappe égale à 0,09 Ω /Km.
 - Pour les mono-conducteurs séparés égale à 0,13 Ω /Km.
- L : Longueur du câble en (km),
- $\cos \varphi$: Facteur de puissance,
- ρ : Résistivité du câble, $\rho = 22,5\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$ pour le cuivre, $\rho = 36\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$ pour l'aluminium.

Exemple de calcul

En prend exemple sur la chambre 1 qui se situe à environ 35 m du TGBT.

$I_e=33,8291173\text{A}$, $U= 400 \text{ V}$, $L= 35\text{m}$, $\cos \varphi = 0.80$, $\rho = 22.5 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$.

$S_j = 6\text{mm}^2$

$$R = \rho \times \frac{L}{S} = 22.5 \times \frac{0.035}{6} = 0.131\Omega \quad ; \quad X = \lambda \times L = 0.08 * 0.035 = 0.0028\Omega$$

$\Delta U = 6.25 \text{ V}$, ce qui ne donne une chute de tension en % : $\Delta U = 1.56\%$, qui est inférieur à **8%** et donc la section est convenable.

On récapitule les résultats de vérification des chutes de tension dans les différents départs dans le Tableau suivant :

Tableau III.2 : section S_z des différents récepteurs

RECEPTEUR	L (Km)	$S_j(\text{mm}^2)$	R (Ω)	X (Ω)	Cos φ	sin φ	In[A]	ΔU (V)	ΔU (%)	$S_z(\text{mm}^2)$
Départ N° 01										
Groupe électropompe 1	0,03	6	0,1125	0,0024	0,8	0,6	33,8291173	5,35781249	1,33945312	6
Groupe électropompe 2	0,038	6	0,1425	0,00304	0,8	0,6	33,8291173	6,78656249	1,69664062	6
Départ N° 02										
Climatisation Type ROOF TOOP 1	0,07	70	0,0225	0,0056	0,8	0,6	135,316469	5,00624999	1,2515625	70
Climatisation Type ROOF TOOP 2	0,04	70	0,01285714	0,0032	0,8	0,6	135,316469	2,86071428	0,71517857	70
Climatisation Type ROOF	0,06	70	0,01928571	0,0048	0,8	0,6	135,316469	4,29107142	1,07276785	70

TOOP 3										
Climatisation Type ROOF TOOP 4	0,03	70	0,0096 4286	0,002 4	0,8	0,6	135,31 6469	2,145535 71	0,53638 393	70
Climatisation Type ROOF TOOP 5	0,05	70	0,0160 7143	0,004	0,8	0,6	135,31 6469	3,575892 85	0,89397 321	70
Climatisation Type ROOF TOOP 6	0,045	70	0,0144 6429	0,003 6	0,8	0,6	135,31 6469	3,218303 56	0,80457 589	70
Climatisation Type ROOF TOOP 7	0,035	70	0,0112 5	0,002 8	0,8	0,6	135,31 6469	2,503124 99	0,62578 125	70
Départ N° 03										
chambre froide 1	0,035	6	0,1312 5	0,002 8	0,8	0,6	33,829 1173	6,250781 24	1,56269 531	6
chambre froide 2	0,06	6	0,225	0,004 8	0,8	0,6	33,829 1173	10,71562 5	2,67890 625	6
chambre froide 3	0,055	6	0,2062 5	0,004 4	0,8	0,6	33,829 1173	9,822656 24	2,45566 406	6
chambre froide 4	0,045	6	0,1687 5	0,003 6	0,8	0,6	33,829 1173	8,036718 74	2,00917 969	6
chambre froide 5	0,05	6	0,1875	0,004	0,8	0,6	33,829 1173	8,929687 49	2,23242 187	6
Départ N° 04										
l'éclairage hangar	0,035	25	0,0315	0,002 8	0,95	0,312	70,497 5066	3,760671 16	0,94016 779	25
Départ N° 05										
l'éclairage salle préparation	0,015	4	0,0843 75	0,001 2	0,95	0,312	23,499 1689	3,277738 74	0,81943 469	4
Départ N° 06										
éclairages salle des commandes	0,02	4	0,1125	0,001 6	0,95	0,312	23,499 1689	4,370318 32	1,09257 958	4

En remarque que les chute de tension des défèrent récepteur en % est inférieur à **8%**, donc les sections S_j sont convenable.

III.5. Dimensionnement des jeux de barres

Le jeu de barres constitue véritablement la “colonne vertébrale” de tout ensemble de distribution. Jeu de barres principal et jeux de barres dérivés assurent l'alimentation et la répartition de l'énergie.

III.5.1. Le courant nominal I_n

Le courant nominal qui parcourt les conducteurs des jeux de barres est donné par la relation :

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n} \quad (\text{III.13})$$

Avec :

- **S_n** : Puissance apparente nominale (VA).
- **U_n** : Tension nominale composée entre deux phases (V).

III.5.2. Calcul du courant admissible maximal

Le courant admissible maximal est estimé à 120% du courant nominal qui parcourt les jeux de barres.

Exemple de calcul

$$S_n = 500 \text{ KVA}$$

$$U = 400 \text{ V}$$

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{500000}{\sqrt{3} \times 400}$$

$$I_n = 721.687 \text{ A}$$

$$I_{ad} = 1.2 \times 721.687$$

$$I_{ad} = \mathbf{866.024 \text{ A}}$$

Connaissant le courant admissible, on peut choisir la section des barres directement à partir du tableau N°10 de l'annexe

La section obtenue est 8×50 ce qui donne une section de 400 mm² par phase.

Les résultats obtenus pour les jeux de barre dérivée sont récapitulés dans le tableau suivant :

Tableau III.3 : les sections des jeux de barre dérivé

Jb	I_n (A)	I_e (A)	I_{ad} (A)	S(mm ²)
JB 1	45.669	54.8028	109	20
JB 2	497.288	596.7456	618	252
JB 3	135.31	162.372	196	40

JB 4	50.229	60.2748	109	20
JB 5	16.75	20.1	109	20
JB 6	16.75	20.1	109	20

III.5.3.Effet thermique

La formule de MELSON et BOTH permet de définir l'intensité admissible dans un conducteur :

$$I = K * \frac{24.9 \times (\theta - \theta_n)^{0.61} \times S^{0.5} \times P^{0.39}}{\sqrt{\rho_{20} \times [1 + a \times (\theta - 20)]}} \quad (\text{III.14})$$

I : Courant admissible (A)

P : Périmètre d'une barre (cm)

a: Coefficient de température de résistivité. Avec $a = 0,004$

S : Section d'une barre (cm²)

ρ_{20} : Résistivité du conducteur ($\mu\Omega / \text{cm}$)

θ : Température du conducteur

θ_n : Température ambiante ($\theta_n \leq 40^\circ\text{C}$)

K : Coefficient de conditions, avec $K = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 \times k_6$

k_1 : est fonction du nombre de barres méplates par phase.

- 1 barre ($k_1 = 1$)
- 2 ou 3 barres, voir le Tableau N°7 de l'annexe

$k_1 = 1$

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

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

k_3 : est fonction de la position des barres :

- Barres sur chant : **$k_3 = 1$**
- 1 barre à plat : $k_3 = 0,95$
- Plusieurs barres à plat : $k_3 = 0,75$.

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

Atmosphère calme à l'intérieur : **$k_4 = 1$**

- Atmosphère calme à l'extérieur : $k_4 = 1,2$

- Barres dans une gaine non ventilée : $k_4 = 0,80$

k_5 : est fonction de la ventilation artificielle :

- Sans ventilation artificielle : $k_5 = 1$
- Le cas avec ventilation devra être traité au cas par cas et ensuite validé par des essais.

k_6 : est fonction de la nature du courant :

- Pour un courant alternatif de fréquence ≤ 60 Hz, k_6 est fonction du nombre de barres n par phase et de leur écartement. $K_6 = 1$

III.5.4. Vérifications de la section JB

- $\theta_n = 35^\circ\text{C}$ Température ambiante
- $S = 8 * 50 = 400 \text{ mm}^2$ Section d'une barre.
- $P = (8 + 50) * 2 = 116 \text{ mm}$ Périmètre d'une barre.
- $\rho_{20} = 1.83 \Omega \cdot \text{cm}$ Résistivité du conducteur à 20°C .
- $\alpha = 0.004$: Coefficient de température de la résistivité.
- $\theta = 90^\circ\text{C}$: Température de la nature de l'organe qui fait le raccordement du jeu de barres.

On a:

$$I = 1.15 \times \frac{24.9 \times (90 - 35)^{0.61} \times 4^{0.5} \times 11.6^{0.39}}{\sqrt{1.83 \times [1 + 0.004 \times (90 - 20)]}}$$

$$I = 1121.6 \text{ A} > I_{ad}$$

On constate que le courant trouvé est supérieur au courant admissible, donc la section choisie vérifie la tenue thermique du au passage du courant admissible.

III.6. Détermination des courants de court-circuit

Les courants de court-circuit dans les réseaux électriques apparaissent lors du vieillissement des câbles ou des matériels ou alors de fausses manœuvres commis par le personnel et des contacts accidentels. Le dimensionnement d'une installation électrique et des matériels à mettre en œuvre, la détermination des protections de personnes et des biens, nécessitent le calcul des courants de court-circuit en tout point du réseau.

III.6.1. Les différents types de court-circuit

- Court-circuit entre une phase et la terre (monophasé).
- Court-circuit entre deux phases (biphasé isolé).

- Court-circuit entre deux phases et la terre (biphasé terre).
- Court-circuit triphasé terre.
- Court-circuit triphasé.

III.6.2. Objectifs du calcul des courants de court-circuit

On calcul les courants de court-circuit pour choisir et régler convenablement les protections. Deux valeurs du courant de court-circuit doivent être connues [16] :

- Le courant maximal de court-circuit qui détermine :
 - Le pouvoir de coupure (P_{dc}) des disjoncteurs.
 - La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.Ce courant correspond à un court-circuit à proximité immédiat des bornes aval de l'organe de protection, il doit être calculé avec une bonne précision.
- Le courant minimal de court-circuit indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles, en particulier quand :
 - La longueur des câbles est importante ou lorsque la source est relativement impédante (générateurs, onduleurs).

III.6.3. Calcul des courants de court-circuit

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 [17].

III.6.3.1. Méthode des impédances

En utilisant cette méthode, il est possible de déterminer la valeur d'un court-circuit en un point quelconque de l'installation en totalisant les résistances et réactances de boucle de défaut depuis la source jusqu'au point considéré et en calculant l'impédance équivalente.

Les valeurs de court-circuit sont alors calculées par application de la loi d'Ohm (formule générale) :

$$I_{cc} = \frac{C \times m \times U}{Z_{cc}} = \frac{C \times m \times U}{\sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}} \quad (III.15)$$

- c : facteur de tension pris égal à 0,95 pour les court-circuit minimaux et 1,05 pour les courts-circuits maximaux
- m : facteur de charge pris égal à 1,05
- U0 : tension de l'installation entre phase et neutre, en V

On a donc le tableau suivant qui résume les étapes à suivre pour la disposition d'un réseau de la distribution électrique :

Tableau III.4 : Disposition d'un réseau de distribution [19]

Réseau amont		<i>R_a</i> : Résistance amont <i>X_a</i> : Réactance amont <i>S_{cc}</i> : En générale 500MVA
Transformateur		<i>R_{Tr}</i> : Résistance transformateur <i>X_{Tr}</i> : Réactance transformateur <i>U_{cc}</i> (%) entre 4 et 7 %
Câble		<i>R_{cb}</i> : Résistance câble <i>X_{cb}</i> : Réactance du câble
Disjoncteur		<i>R_{Dsj}</i> : Résistance négligeable <i>X_{Dsj}</i> : Réactance disjoncteur
Jeu de barre		<i>R_{Jb}</i> : Résistance négligeable <i>X_{Jb}</i> : Réactance du jeu de barres
Câble		<i>R_{cb}</i> : Résistance des câbles <i>X_{cb}</i> : Réactance des câbles
$R = \sum (R_a + R_{Tr} + R_{Cb} + R_{Dsj} + R_{Jb} + \dots)$ $X = \sum (X_a + X_{Tr} + X_{Cb} + X_{Dsj} + X_{Jb} + \dots)$		Acti Accéd

III.6.3.2. Calcul des impédances de chaque tronçon

➤ **Réseau amont :**

La puissance de court-circuit du réseau HT est donnée par le distributeur d'énergie, l'impédance du réseau amont ramenée au secondaire du transformateur est donnée par la relation suivante :

Tableau III.5: Impédances du réseau amont ramenées au secondaire du transformateur [19]

$P_{cc}(MVA)$	$U_0(V)$	$R_a(m\Omega)$	$X_a(m\Omega)$
250	230	0.03	0.21
	400	0.095	0.633
500	230	0.016	0.105
	400	0.047	0.316

Dans notre cas, on a $P= 500MVA$ et $U_0= 400V$ d'où :

$$R_a = 0.047 \text{ m}\Omega ; \quad X_a = 0,316\text{m}\Omega$$

$$Z_a = \sqrt{R_a^2 + X_a^2} = 0.3195\text{m}\Omega$$

Ou

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{400^2}{500000} = 0.32\text{m}\Omega$$

➤ **Transformateur :**

$S_n = 500KVA$: Puissance nominale du transformateur.

$U_{cc}=4\%$: Tension de court-circuit.

$$Z_T = \frac{U_n^2}{S_n} \times \frac{U_{cc}}{100} = \frac{400^2 \times 6}{500 \times 10^3 \times 100} = 12.8 \text{ m}\Omega$$

➤ **Gaine à barres :**

$$S = 500\text{mm}^2 ; L=5\text{m} ; \lambda = 0.08\Omega/\text{Km} ; \rho = 22.5$$

$$R = \rho \times \frac{L}{S} = 22.5 \times \frac{0.005}{500} = 0.225\text{m}\Omega ; X = \lambda \times L = 0.08 \times 0.005 = 0.4\text{m}\Omega$$

$$Z_c = \sqrt{R_c^2 + X_c^2} = \sqrt{0.225^2 + 0.4^2} = 0.458\text{m}\Omega$$

➤ **Jeux de barres (TGBT) :**

$$L=1.2\text{m} ; S=400\text{mm}^2$$

$$R_{jb} = \rho \times \frac{L}{S} = 22.5 \times \frac{0.0012}{400} = 0.0675\text{m}\Omega$$

$$X_{jb} = \lambda \times L = 0.08 \times 0.0012 = 0.096\text{m}\Omega$$

$$Z_{jb} = \sqrt{R_{jb}^2 + X_{jb}^2} = \sqrt{0.0675^2 + 0.096^2} = 0.017\text{m}\Omega$$

Tableau III.6 : Calcul d'impédance et du de court-circuit des différents tronçons

	Ra(mΩ)	X(mΩ)	Z	Z _T	I _{cc} (KA)
Réseau amont	0.047	0.316	0.32	0.32	716.953
Transformateur	5.95	18.24	12.8	12.52	11.8
Gain a barre	0.225	0.4	0.458	19.978	11.53
JB(TGBT)	0.0675	0.096	0.017	19.995	11.521

Tableau III .7 : Calcul de courant de court-circuit dans les différents jeux de barres

	R(Ω)	X(Ω)	Z(mΩ)	Zt(mΩ)	Icc(KA)
JB(TGBT)	0,047	0,316	0,32	19,955	11.521
JB 1	0,5625	0,04	0,56392043	20,5189204	11,1811438
JB 2	0,02557	0,064	0,06891897	20,023919	11,4575474
JB 3	0,27	0,048	0,27423348	20,2292335	11,3412602
JB 4	0,5625	0,04	0,56392043	20,5189204	11,1811438
JB 5	0,3375	0,024	0,33835226	20,2933523	11,3054264
JB 6	0,3375	0,024	0,33835226	20,2933523	11,3054264

On récapitule les résultats de calcul des courants de court-circuit dans les différents récepteurs dans le Tableau III.8 suivant :

Tableau III.8 : calcul des courants de court-circuit dans les différents récepteurs

RECEPTEUR	R(mΩ)	X(mΩ)	Z(mΩ)	Zt(mΩ)	Icc(KA)
Départ N° 01					
Groupe électropompe 1	112,5	2,4	112,525597	133,043597	1,72443473
Groupe électropompe 2	142,5	3,04	142,532423	163,050423	1,40708007
Départ N° 02					
Climatisation Type ROOF TOOP 1	22,5	5,6	23,1864184	43,2094184	5,30960629
Climatisation Type ROOF TOOP 2	12,8571429	3,2	13,249382	33,272382	6,89535845
Climatisation Type ROOF TOOP 3	19,2857143	4,8	19,8740729	39,8970729	5,75042185
Climatisation Type ROOF TOOP 4	9,64285714	2,4	9,93703647	29,9600365	7,65770096
Climatisation Type ROOF TOOP 5	16,0714286	4	16,5617275	36,5847275	6,27105943
Climatisation Type ROOF TOOP 6	14,4642857	3,6	14,9055547	34,9285547	6,56840805
Climatisation Type ROOF TOOP 7	11,25	2,8	11,5932092	31,6162092	7,25656256
Départ N° 03					
chambre froide 1	131,25	2,8	131,279863	151,508863	1,51426785
chambre froide 2	225	4,8	225,051194	245,280194	0,93535885
chambre froide 3	206,25	4,4	206,296928	226,525928	1,01279797
chambre froide 4	168,75	3,6	168,788396	189,017396	1,21377717
chambre froide 5	187,5	4	187,542662	207,771662	1,10421699
Départ N° 04					
l'éclairage hangar	31,5	2,8	31,6241996	52,1421996	4,39998699
Départ N° 05					
l'éclairage salle préparation	84,375	1,2	84,3835329	104,676533	2,191752
Départ N° 06					
éclairages salle des commandes	112,5	1,6	112,511377	132,804377	1,72754095

III.7. La protection électrique

Est destinée à éviter tous les dangers et dégâts inhérents aux risques électriques pour les installations, les récepteurs et les personnes.

Le rôle de la protection électrique est d'éviter ou de limiter les conséquences destructives et dangereuses des surintensités ou des défauts d'isolement, et de séparer le circuit défectueux du reste de l'installation.

III.7.1. Détermination des caractéristiques du disjoncteur

- La tension nominale du disjoncteur doit être supérieure ou égale à la tension entre phases du réseau
- La fréquence nominale du disjoncteur doit correspondre à la fréquence du réseau.
- L'intensité de réglage ou le calibre du déclencheur du disjoncteur doit être supérieur au courant permanent véhiculé par l'artère sur laquelle il est installé et doit être inférieur au courant admissible par cette artère.
- Un disjoncteur est équipé d'un bloc de protection (ou déclencheur) magnétothermique ou électrique dont le rôle est de provoquer l'ouverture de l'appareil lorsque le courant dépasse une certaine valeur.
- C'est la plus grande intensité de courant de court-circuit (courant présumé) qu'un disjoncteur peut interrompre sous une tension donnée, il s'exprime en kA efficace.

III.7.2. Calcul des calibres et des pouvoirs de coupure (pdc) des différents disjoncteurs

Le choix de calibre du disjoncteur s'effectue à partir des deux conditions suivantes :

$$I_n \geq I_e$$

$$P_{dc} \geq I_{cc}$$

I_n : Le courant nominal du disjoncteur (A),

I_e : Le courant d'emploi (A).

P_{dc} : Pouvoir de coupure du disjoncteur (kA).

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

III.7.2.1. Disjoncteur de tête

Le disjoncteur de tête Q est choisi selon les caractéristiques énumérées au-dessus, 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 [11] :

$$I_e = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U} = \frac{500 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = 721.687 \text{ A}$$

$$I_e = 721.687 \text{ A}$$

D'où le calibre de disjoncteur Q à choisir est : $I_n=800 \text{ A}$

Le pouvoir de coupure du disjoncteur Q1 est déterminé en fonction du courant de court-circuit établi tel que :

$$I_{cc} \text{ TGBT} = 11.521 \text{ KA}$$

Selon la loi générale :

$$P_{dc} \geq I_{cc} \quad P_{dc}=50 \text{ KA}$$

III.7.2.2. Calibrage des disjoncteurs de différents jeux de barre

Exemple de calcul départ n 3 (JB 3)

Le choix de calibre de disjoncteur à installer s'effectue à partir des différents Courants qui alimentent tous les répéteurs du (JB 3)

$$I_e = I_{e1} + I_{e2} + I_{e3} + I_{e4} + I_{e5} = 169.145 \text{ A}$$

$$I_{cc} = 11.341 \text{ KA}$$

D'où le disjoncteur à choisir est DPX250 de calibre 250A et d'un $P_{dc}=36 \text{ KA}$

La suite des résultats du choix des disjoncteurs des jeux de barre est représentée dans le tableau suivant :

Tableau III.9 : type du disjoncteur pour les différents départs

Departs	I_e (A)	I_{cc} (KA)	I_n (A)	P_{dc} (KA)	type du disjoncteur
Départ01	45.669	11,1811438	63	16	DPX 125
Départ02	497.288	11,4575474	500	36	DPX(25539)
Départ03	135.31	11,3412602	250	36	DPX250

Départ04	50.229	11,1811438	63	16	DPX 125
Départ05	16.75	11,3054264	25	16	DPX 125
Départ06	16.75	11,3054264	25	16	DPX 125
Départ (TGBT)	721,687	11,521	800	50	Dmx (26710)

En récapitule Le choix des disjoncteurs des différents récepteurs dans le tableau suivant :

Tableau III.10 : choix des disjoncteurs pour les différents récepteur

RECEPTEUR	Ie(A)	Icc(KA)	In(A)	Pdc(KA)	type du D
Départ N° 01					
Groupe électropompe 1	33,8291173	1,72443473	40	16	DPX 125
Groupe électropompe 2	33,8291173	1,40708007	40	16	DPX 125
Départ N° 02					
Climatisation Type ROOF TOOP 1	135,316469	5,30960629	160	25	DPX160
Climatisation Type ROOF TOOP 2	135,316469	6,89535845	160	25	DPX160
Climatisation Type ROOF TOOP 3	135,316469	5,75042185	160	25	DPX160
Climatisation Type ROOF TOOP 4	135,316469	7,65770096	160	25	DPX160
Climatisation Type ROOF TOOP 5	135,316469	6,27105943	160	25	DPX160
Climatisation Type ROOF TOOP 6	135,316469	6,56840805	160	25	DPX160
Climatisation Type ROOF TOOP 7	135,316469	7,25656256	160	25	DPX160
Départ N° 03					
chambre froide 1	33,8291173	1,51426785	40	16	DPX 125
chambre froide 2	33,8291173	0,93535885	40	16	DPX 125
chambre froide 3	33,8291173	1,01279797	40	16	DPX 125

chambre froide 4	33,8291173	1,21377717	40	16	DPX 125
chambre froide 5	33,8291173	1,10421699	40	16	DPX 125
Départ N° 04					
l'éclairage hangar	70,4975066	4,39998699	100	16	DPX 125(250 28)
Départ N° 05					
l'éclairage salle préparation	23,4991689	2,191752	25	16	DPX 125
Départ N° 06					
éclairages salle des commandes	23,4991689	1,72754095	25	16	DPX 125

III.8. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons procédé au choix et dimensionnement des sections des câbles utilisés au niveau des récepteurs BT de chaque tronçon de l'installation électrique

Nous avons calculé les courants de courts circuits qui nous ont permis le choix des pouvoir de coupure des appareille de protection.

Concluions générale

Conclusion générale

Notre projet de fin d'études, avait comme objectif de réaliser une étude technique de l'installation électrique proposé et de dimensionner le transformateur ainsi que les différents équipements nécessaires pour le bon fonctionnement de l'installation électrique.

Nous avons débuté par décrire les règles de conception d'une installation électrique. L'élaboration d'un bilan de puissance nous a permis de choisir et dimensionner un transformateur d'une puissance de 500 KVA qui va répondre aux besoins de l'installation en termes d'énergie. Ainsi le groupe électrogène adéquat.

Il a été constaté que la consommation de l'énergie réactive provoque la chute de tension, augmente les pertes d'énergie et par conséquent l'augmentation des coûts de consommation. Cet effet, il a été décidé d'installer un système de compensation d'énergie électrique en tenant compte des différentes contraintes rencontrées dans le réseau.

L'étude détaillée des caractéristiques des différentes parties de l'installation nous a permis de déterminer les sections des câbles, les chutes de tension, et les courants de court-circuit au niveau des différents tronçons de l'installation.

Le calcul des courants de court-circuit nous a permis de choisir et dimensionner les disjoncteurs de protection afin d'avoir un bon fonctionnement de l'installation électrique et pour assurer une meilleure protection des personnes et du matériel.

En conclusion, ce mémoire nous a permis de connaître les démarches à suivre afin de faire une installation électrique à une usine selon ses besoins et son activité mais aussi d'approfondir nos connaissances techniques au sein d'un projet dans le domaine de l'installation électrique.

Puisse ce modeste travail servir de base de départ pour notre vie professionnelle, et être bénéfique aux promotions à venir.

Référence bibliographie

- [1] : Groupe Schneider Electric, « Guide de l'installation électrique », Edition 2010.
- [2] : B. AZZOUG, Projet de fin d'études, Master II « Étude et redimensionnement des systèmes de protection des personnes et des matériels de L'unité CEVITAL », 2003.
- [3] : J.L.Lilien, « Effets indirects des champs électromagnétiques », Institut Montefiore, Université de Liège, 2004 – 2005.
- [4] : A.Ouadi, Projet de fin d'études, Master II «Etude et calcul de l'installation électrique au niveau de la raffinerie sucre Cevital »,2014-2015.
- [5] : Jean-Claude TURPAIN SCHNEIDER ELECTRIC édition 1998.
- [6] : G. Valentin, R. Fondeur, B. Joyeux, Bouillon, J. Turpin ; Techniques de l'Ingénieur, « Postes à moyenne tension ». D4600.
- [7] : Institut Supérieur des Études Technologiques de Nabeul2013 2014.
- [8] : Schneider Electric, page K Guide de la distribution basse et moyenne tension.2002
- [9] : Mémoire de Master 2 Filière : Électrotechnique Option : Réseau électrique « Etude du système de protection du réseau de distribution de la ville de Bejaia cas pratique : SONELGAZ de Bejaia » 2013/2014. Présenté par : Melle SAIGHU Nabila, Université de Bejaia.
- [10] : Legrand Catalogue, « Compensation d'énergie réactive et contrôle de la qualité des réseaux électriques », P0910ALPESFR- EX210027 - MARS 2010.
- [11] : J.L.Lilien, Université de Liège, Effets indirects des champs électromagnétiques, Institut Montefiore Année académique 2004 – 2005.
- [12] : Guide technique compensation de Schneider Electric, « Compensation d'énergie réactive » ELEEC, Bac pro.
- [13] : ELEEC, Bac pro amélioration du facteur de puissance ou compensation de la puissance réactive.
- [14] : THEODORE WILDI&GILBERT SYBILLE, « électrotechnique », 4eédition, de doeck 2005.
- [15] : Schneider Electric, Guide de conception des réseaux électriques industriels.
- [16] : B. DE METZ-NOBLAT, F. DUMAS et C. POULAIN, « Calcul des courants de Court-circuit », Cahier Technique n° 158, Schneider Electric, 2005.

[17] : le grand (guide de puissance) édition 2007

[18] : Ouahnit Samir, Chemache Rabah, « Étude et redimensionnement de la station de pompage d'eau du groupe CEVITAL à IBOURASSEN (Bejaia)» mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de master en électrotechnique, université de Bejaia 2015.

[19] : Henri NEY « Électrotechnique et normalisation » (4 Équipements de puissance) ISBN: 2-09 181343-5 Éditions Fernand Nathan 1988.

Annexe

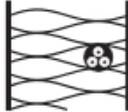
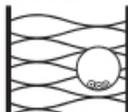
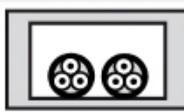
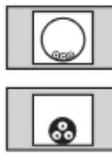
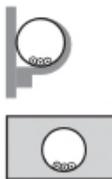
Lettre de sélection	Mode de pose (description)	Exemple	K1	Numéro de référence du mode de pose
B	Câbles dans des conduits noyés directement dans des matériaux thermiquement isolants		0,70	2
	Conduits noyés dans des matériaux thermiquement isolants		0,77	1
	Câbles mono- ou multiconducteurs dans les conduits-profilés dans ces vides de construction		0,87	22A, 23A, 24A
	câbles multiconducteurs		0,90	3A, 4A, 5A, 31A, 32A, 33A, 34A, 73A, 24A
	Vides de construction et caniveaux		0,95	21,22, 23, 24, 25, 41
C	Pose sous plafond		0,95	11A, 18
B, C, E, F	Autres cas		1	Tous les autres

Tableau 1

Disposition des câbles jointifs	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs												Méthodes de référence
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
Groupés dans l'air sur une surface, noyés ou enfermés	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	Méthode de A à F
Simple couche sur paroi, plancher ou tablette non perforée	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 neuf circuits ou câbles multiconducteurs			Method C
Simple couche fixée sous plafond en bois	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
Simple couche sur tablette perforée horizontale ou verticale	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				Méthode E et F
Simple couche sur échelle, corbeau, etc	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Tableau 2

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	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00
35	0,93	0,93	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 3

Section nomiale (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	1060	1140
800	850	980	990	870	1010	1040	1000	1170	1300
1000	930	1070	1110	950	1100	1160	1100	1270	1450
1200	980	1130	1210	1000	1160	1260	1160	1350	1570
1400	1030	1190	1290	1050	1220	1350	1220	1420	1680
1600	1080	1250	1360	1100	1280	1420	1280	1480	1770

(*) 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 4: courants admissibles dans les câbles constitués par trois câbles unipolaires de tension assignée inférieure ou égale à 6/10 (12) Kv.

	Isolants			
	PV C PE		PR EP R	
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 5: valeurs du coefficient k.

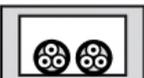
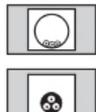
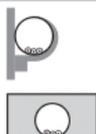
Lettre de sélection	Mode de pose (description)	Exemple	K1	Numéro de référence du mode de pose
B	Câbles dans des conduits noyés directement dans des matériaux thermiquement isolants		0,70	2
	Conduits noyés dans des matériaux thermiquement isolants		0,77	1
	Câbles mono- ou multiconducteurs dans les conduits profilés dans ces vides de construction		0,87	22A, 23A, 24A
	câbles multiconducteurs		0,90	3A, 4A, 5A, 31A, 32A, 33A, 34A, 73A, 24A
	Vides de construction et caniveaux		0,95	21,22, 23, 24, 25, 41
C	Pose sous plafond		0,95	11A, 18
B, C, E, F	Autres cas		1	Tous les autres

Tableau 6

Disposition des câbles jointifs	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs												Méthodes de référence
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
Groupés dans l'air sur une surface, noyés ou enfermés	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	Méthode de A à F
Simple couche sur paroi, plancher ou tablette non perforée	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 neuf circuits ou câbles multiconducteurs			Method C
Simple couche fixée sous plafond en bois	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
Simple couche sur tablette perforée horizontale ou verticale	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				Méthode E et F
Simple couche sur échelle, corbeau, etc	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Tableau 7

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	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00
35	0,93	0,93	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 8

		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	59	62	67	
	16	53	59	61	66	73	79	84	91	
	25	70	73	78	83	90	98	101	108	121
	35	86	90	96	103	112	122	126	135	150
	50	104	110	117	125	136	149	154	164	184
	70	133	140	150	160	174	192	198	211	237
	95	161	170	183	195	211	235	241	257	289
	120	186	197	212	226	245	273	280	300	337
	150		227	245	261	283	316	324	346	389
	185		259	280	298	323	363	371	397	447
	240		305	330	352	382	430	439	470	530
300		351	381	406	440	497	508	543	613	
400					526	600	663		740	
500					610	694	770		856	
630					711	808	899		996	

Tableau 9

CUIVRE	T Ambiante : 30 °C		Echauffement : 50 °C			K = 8,12				
Dimensions des barres en mm	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				
	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 10