

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE Abderrahmane MIRA de Bejaia

Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique



Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de Master en
ELECTROTECHNIQUE

Thème

**Etude et redimensionnement de la station de pompage
d'eau du groupe CEVITAL à IBOURASSEN (Bejaia)**

Réalisé par:

M^r, OUAHNIT Samir
M^r, CHEMACHE Rabah

Encadré par:

M^r, MEDJDOUB A.
M^r, BOUALIT Y.
M^r, ARKOUK A.

Promotion: 2015

Remerciements

Nous tenons à remercier tout d'abord الله, seigneur de l'univers, qui a permis que ce travail voit la lumière. A lui toute louange.

La présentation de ce modeste travail nous offre l'opportunité d'exprimer notre gratitude et reconnaissance à notre encadreur Mr MEDJDOUB Abdellah pour son suivi et ses judicieux conseils qui nous ont permis de mener à bien notre mémoire.

Nous tenons à remercier aussi notre promoteur Mr BOUALIT Yacine et Co-promoteur Mr ARKOUK Abdelmalek pour les efforts qu'ils ont déployés, pour nous aider, conseiller durant toute la période de notre stage pratique, sans oublier Mr HAMAIDI et tous le personnel du service d'énergie et utilité.

Nous tenons à remercier également tous les membres du jury qui ont accepté de juger notre travail et pour l'intérêt qu'ils sont porté à ce dernier.

Nous remercions tous les enseignants qui ont participé à notre formation.

Nous exprimons notre sympathie et nos vifs remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de cet ouvrage, qu'ils soient tous assurés de notre profonde reconnaissance et trouvent dans ces mots l'expression de nos sincères remerciements.

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.

A la mémoire de ma très chère mère que Dieu tout puissant l'accueille dans son vaste paradis.

Je dédie ce modeste & humble travail :

A mon cher père Mohammed, A mes frères Abdelghani, Toufik et Farid, A mes sœurs Hakima et Nassima, A mes oncles, tantes et leurs conjoints ainsi que leurs enfants, A tous les membres de ma grande famille.

A tous mes profs qui m'ont appris durant toutes mes années d'études.

A tous les enseignants qui m'ont aidés de proche ou de loin.

A tous mes amis(es) que je ne vais pas nommer car ils sont nombreux & je ne sais pas qui choisir.

A mon binôme Rabah CHEMACHE et toute sa famille.

A tous mes collègues sans exception & à toute la promotion d'électrotechnique 2015 surtout l'électromécanique.

A tous mes voisins & à tous les habitants de BOUANDAS.

Je vous remercie tous.

Samir O.

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 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 pris Dieu de garder le prestige de vivre avec eux une longue vie.
Amène .*

A mon très cher frère «Hilal», Mes adorables sœurs « Besma, Rifal et son marie Salim ainsi toute sa famille.

A mon grand père « hadj Ali», Et ma grande mère « Fatima » à qui je souhaite une longue vie.

A mes tantes Hemama, Nouara ainsi que leurs conjoints et leurs enfants.

A toute ma grande famille.

A tous mes cousins.

A tous mes oncles.

A tous mes amis (es).

A tous les enseignants qui ont participé à ma formation durant toutes mes études.

A mon binôme Samir OUAHNIT et toute sa famille.

A toute ma promotion de Master Electrotechnique (2015).

ET a tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à accomplir ce travail.

RABAH. Ch

Sommaire

Sommaire

Table des matières

Introduction générale	1
Présentation du complexe CEVITAL Bejaia	2

Chapitre I : Généralités sur les installations électriques

Introduction	8
I.1 Organisation générale d'une installation électrique.....	8
I.2 Méthodologie de dimensionnement d'une installation électrique.....	8
I.2.1 Détermination des calibres In des déclencheurs des disjoncteurs.....	9
I.2.2 Détermination des sections des câbles.....	9
a. Section technique et économique.....	10
b. Section de sécurité S_s	10
I.2.3 Détermination des chutes de tension.....	11
I.2.4 Détermination des courants de court-circuit.....	12
I.2.4.1 Méthode de calcul.....	13
a. Méthode conventionnelle.....	13
b. Méthode des impédances.....	13
c. Méthode rapide.....	14
I.2.5 Choix des dispositifs de protection	14
I.2.6 Sélectivité.....	18
I.2.6.1 Définition.....	18
I.2.6.2 Les techniques de sélectivité lors des courts circuits.....	19
I.2.7 La filiation.....	22
I.2.7.1 Conditions de mise en œuvre.....	22
I.2.7.2 Avantages de la filiation.....	22
I.2.8 Vérification de la protection des personnes (Régimes du neutre).....	23
I.2.8.1 Définition des régimes du neutre.....	23
I.2.8.2 Différents modes d'électrisation des personnes et mesures de protection	23
I.2.8.3 Les différents régimes du neutre.....	24
I.2.8.4 Choix du schéma de liaison à la terre (SLT).....	30
I.2.9 Prise de terre.....	30
Conclusion	32

Chapitre II : Etude de l'installation existante du site

Introduction	33
II.1 Exécution de l'installation.....	33
II.2 Mode de distribution de l'énergie électrique.....	33
II.2.1 Avantage de la distribution radiale.....	34
II.2.2 Inconvénients de la distribution radiale.....	34
II.3 Identifications des schémas unifilaires existants du site.....	34
II.3.1 Identification des différents circuits électriques.....	37
II.3.2 Caractéristiques des sources d'alimentation.....	38
II.3.2.1 Caractéristiques des deux transformateurs.....	38
II.3.2.2 Caractéristiques des sources de secours.....	38
II.3.3 Définition et description du TGBT.....	39
II.3.4 Problématique.....	40
Conclusion	41

Chapitre III : Bilan de puissance de la nouvelle installation

Introduction	42
III.1 Détermination de la puissance d'une installation.....	42
III.1.1 Puissance installée.....	42
III.1.2 Puissance utilisée.....	42
III.2 Schéma unifilaire de la nouvelle installation.....	44
III.2.1 Identification les différents circuits de la nouvelle installation.....	46
III.3 Calcul de la puissance installée.....	46
III.4 Calcul de la puissance d'utilisation.....	48
III.4.1 Puissance utile d'une charge P_{ui}	48
III.4.2 Puissance utile dans une branche P_{uj}	48
III.5 Caractéristique du transformateur.....	51
III.5.1 Définition du transformateur.....	51
III.5.2 Dimensionnement du transformateur.....	51
III.5.2.1 Choix du nouveau transformateur.....	52
III.6 Choix et dimensionnement du groupe électrogène.....	53
III.7 Compensation de l'énergie réactive.....	53
III.7.1 Inconvénients de présence de la puissance réactive.....	54
III.7.2 Le principe de la compensation.....	54
III.7.3 Modes de compensation.....	55

III.7.4 Installation des batteries de compensation.....	57
III.7.4.1. Dimensionnement des batteries de compensation de la nouvelle installation..	58
III.7.4.1.1 Compensation des moteurs asynchrones.....	58
III.7.4.1.2 Compensation du transformateur d'alimentation.....	59
III.7.5 Puissance réactive à installer.....	60
III.7.6 Calcul des valeurs de capacités des condensateurs.....	61
III.7.7 Calcul de la puissance compensée.....	63
Conclusion.....	64

Chapitre IV : Dimensionnement et choix des éléments de l'installation

Introduction.....	65
IV.1 Dimensionnement technique d'un câble.....	65
IV.2 Détermination des courants influençant sur la section.....	66
IV.3 Calcul et choix des sections des câbles en basse tension.....	67
IV.3.1 Calcul de la section selon l'échauffement S_j	67
IV.3.2 Calcul de la section selon la chute de tension S_z	69
IV.3.3 La section économique.....	72
IV.4 Dimensionnement des jeux de barres.....	72
IV.4.1 Le Courant nominal.....	72
IV.4.2 Le courant admissible.....	73
IV.4.3 Vérification aux contraintes thermiques et électrodynamiques.....	73
IV.4.3.1 La tenue thermique des jeux de barres.....	73
a. Au passage de courant assigné (I_r).....	73
b. Au passage d'un courant de court-circuit.....	77
IV.4.3.2 La tenue électrodynamique.....	78
a. Détermination de la force de choc	78
b. La tenue mécanique des barres.....	79
IV. 5 Calcul des courants de court-circuit.....	80
IV. 5.1 Objectif de calcul des courants de court-circuit.....	80
IV.5.2 Les différents types de court-circuit.....	81
IV. 5.3 Effets des courants de court-circuit.....	82
IV.5.4 Méthode générale de calcul des courants de court-circuit.....	82
IV.6 Définition et rôle de la protection.....	91
IV.6.1 Problème de la protection.....	92

IV.6.2 Protection par fusible.....	94
IV.6.2.1 Définition et rôle d'un fusible.....	94
IV.6.2.2 Choix d'un fusible.....	94
IV.6.2.3 Avantages et inconvénients d'un fusible.....	94
IV.6.3 Protection par disjoncteur.....	95
IV.7 Dimensionnement des appareils de protection.....	95
IV.7.1 Calcul les calibres et les pouvoirs de coupure (<i>PdC</i>) des différents disjoncteurs.....	95
IV.8 Emploi des différents types de sélectivité.....	98
IV.8.1 Vérification de la sélectivité des disjoncteurs.....	99
IV.8.2 Importance de la sélectivité.....	101
Conclusion	102
Conclusion générale	103
Bibliographie	104

Liste des figures

Présentation du complexe CEVITAL Bejaia

<i>Figure 1:</i> Plan de masse du complexe CEVITAL Bejaia.....	3
<i>Figure 2:</i> Organigramme du complexe CEVITAL Bejaia.....	5
<i>Figure 3:</i> Organisation de la direction d'énergie et utilité.....	6

Chapitre I : Généralités sur les installations électriques

<i>Figure I.1:</i> Organisation générale d'une installation électrique.....	8
<i>Figure I.2:</i> Disjoncteur différentiel.....	15
<i>Figure I.3:</i> Seuil de réglage.....	15
<i>Figure I.4:</i> Disjoncteur magnétothermique.....	17
<i>Figure I.5:</i> Schéma représentatif de la sélectivité.....	19
<i>Figure I.6:</i> Courbe de sélectivité ampère métrique.....	20
<i>Figure I.7:</i> Courbe de sélectivité chronométrique.....	21
<i>Figure I.8:</i> Electrocutation par contact direct.....	23
<i>Figure I.9:</i> Electrocutation par contact indirect.....	23
<i>Figure I.10:</i> Schéma de liaison TT.....	24
<i>Figure I.11:</i> Schéma de liaison IT.....	26
<i>Figure I.12:</i> Schéma de liaison TN-C.....	28
<i>Figure I.13:</i> Schéma de liaison TN-S.....	28

Chapitre II : Etude de l'installation existante du site

<i>Figure II.1:</i> Mode de distribution d'énergie en radial.....	33
<i>Figure II.2:</i> Schémas unifilaire bassin.....	35
<i>Figure II.3:</i> Schéma unifilaire forages.....	36
<i>Figure II.4:</i> Vue d'inverseur des phases.....	39
<i>Figure II.5:</i> Vue de face d'un TGBT.....	40

Chapitre III : Bilan de puissance de la nouvelle installation

<i>Figure III.1:</i> Schéma unifilaire de la nouvelle installation.....	45
<i>Figure III.2:</i> Compensation globale.....	55
<i>Figure III.3:</i> Compensation partielle.....	56

<i>Figure III.4:</i> Compensation individuelle.....	57
<i>Figure III.5:</i> Vue de la batterie de compensation du site.....	58
<i>Figure III.6:</i> Triangle des puissances.....	60

Chapitre IV : Dimensionnement et choix des éléments de l'installation

<i>Figure IV.1:</i> Constitution du câble électrique.....	65
<i>Figure IV.2:</i> Mode de pose sous caniveaux.....	67
<i>Figure IV.3:</i> Schéma explicatif du périmètre d'une barre.....	73
<i>Figure IV.4:</i> Dimensions d'une barre.....	74
<i>Figure IV.5:</i> Représentation du courant de court-circuit dans le jeu de barres.....	77
<i>Figure IV.6:</i> Efforts électrodynamiques agissant sur des conducteurs parallèles.....	79
<i>Figure IV.7:</i> Vue de dessus des trois phases	80
<i>Figure IV.8:</i> Vue de côté des trois phases	80
<i>Figure IV.09:</i> Court circuit entre une phase et la terre.....	81
<i>Figure IV.10:</i> Court circuit entre deux phases.....	81
<i>Figure IV.11:</i> Court circuit entre trois phases et la terre.....	82
<i>Figure IV.12:</i> Court circuit entre deux phases et la terre.....	82
<i>Figure IV.13:</i> Court circuit entre trois phases.....	82
<i>Figure IV.14:</i> Schéma de réglage.....	98

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralités sur les installations électriques

Tableau I.1: Valeurs limites de la chute de tension maximale entre l'origine de l'installation BT et l'utilisation.....	11
Tableau I.2: Formule de calcul de chute de tension.....	12

Chapitre II : Etude de l'installation existante du site

Tableau II.1: Identification des différents circuits électriques du bassin.....	37
Tableau II.2: Identification des différents circuits électriques des forages.....	38
Tableau II.3: Caractéristiques du transformateur bassin.....	38

Chapitre III : Bilan de puissance de la nouvelle installation

Tableau III.1: Facteur de simultanéité selon le nombre de récepteurs.....	43
Tableau III.2: Facteur d'utilisation.....	43
Tableau III.3: Identification des différents circuits électriques du site.....	46
Tableau III.4: Bilan de puissance installée de la nouvelle installation.....	47
Tableau III.5: Bilan de puissance calculé (utilisé) de la nouvelle installation.....	49
Tableau III.6: Valeurs des puissances de la station de pompage d'eau.....	50
Tableau III.7: Valeurs de puissance de la station de pompage d'eau pour $K_e = 1,2$	50
Tableau III.8: Puissance réactive des condensateurs nécessaires à la compensation de moteurs asynchrones (pompes).....	59
Tableau III.9: Puissance réactive à compenser du transformateur d'alimentation.....	60
Tableau III.10: Les puissances réactives fournis par les batteries de compensation.....	63

Chapitre IV : Dimensionnement et choix des éléments d'installation

Tableau IV.1: Valeurs des sections calculées par rapport à l'échauffement.....	69
Tableau IV.2: Valeurs des sections calculées par rapport à la chute de tension.....	71
Tableau IV.3: Valeurs de coefficient K_1 en fonction du nombre des jeux de barres.....	74
Tableau IV.4: Valeurs de coefficient K_6 en fonction du nombre de barres n par phase et de leur écartement.....	75
Tableau IV.5: Disposition du réseau de distribution.....	83
Tableau IV.6: Tableau récapitulatif pour la méthode de calcul des courants de court	

circuit.....	85
Tableau IV.7: Impédances du réseau amont ramenées au secondaire du transformateur....	86
Tableau IV.8: Calcul d'impédance des différents tronçons.....	89
Tableau IV.9: Calcul de courant de court-circuit dans les différents jeux de barres.....	90
Tableau IV.10: Calcul le courant de court-circuit dans les différents circuits terminaux....	91
Tableau IV.11: Principe de la protection des circuits.....	93
Tableau IV.12: Dimensionnement des disjoncteurs des différentes colonnes.....	97
Tableau IV.13: Dimensionnement du disjoncteur placé en aval du transformateur Q1.....	97
Tableau IV.14: Dimensionnement des disjoncteurs des différents circuits de l'installation	98
Tableau IV.15: Réglage des déclencheurs magnétiques et thermiques.....	99
Tableau IV.16: Vérification de la sélectivité des disjoncteurs des différentes colonnes.....	100
Tableau IV.17: Vérification de la sélectivité des disjoncteurs des différents circuits.....	101

Introduction générale

Introduction générale

Introduction générale

L'architecture d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Le tableau électrique est le point de passage indispensable du courant électrique, il intègre les appareils qui assurent la distribution de l'énergie électrique, la protection des circuits, la protection des personnes, le contrôle et la commande de l'installation. La conception d'un réseau électrique industriel doit donc assurer aux procédés de fabrication, une continuité d'exploitation compatible avec les contraintes liées à la production qui doit impérativement assurer la sécurité du personnel de l'unité industrielle et de son environnement. Cette conception doit se faire en respectant scrupuleusement la réglementation des normes internationales pour les installations électriques. En vue d'une extension de l'installation électrique de la station de pompage d'eau d'Ibourassen de la direction énergies et utilités du groupe CEVITAL, une étude et un redimensionnement de la station nous a été confié dans le cadre de la réalisation de notre projet de fin de cycle. Notre travail sera reparti en quatre chapitres : Commençons par la partie introductive, où nous allons aborder la présentation du complexe CEVITAL, son historique, sa situation géographique, ses différentes directions et ses différentes activités. Dans le premier chapitre nous allons aborder des généralités sur les installations électriques, leurs conceptions et le choix de régime du neutre. Le second chapitre sera consacré pour l'étude de l'installation existante du site, recueil des données, cahier des charges et schémas unifilaires de l'installation. Dans le troisième chapitre nous allons procéder au calcul du bilan de puissance, et la détermination de la charge totale de la nouvelle installation. Le redimensionnement et le choix des éléments de la nouvelle installation sera traité dans le chapitre quatre. Enfin, une conclusion générale clôturera notre travail.

Présentation de lieu de stage

Présentation de lieu de stage

Introduction

CEVITAL est le premier complexe agroalimentaire en Algérie. Dans cette présentation nous allons parler de son évolution historique, sa situation géographique, ses multiples activités industrielles, ses principaux objectifs, ainsi que l'organigramme décrivant ses différentes directions. Par suite nous présentons l'organigramme de l'unité d'énergie et utilité. En fin nous nous pencherons pour une étude approfondie sur la station de pompage d'eau à Ibouressen du groupe CEVITAL de Bejaia.

1. Présentation du complexe CEVITAL de Bejaia

1.1 Historique

CEVITAL est parmi les entreprises algériennes qui ont vu le jour dès l'entrée de notre pays en économie de marché. Elle a été créée par des fonds privés en 1998. Son complexe de production se situe dans le port de Bejaia et s'étale sur une superficie de 45000m². CEVITAL contribue largement au développement de l'industrie agroalimentaire nationale. Elle vise à satisfaire le marché national et exporter le surplus, en offrant une large gamme de produit de qualité.

Les nouvelles données économiques nationales dans le marché de l'agroalimentaire, font que les meilleurs sont ceux qui maîtrisent d'une façon efficace et optimale les coûts, les charges et ceux qui offrent le meilleur rapport qualité/prix. Ceci est nécessaire pour s'imposer sur le marché que CEVITAL négocie avec les grandes sociétés commerciales internationales. Ses produits se vendent dans différentes villes africaines (Lagos, Niamey, Bamako, Tunis, ...).

1.2 Situation géographique

CEVITAL est implanté au niveau quai du port de Bejaia à 3 Km du sud-ouest de cette ville, à proximité de la RN 26. Cette situation géographique de l'entreprise lui a beaucoup profité étant donné qu'elle lui confère l'avantage de proximité économique. En effet, elle se trouve proche du port et l'aéroport.

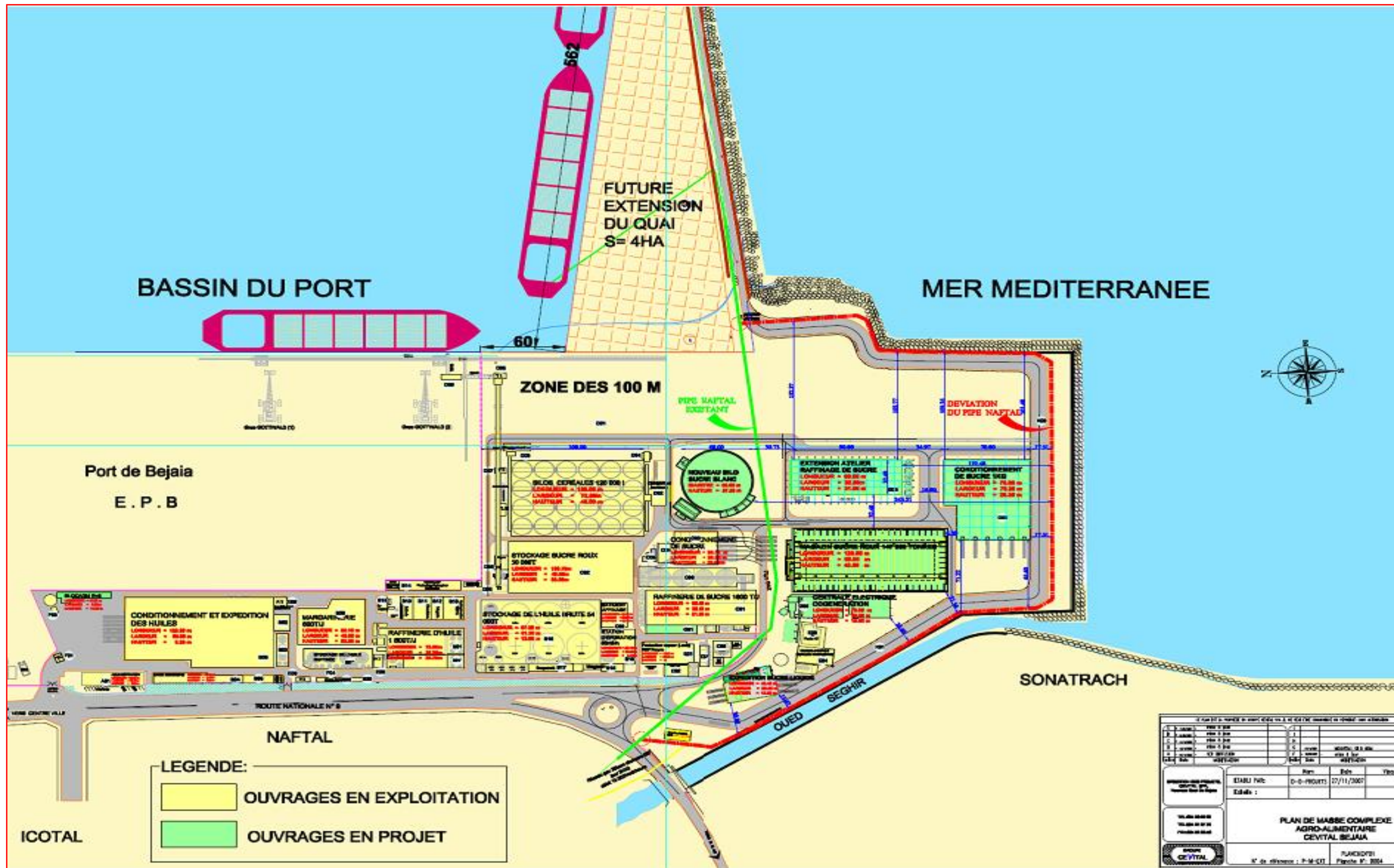


Figure 1: Plan de masse du complexe CEVITAL Bejaia

1.3 Activités de CEVITAL

Lancé en Mai 1998, le complexe CEVITAL a débuté son activité par le conditionnement d'huile en Décembre 1998.

En Février 1999, les travaux de génie civil de la raffinerie ont débuté. Cette dernière est devenue fonctionnelle en Août 1999.

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

- Raffinage des huiles (1800 tonnes/jour)
- Conditionnement d'huile (1400 tonnes/heure)
- Production de margarine (600 tonnes/jour)
- Fabrication d'emballage (PET): Poly-Ethylène-Téréphtalate (9600 unités/heure)
- Raffinage du sucre (1600 tonnes/jour)
- Stockage des céréales (120000 tonnes)
- Cogénération (production de l'énergie électrique avec une capacité de 64 MW)
- Minoterie et savonnerie en cours d'étude

1.4 Missions et objectifs

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

Les objectifs visés par CEVITAL peuvent se présenter comme suit :

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

Le diagramme suivant donne une vue général sur les différents organes constituant le complexe CEVITAL:

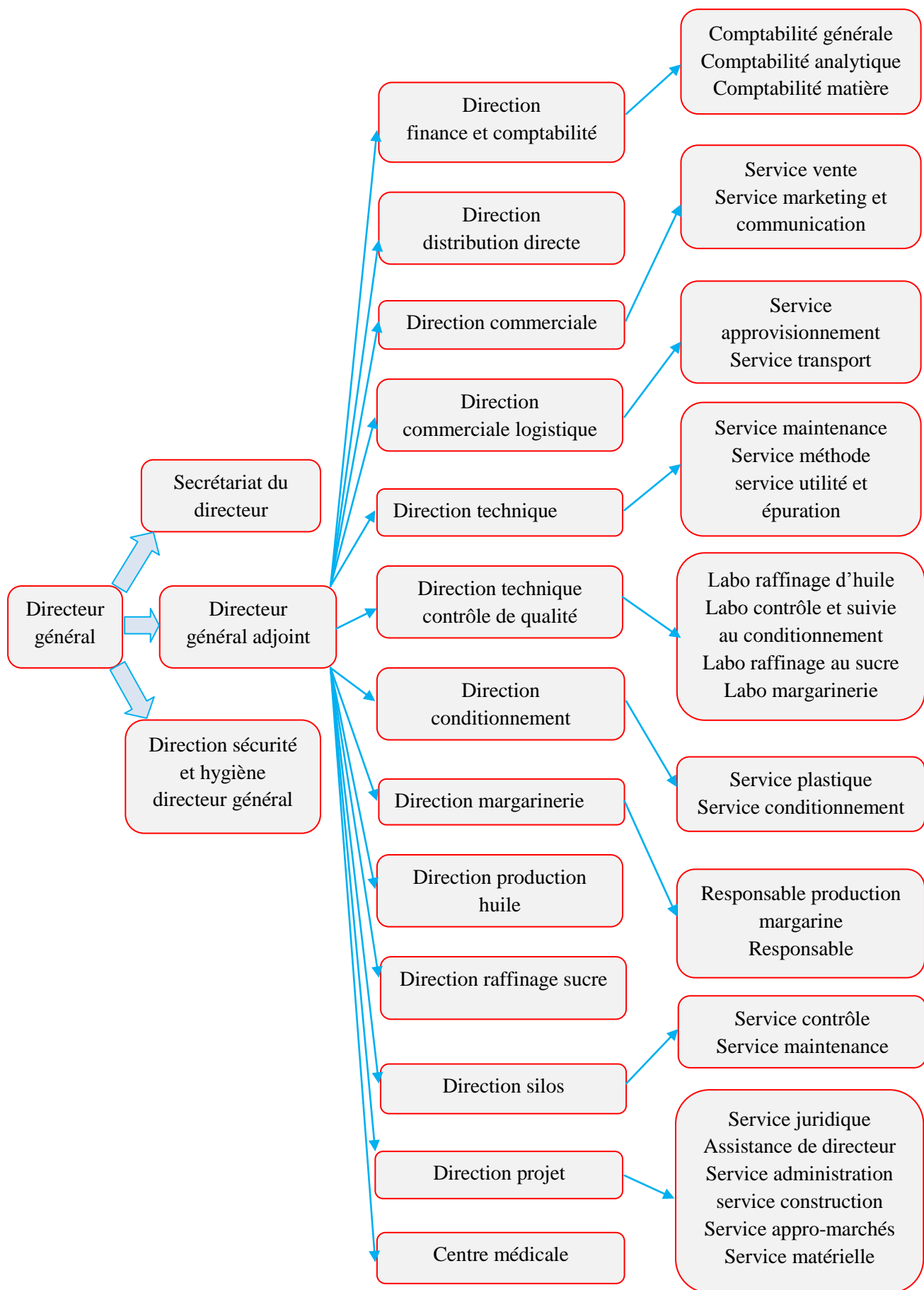


Figure 2: Organigramme du complexe CEVITAL Bejaia

2. Direction énergie et utilités

La direction énergie est constituée de deux départements qui sont :

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

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

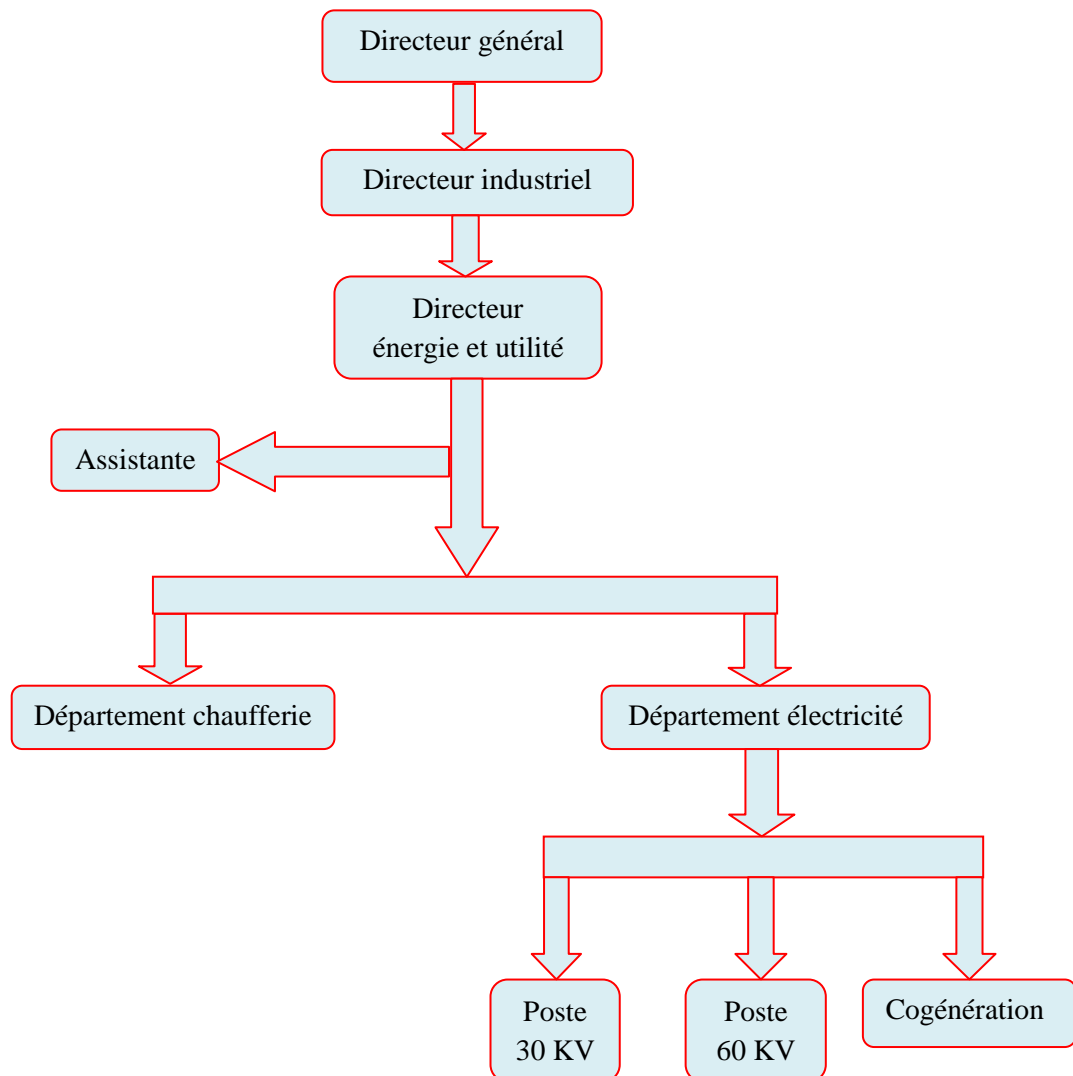


Figure 3: Organisation de la direction d'énergie et utilité

3. Présentation de la station de pompage d'eau

CEVITAL est parmi les entreprises qui consomment de très grande quantité de l'eau en Algérie à cause de ses utilisations quotidiennes, tel que les différentes unités de production, hygiène et nettoyage, ce qui fait appel à la création d'une station de pompage d'eau afin de satisfaire ses besoins et d'offrir la quantité demandée par le complexe dans le but d'assurer un bon fonctionnement et une continuité de service.

Nous avons donné une description générale du complexe CEVITAL, dont nous allons réaliser notre projet de fin d'étude.

CHAPITRE I

*Généralités sur les installations
électriques*

Introduction

Dans ce chapitre nous illustrons les différentes étapes à suivre pour dimensionner une installation électrique basse tension, qui nécessite une détermination précise des canalisations et leurs protections électriques. En outre l'installation doit assurer la protection des biens et des personnes sans nuire au bon fonctionnement.

I.1 Organisation générale d'une installation électrique

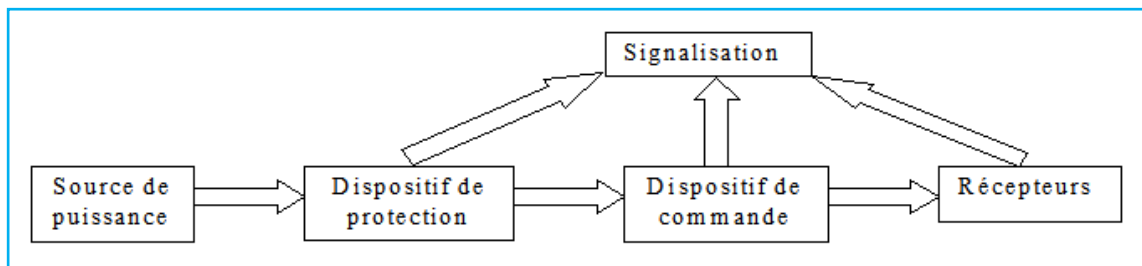


Figure I.1 : Organisation générale d'une installation électrique.

La signification de différentes parties est comme suit :

- La source de puissance peut être alternative ou continue.
- On distingue comme dispositif de protection, le fusible, le disjoncteur, le relais,...etc.
- L'appareillage de commande comprend le contacteur, le relais, le commutateur...etc.
- La signalisation peut être lumineuse, sonore (indication de la température, la pression, le débit, le niveau,...etc.).

La liaison entre ces parties se fait par l'intermédiaire des conducteurs. Le schéma électrique permet une représentation symbolique de ces équipements.

I.2 Méthodologie de dimensionnement d'une installation électrique [1]

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

- Détermination des calibres In des déclencheurs des disjoncteurs ;
- Détermination des sections des câbles ;
- Détermination des chutes de tension ;
- Détermination des courants de court-circuit ;
- Choix des dispositifs de protection ;
- Sélectivité des protections ;
- Mise en œuvre de la technique de filiation ;

- Vérification de la protection des personnes.

I.2.1 Détermination des calibres In des déclencheurs des disjoncteurs [1]

Le calibre du disjoncteur est normalement choisi en fonction de la section des canalisations qu'il protège. Ces canalisations sont définies à partir du courant d'emploi des récepteurs.

Ce courant d'emploi est :

- Soit fourni directement par le constructeur.
- Soit calculé simplement à partir de la puissance nominale et de la tension d'utilisation.

A partir de ce courant d'emploi, on détermine la canalisation et le calibre du disjoncteur qui la protège. Pour chaque type de tension le courant d'emploi I_b est donné par :

$$I_b = \frac{P}{U} \quad \text{En monophasé}$$

$$I_b = \frac{P}{(\sqrt{3} * U)} \quad \text{En triphasé}$$

Souvent le calibre du disjoncteur peut être choisi immédiatement supérieur au courant d'emploi dans la liste des calibres existants.

I.2.2 Détermination des sections des câbles [1]

Le choix et la détermination de la section d'un conducteur se réalise en quatre étapes normalisées :

- La section doit supporter durant le temps de fonctionnement, l'échauffement admissible qui se produit en régime normal,
- Elle doit aussi supporter, en cas de court-circuit, et durant le temps qui précède la réaction des protections, l'échauffement imposé par ce régime,
- La chute de tension provoquée par le passage du courant dans les conducteurs doit être compatible avec la tension existante au départ et celle souhaité à l'arrivée.
- Types de régime de neutre employés.

Une fois ces trois sections sont calculées on détermine quelle est la plus petite section normalisée appartenant au type de câble choisi qui satisfait simultanément les trois conditions ci-dessus.

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

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

a. Section technique et économique

La détermination de la section de l'âme d'un câble consiste à déterminer quelle est la plus petite section normalisée appartenant au type du câble choisi qui satisfait simultanément les conditions suivantes :

↳ **Echauffement normal**

La température de l'âme en fonction normal et permanent ne doit pas dépasser la température maximale acceptable par les matériaux constituant le câble retenu. Cette condition détermine une section que nous appellerons S_j .

↳ **Chute de tension**

La chute de tension, provoquée par le passage du courant dans les conducteurs, doit être compatible avec les tensions existantes au départ et souhaitées à l'arrivée. Cette condition détermine ce que nous appelons S_Z .

b. Section de sécurité S_S

Elle intervient lors des défauts dans le cas du régime du neutre IT. Pour obtenir la section des conducteurs de phase il faut :

- Déterminer une lettre de sélection qui dépend du conducteur utilisé et de son mode de pose (*tableau A1* de l'annexe) ;
- Déterminer le coefficient k qui caractérise l'influence des différentes conditions d'installation. Ce coefficient K s'obtient en multipliant les facteurs de corrections, 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 ;
- Le facteur de correction du neutre chargé K_n . Selon la norme *NF C15-100* le facteur $K_n = 0,84$;
- Le facteur de correction dit de symétrie K_s . Selon la norme *NF C15-105* le facteur K_s prend les valeurs suivantes :

$K_s = 1$: 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.

Les *tableaux* (A2, A3, A4, A5) de l'annexe nous permettent de déterminer la section des conducteurs de phase d'un circuit. Ils sont utilisables que pour les canalisations non enterrées et protégées par disjoncteur.

I.2.3 Détermination des chutes de tension [1]

Si la chute de tension est supérieure aux valeurs limites admises, il y a lieu d'augmenter la section des conducteurs jusqu'à ce que la chute de tension devienne inférieure aux valeurs prescrites.

Lorsque les canalisations principales de l'installation ont une longueur supérieure à 100 m, les valeurs limites admises des chutes de tension peuvent être augmentées de 0,005 % par mètre au-delà de 100 m, sans que ce supplément ne dépasse lui-même 0,5 %.

Tableau I.1: Valeurs limites de la chute de tension maximale entre l'origine de l'installation BT et l'utilisation.

Alimentation	Eclairage	Autres usages
Abonné alimenté par le réseau BT de distribution publique.	3%	5%
Abonné propriétaire de son poste HT/BT	6%	8%

Ces valeurs de chutes de tension s'appliquent en fonctionnement normal, sans tenir compte d'appareils pouvant générer des courants d'appel importants et des chutes de tension au démarrage (ex. : moteur).

Calcul de la chute de tension en régime permanent [1]

La chute de tension en ligne en régime permanent est à prendre en compte pour l'utilisation du récepteur dans des conditions normales (limites fixées par les constructeurs des récepteurs). Les formules de calcul de chute de tension dans un circuit sont données dans le tableau suivant :

Tableau I.2: Formules de calcul de chute de tension.

Circuit	Chute de tension	
	En volts	En %
Biphasé: Deux phases	$\Delta U = 2I_B (R \cos \varphi + \lambda l \sin \varphi)$	$\frac{\Delta U 100}{U_n}$
Monophasé : Phase et neutre	$\Delta U = 2I_B (R \cos \varphi + \lambda l \sin \varphi)$	$\frac{\Delta U 100}{U_n}$
Triphasé équilibré : Trois phases (avec ou sans neutre)	$\Delta U = \sqrt{3}I_B (R \cos \varphi + \lambda l \sin \varphi)$	$\frac{\Delta U 100}{U_n}$

Avec, ΔU : Chute de tension,

U_n : Tension nominale entre phases,

V_n : Tension nominale entre phase et neutre,

I_B : Courant d'emploi,

λ : Réactance linéique des conducteurs :

- ☞ Pour les câbles multiconducteurs ou mono-conducteurs en trèfle $0,08 \cdot 10^{-3}$
- ☞ Pour les câbles mono-conducteurs jointifs en nappe $0,09 \cdot 10^{-3}$
- ☞ Pour les câbles ou mono-conducteurs espacés $0,13 \cdot 10^{-3}$,

ρ : résistivité des conducteurs en service normal (0,023 pour le cuivre et 0,037 pour l'aluminium),

L : longueur simple de la canalisation en mètres,

S : section des conducteurs en mm^2 ,

$\cos \varphi$: Facteur de puissance (en l'absence d'indications précise, le facteur de puissance est pris à 0,8).

I.2.4 Détermination des courants de court-circuit [2], [3]

Un courant de court-circuit est un courant provoqué par un défaut d'impédance négligeable entre des points d'installation présentant normalement une différence de potentiel. On distingue deux niveaux de court-circuit :

☞ Le courant maximal de court-circuit

Correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes aval de l'organe de protection. Sa valeur détermine le pouvoir de coupure (PdC) des disjoncteurs, le pouvoir de fermeture des appareils ainsi que la tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.

↳ Le courant minimal de court-circuit

Correspond un défaut de court-circuit à l'extrémité de la liaison protégée lors d'un défaut biphasé et dans les conditions d'exploitation les moins sévères. Cette valeur est indispensable lors du choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs.

I.2.4.1 Méthodes de calcul [1]

Le calcul des courants de court-circuit peut se faire suivant l'une des trois méthodes :

a. Méthode conventionnelle

Elle donne la valeur de I_{cc} mini à l'extrémité d'une installation qui n'est pas alimentée par un alternateur.

$$I_{cc} = A * \frac{0.8 U * S}{2 \rho L} \dots\dots\dots (I.1)$$

U: Tension entre phase en (V)

L : Longueur de la canalisation en (m)

S : Section des conducteurs en (mm²)

ρ= **0,028 mΩ.m** pour le Cu en protection fusible

0,044mΩ.m pour l'Al en protection fusible

0,023mΩ.m pour le Cu en protection disjoncteur

0,037mΩ.m pour l'Al en protection disjoncteur

A= **1** pour les circuits avec neutre (section neutre =section phase)

1,73 pour les circuits sans neutre

0,67 pour les circuits avec neutre (section neutre =0,5 section phase)

b. Méthode des impédances

Cette méthode consiste à additionner toutes les résistances et toutes les réactances du circuit en amont du court-circuit.

$$I_{cc} = \frac{C * m * V}{\sqrt{3} * Z_{cc}} \dots\dots\dots (I.2)$$

C: Facteur de tension pris égal à 0.95 ;

m: Facteur de charge pris égal à 1.05 ;

V: Tension de l'installation entre phase et neutre (V)

Z_{cc}: Impédance totale de la boucle de défaut au point considéré (Ω)

c. Méthode rapide

Cette méthode rapide, mais approximative, permet de déterminer I_{cc} en un point du réseau connaissant I_{cc} amont ainsi que la longueur et la section de raccordement au point amont.

I.2.5 Choix des dispositifs de protection [1]

Le choix d'un disjoncteur doit se faire en fonction:

- ✎ Des caractéristiques de réseau sur lequel il est installé
- ✎ De la continuité de service
- ✎ Des diverses règles de protection à respecter.

I.2.5.1 Les disjoncteurs [4]

Un disjoncteur est un appareil de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre de courants dans des conditions normales et anormales jusqu'à son pouvoir de coupure ultime.

a. Caractéristiques d'un disjoncteur de basse tension [4]

Les caractéristiques à prendre en compte dans le choix d'un disjoncteur sont:

- **La tension assignée (U_e):** ou tension d'utilisation ;
- **Le courant assigné (I_n):** courant d'utilisation dans les conditions normales ;
- **Le nombre de pôles:** les schémas des liaisons à la terre et la fonction requise (Protection, commande, sectionnement) détermine le nombre de pôles ;
- **Le pouvoir de coupure(PdC):** ou courant maximal (I_{ccMax}) que peut couper l'appareil ;

La courbe de déclenchement: variation du temps de déclenchement en fonction du rapport I/I_n .

b. Les différents types de disjoncteurs [4]

Parmi les différents types existants on cite:

b.1. Disjoncteur différentiel

Le disjoncteur différentiel à courant résiduel est utilisé, en particulier, chez chaque abonné. Son rôle principal est basé sur la protection des personnes contre les contacts indirects (fuites de courant à la terre)

b.1.1. Principe de fonctionnement

Le dispositif différentiel comporte un circuit magnétique en forme de tore sur lequel sont bobinés le ou les circuits des phases et du neutre.

En l'absence de fuite ou de courant résiduel de défaut, les flux produits par les bobines s'annulent, il ne se passe rien. Si un défaut survient, le courant résiduel de défaut produit un déséquilibre des flux dans les bobines et un flux magnétique dans le tore apparaît. La bobine de mesure est le siège d'une force électromotrice (fem) qui alimente un petit électro-aimant provoquant le déverrouillage du disjoncteur.

b.1.2. Disposition schématique

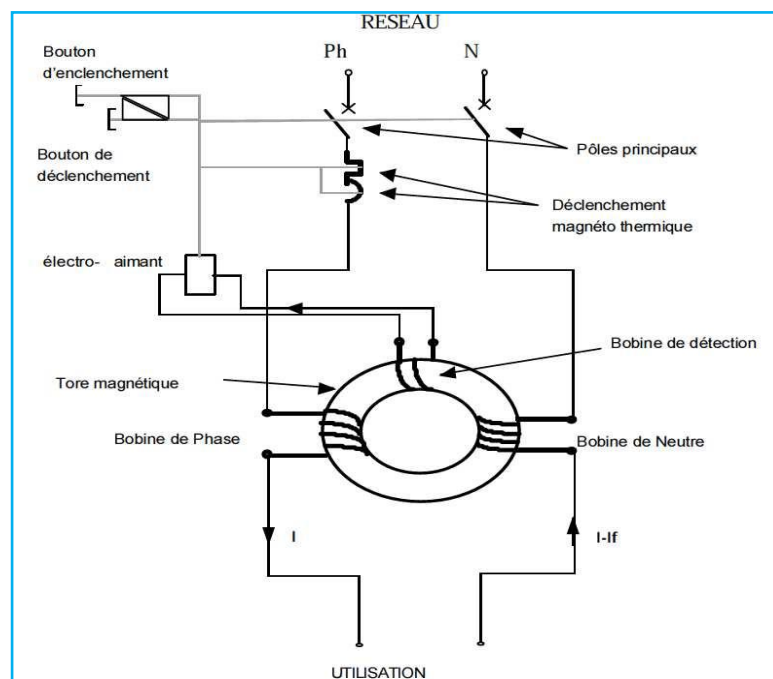


Figure I. 2: Disjoncteur différentiel.

Le système est analogue en triphasé, mais comprend quatre bobines sur le tore (3phases + neutre).

b.1.3. Seuil de réglage

On appelle courant de seuil le courant de réglage du disjoncteur différentiel ΔI_n . Il existe une incertitude sur le courant de déclenchement.



Figure I.3: Seuil de réglage.

On peut, dans certains cas, avoir des courants de fuite qui ne correspondent pas à un défaut sur la partie protégée. Pour éviter un déclenchement intempestif du DDR, il faut que le courant de fuite “normal” soit supérieur à $\Delta I_n/2$.

b.1.4. Temps de déclenchement

Le temps de déclenchement du DDR est d'autant plus court que le courant de défaut est supérieur au courant de réglage.

Il existe quatre classes de DDR en fonction de leur temps de fonctionnement

(Déclenchement + coupure).

D'autre part, pour des raisons de sélectivité, il peut être nécessaire de retarder un déclenchement. Il y a trois types de retard :

- ☞ Pas de retard ;
- ☞ 1 ms de retard ;
- ☞ 400 ms de retard.

b.2. Disjoncteur magnétothermique

Un Disjoncteur magnétothermique, c'est un appareil capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit.

- ✓ Disjoncteur magnétique : protection contre les courts circuits ;
- ✓ Disjoncteur thermique : protection contre les surcharges ;
- ✓ Disjoncteur magnétothermique (assure les deux fonctions ci-dessus).

Le disjoncteur de canalisation n'assure que la protection des lignes contre les courants de surcharges ou de court-circuit. La tendance est au remplacement des fusibles sur les tableaux de distribution d'abonnés par des disjoncteurs magnétothermiques qui assurent la protection des canalisations et des appareils (récepteurs). Ceci, non seulement pour des raisons économiques et de sécurité (plus d'alu pour remplacer un fusible défectueux), mais aussi pour des questions de stockage des différents fusibles - nouveau ou ancien modèle à broche. Il existe une multitude de types et de marques, mais ils fonctionnent tous selon le même principe.

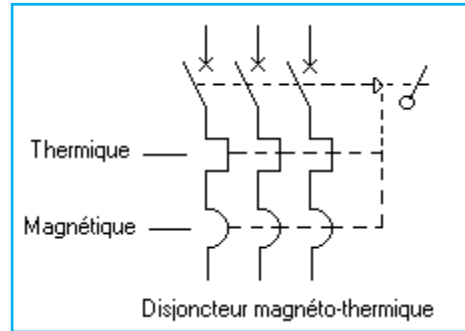


Figure I.4: Disjoncteur magnétothermique.

b.2.1 Principe de fonctionnement

Le disjoncteur assure la protection des canalisations selon 2 principes:

- ✓ Thermique ;
- ✓ Magnétique.

b.2.1.1 Thermique

Une lame bimétallique (bilame) est parcourue par le courant. Le bilame est calibré de telle manière qu'avec un courant nominal I_n , elle ne subisse aucune déformation. Par contre si des surcharges sont provoquées par les récepteurs, en fonction du temps, la lame va se déformer et entraîner l'ouverture du contact en 0,1sec au minimum. Une surcharge de courant crée l'échauffement et la déformation du bilame.

b.2.1.2 Magnétique

En service normal, le courant nominal circulant dans la bobine, n'a pas assez d'influence magnétique (induction magnétique) pour pouvoir attirer l'armature mobile fixée sur le contact mobile. Le circuit est fermé.

Si un défaut apparaît dans le circuit aval du disjoncteur de canalisation, l'impédance du circuit diminue et le courant augmente jusqu'à atteindre la valeur du courant de court-circuit. Dès cet instant, le courant de court-circuit provoque une violente aimantation de l'armature mobile. Cela a comme conséquence d'ouvrir le circuit aval du disjoncteur en 0,1sec au maximum.

b.2.2 Chambre de coupure

Le but de cette chambre est de couper le plus rapidement possible l'arc électrique.

b.2.2.1 Fonctionnement de chambre de coupure

Dès la séparation des contacts, l'arc est déplacé vers la chambre de coupure sous l'effet de la force dite de LAPLACE, induite par la géométrie des contacts fixe et mobile.

Au cours du trajet entre les contacts et la chambre, l'arc est canalisé entre deux joues qui permettent :

- ✓ D'augmenter sa vitesse de déplacement ;
- ✓ De guider sa trajectoire ;
- ✓ De l'allonger.

I.2.6 Sélectivité [1]

La sélectivité des protections est un élément essentiel qui doit être pris en compte dès la conception d'une installation basse tension, afin de garantir aux utilisateurs la meilleure disponibilité de l'énergie. La sélectivité est importante dans toutes les installations pour le confort des utilisateurs, mais elle est fondamentale dans les installations qui alimentent des processus industriels de fabrication. Une installation non sélective est exposée à des risques de diverses gravités :

- Impératifs de production non respectés
- Rupture de fabrication avec :
 - ↳ Perte de production ou de produits finis ;
 - ↳ Risque d'endommager l'outil de production dans les processus continus.
- Arrêt de moteur de sécurité telle qu'une pompe de lubrification, extracteur de désenfumage...etc.

I.2.6.1 Définition [1]

La sélectivité représente la coordination des dispositifs de coupure automatique de telle sorte qu'un défaut, survenant en un point quelconque du réseau, soit éliminé par le disjoncteur placé immédiatement en amont du défaut et par lui seul.

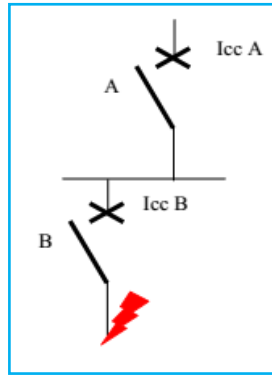


Figure I.5: Schéma représentatif de la sélectivité.

La sélectivité peut être totale ou partielle :

Sélectivité totale [1]

La distribution est dite totalement sélective si, et seulement si, quel que soit la valeur du courant de défaut, seul le dispositif situé en aval, parmi ceux sollicités par le défaut, s'ouvre et reste ouvert.

Sélectivité partielle [1]

Si la condition ci-dessus n'est plus respectée au-delà d'un certain courant de défaut la sélectivité est dite partielle.

I.2.6.2. les techniques de sélectivité lors des courts circuits [22]

a. La sélectivité ampère métrique

Elle résulte de l'écart entre les seuils des déclencheurs instantané ou court-retard des disjoncteurs successifs. Surtout utilisée en distribution terminale, elle fait appel à des disjoncteurs rapides, dépourvus de dispositif de retard intentionnel au déclenchement.

Elle s'applique dans le cas de défaut de court-circuit et conduit généralement si elle n'est pas associée à une autre sélectivité à une sélectivité partielle *figure I.6*.

La sélectivité est assurée si le seuil maximum du déclencheur de l'appareil aval est inférieur au seuil minimum de celui de l'appareil amont, toutes tolérances comprise.

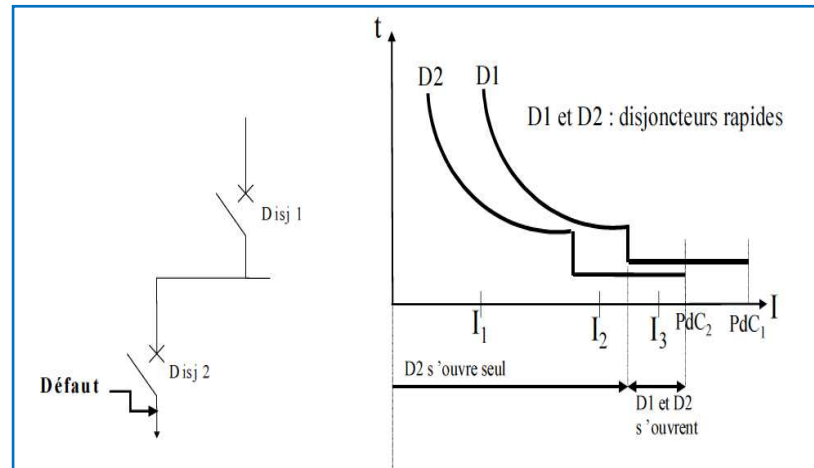


Figure I.6: Courbe de sélectivité ampère métrique.

Sachant que :

PdC 1: Pouvoir de coupure du disjoncteur D1.

PdC 2: Pouvoir de coupure de disjoncteur D2.

Courant de défaut : I 1: seul D2 s'ouvre.

I 2: seul D1 s'ouvre.

I 3: D1 et D2 s'ouvrent.

b. Sélectivité chronométrique

Pour garantir une sélectivité totale, les courbes de déclenchement des deux disjoncteurs ne doivent se superposer en aucun point quelle que soit la valeur du courant de court-circuit présumé. Pour les courants de défaut importants, la sélectivité totale est garantie si les deux parties horizontales des courbes, à droite de I_{ns1} , sont distinctes **figure I.7**.

Plusieurs solutions sont utilisées pour atteindre cet objectif :

- La plus classique, consiste à choisir des disjoncteurs sélectifs équipés d'un dispositif de retard intentionnel.
- La deuxième, s'applique seulement au dernier étage de la distribution et consiste en utilisation d'un disjoncteur limiteur.

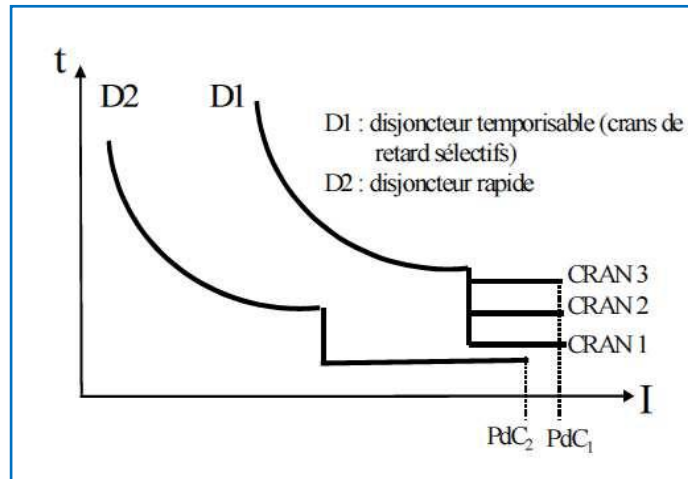


Figure I.7: Courbe de sélectivité chronométrique.

Emploi du disjoncteur sélectif

Le terme sélectif à deux significations :

- Le déclencheur du disjoncteur est équipé d'un système de temporisation fixe ou réglable.
- L'installation et le disjoncteur sont capables de supporter le courant de défaut pendant la durée de vie du retard intentionnel (tenue thermique et tenue électrodynamique).

Un disjoncteur sélectif est normalement précédé(en amont) d'un autre disjoncteur sélectif dont le retard intentionnel est plus important. L'emploi de ce type de disjoncteurs correspond à la sélectivité chronométrique conduit, en cas de défaut à des temps totaux de coupure supérieurs à 20ms (une période), pouvant aller jusqu'à quelques centaines de millisecondes.

Figure I.6

Lorsque l'installation (et éventuellement le disjoncteur) n'est pas capable de supporter pendant la temporisation un fort I_{cc} , il est nécessaire que le disjoncteur D1 soit équipé d'un déclencheur instantané à haut seuil (DIN). Dans ce cas, la zone de sélectivité est limitée au seuil du DIN du disjoncteur amont. Il y a aussi :

1) Sélectivité logique [22]

Basée sur la localisation du défaut, le disjoncteur placé immédiatement en amont du défaut :

- Détecte le défaut ;
- Envoie un signal de non ouverture aux disjoncteurs placés en amont.

2) Sélectivité verticale [22]

Le courant de défaut différentiel n'est pas limité, comme pour un courant de court-circuit, par l'impédance du réseau, mais par la résistance du circuit de retour (prise de terre de la source et des masses d'utilisation) ou, dans le cas de toutes les masses sont interconnectées par une liaison équipotentielle principale, par l'impédance de boucle de défaut. Ceci étant le courant différentiel sera d'autant plus élevé que le défaut sera franc.

3) Sélectivité horizontale [22]

Prévue par la norme *NFC 15-100*, elle permet l'économie d'un disjoncteur différentiel en tête d'installation. En cas de défaut, seul le départ en défaut est mis hors tension, les autres dispositifs différentiels ne voient pas de courant de défaut.

I.2.7 La filiation [1]

La filiation est l'utilisation du pouvoir de limitation des disjoncteurs, qui permet d'installer en aval des disjoncteurs ayant un pouvoir de coupure très inférieur au courant de court-circuit présumé.

I.2.7.1 Conditions de mise en œuvre [1]

L'utilisation d'un appareil de protection possédant un pouvoir de coupure moins important que le courant de court-circuit présumé en son point d'installation est possible si un autre appareil est installé en amont avec le pouvoir de coupure nécessaire. Dans ce cas, les caractéristiques de ces deux appareils doivent être telles que l'énergie limitée par l'appareil amont ne soit pas plus importante que celle que peut supporter l'appareil aval et que les câbles protégés par ces appareils ne subissent aucun dommage.

I.2.7.2 Avantages de la filiation [1]

- Simplification des calculs de courants de court-circuit en aval, ces courants étant fortement limités.
- Simplification des choix des appareils.
- Economie sur ces appareils puisque la limitation des courants de court-circuit permet d'utiliser des appareils moins performants donc moins chers.
- Economie sur les enveloppes puisque les appareils moins performants sont en général moins encombrants.

I.2.8 Vérification de la protection des personnes (régimes du neutre) [1]

L'énergie électrique, bien qu'utile, elle reste dangereuse pour l'homme. Si un courant traverse le corps humain, il y a risque d'électrisation, voire d'électrocution, il est donc nécessaire de protéger les personnes contre de tels périls.

Les réseaux de distribution sont caractérisés essentiellement par la nature du courant et le nombre de conducteurs actifs, ainsi que par la liaison à la terre ou régimes du neutre.

La sécurité des personnes et du matériel est assurée différemment en fonction du régime du neutre utilisé dans une installation électrique.

I.2.8.1 Définition des régimes du neutre [1]

Les schémas des liaisons à la terre (SLT) sont appelés aussi régimes de neutre d'une installation BT. Ils caractérisent le mode de raccordement à la terre du neutre du secondaire du transformateur MT/BT ou de la source et les moyens de mise à la terre des masses de l'installation.

I.2.8.2 Différents modes d'électrisation des personnes et mesures de protection [6]

a. Contact direct

Le contact direct, c'est le contact d'une personne avec une pièce métallique normalement sous tension. La protection contre ce type de contact peut être réalisée par isolation ou enveloppe, mais encore par obstacle.

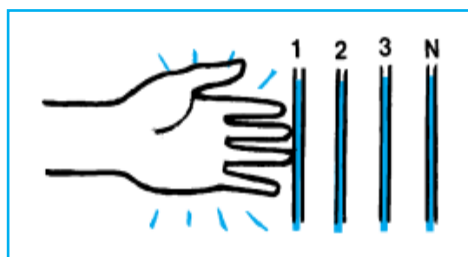


Figure I.8: Electrocutation par contact direct.

b. Contact indirect

Le contact indirect, c'est le contact d'une personne avec une pièce métallique mise accidentellement sous tension (suite à un défaut d'isolement).

La protection contre ce type de contact est réalisée par coupure automatique de l'alimentation grâce aux différents Schémas de Liaison à la Terre (S.L.T).

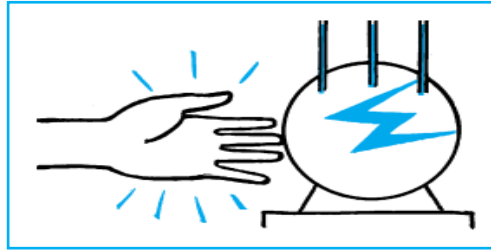


Figure I.9: Electrocutation par contact indirect.

I.2.8.3 Les différents régimes du neutre [7]

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

Schémas TN: Neutre du transformateur relié à la terre et masse reliée au neutre ;

- **Schémas TT:** Neutre du transformateur relié à la terre et masse reliée à la terre ;
- **Schémas IT:** Neutre du transformateur est isolé et masse reliée à la terre.

A noter que le schéma TN comporte deux sous schémas :

- ☞ **TN-C:** Le neutre N et le conducteur de protection PE sont confondus ;
- ☞ **TN-S:** Le neutre N et le conducteur de protection PE sont séparés.

La 1^{ère} lettre: Détermine la position du point de neutre.

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

La 2^{ème} lettre: Détermine le mode de mise à la terre des masses électriques de l'installation.

- ↳ **T:** Raccordement direct à la terre.
- ↳ **N:** Raccordement au point de neutre de l'installation.

a. Régime du neutre TT [8]

C'est le régime le plus simple à l'étude de l'installation, le neutre du transformateur de distribution est mis à la terre par l'intermédiaire d'une résistance R_n . Les masses sont mises à la terre à travers leur propre prise de terre résistance R_A . La *figure I.10* montre le schéma de liaison d'une installation TT.

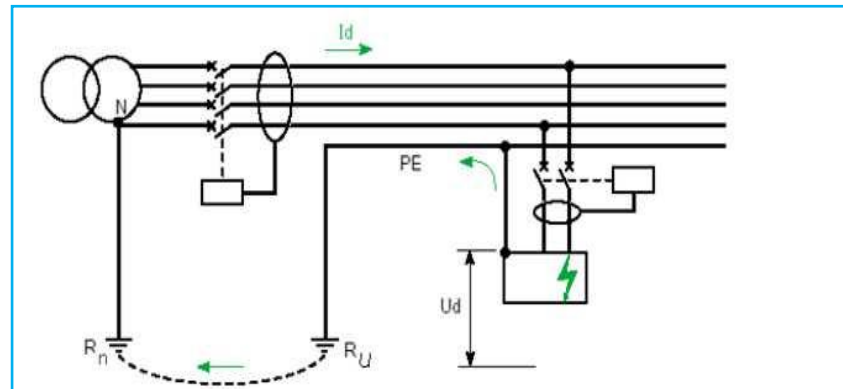


Figure I.10: Schéma de liaison TT.

D'où il résulte qu'un courant de défaut entre un conducteur de phase et la masse, tout en ayant une intensité inférieure à celle d'un courant de court-circuit, ce courant peut provoquer l'apparition d'une tension de contact supérieure à la tension limite conventionnelle de sécurité. Le déclenchement est obligatoire au premier défaut d'isolement réalisé par un dispositif différentiel sélectif placé en amont de l'installation (DDR).

En cas de présence d'un défaut d'isolement, le courant de défaut I_d est essentiellement limité par les résistances de terre (si la prise de terre des masses et la prise de terre du neutre ne sont pas confondues) Figure. I.9.

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

a.1 Dispositif de protection à utiliser [8]

Dans un réseau en régime TT la protection des personnes contre les contacts indirects est réalisée par des dispositifs à courant différentielle résiduelle DDR dont la sensibilité ΔI_n est déterminée par la résistance de la prise de terre des masses et de la tension limite U_d . Le seuil de sensibilité ΔI_n de ce dispositif doit être tel que :

$$\Delta I_n < \frac{U_d}{R_u} \dots \dots \dots (I.3)$$

Sachant que :

ΔI_n : Courant différentielle nominal ;

U_d : Tension limite conventionnel ;

R_u : Résistance de la prise de terre du conducteur de protection.

a.2 Avantage et inconvénients du régime TT [8]

Avantages

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

Inconvénients

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

b. Régime de neutre IT [8]

C'est le régime de neutre employé pour les installations nécessitant une continuité de service. Le point neutre du transformateur est isolé de la terre ou relié directement à la terre par une forte impédance Z . Les masses sont reliées à la même prise de terre de l'installation.

Ce régime permet d'éviter la coupure en cas de premier défaut d'isolement et nécessite de ce fait une surveillance continue de l'isolement de l'installation par un contrôleur permanent d'isolement (CPI). La Figure suivante montre le schéma de liaison d'une installation IT.

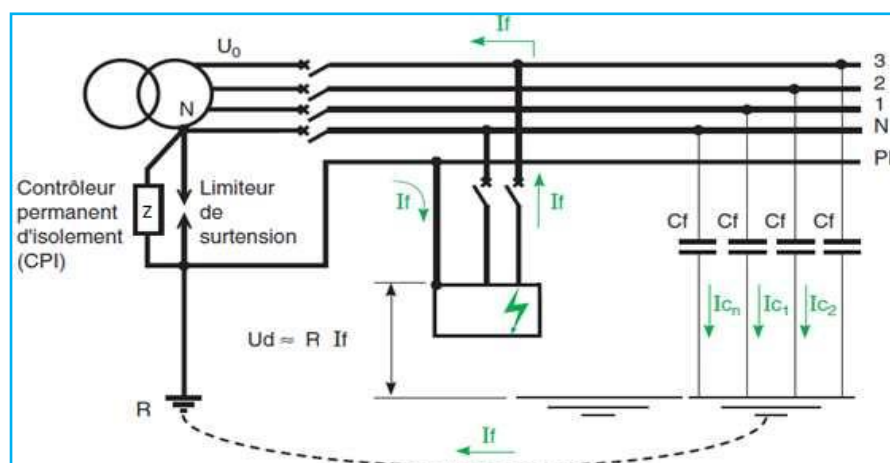


Figure I.11: Schéma de liaison IT.

En cas de défaut,

☞ Comportement au premier défaut:

Apparition d'un premier défaut entre la phase 3 et la masse du récepteur. Le courant de

premier défaut se referme par la mise à la terre du neutre du transformateur (impédance forte ou infinie). La tension de défaut n'est pas dangereuse, continuité de l'exploitation. Le contrôleur permanent d'isolement (CPI) détecte ce courant de défaut et le signale afin qu'une recherche et une réparation du défaut interviennent avant le second défaut.

↳ **Comportement au deuxième défaut:**

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

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

B.1. Dispositifs de protection à utiliser

En régime IT, la protection des personnes contre les contacts directs se réalise par les dispositifs de protection contre les surintensités :

Installation d'un contrôleur permanent d'isolement (CPI) entre neutre dont la signalisation est obligatoire au premier défaut d'isolement bien qu'il soit de recherche d'élimination.

b.2 Avantages et inconvénients du régime IT [8]

Avantages

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

Inconvénients

- ↳ Signalisation obligatoire au premier défaut d'isolement suivi à sa recherche et son élimination réalisé par un contrôleur permanent d'isolement installé entre neutre et terre ;
- ↳ L'intensité du courant de double défaut d'isolement est importante ;
- ↳ Nécessite un personnel d'entretien disponible pour la recherche et l'élimination du 1^{er} défaut d'isolement ;

- ↳ Déclenchement obligatoire au deuxième défaut d'isolement par le dispositif de protection contre les surintensités (condition des appareils de protection).

c. Régime de neutre TN [8]

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

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

c.1 Régime de neutre TN-C [8]

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

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

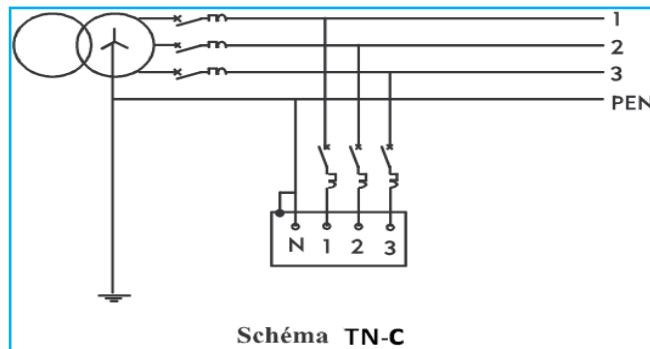


Figure I.12: Schéma de liaison TN-C.

c.2 Régime de neutre TN-S [8]

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

- Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement réalisé par un dispositif de protection contre les surintensités ;
- La protection des personnes contre les contacts indirects est réalisée par un dispositif différentiel ;

- Le conducteur de protection PE ne doit jamais être coupé.

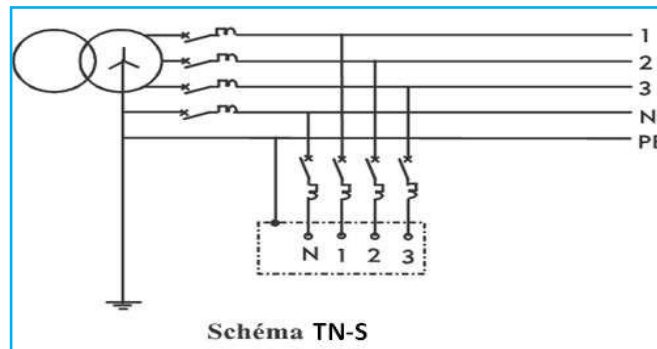


Figure I.13: Schéma de liaison TN-S.

En cas de défaut,

Que ce soit en TN-C ou TN-S, lors de son apparition le défaut d'isolement se traduit par un court-circuit. Suite à un défaut d'isolement, le courant de défaut I_d est très important, puisqu'il équivaut à un court-circuit monophasé, entre phase et neutre. Le courant n'est limité que par la résistance du câble d'alimentation

Le courant de défaut ou courant de court-circuit vaut :

$$I_d = \frac{0,8 V}{Z_d} \dots \dots \dots (I.4)$$

Avec :

I_d : Courant de défaut en A;

Z_d : Impédance de la boucle de défaut (dépend essentiellement de la section et la résistivité) en Ω .

c.3 Avantages et inconvénients du régime TN [8]

Avantages et inconvénients du régime TN-S

- ☞ Courants de défaut très importants (court-circuit) d'où risque d'incendie, de détérioration du matériel ;
- ☞ Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement éliminé par le dispositif de protection contre les surintensités ;
- ☞ Il est délicat de rester le bon état de fonctionnement des protections des personnes (l'utilisation des disjoncteurs différentiels résiduelles (DDR) pallie cette difficulté) ;
- ☞ L'usage des DDR est toujours recommandé pour la protection des personnes contre les contacts indirectes et directs en particulier en distribution terminale, où l'impédance de la boucle ne peut pas être maîtrisée ;

- ☞ Utilisation dans les installations alimentées à partir d'un poste de transformation privé (Tertiaire ou industrie) ;
- ☞ Mise en œuvre par du personnel qualifié.

Avantages et Inconvénients du régime TN-C

- ☞ Economie des conducteurs.
- ☞ Ne nécessite pas des DDR lors des grandes longueurs à des faibles sections.
- ☞ Déclenchement obligatoire en premier défaut ;
- ☞ Le neutre, qui aussi le PE, ne peut être coupé, ce qui est dangereux du fait de ses variations de potentiel, dus aux courants de neutre dans les éléments conducteurs.

I.2.8.4 Choix du schéma de liaison à la terre (SLT) [8]

Aucun régime de neutre n'est universel et tous les SLT permettent d'assurer une égale protection contre les chocs électriques des lors qu'ils sont mis en œuvre et utilisés en conformité avec les normes. Un choix n'est pas forcément unique pour l'ensemble de l'installation, plusieurs SLT peuvent coexister à l'intérieur d'une même installation pour répondre à divers besoins du site concerné.

Des critères de comparaison développés ci-après peuvent guider ce choix :

- ↳ Protection des personnes contre les chocs électriques ;
- ↳ Protection des biens contre les incendies ou explosions d'origine électrique ;
- ↳ Continuité d'alimentation ;
- ↳ Protection contre les surtensions ;
- ↳ Compatibilité électromagnétique.

I.2.9 Prise de terre [23]

Une prise de terre ou réseau de terre, est constitué par un ensemble de conducteur enterrés, relies entre eux et en contact avec le sol.

Une prise de terre est un élément qui assure la sécurité des installations électriques et des personnes utilisatrices de ces installations. Il existe deux grands types de prises de terre :

- ☞ Celles devant éliminer courants de foudre,
- ☞ Celles devant éliminer des courants industriels.

Dans ce dernier cas, la prise de terre n'est réellement efficace que lorsqu'elle est associée à un dispositif de coupure différentiel.

I.2.9.1 Principe de fonctionnement [23]

Une prise de terre doit présenter une résistance faible et maintenir un potentiel également faible. Ces conditions impliquent que deux éléments vont directement influencer sur la résistance de la prise de terre :

- ✎ La qualité du contact entre le conducteur et le sol,
- ✎ La résistivité du sol,

La résistance d'une prise de terre sera donc fonction de trois éléments :

- ↳ La résistivité du sol,
- ↳ La longueur du conducteur,
- ↳ A un moindre degré le diamètre du conducteur volumique.

Dans une installation neuve, si les fondations ou une partie de ces dernières ont une profondeur de plus de 60cm il faut placer en fond de fouille une boucle de terre en cuivre ou en cuivre plombé, de section ronde ou pleine de 35mm^2 . Les extrémités ainsi que chaque point de raccordement de cette boucle doivent être en permanence accessible.

I.2.9.2 Choix d'une prise de terre [23]

Pour choisir le type de prise de terre à réaliser, il convient de connaître :

- ✓ La résistance maximale à obtenir,
- ✓ La résistivité du sol,
- ✓ La surface libre dont on dispose.

La résistivité du sol est une caractéristique du site, elle se détermine par mesure géophysique.

La réalisation d'un sondage électrique permettra notamment de rechercher une couche conductrice en profondeur. Le choix s'effectue en suite entre trois systèmes :

❖ Système linéaire horizontal

C'est un conducteur enterré au fond d'une tranchée de profondeur fonction de la nature du sol, mais toujours supérieure à 0,80m (garde à la sécheresse).

❖ Système linéaire vertical

C'est un piquet enfoncé dans le sol ou un forage équipé, présentant une longueur grande par rapport à son diamètre.

❖ Système volumique linéaire

C'est un forage de gros diamètre ($\frac{L}{d} < 150$)

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents étapes à suivre à fin d'aboutir à une installation assurant la protection des différentes parties, la protection des personnes en exploitant les schémas de liaisons à la terre.

Une optimisation du fonctionnement et du coût est possible, si on fait appel à des techniques de sélectivité et de filiation.

Une alimentation de secours est toujours indispensable pour assurer la continuité de services des circuits prioritaires.

CHAPITRE II

*Etude de l'installation existante
du site*

Introduction

La distribution de l'énergie électrique ne consiste pas forcément à emprunter le chemin le plus court, certaines règles de bon sens et de sécurité ainsi qu'un souci d'esthétique doivent être pris en compte afin de réaliser la meilleure distribution possible. Dans ce chapitre, avant d'aborder toute extension nous allons décrire brièvement l'installation électrique existante dans le site.

II.1 Exécution de l'installation

En général, la distribution de l'énergie électrique dans une usine se fait à partir :

- D'une cellule moyenne ou haute tension,
- D'un transformateur de puissance,
- Des armoires de répartition (TGBT),
- Des coffrets fixes ou mobiles alimentant un ou plusieurs récepteurs,
- Un dispositif de commande sur chaque récepteur.

Dans notre projet, les récepteurs sont alimentés en triphasé à l'exception de quelques récepteurs qui sont alimentés en monophasé dont les circuits d'éclairage.

II.2 Mode de distribution de l'énergie électrique [25]

Le mode de distribution adopté par l'entreprise pour canaliser l'énergie des différentes sources (à partir des deux transformateurs de distribution ou des deux groupes électrogènes) est en mode radial, ce mode de distribution est représenté sur la *figure II.1*.

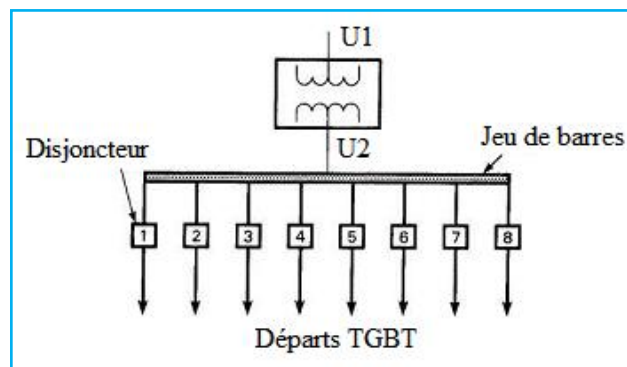


Figure II.1: Mode de distribution d'énergie en radial.

Il existe aussi d'autres modes de distribution en basse tension comme :

- ↪ Le mode en peigne,
- ↪ Le mode en boucle.

II.2.1 Avantage de la distribution radiale

- ☞ Facilité de réalisation,
- ☞ Coût de réalisation nettement inférieur aux autres modes,
- ☞ Entretien facile,
- ☞ Localisation facile des défauts.

II.2.2 Inconvénients de la distribution radiale

- ☞ Continuité de service limitée
- ☞ Tout défaut enregistré en amont d'un circuit affecte automatiquement les circuits avals.

II.3 Identification des schémas unifilaires existants du site

Le schéma électrique unifilaire résume le réseau d'alimentation, la représentation par un seul fil avec l'inscription du nom des différents instruments exploités facilite la lecture et la compréhension du schéma. La *figure II.2* et la *figure II.3* montrent le schéma unifilaire du bassin et des forages du site.

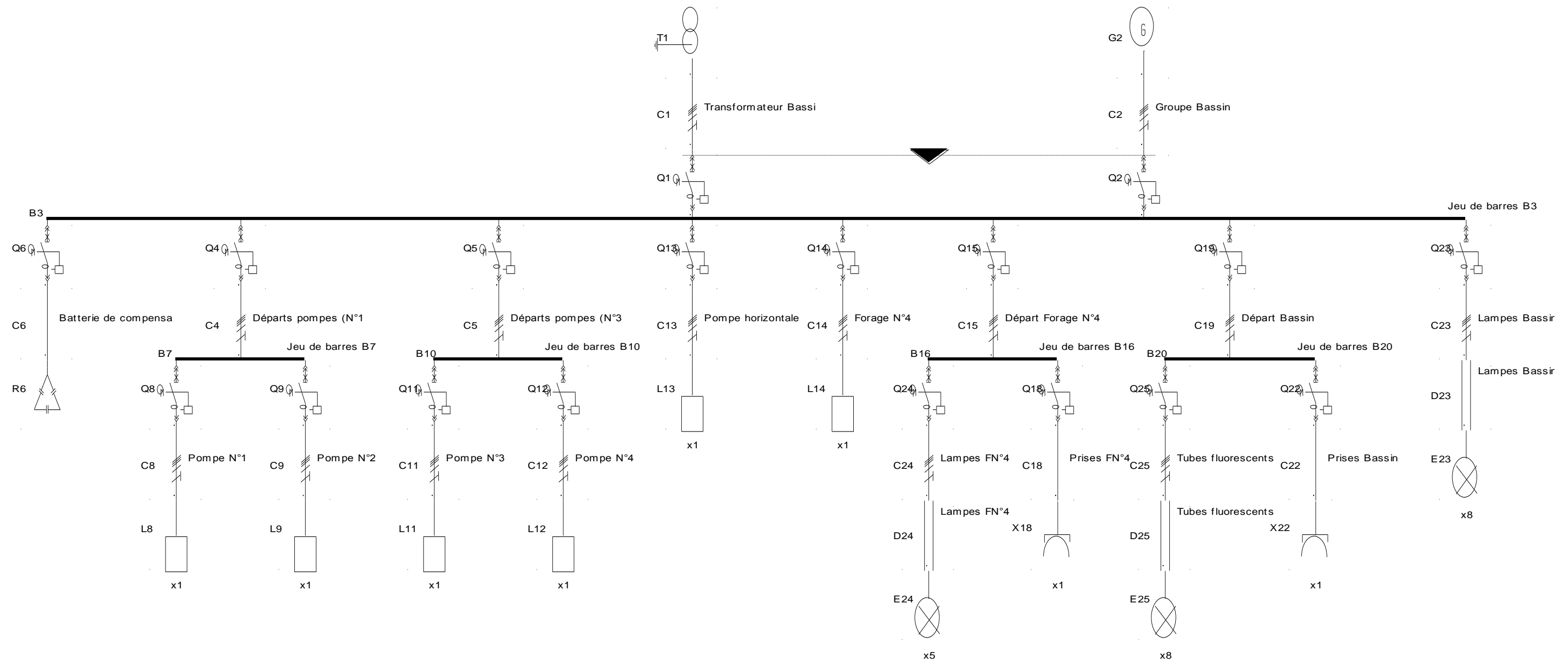


Figure II.2 : Schéma unifilaire Bassin.

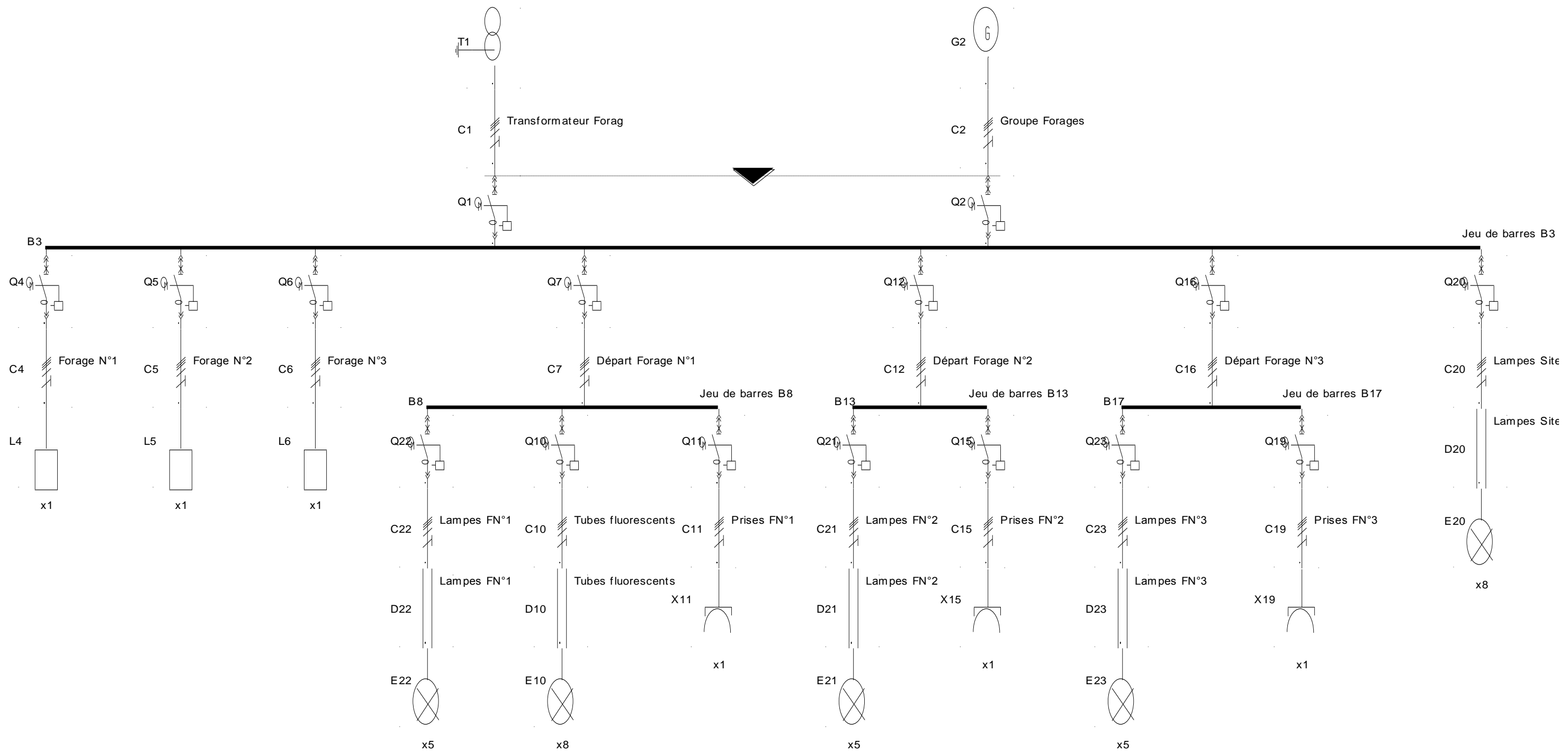


Figure II.3: Schéma unifilaire forages.

II.3.1 Identification des différents circuits électriques

On dénombre dans les deux tableaux suivants, l'ensemble de tous les récepteurs du projet auxquels on affecte des numéros de circuits, leurs puissances ainsi que les longueurs des câbles :

Tableau II.1 : Identification des différents circuits électriques bassin.

Circuit N°	Signification	Puissance	Langueur du câble par rapport au TGBT bassin (m)
01	Batterie de compensation	120000VAr	05
02	Pompe N°01	55000W	60
03	Pompe N°02	55000W	60
04	Pompe N°03	55000W	40
05	Pompe N°04	55000W	40
06	Pompe horizontale	135000W	30
07	Forage N°04	55000W	200
08	Eclairage forage N°04 (5 lampes)	7500W	150
09	Prises forage N°04 (1 prise)	18845W	150
10	Eclairage bassin (8 lampes)	150750W	210
11	Eclairage bassin (8 tubes fluorescents)	864W	120
12	Prises bassin (14 prises)	263812.5W	120

Tableau II.2 : Identification des différents circuits électriques forages.

Circuit N°	Signification	Puissance (W)	Langueur du câble par rapport au TGBT forages (m)
01	Forage N°01	55000	60
02	Eclairage forage N°01 (5 lampes)	7500	10
03	Eclairage forage N°01 (8 tubes fluorescents)	864	10
04	Prises forage N°01(1 prise)	18845	10
05	Forage N°02	55000	450
06	Eclairage forage N°02 (5 lampes)	7500	400
07	Prises forage N°02 (1 prise)	18845	400
08	Forage N°03	55000	350
09	Eclairage forage N°03 (5 lampes)	7500	300
10	Prises forage N°03 (1 prise)	18845	300
11	Eclairage du site (8 lampes)	12000	730

II.3.2 Caractéristiques des sources d'alimentation

II.3.2.1 Caractéristiques des deux transformateurs

L'alimentation du site est assurée par deux transformateurs abaisseurs de tension identiques (30/0,4 kV) qui fonctionnent indépendamment. Le premier transformateur alimente les pompes de refoulement, le forage N°4, l'éclairage forage N°4 et l'éclairage bassin. Le deuxième transformateur assure l'alimentation des trois autres forages (forage N°01,02 et 03) et ses éclairages ainsi que l'éclairage de tout le site. Les caractéristiques de chacun de transformateur sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau II.3 : Caractéristiques du transformateur bassin.

Tension nominale(V)	Courant nominal(A)	Couplage du transformateur	Puissance nominale (kVA)
400	910	Triangle-Etoile	630

II.3.2.2 Caractéristiques des sources de secours

Pour parer les différentes coupures et pannes qui perturbent le processus, l'entreprise s'est équipée de deux groupes électrogènes de puissance globale de 750kVA.

Le transformateur bassin est monté en parallèle avec un groupe de 500kVA et celui des forages monté aussi en parallèle avec leur groupe de secours qui a une puissance de 250kVA. La source d'énergie de secours qui alimente le circuit du site en cas de coupure d'électricité est assurée par deux modes de sélection, soit par un:

- ↳ **Mode manuel**, c'est-à-dire on fait inverser les phases d'alimentation manuellement,
- ↳ **Mode automatique**, c'est-à-dire l'inversement des phases d'alimentation se fait automatiquement sans intervention.

Le transformateur et le groupe électrogène sont couplés entre eux par un inverseur des phases qui assure un verrouillage mécanique, c'est-à-dire l'une et seulement de source qui va y assurer l'alimentation du circuit. Une vue de l'inverseur utilisé au niveau de la station de pompage d'eau est représentée à la *figure II.4*.



Figure II.4: Vue d'inverseur des phases

II.3.3 Définition et description du TGBT

II.3.3.1 Définition

L'armoire de distribution de type TGBT (Tableau Général Basse Tension) assure la fonction de distribution et de gestion d'énergie. Le TGBT est représenté par un système de coffrets et d'armoires. Ces coffrets et armoires sont entièrement composables et doivent respecter la norme IEC EN 60 439-1. On y trouve les organes de protection, les appareils de mesure et de supervision ainsi que des modules de commande, de communication, etc. Les coffrets et armoires constituent l'enveloppe du TGBT. Le Tableau Général Basse Tension est le point central de la distribution de l'énergie électrique.

II.3.3.2 Description

Le TGBT placé en aval et à proximité immédiate du transformateur MT/BT, comporte tous les départs vers le coffret ou l'armoire de chaque équipement principal. En cas d'incident, il assure également, grâce à des automatismes adéquats placés localement, le délestage des départs non secourus pour maintenir l'alimentation secourue du processus uniquement par la source de secours indispensable, après séparation de la source normale. Ce choix de structure permet aux TGBT de disposer localement des deux réseaux de puissance prévue, alimentés par les sources normale et de secours.



Figure II.5: Vue de face d'un TGBT.

Le circuit électrique de la station de pompage d'eau où il est basé notre projet d'études est constitué de deux tableaux généraux basse tension (2 TGBT), chacun est placé en aval et à proximité immédiate du transformateur qui lui est correspond.

II.3.4 Problématique

L'étude qui nous a été confiée par l'entreprise a pour but le redimensionnement de la station de pompage d'eau. Une étude approfondie de l'installation existante va permettre de cerner

toutes les insuffisances aux quelles nous allons tenter d'y remédier toute au long de la réalisation de ce travail. Dans le souci d'améliorer la continuité de service et une meilleur fiabilité, nous allons procéder à détermination précise de tous les équipements électriques nécessaires, tels que le type du transformateur d'alimentation et le groupe électrogène de secours, ainsi que les canalisations, les protections et les charges en commençant de l'origine de l'installation pour aboutir aux circuits terminaux.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons fait une description générale de l'installation électrique de la station de pompage d'eau existante, ce qui nous a permis de prendre connaissance des caractéristiques des différents éléments qui la constituent. Les caractéristiques des différents éléments de l'installation nous permettent de faire un bilan de puissance de la nouvelle installation électrique du site, ce qui fera l'objet du chapitre suivant.

CHAPITRE III

*Bilan de puissance de la nouvelle
installation*

Introduction

Pour la conception des installations électriques, il est nécessaire d'estimer le plus justement possible la puissance maximale (puissance d'utilisation) que devra fournir le distributeur d'énergie. L'objet de ce chapitre 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 d'un groupe donné),
- ☞ Le niveau d'utilisation réel des récepteurs installés,
- ☞ Le niveau d'utilisation prévisionnel des récepteurs installés et des extensions de charges possibles.

III.1 Détermination de la puissance d'une installation [1]

La puissance d'une installation n'est pas la somme arithmétique de celle de tous les récepteurs. Sa détermination nécessite de connaître les puissances et les localisations des récepteurs pour accéder à la puissance d'utilisation et à la détermination de la puissance du transformateur nécessaire. Donc on procède en général de la manière suivante ; on détermine :

III.1.1 Puissance installée [1], [10]

La puissance active installée, dans une entreprise représente la somme des puissances actives nominales de tous les récepteurs. Cette puissance servira ensuite, au calcul des puissances réellement consommées et ce, en utilisant des facteurs d'utilisation et de simultanéité correspondant à chaque niveau de l'installation et dont les définitions sont données ci-après

III.1.2 Puissance utilisée [1]

Du fait que 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 groupe de récepteurs. La puissance d'utilisation P_u (kVA) est la somme arithmétique de ces puissances apparentes valorisées.

a. Facteur d'utilisation K_u [1]

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 leurs pleines charges. Dans une installation industrielle, ce facteur peut être estimé en moyenne à 0,75 pour les moteurs. Pour l'éclairage et le chauffage, il sera toujours égal à 1. Pour les prises de courant, tout dépend de leur destination.

b. Facteur de simultanéité K_s [1]

Tous les récepteurs installés ne fonctionnent pas simultanément. C'est pourquoi il est permis d'appliquer aux différents ensembles de récepteurs (ou de circuits) des facteurs de simultanéité. Le facteur de simultanéité s'applique à chaque regroupement des récepteurs. La détermination de ces facteurs de simultanéité implique la connaissance détaillée de l'installation et de ses conditions d'exploitation. Des valeurs précises applicables à tous les cas ne peuvent donc pas être précisées.

Les normes *NF C 14-100*, *NF C 63-410* et le guide *UTE C 15-105* donnent des indications sur ces facteurs selon le nombre de récepteurs (*Tableau III.1*) et selon l'utilisation (*Tableau III.2*).

Tableau III.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
6 à 9	0,7
10 et plus	0,6

Tableau III.2: Facteur d'utilisation.

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

c. Facteur d'extension K_e [1]

Le rôle du facteur d'extension, appelé aussi facteur de réserve, est de prévoir une augmentation de la puissance absorbée. Rarement utilisé sur des circuits terminaux, mais plutôt sur un ensemble de plusieurs départs comme un coffret ou une armoire électrique. Le coefficient varie de 1 à 1,3. Pour les installations industrielles on prend généralement 1,2 qui sera le cas pour notre travail.

II.2 Schéma unifilaire de la nouvelle installation

Le schéma électrique général unifilaire de la nouvelle installation de notre projet est représenté à la *figure III.1*.

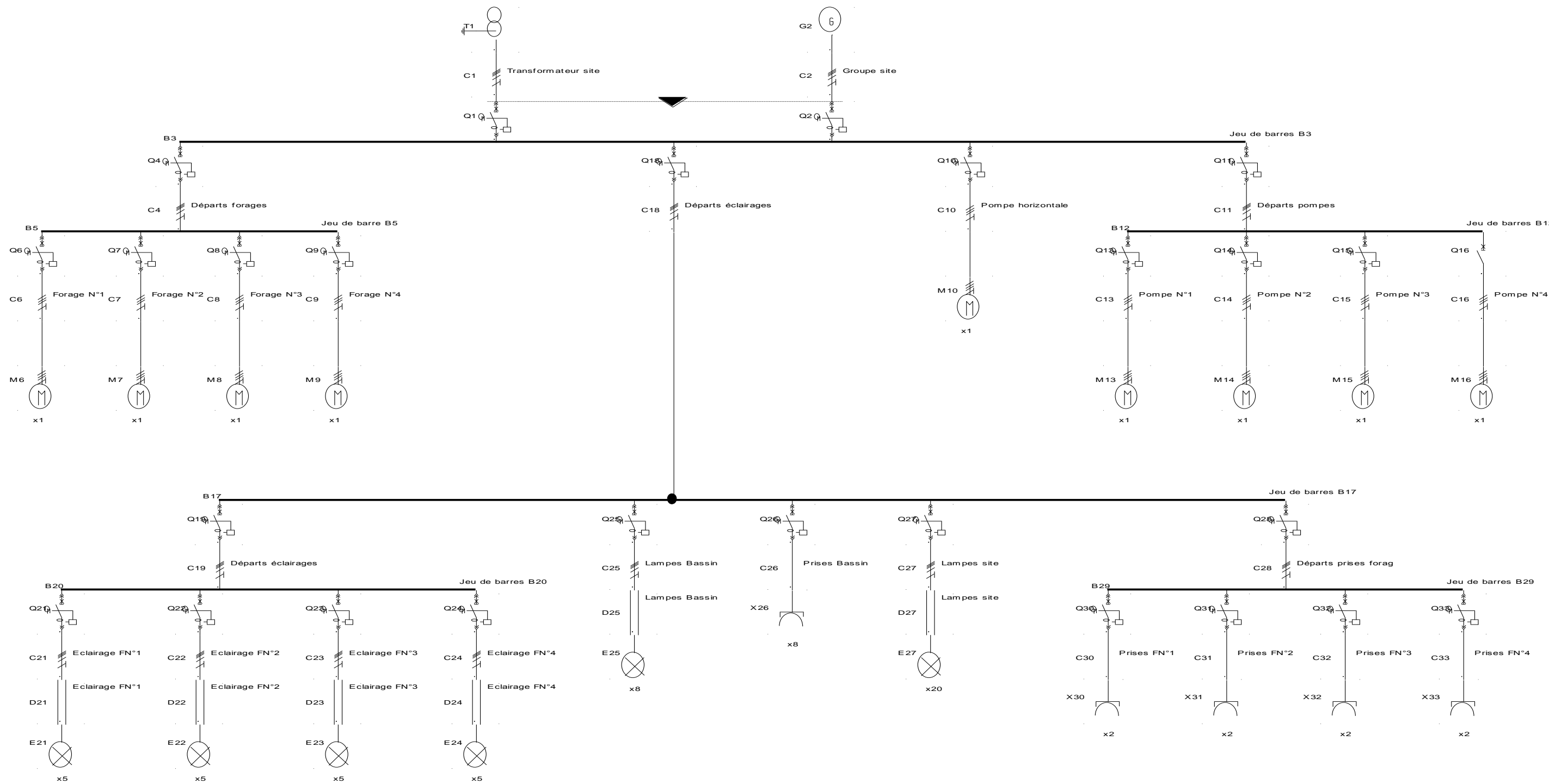


Figure III.1: Schéma unifilaire de la nouvelle installation

III.2.1 Identification des différents circuits de la nouvelle installation

On dénombre dans le tableau suivant, l'ensemble de tous les récepteurs du projet auxquels on affecte des numéros de circuits, leurs puissances ainsi que les longueurs des câbles

Tableau III.3: Identification des différents circuits électriques du site.

Numéro du circuit	Signification	Puissance (W)	Longueur du câble par rapport au TGBT (m)
01	Pompe N°1	55000	60
02	Pompe N°2	55000	60
03	Pompe N°3	55000	40
04	Pompe N°4	55000	40
05	Pompe horizontale	135000	30
06	Forage N°1	55000	610
07	Forage N°2	55000	200
08	Forage N°3	55000	310
09	Forage N°4	55000	200
10	Eclairage FN°1 (5 lampes)	7500	560
11	Eclairage FN°2 (5 lampes)	7500	150
12	Eclairage FN°3 (5 lampes)	7500	260
13	Eclairage FN°4 (5 lampes)	7500	150
14	Eclairage bassin (8 lampes)	12000	210
15	Prises bassin (8 prises)	150750	210
16	Eclairage site (20 lampes)	30000	730
17	Prises FN°1 (2 prises)	37690	560
18	Prises FN°2 (2 prises)	37690	150
19	Prises FN°3 (2 prises)	37690	260
20	Prises FN°4 (2 prises)	37690	150

III.3 Calcul de la puissance installée

Les résultats de calcul de la puissance installée de la nouvelle installation sont donnés dans le *tableau III.4:*

Tableau III.4: Bilan de puissance installée de la nouvelle installation.

Circuit	$\cos \varphi_n$	$U_n(\text{V})$	$I_n(\text{A})$	$P_n(\text{W})$	$Q_n(\text{VAr})$	$S_n(\text{VA})$
Pompe N°1	0,85	400	93,3948	55000	34085,9385	64705,8823
Pompe N°2	0,85	400	93,3948	55000	34085,9385	64705,8823
Pompe N°3	0,85	400	93,3948	55000	34085,9385	64705,8823
Pompe N°4	0,85	400	93,3948	55000	34085,9385	64705,8823
Colonne N°01	//	//	373,5792	220000	136343,7540	258823,5292
Pompe horizontale	0,85	400	229,2427	135000	83657,5373	158819,3425
Colonne N°02	//	//	229,2427	135000	83657,5373	158819,3425
Forage N°1	0,85	400	93,3948	55000	34085,9385	64705,8823
Forage N°2	0,85	400	93,3948	55000	34085,9385	64705,8823
Forage N°3	0,85	400	93,3948	55000	34085,9385	64705,8823
Forage N°4	0,85	400	93,3948	55000	34085,9385	64705,8823
Colonne N°03	//	//	373,5792	220000	136343,7540	258823,5292
Eclairage FN°1 (5 lampes)	1	400	10,8256	7500	0,0000	7500
Eclairage FN°2 (5 lampes)	1	400	10,8256	7500	0,0000	7500
Eclairage FN°3 (5 lampes)	1	400	10,8256	7500	0,0000	7500
Eclairage FN°4 (5 lampes)	1	400	10,8256	7500	0,0000	7500
Colonne N°04-1	//	//	43,3024	30000	0,0000	30000
Eclairage bassin (8 lampes)	1	400	17,3210	12000	0,0000	12000
Colonne N°04-2	//	//	17,3210	12000	0,0000	12000
Prises bassin (8 prises)	0,85	400	256,0046	150756	93430,1524	177359,9868
Colonne N°04-3	//	//	256,0046	150756	93430,1524	177359,9868
Eclairage site (20 lampes)	1	400	43,3025	30000	0,0000	30000
Colonne N°04-4	//	//	43,3025	30000	0,0000	30000
Prises FN°1 (2 prises)	0,85	400	64,0028	37690	23358,0945	44341,1398
Prises FN°2 (2 prises)	0,85	400	64,0028	37690	23358,0945	44341,1398
Prises FN°3 (2 prises)	0,85	400	64,0028	37690	23358,0945	44341,1398
Prises FN°4 (2 prises)	0,85	400	64,0028	37690	23358,0945	44341,1398
Colonne N°04-5	//	//	256,0112	150760	93432,3780	177364,5592
Colonne N°04	//	//	615,9417	373516	186862,5304	417650,3412
Total	//	//	1592,3434	948516	543207,5757	1093049,4393

III.4 Calcul de la puissance d'utilisation

III.4.1 Puissance utile d'une charge P_{ui} [1]

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. Elle est donnée par la relation suivante :

$$P_{ui} = K_u * P_n \dots\dots\dots(III.01)$$

$$Q_{ui} = K_u * Q_n \dots\dots\dots(III.02)$$

$$S_{ui} = K_u * S_n \dots\dots\dots(III.03)$$

Avec ; P_{ui} , Q_{ui} et S_{ui} : Puissance active, réactive et apparente utile demandée respectivement.

P_n , Q_n et S_n : Puissance active, réactive et apparente nominale respectivement ;
 K_u : Facteur d'utilisation.

III.4.2 Puissance utile dans une branche P_{uj} [10]

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 :

$$P_{uj} = K_s * \sum_{i=1}^n P_{uj} \dots\dots\dots(III.04)$$

$$Q_{uj} = K_s * \sum_{i=1}^n Q_{uj} \dots\dots\dots(III.05)$$

$$S_{uj} = K_s * \sum_{i=1}^n S_{uj} \dots\dots\dots(III.06)$$

Avec ; P_{uj} , Q_{uj} et S_{uj} : Puissance active, réactive et apparente utile dans une branche

P_{uj} , Q_{uj} et S_{uj} : Puissance active, réactive et apparente utile demandée respectivement.

K_s : Facteur de simultanéité,
 n : Nombre de récepteurs.

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

$$P_{ut} = K_s * K_e * \sum_{i=1}^n P_{uj} \dots \dots \dots (III.07)$$

$$Q_{ut} = K_s * K_e * \sum_{i=1}^n Q_{uj} \dots \dots \dots (III.08)$$

$$S_{ut} = K_s * K_e * \sum_{i=1}^n S_{uj} \dots \dots \dots (III.09)$$

Avec ; K_e : Facteur d'extension.

P_{ut} , Q_{ut} et S_{ut} : Puissance active, réactive et apparente utile totale dans l'installation

Les résultats de calcul de la puissance utilisée sont inscrits dans le *tableau III.5* :

Tableau III.5: Bilan de puissance calculé (utilisé) de la nouvelle installation.

Circuit	K_u	P_{ui} (W)	Q_{ui} (VAr)	S_{ui} (VA)	P_{uj} (W)	Q_{uj} (VAr)	S_{uj} (VA)
Pompe N°1	0,75	41250	25564,4538	48529,4117			
Pompe N°2	0,75	41250	25564,4538	48529,4117			
Pompe N°3	0,75	41250	25564,4538	48529,4117			
Pompe N°4	0,75	41250	25564,4538	48529,4117			
Colonne 01	$K_s=0,8$	165000	102257,8152	194117,6468	132000	81806,2521	155294,1174
Pompe horizontale	0,75	101250	62743,1529	119114,5068			
Colonne 02	$K_s=0,9$	101250	62743,1529	119114,5068	91125	56468,8376	107203,0561
Forage N°1	0,75	41250	25564,4538	48529,4117			
Forage N°2	0,75	41250	25564,4538	48529,4117			
Forage N°3	0,75	41250	25564,4538	48529,4117			
Forage N°4	0,75	41250	25564,4538	48529,4117			
Colonne 03	$K_s=0,8$	165000	102257,8152	194117,6468	132000	81806,2521	155294,1174
Eclairage FN°1(5 lampes)	1	7500	0,0000	7500			
Eclairage FN°2 (5 lampes)	1	7500	0,0000	7500			
Eclairage FN°3 (5 lampes)	1	7500	0,0000	7500			
Eclairage FN°4 (5 lampes)	1	7500	0,0000	7500			

Colonne 04-1	$K_s=0,6$	30000	0,0000	30000	18000	0,0000	18000
Eclairage bassin (8 lampes)	1	12000	0,0000	12000			
Colonne 04-2	$K_s=0,7$	12000	0,0000	12000	8400	0,0000	8400
Prises bassin (8 prises)	0,6	90453,6	56058,0914	106415,9920			
Colonne 04-3	$K_s=0,7$	90453,6	56058,0914	106415,9920	63317,52	39240,6639	74491,1944
Eclairage site (20 lampes)	1	30000	0,0000	30000			
Colonne 04-4	$K_s=0,6$	30000	0,0000	30000	18000	0,0000	18000
Prises FN°1 (2 prises)	0,55	20729,50	12846,9519	24387,6268			
Prises FN°2 (2 prises)	0,55	20729,50	12846,9519	24387,6268			
Prises FN°3 (2 prises)	0,55	20729,50	12846,9519	24387,6268			
Prises FN°4 (2 prises)	0,55	20729,50	12846,9519	24387,6268			
Colonne 04-5	$K_s=0,7$	82918	51387,8076	97550,5072	58042,60	35971,5132	68285,3804
Colonne 04	$K_s=0,8$	245371,6	107445,899	267865,3454	196297,28	85956,7192	214292,2763
Total	//	676621,6	374704,6823	773447,0819	551422,28	306038,061	630655,0666

On donne dans le *tableau III.6* les puissances de la station de pompage d'eau.

Tableau III.6: Valeurs des puissances de la station de pompage d'eau.

Charges	P_{uj} (W)	Q_{uj} (VAr)	S_{uj} (VA)
Station de pompage	551422,28	306038,061	630655,0666

En introduisant un facteur d'extension égal à 1,2 on obtient les résultats suivant:

Tableau III.7: Valeurs de puissance de la station de pompage d'eau pour $K_e = 1,2$.

Charges	P_{uj} (W)	Q_{uj} (VAr)	S_{uj} (VA)
Station de pompage	661706,7360	367245,6732	756786,0799

Calcul du facteur de puissance de l'installation

Le facteur de puissance est le quotient de la puissance active totale consommée et de la puissance apparente totale fournie.

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P_{uj}}{S_{uj}} = \frac{661706,7360}{756786,0799} = \mathbf{0,8743}$$

III.5 Caractéristique du transformateur

Dans une entité de fabrication, il est nécessaire d'installer un transformateur d'énergie électrique, qui sera directement branché sur le réseau moyen tension de la SONELGAZ afin de transformer la tension et le courant pour un usage bien spécifique.

III.5.1 Définition du transformateur

Le transformateur c'est une machine entièrement statique qui transforme une tension et un courant alternatif en une autre tension et un autre courant alternatif (de même fréquence et de même forme), de valeurs mieux adaptées au transport ou à la distribution de l'énergie électrique. Il est constitué essentiellement de deux bobines en cuivre, l'une dite primaire et l'autre dite secondaire enfilés sur un noyau de carcasse ferromagnétique, constitué d'un empilage de tôles minces en acier.

III.5.2 Dimensionnement du transformateur

Le choix du nouveau transformateur est fait sur la base d'un bilan de puissance.

Surdimensionné un transformateur entraîne un investissement excessif et des pertes à vide inutiles, mais la réduction des pertes en charges peut être importante.

Sous dimensionner un transformateur entraîne un fonctionnement quasi permanent à pleine charge et souvent en surcharge avec des conséquences en chaîne :

- ↳ Rendement inférieur ;
- ↳ Echauffement des enroulements, entraînent l'ouverture des appareils de protection et l'arrêt plus au moins prolongés de l'installation ;
- ↳ Vieillesse prématuré des isolants pouvant aller jusqu'à la mise hors service du transformateur.

III.5.2.1 Choix du nouveau transformateur [21]

Pour choisir le nouveau transformateur qui va y assurer la puissance totale fournie par les deux transformateurs de l'ancienne installation, on s'intéresse au bilan de puissance utile, Donc d'après le bilan de puissance utilisé, la puissance apparente est de :

$$S_{ui} = 773447.0819VA$$

La puissance apparente normalisée du nouveau transformateur sera prise à **800kVA**

III.5.2.2 Calcul du rapport de transformation

Pour le calcul du rapport de transformation, on utilise la formule suivante, tout en supposant que le primaire et le secondaire ont le même couplage :

$$m = \frac{U_2}{U_1} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \dots \dots \dots (III.10)$$

Avec ; **U1, U2** : Tension primaire et secondaire du transformateur,

I1, I2 : Courant primaire et secondaire du transformateur,

N1, N2 : Nombre de spires au primaire et au secondaire du transformateur.

$$m = \frac{U_2}{U_1} = \frac{400}{30000} = 0,01333$$

Donc, le rapport de transformation égal à, **m = 0,01333**

III.5.2.3 Calcul du courant secondaire [21]

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

$$I_n = \frac{S_n * 10^3}{\sqrt{3} * U_{20}} = \frac{800 * 10^3}{\sqrt{3} * 400} = 1154,7344 \text{ A}$$

S_n = Puissance assignée du transformateur (kVA).

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

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

Donc, le courant secondaire du transformateur égal à : **$I_2 = 1154,7344 \text{ A}$**

III.5.2.4 Calcul du courant primaire

$$m = \frac{I_1}{I_2} \Rightarrow I_1 = m * I_2 = 15,3926 \text{ A}$$

Donc, le courant primaire du transformateur égal à : **$I_1 = 15,3926 \text{ A}$**

III.5.2.5 Détermination de U_{cc}

Pour le transformateur de distribution (norme *NBN - HD 428 I S1*), U_{cc} a des valeurs normalisées. (Voir le *tableau A6* de l'annexe).

La tension de court-circuit $U_{cc} = 6\% U_b$, pour notre transformateur ce qui nous donne une tension de court-circuit en volt de $U_{cc} = 24 \text{ V}$.

Après avoir effectué le bilan de puissance, les caractéristiques du transformateur nécessaire pour l'installation de la station de pompage d'eau doit être caractérisé comme suit :

- ☞ Puissance apparente **S = 800 kVA**
- ☞ Tension primaire **U = 30 kV**
- ☞ Tension secondaire **U = 400V**
- ☞ Courant primaire **$I_1 = 15,3926 \text{ A}$**
- ☞ Courant secondaire **$I_2 = 1154,7344 \text{ A}$**
- ☞ Rapport de transformation **$m = 0.01333$**
- ☞ Tension de court-circuit **$U_{cc} = 6\% U_b$** (voir le *tableau A6* de l'annexe)
- ☞ Résistance du transformateur **$R_T = 2,6 \text{ m}\Omega$** ,
- ☞ Réactance du transformateur **$X_T = 8,1 \text{ m}\Omega$** ,

III.6 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 **800kVA**

III.7 Compensation de l'énergie réactive [11]

L'énergie électrique distribuée par le réseau, sous forme de courant alternatif via le TGBT, est composée d'une partie active et d'une partie réactive. Beaucoup de machines industrielles fonctionnent grâce à la présence d'un champ magnétique interne. La création de ce champ magnétique réclame de l'énergie réactive. On rappelle que seule la puissance active est utilisable. L'énergie réactive est indispensable au fonctionnement des machines mais n'apporte aucune valeur ajoutée à l'entreprise.

III.7.1 Inconvénients de présence de la puissance réactive

L'accroissement de l'intensité consécutive à la présence de puissance réactive a pour conséquences :

- ↳ Accroissement de la chute de tension dans les câbles
- ↳ Augmentation des pertes Joule dans les câbles
- ↳ Facture SONELGAZ supérieure
- ↳ Surdimensionnement des installations
- ↳ Usure prématurée de l'appareillage

La compensation de l'énergie réactive est donc primordiale sur le plan technique et économique pour l'entreprise, ainsi pour éviter le transit de la puissance réactive dans les canalisations on devrait la produire localement c'est-à-dire là où le besoin se fait sentir.

III.7.2 Le principe de la compensation [11]

De nombreux récepteurs consomment de l'énergie réactive pour créer les champs électromagnétiques (moteurs, transformateurs, ballasts de tubes fluorescents, etc.). Compenser l'énergie réactive, c'est fournir cet énergie à la place du réseau de distribution par l'installation des batteries de condensateurs, source d'énergie réactive de puissance Q_c , des machines tournantes de types synchrones ou asynchrones, mais actuellement (sauf exception), leur emploi a été abandonné principalement à cause de leur entretien onéreux. Pratiquement, on utilise les condensateurs statiques dont le diélectrique est constitué d'un papier imprégné de liquide isolant, ces condensateurs sont regroupés en série parallèle pour constituer des batteries de condensateurs, qui peuvent être directement raccordées en BT ou en MT. Dans l'installation, la distance entre le TGBT et la batterie ne doit pas dépasser 15m. Ce dispositif doit être mis au plus près de la charge pour éviter que l'énergie réactive ne soit appelée sur le réseau. La puissance réactive des condensateurs à mettre en œuvre, doit être déterminée en fonction de la puissance de l'installation, du facteur de puissance ($\cos \varphi$) d'origine et du $\cos \varphi$ requis à l'arrivée.

III.7.3 Modes de compensation [12]

La compensation de l'énergie réactive peut se faire :

a) Compensation fixe

On met en service l'ensemble de la batterie dans un fonctionnement "Tout Ou Rien".

La mise en service peut être manuelle (par disjoncteur ou interrupteur), semi-automatique (par contacteur).

Ce mode de compensation est utilisé lorsque la puissance réactive est faible (inférieur à 15 % de la puissance du transformateur) et la charge relativement stable.

b) Compensation automatique ou en "gradins"

Ce mode de compensation se fait par batteries de condensateurs à régulation automatique (si la puissance des condensateurs est supérieure à 15% de la puissance réactive du transformateur), qui permettent l'adaptation immédiate de la compensation aux variations de la charge.

Ce type de batterie est installé en tête de la distribution BT ou d'un secteur important. Cela permet une régulation pas à pas de l'énergie réactive. L'enclenchement et le déclenchement des gradins sont pilotés par un relais var-métrique. La compensation peut être :

1) Compensation globale

La batterie est raccordée en tête d'installation et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation, elle reste en service de façon permanente pendant la marche normale de l'usine. Lorsque la charge est stable et continue, une compensation globale convient.

La compensation globale est pratiquement toujours utilisée dans les cas d'amélioration du facteur de puissance d'installations existantes.

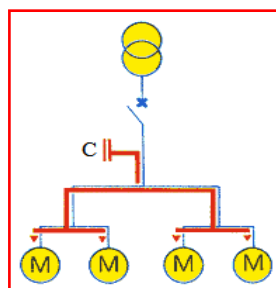


Figure III.2: Compensation globale.

a) Avantages

- ✓ Meilleure utilisation de la puissance des condensateurs.
- ✓ Surveillance plus aisée.

- ✓ Réglage automatique.
- ✓ Amélioration générale du niveau de tension.

b) Inconvénients

- ✓ Les lignes principales et les lignes de distribution ne sont pas allégées.

2) Compensation par groupe (compensation partielle)

La batterie est raccordée au tableau de distribution et fournit l'énergie réactive par atelier à un groupe de récepteurs. Une grande partie de l'installation est soulagée, en particulier les câbles d'alimentation de chaque atelier (*Figure III.3*). Une compensation par groupe est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

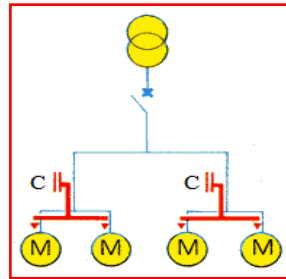


Figure III.3: Compensation par groupe.

Avantages

- ✓ Réduction des frais d'investissement en condensateurs.
- ✓ Pertes et chutes de tension diminuées dans les lignes de distribution.

Inconvénients

- ✓ Lignes principales d'alimentation non allégées.

3) Compensation individuelle (locale)

La batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur de type inductif. Lorsqu'elle est possible, cette compensation produit l'énergie réactive à l'endroit même où elle est consommée et en quantité ajustée aux besoins. Une compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance de certains récepteurs est importante par rapport à la puissance totale (*Figure III.4*).

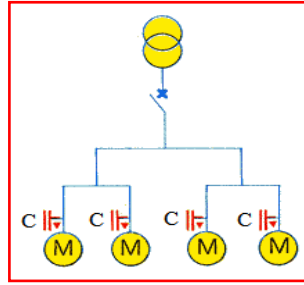


Figure III.4: Compensation individuelle.

a) Avantages

La compensation individuelle s'applique particulièrement aux moteurs asynchrones, elle présente les avantages suivants :

- ✓ Une puissance (kVAr) produite sur place,
- ✓ Diminution des pertes et des chutes de tension en ligne,
- ✓ Economie d'un appareil de commande.

b) Inconvénients

- ✓ Plusieurs petits condensateurs coûtent plus chers qu'un seul de puissance totale équivalente,
- ✓ Faible taux d'utilisation du condensateur pour des appareils peu souvent enclenchés,

III.7.4 Installation des batteries de compensation

Dans notre projet l'installation de batterie de compensation se fait dans le TGBT de distribution de l'énergie électrique, elle reste en service de façon permanente. Cette position permet en particulier, de tenir compte du facteur de simultanéité des récepteurs, d'où une puissance installée mieux utilisée, qui limite les intensités en ligne au niveau de la répartition de l'énergie. Il est bien souvent que cette installation s'effectue avec une compensation automatique liée aux variations de charge. Les batteries de condensateurs sont enclenchées par des contacteurs commandés automatiquement par un relais var-métrique en fonction de la charge du cas désiré. La compensation automatique permet l'adaptation aux variations de la charge. Elle évite le renvoi d'énergie réactive sur le réseau et les surtensions dangereuses.



Figure III.5: Vue de la batterie de compensation du site.

III.7.4.1. Dimensionnement des batteries de compensation de la nouvelle installation

III.7.4.1.1 Compensation des moteurs asynchrones [21]

Le type de compensation qu'on a utilisé dans notre nouvelle installation est le type de compensation individuelle, c'est-à-dire, la batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur de type inductif, dont le but d'améliorer leur facteur de puissance, ces batteries restent en service de façon permanente pendant la marche normale du circuit.

Ce type de compensation on l'utilise lorsque la puissance de certains récepteurs est importante par rapport à la puissance totale fournie par le transformateur.

Le choix des batteries de compensation pour notre installation se fait par rapport au bilan de puissance et au type du récepteur à alimenter. La compensation individuelle s'applique particulièrement aux circuits inductifs.

D'après le *tableau A12* de l'annexe, on peut déterminer la puissance réactive nécessaire pour chaque récepteur selon le *tableau III.8*:

Tableau III.8: Puissance réactive des condensateurs nécessaires à la compensation des moteurs asynchrones (pompes).

Vitesse de rotation de chaque moteur d'entraînement est la même: $N = 1500tr/min$				
Circuit	$P_n(W)$	$Q_1(VAr)$	$Q_2(VAr)$	$Q_c(VAr)$
Pompes de refoulement				
Pompe N°01	55000	26000	38000	20000
Pompe N°02	55000	26000	38000	20000
Pompe N°03	55000	26000	38000	20000
Pompe N°04	55000	26000	38000	20000
Pompe horizontale	135000	54000	92000	40000
Pompes d'aspiration				
Forage N°01	55000	26000	38000	20000
Forage N°02	55000	26000	38000	20000
Forage N°03	55000	26000	38000	20000
Forage N°04	55000	26000	38000	20000

Avec :

P_n : Puissance nominale du moteur qui entraîne la pompe (W),

Q_1 : Puissance réactive nécessaire au moteur en fonctionnement à vide (VAr),

Q_2 : Puissance réactive nécessaire au moteur en fonctionnement à 100 % (VAr),

Q_c : Puissance du condensateur (VAr).

III.7.4.1.2 Compensation du transformateur d'alimentation [1]

Comme tous les récepteurs inductifs, le transformateur consomme une puissance réactive importante qui peut être déterminée approximativement en ajoutant :

☞ Une partie fixe qui dépend du courant magnétisant à vide I_0 : $Q_0 = \sqrt{3} * U_n * I_0$

☞ Une partie approximativement proportionnelle au carré de la puissance apparente qu'il

$$\text{transite : } Q = U_{cc} * \frac{S^2}{S_n}$$

U_{cc} : Tension de court-circuit du transformateur (6%),

S : Puissance apparente transitée par le transformateur,

S_n : Puissance apparente nominale du transformateur,

U_n : Tension composée nominale.

La puissance réactive totale consommée par le transformateur est : $Q_{Tot} = Q_0 + Q$

Notre installation est composée d'un seul transformateur ce qui exige une compensation du type individuelle, c'est-à-dire elle se réalise aux bornes du même transformateur.

D'après le *tableau A13* de l'annexe, la détermination de la valeur de la compensation individuelle propre du transformateur est donnée en fonction de la puissance nominale du transformateur, qui est inscrite dans le *tableau III.9* :

Tableau III.9: Puissance réactive à compenser du transformateur d'alimentation.

P_n (kVA) (400V)	Q_0 (kVAr) à compenser à vide	Q (kVAr) à compenser en charge
800	20	54,5

III.7.5 Puissance réactive à installer

La puissance réactive à compenser d'un équipement électrique peut être déduite à partir de la puissance active et du facteur de puissance de l'installation.

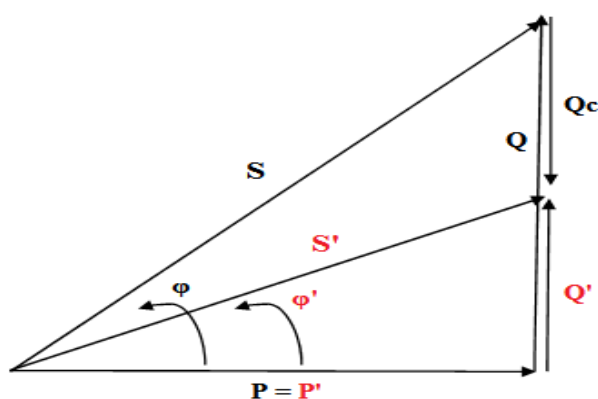


Figure III.6: Triangle des puissances.

Sachant que :

↳ Avant compensation

- ☞ Puissance active P (en kW).
- ☞ Puissance réactive Q (kVAr).
- ☞ Puissance apparente S (en kVA).
- ☞ Facteur de puissance $\cos \varphi$

↳ Après compensation avec Q_c (en kVAr)

- ☞ Puissance active reste la même $P = P'$ (en kW).

- ☞ Puissance réactive Q' (kVAr).
- ☞ Puissance apparente S' (en kVA)
- ☞ Facteur de puissance $\cos \varphi'$

Intérêt d'un bon facteur de puissance $\cos \varphi$

L'amélioration du facteur de puissance a des intérêts nombreux, parmi eux :

- Diminution de la facture d'électricité ;

Les tarifs de facturation dans la distribution de l'énergie électrique différents, suivant la consommation de l'abonné :

- ↳ **Tarif jaune** pour des puissances souscrites entre 36 et 250 kVA avec livraison en BT.
- ↳ **Tarif vert** pour des abonnés livrés en HT avec des puissances souscrites supérieures à 250 kVA.

Dans les deux tarifs la diminution de la consommation d'énergie réactive, avec l'amélioration du facteur de puissance, est très sensible au niveau de la facturation, la pénalisation des abonnés est pour un $\cos \varphi < 0,93$ ($\tan \varphi = 0,4$), dans le tarif vert, comptage en HT.

- Optimisation des choix technico-économiques ;
 - ✓ **Diminution de la section des câbles:** La puissance active transportée par un câble diminue lorsque le facteur de puissance s'éloigne de 1,
 - ✓ **Diminution des pertes en ligne:** Un bon facteur de puissance permet une diminution des pertes en ligne à puissance active constante.
 - ✓ **Réduction de la chute de tension:** L'amélioration du facteur de puissance diminue l'énergie réactive transportée et de ce fait diminue les chutes de tension en ligne.
 - ✓ **Augmentation de la puissance disponible:** La puissance active disponible au secondaire d'un transformateur est d'autant plus grande que le facteur de puissance de l'installation est élevé.

III.7.6 Calcul des valeurs de capacités des condensateurs [24]

D'après le triangle des puissances de la *figure III.6*, on peut tirer les formules suivantes :

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \dots\dots\dots (III.11)$$

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} \dots\dots\dots (III.12)$$

$$\text{tg } \varphi' = \frac{Q'}{P} \dots\dots\dots \text{(III.13)}$$

$$Q_c = Q - Q' \dots\dots\dots \text{(III.14)}$$

$$Q_c = P * (\text{tg } \varphi - \text{tg } \varphi') \dots\dots\dots \text{(III.15)}$$

❖ **En monophasé**

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

$$Q_c = C \cdot \omega \cdot V^2 \dots\dots\dots \text{(III.16)}$$

❖ **En triphasé**

Dans un système triphasé on peut calculer la valeur de la capacité par deux façons, selon le couplage :

a) **Couplage triangle**

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

$$Q_{C-\Delta} = 3 \cdot C_{eq} \cdot \omega \cdot U^2 \dots\dots\dots \text{(III.17)}$$

$$C_{eq} = \left(\frac{m}{n}\right) \cdot C \dots\dots\dots \text{(III.18)}$$

- Avec ; **U**: Tension composée (V),
- U_{C0}**: Tension nominale du condensateur (V),
- ω**: Pulsation des tensions du réseau (rd/s),
- C**: Capacité du condensateur (F),
- m**: Nombre de condensateur connecté en parallèle,
- n**: Nombre de condensateurs connectés en série.

b) **Montage étoile**

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

$$Q_{C-Y} = C_{eq} \cdot \omega \cdot V^2 \dots\dots\dots \text{(III.19)}$$

➤ **La relation entre C_{eq-Y} et C_{eq-Δ}**

$$Q_{C-\Delta} = 3 \cdot C_{eq} \cdot \omega \cdot U^2$$

$$Q_{C-Y} = 3 \cdot C_{eq} \cdot \omega \cdot \left(\frac{U}{\sqrt{3}}\right)^2 \longrightarrow Q_{C-Y} = C_{eq} \cdot \omega \cdot U^2 \quad \text{D'où :}$$

$$C_{eq-Y} = 3 \cdot C_{eq-\Delta} \dots\dots\dots \text{(III.19)}$$

III.7.7 Calcul de la puissance compensée

Nous avons opté pour le mode de compensation individuelle qu'on trouve meilleur sur le plan d'investissement à long terme ; elle permet d'éliminer l'énergie réactive qui circule en amont des batteries. La diminution du courant réactif transitant, nous permet d'avoir des sections des câbles faibles et aussi une faible chute de tension. Pour calculer la puissance réactive compensée Q_c , il faut tenir compte des étapes citées précédemment pour le mode à choisir.

☞ **Exemple de calcul**

Pour calculer la puissance réactive compensée Q_c de notre installation, on utilise les formules citées précédemment, comme :

$$\cos \varphi = 0,87 \longrightarrow \varphi = 29,54^\circ, \text{ ce qui implique } \tan \varphi = 0,56$$

$$P_{uj} = 551422,28W$$

$$Q_{uj} = 306038,061VAr$$

$$\cos \varphi' \text{ désiré est égale à } 0,95 \longrightarrow \varphi' = 18,19^\circ, \text{ ce qui implique } \tan \varphi' = 0,32$$

$$Q_c = P * (\tan \varphi - \tan \varphi')$$

$$A.N: Q_c = 158809,6166VAr$$

$$Q = Q' + Q_c \longrightarrow Q' = Q - Q_c$$

$$A.N: Q' = 147228,4444VAr$$

$$Q_{C-\Delta} = 3 \cdot C_{eq} \cdot \omega \cdot U^2 \dots\dots\dots (III.20)$$

$$C_{eq} = \frac{Q_c}{3 \cdot \omega \cdot U^2} = \frac{158809,6166}{3 * 2 * \pi * 50 * 400^2} = 1053,1389\mu F = C_\Delta$$

$$\text{Donc, } C_\Delta = 1053,1389\mu F$$

$$\text{On a, } C_{eq-Y} = 3 \cdot C_{eq-\Delta}$$

$$\text{Donc, } C_Y = 3159,4167\mu F$$

Les valeurs des puissances réactives avant et après compensation et les valeurs des capacités des condensateurs sont données dans le **tableau III.10**:

Tableau III .10: Les puissances réactives fournis par les batteries de compensation

Charges	Avant compensation		Après compensation				
	Q_{uj} (VAr)	$\cos \varphi$	Q_c (VAr)	Q' (VAr)	$\cos \varphi$	C_Δ (μF)	C_Y (μF)
TGBT de la Station	306038,061	0,87	158809,6166	158809,6166	0,95	1053, 1389	3159,4167

Conclusion

Avec le bilan de puissance calculé et l'utilisation des différents coefficients, on a pu estimer les puissances utiles des différents récepteurs et la puissance globale. 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 obtenus, on constate que l'installation de la station de pompage d'eau présente un facteur de puissance moyen de $\cos \varphi = 0,95$ entraînant des pertes importantes non exploitées.

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

CHAPITRE IV

*Dimensionnement et choix des éléments
de l'installation*

Introduction

Le câble électrique est l'élément fondamental de transport de l'énergie électrique dans un réseau. De ce fait il doit être déterminé soigneusement. D'autre part, et comme dans tout investissement, ce câble doit être le plus économique possible. Ainsi, son calcul doit tenir compte aussi bien du côté technique que du côté économique. Dans ce présent chapitre nous allons procéder au dimensionnement des équipements de transit de puissance ainsi que les dispositifs de protection. Après le calcul des courants de court-circuit nous procéderons à la vérification des dispositifs de protection et la tenue des câbles et des jeux de barres aux efforts électrodynamiques et thermiques.

IV.1 Dimensionnement technique d'un câble [13]

Côté technique, on s'intéresse à la détermination de la section qui permet le bon fonctionnement imposé par trois éléments :

- ↳ La section qui peut supporter, durant tout le temps de fonctionnement, l'échauffement admissible qui se produit en régime normal.
- ↳ La section qui peut supporter, en cas de court-circuit, et durant le temps qui précède la réaction des protections, l'échauffement imposé par ce régime.
- ↳ La section imposée par la chute de tension admissible.

La section adoptée sera la plus petite parmi les trois sections citées ci-dessus. En faisant le calcul de la section économique, on tranchera à la fin pour la section finale qui sera adoptée.

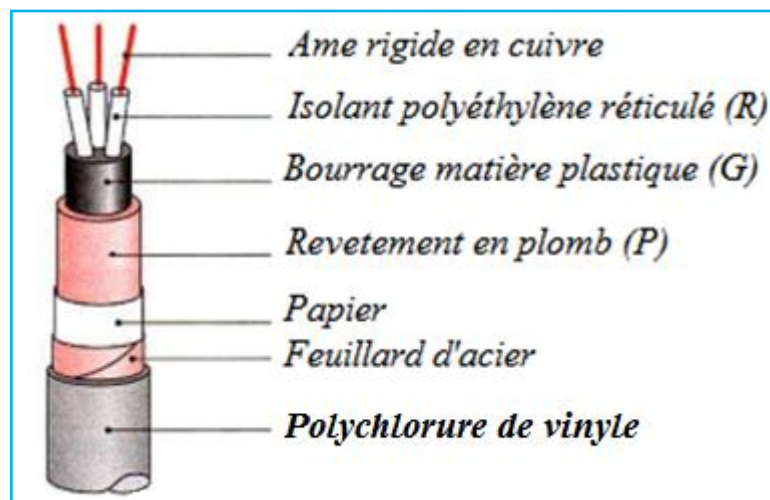


Figure IV.1: Constitution du câble électrique.

IV.2 Détermination des courants influençant sur la section

a) Courant d'emploi I_e

Le courant d'emploi I_e est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit en service normal.

☞ **En monophasé**

$$I_e = \frac{P}{V \cdot \cos \varphi} \dots \dots \dots (IV.1)$$

☞ **En triphasé**

$$I_e = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \dots \dots \dots (IV.2)$$

Avec, **U**: tensions composée en triphasée (V),

V: tensions simple en monophasée (V),

P: Puissance absorbée (W),

cos φ : Facteur de puissance du récepteur.

b) Courant admissible I_{ad}

Le courant admissible est défini comme la valeur maximale du courant qui peut parcourir en permanence un conducteur, dans des conditions données, sans que la température en régime permanent soit supérieure à une valeur spécifiée. Cette définition fait apparaître que la valeur du courant admissible dépend essentiellement des facteurs suivants :

- La température maximale admissible en régime permanent,
- Les conditions d'installation.

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

$$I_{ad} \geq I_f = \frac{I_e}{K} \dots \dots \dots (IV.3)$$

Avec, **K** : Facteur de correction tenant compte de la température et du groupe des conducteurs.

c) Courant fictif

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

$$I_f = \frac{I_e}{K} \leq I_{ad} \dots \dots \dots (IV.4)$$

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

IV.3 Calcul et choix des sections des câbles en basse tension

IV.3.1 Calcul de la section selon l'échauffement S_j [1]

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

- ✓ 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 calcul la valeur du courant fictif suivant la relation :

$$I_f = \frac{I_e}{K} = \frac{I_e}{K_1 * K_2 * K_3 * K_n * K_s} \dots\dots\dots (IV.5)$$

Le mode de pose dans notre étude c'est le mode *sous caniveaux* qui est sélectionné par la lettre **B** d'après le *tableau A1* de l'annexe et suivant la figure suivante :

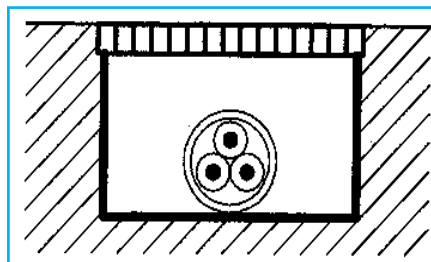


Figure IV.2: Mode de pose sous caniveaux.

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 (A2, A3 et A4)* 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*):

- ✓ $K_n = 1$ pour 2 et 4 câbles par phase avec le respect de la symétrie,
- ✓ $K_n = 0,8$ pour 2, 3 et 4 câbles par phase si non respect de la symétrie.

Exemple de calcul

Dans notre cas :

$$K_1 = 1, K_2 = 0,6, K_3 = 1, K_n = 0,84, K_s = 1$$

$$\text{Donc, } K = K_1 * K_2 * K_3 * K_n * K_s = 1 * 0,6 * 1 * 0,84 * 1 = 0,504$$

Prenons l'exemple pompe horizontale dans la colonne N°2 ;

$$I_f = \frac{229,2427}{0,504} = 454,8466 \text{ A}$$

Le courant admissible correspondant au courant fictif et la section S_j sont choisis à partir du **tableau A5** de l'annexe.

Les résultats de calcul pour chaque circuit sont inscrits dans le **tableau IV.1**:

Tableau IV.1: Valeurs des sections calculées par rapport à l'échauffement.

Circuit	$I_n(\text{A})$	K	$I_f(\text{A})$	$I_{ad}(\text{A})$	$S_j (\text{mm}^2)$
Pompe N°1	93,3948	0,504	185,3071	213	70
Pompe N°2	93,3948	0,504	185,3071	213	70
Pompe N°3	93,3948	0,504	185,3071	213	70
Pompe N°4	93,3948	0,504	185,3071	213	70
Pompe horizontale	229,2427	0,504	454,8466	461	240
Forage N°1	93,3948	0,504	185,3071	213	70
Forage N°2	93,3948	0,504	185,3071	213	70
Forage N°3	93,3948	0,504	185,3071	213	70
Forage N°4	93,3948	0,504	185,3071	213	70
Eclairage FN°1 (5 lampes)	10,8256	0,504	21,4593	27	2,5
Eclairage FN°2 (5 lampes)	10,8256	0,504	21,4593	27	2,5
Eclairage FN°3 (5 lampes)	10,8256	0,504	21,4593	27	2,5
Eclairage FN°4 (5 lampes)	10,8256	0,504	21,4593	27	2,5
Eclairage bassin (8 lampes)	17,3210	0,504	34,3670	36	4
Prises bassin (8 prises)	256,0046	0,504	507,9456	530	300
Eclairage site (20 lampes)	43,3025	0,504	85,9176	112	25
Prises FN°1 (2 prises)	64,0028	0,504	126,9896	138	35
Prises FN°2 (2 prises)	64,0028	0,504	126,9896	138	35
Prises FN°3 (2 prises)	64,0028	0,504	126,9896	138	35
Prises FN°4 (2 prises)	64,0028	0,504	126,9896	138	35

☞ Remarque

La connaissance des courants fictifs permet alors la détermination de courant admissible qui permet de déterminer à son tour la section nécessaire (Voir le **tableau A5** de l'annexe). La lecture s'effectue dans la colonne qui correspond au type de conducteur et à la ligne de la méthode de référence.

IV.3.2 Calcul de la section selon la chute de tension $S_z[1]$

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 :

$$\Delta U(\%) = \sqrt{3} * I_e * (R \cos \varphi + X \sin \varphi) * \frac{100}{U_n} \dots\dots\dots (IV.6)$$

Avec, I_e : Courant d'emploi dans le circuit (A)

$R = \rho \frac{l}{S}$: Résistance du conducteur (Ω)

$X = \lambda \cdot l$: 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.

Pour notre cas, les câbles sont en cuivre, sachant que la chute de tension admissible dans notre cas est égale à 8 %, ce qui donne $\Delta U = 32$ V. (voir le **tableau I.1** dans le premier chapitre).

↳ Exemple de calcul

On prend un exemple dans le **tableau III.4**, dans la sous colonne N°04-5, Prises FN°1 qui se situe environ 560m du TGBT.

$I_e = 64,0028$ A, $U = 400$ V, $l = 560$ m, $\cos \varphi = 0,85$, $\rho = 22,5 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$. $S_j = 35 \text{mm}^2$

$$R = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{22,5 \cdot 0,560}{35} = 0,360 \Omega$$

$$X = \lambda \cdot l = 0,08 * 0,560 = 0,0448 \text{m}\Omega$$

$$\Delta U = 36,5033 \text{ V}$$

Ce qui donne une chute de tension en %

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{36,5033}{400} * 100 = 9,12 \% > 8\%, \Rightarrow \text{On cherche d'autre section qui soit inférieure à la}$$

valeur limite admise (8%)

$$S_j = 50 \text{mm}^2.$$

$$R = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{22,5 \cdot 0,560}{50} = 0,252 \Omega$$

$$\Delta U = 26,3271 \text{ V}$$

Ce qui donne une chute de tension en %

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{26,3271}{400} * 100 = 6,58\% < 8\% \Rightarrow \text{Donc la section est convenable.}$$

On prend alors, $S_z = 50 \text{ mm}^2$.

☞ Remarque

Si la chute de tension est supérieure aux valeurs limites admises, il y a lieu d'augmenter la section des conducteurs jusqu'à ce que la chute de tension devienne inférieure aux valeurs prescrites. Lorsque les canalisations principales de l'installation ont une longueur supérieure à 100 m, les valeurs limites admises des chutes de tension peuvent être augmentées de 0,005 % par mètre au-delà de 100 m, sans que ce supplément ne dépasse lui-même 0,5 %.

Les résultats de calcul des autres paramètres sont représentés dans le **tableau IV.2**.

Tableau IV.2: Valeurs des sections calculées par rapport à la chute de tension.

Circuit	R (Ω)	X (Ω)	cos φ	L (km)	ΔU (V)	ΔU (%)	S _j (mm ²)	S _z (mm ²)
Pompe N°1	0,0192	0,0048	0,85	0,06	3,0436	0,76	70	70
Pompe N°2	0,0192	0,0048	0,85	0,06	3,0436	0,76	70	70
Pompe N°3	0,0128	0,0032	0,85	0,04	4,4516	1,11	70	70
Pompe N°4	0,0128	0,0032	0,85	0,04	4,4516	1,11	70	70
Pompe horizontale	0,0028	0,0024	0,85	0,03	1,4404	0,36	240	240
Forage N°1	0,1960	0,0253	0,85	0,610	29,0772	7,26	70	70
Forage N°2	0,0642	0,016	0,85	0,200	10,1730	2,54	70	70
Forage N°3	0,0996	0,0248	0,85	0,310	15,7806	3,94	70	70
Forage N°4	0,0642	0,016	0,85	0,200	10,1730	2,54	70	70
Eclairage FN°1(5 lampes)	1,2600	0,0448	1	0,560	23,6249	5,90	2,5	10
Eclairage FN°2 (5 lampes)	0,8437	0,012	1	0,150	15,8193	3,95	2,5	4
Eclairage FN°3 (5 lampes)	0,975	0,0208	1	0,260	18,2811	4,57	2,5	6
Eclairage FN°4 (5 lampes)	0,8437	0,012	1	0,150	15,8193	3,95	2,5	4
Eclairage bassin (8 lampes)	0,4725	0,0168	1	0,210	14,1749	3,54	4	10
Prises bassin (8 prises)	0,0157	0,0168	0,85	0,210	9,7907	2,44	300	300
Eclairage site (20 lampes)	0,2346	0,0584	1	0,730	17,5949	4,39	25	70
Prises FN°1 (2 prises)	0,252	0,0448	0,85	0,560	26,3271	6,58	35	50
Prises FN°2 (2 prises)	0,0964	0,012	0,85	0,150	9,7750	2,44	35	35

Prises FN°3 (2 prises)	0,1671	0,0208	0,85	0,260	16,9439	4,23	35	35
Prises FN°4 (2 prises)	0,0964	0,012	0,85	0,150	9,7750	2,44	35	35

IV.3.3 La section économique [18]

L'essentiel des pertes en ligne est dû à l'effet Joule ($P = R.I^2$). Pour économiser sur l'énergie, il faut diminuer l'intensité (récepteurs adaptés, à rendement élevé et un bon facteur de puissance). Augmenter la section du câble, c'est à dire choisir une section économique pour laquelle le supplément du coût d'achat est compensé par la diminution des pertes en ligne sur N années. Pour faire un calcul approché et rapide de la section économique, on peut utiliser la formule : $\cos\varphi$

$$S_{eco} = K * I_s * \sqrt{H * F * C} \dots\dots\dots(IV.7)$$

Avec, $K=10^{-2}$

I_s : Intensité de service ;

H : Nombre d'heures de service par an ;

F : Prix moyen du kWh ;

C : Facteur de charge pris égal à 1,05.

IV.4 Dimensionnement des jeux de barres [14], [15]

Les jeux de barres à basse tension sont destinés à assurer le transport d'énergie électrique entre éléments d'une installation la fournissant (générateurs, transformateurs...) et la répartissant (tableaux généraux de distribution dits TGBT) ; ils peuvent également être une partie de ces derniers ou d'ensembles d'appareillage à basse tension faisant l'objet de normes particulières. Les principaux problèmes posés par l'emploi des jeux de barres peuvent se regrouper en deux catégories :

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

IV.4.1 Le courant nominal I_n

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

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \dots \dots \dots (IV.8)$$

Avec, S_n : Puissance apparente nominale (VA),

U_n : Tension nominale composée entre deux phases (V).

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{800 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 1154,7344A$$

IV.4.2 Le courant admissible I_{ad}

Le courant admissible maximal est estimé à 1,2 fois le courant nominal qui parcourt les jeux de barres.

$$I_{ad} = 1,2 * I_n \dots \dots \dots (IV.9)$$

Donc, le courant admissible est égale à: $I_{ad} = 1385,6812A$

Connaissant le courant admissible, on peut choisir la section des barres directement à partir du *tableau A7* de l'annexe (température ambiante 30°C).

Pour un conducteur en cuivre nu et pour un courant admissible normalisé de 2336 A, donc la section sera, $S = 2 \cdot 63 \cdot 10 = 2 \cdot 630 \text{mm}^2$.

IV.4.3 Vérification aux contraintes thermiques et électrodynamiques

IV.4.3.1 La tenue thermique des jeux de barres [16]

a) Au passage de courant assigné (I_r)

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

$$I = K * \frac{24,9 * (\theta - \theta_n)^{0,61} * S^{0,5} * P^{0,39}}{\sqrt{(\rho_{20} * [1 + \alpha(\theta - 20)])}} \dots \dots \dots (IV.10)$$

Avec,

I: Intensité de courant admissible en A,

θ_n : Température ambiante en °C (dans notre cas la température ambiante égale à 30°C),

$(\theta - \theta_n)$: Echauffement admissible en °C (Voir le *tableau A8* de l'annexe),

S: Section d'une barre en cm²,

P: Périmètre d'une barre en cm,

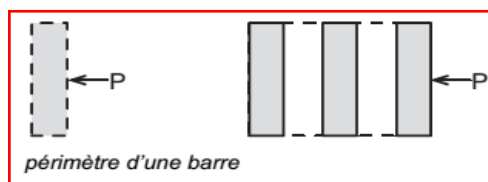


Figure IV.3: Schéma explicatif du périmètre d'une barre.

ρ_{20} : Résistivité du conducteur à 20°C (Cuivre : 1,83 $\mu\Omega$ cm ; Aluminium : 2,90 $\mu\Omega$ cm),

α : Coefficient de température de la résistivité : 0,004,

K: Coefficient de conditions de pose, il est le produit de 6 coefficients ($K_1, K_2, K_3, K_4, K_5, K_6$)

Définition du coefficient de conditions de pose K

Le coefficient de conditions de pose il se détermine à partir de la formule suivante:

$$K = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_6$$

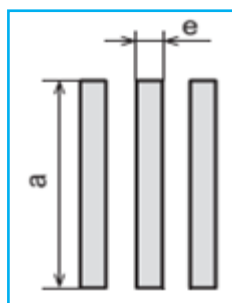
↳ **Signification des différents coefficients**

Le coefficient k_1 est fonction du nombre de barres méplates par phase, pour :

- ☞ Pour 1barre chaque phase $\Rightarrow K_1 = 1$
- ☞ Pour 2 ou 3 barres chaque phase \Rightarrow voir le tableau ci-dessous :

Tableau IV.3: Valeurs de coefficient K_1 en fonction du nombre des jeux de barres.

$\frac{e}{a} =$										
		0,05	0,06	0,08	0,10	0,12	0,14	0,16	0,18	0,20
Nombre de barres par phase		K_1								
2		1,63	1,73	1,76	1,80	1,83	1,85	1,87	1,89	1,91
3		2,40	2,45	2,50	2,55	2,60	2,63	2,65	2,68	2,70



e: Epaisseur de la barre,
a: Longueur de la barre.

Figure IV.4 : Dimensions d'une barre.

Dans notre cas :

$$\frac{e}{a} = \frac{10}{63} = 0,15, \text{ donc a partir du } \textit{Tableau IV.3} \text{ on tir la valeur du coefficient } K_1$$

Le nombre de barres par phase est : 2 barres.

$$\frac{e}{a} = 0,16$$

D'où, le coefficient K_1 est égale à, $K_1 = 1,87$

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

Nues $\Rightarrow K_2 = 1$ (notre cas)

Peintes $\Rightarrow K_2 = 1,15$

☞ **Le coefficient K_3** est fonction de la position des barres :

Barres sur chant $\Rightarrow K_3 = 1$

1 barre à plat $\Rightarrow K_3 = 0,95$

Plusieurs barres à plat $\Rightarrow K_3 = 0,75$ (notre cas)

☞ **Le coefficient K_4** est fonction de l'endroit où sont installées les barres :

Atmosphère calme à l'intérieur $\Rightarrow K_4 = 1$ (notre cas)

Atmosphère calme à l'extérieur : $K_4 = 1,2$

Barres dans une gaine non ventilée : $K_4 = 0,80$

☞ **Le coefficient K_5** est fonction de la ventilation artificielle :

Sans ventilation artificielle $\Rightarrow K_5 = 1$

Le cas avec ventilation devra être traité au cas par cas et ensuite validé par des essais.

☞ **Le coefficient K_6** est fonction de la nature du courant :

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

Valeur de K_6 pour un écartement égal à l'épaisseur des barres :

Tableau IV.4: Valeurs de coefficient K_6 en fonction du nombre de barres n par phase et de leur écartement.

n	1	2	3
K_6	1	1	0,98

Dans notre cas, le nombre de barres est $n=2$ d'où $K_6 = 1$

Alors, la valeur de K se calcule comme suit :

$$K = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_6 = 1,87 * 1 * 0,75 * 1 * 1 * 1 = 1,4025$$

Vérifications de la section

$\theta_n = 30^\circ\text{C}$: Température ambiante

$S = (63 * 10) = 630\text{mm}^2 = 6.3\text{cm}^2$: Section d'une barre

$P = (63 + 10) * 2 = 146\text{mm} = 14,6\text{cm}$: Périmètre d'une barre

$\rho_{20} = 1,83 * 10^{-6}\Omega \cdot \text{cm}$: 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

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

$$I = 1,4025 * \frac{24,9 * (90 - 30)^{0,61} * 6,3^{0,5} * 14,6^{0,39}}{\sqrt{[1,83 * (1 + 0,004 * (90 - 20))]} = 1980,2518\text{A}$$

Donc, la solution choisie 2 barres de 6,3

Donc, le courant admissible dans une barre est égal à : **1980,2518A**

$$I = 1980,2518\text{A} < I_{ad} = 2165,127\text{A}$$

La condition n'est pas vérifiée, donc on fait le choix de l'autre section qui convient aux échauffements produits par le passage du courant assigné.

$S = (80 * 10) = 800\text{mm}^2 = 8\text{cm}^2$: Section d'une barre

$P = (80 + 10) * 2 = 180\text{mm} = 18\text{cm}$: Périmètre d'une barre

$$I = 1,4025 * \frac{24,9 * (90 - 30)^{0,61} * 8^{0,5} * 18^{0,39}}{\sqrt{[1,83 * (1 + 0,004 * (90 - 20))]} = 2421,3523\text{A}$$

$$\text{Alors, } I = 2421,3523\text{A} > I_{ad} = 2165,127\text{A}$$

La valeur du courant calculé est supérieure à la valeur du courant admissible, donc la section choisie convient.

Alors, la section choisie est : **2 barres de (80*10) cm** par phase.

❖ Remarque

Si la valeur du courant calculé (I) est supérieure à la valeur du courant admissible (I_{ad}), donc la section choisie convient.

Si la valeur du courant calculé (I) est inférieure à la valeur du courant admissible (I_{ad}), donc on fait le choix d'une autre section qui soit supérieure de cette dernière pour que la condition soit vérifiée.

b) Au passage d'un courant de court-circuit [17]

On admet que, pendant toute la durée (1 à 3s) :

- ↳ Toute la chaleur dégagée sert à élever la température du conducteur ;
- ↳ Les effets du rayonnement sont négligeables.

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

$$\Delta\theta_{cc} = \frac{0,24 \cdot \rho_{20} \cdot I_{cc}^2 \cdot t_k}{(n \cdot S)^2 \cdot c \cdot \delta} \dots\dots\dots (IV.11)$$

Avec:

$\Delta\theta_{cc}$: Echauffement dû au court-circuit (°C),

c : Chaleur spécifique du métal (Cuivre : 0,091 kcal/daN°C, Aluminium: 0,23 kcal/daN °C),

n : Nombre de barre(s) par phase,

I_{cc} : Courant de court-circuit de courte durée (kA),

S : Section d'une barre en cm²,

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

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

δ : Masse volumique du métal (Cuivre: 8,9 g/cm³, Aluminium: 2,7 g/cm³).

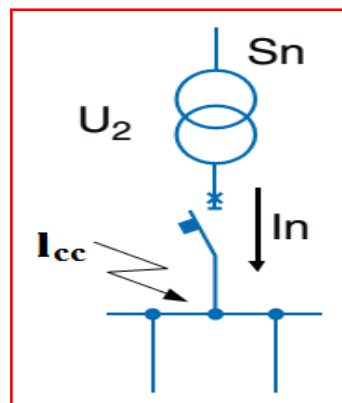


Figure IV.5: Représentation du courant de court-circuit.

Le courant de court-circuit triphasé à pleine tension, immédiatement aux bornes de BT du transformateur qui traverse le jeu de barres, peut être exprimé par la relation suivante : [21]

$$I = \frac{C \cdot m \cdot V}{\sqrt{(R_T^2 + X_T^2)}} \dots\dots\dots (IV.12)$$

V : Tension nominale entre phase et neutre (V)

$R_T = 2,6m\Omega$: Résistance du transformateur.

$X_T = 8,1m\Omega$: Réactance du transformateur.

C : Facteur de tension pris égal à 1,05;

m: Facteur de charge pris égal à 1,05

$$I = \frac{C * m * V}{\sqrt{(R_T^2 + X_T^2)}} = \frac{1,05 * 1,05 * 230}{\sqrt{[(2,6 * 10^{-3})^2 + (8,1 * 10^{-3})^2]}} = 29,807 \text{ kA}$$

$$\Rightarrow I \cong 29,8 \text{ kA}$$

Pour une durée de court-circuit $t_k = 3 \text{ s}$ nous aurons :

$$\Delta\theta_{cc} = \frac{0,24 * \rho_{20} * I_{cc}^2 * t_k}{(n * S)^2 * c * \delta} = \frac{0,24 * 1,83 * 10^{-6} * 29,8^2 * 3}{(2 * 8)^2 * 0,091 * 8,9} = 5,64^\circ\text{C}$$

$$\Rightarrow \Delta\theta_{cc} = 5,64^\circ\text{C}$$

La température θ_t du conducteur après le court-circuit est calculée avec la formule suivante :

$$\theta_t = \theta_n + (\theta - \theta_n) + \Delta\theta_{cc} \dots\dots\dots \text{(IV.13)}$$

θ : Température (en °C) choisie en fonction de la nature de l'organe, du matériau et du diélectrique.

$$\theta_t = \theta_n + (\theta - \theta_n) + \Delta\theta_{cc} = 30 + (90 - 30) + 5,64 = 95,64^\circ\text{C}$$

$$\Rightarrow \theta_t = 95,64^\circ\text{C}$$

$\theta_{max} = 200^\circ\text{C}$: Température maximale supportable par les pièces en contact avec le jeu de barres.

On a $\theta_t = 95,64^\circ\text{C} < \theta_{max} = 200^\circ\text{C}$ donc la section des jeux de barres choisie est convenable.

IV.4.3.2 La tenue électrodynamique [16], [17]

La tenue électrodynamique est la capacité d'un appareil à supporter, par construction, les effets électrodynamiques d'un courant de court-circuit, notamment sans répulsion de ses contacts principaux ou d'embrochage.

Le problème de la tenue aux efforts électrodynamiques se situe sur les circuits de puissance BT de l'installation. Elle est fonction principalement de l'intensité du courant de défaut mais aussi de la forme des conducteurs, de leur agencement mutuel et de leur mode de fixation.

a) Détermination de la force de choc

Les efforts électrodynamiques consécutifs au courant de court-circuit sont donnés par la formule suivante : [17]

$$F_1 = 2 * \frac{l}{d} * I_{dyn}^2 * 10^{-8} \dots\dots\dots \text{(IV.14)}$$

Avec:

F_1 : Effort exprimé en daN.

I_{dyn} : Courant de choc en A,

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

d : Distance entre phases en cm.

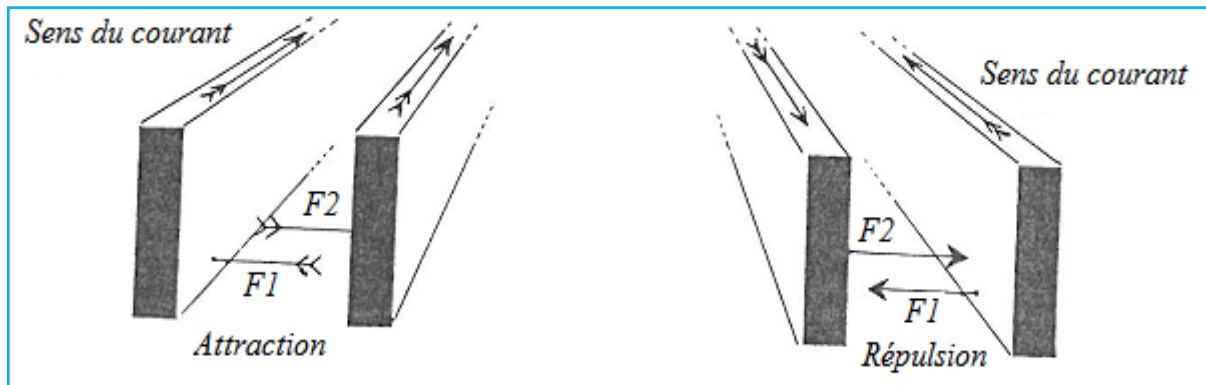


Figure IV.6: Efforts électrodynamiques agissant sur des conducteurs parallèles.

$$I_{dyn} = K * \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U} = K * I_{Th} \dots \dots \dots (IV.15)$$

S_{cc} : Puissance de court-circuit en kVA,

I_{Th} : Courant de court-circuit de courte durée en kA,

U : Tension de service en kV,

K : 2,5 pour 50 Hz et 2,6 pour 60 Hz selon CEI.

A.N: $I_{dyn} = 2,5 * 2421.3523 = 6,0533kA$

$l = 100cm, d = 30cm$

A.N: $F = 2 * \frac{100}{30} * 6053,3807^2 * 10^{-8} = 2,44daN$

a) La tenue mécanique des barres

En faisant l'hypothèse admissible que les extrémités des barres sont encastrées, elles sont soumises à un moment fléchissant dont la contrainte résulte qui en résulte est : [17]

$$\eta = \frac{F1 * l}{12} * \frac{V}{I} \dots \dots \dots (IV.16)$$

Avec,

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

F_1 : Effort entre conducteurs.

$\frac{V}{I}$: Module d'inertie d'une barre ou d'un ensemble de barres,

l : Distance entre isolateurs d'une même barre. (Voir la *figure IV.4*)

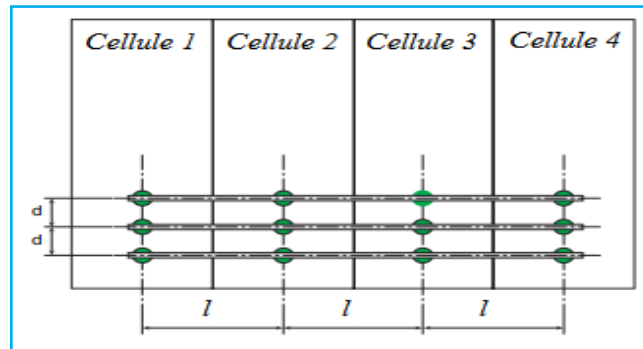


Figure IV.7: Vue de dessus des trois phases.

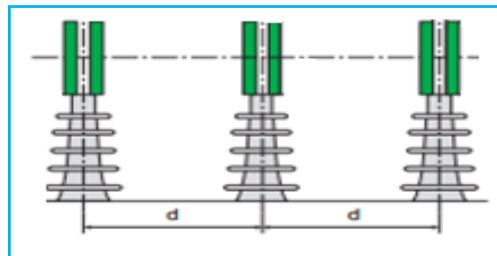


Figure IV.8: Vue de côté des trois phases.

$$F_1 = 2,44daN, l = 100cm, \frac{V}{l} = 11,55$$

$$A.N: \eta = \frac{2,44 \cdot 100}{12} * 11,55 = 234,85 daN/cm^2$$

La contrainte résultante calculée ($\eta = 234,85 \text{ daN/cm}^2$) est inférieure à la contrainte admissible par les barres en cuivre (3000 daN/cm^2), donc la section choisie vérifie la tenue mécanique des barres pour une distance de 30 cm entre jeux de barres. La section choisie pour les jeux de barres qui est de 800 mm^2 résiste aux contraintes thermiques et électrodynamiques.

IV. 5 Calcul des courants de court-circuit

Les courants de court-circuit dans les réseaux électriques apparaissent lors du vieillissement des câbles ou des matériels ou encore des fautes commises par le personnel.

IV. 5.1 Objectif de calcul des courants de court-circuit

La connaissance des intensités de court-circuit (I_{cc}) aux différents points d'une installation est indispensable pour la conception d'un réseau.

L'objectif de calcul des courants de court-circuit a pour but de choisir et de régler convenablement les protections. Deux valeurs du courant de court-circuit doivent être connues :

- ☞ Le courant maximal de court-circuit qui détermine:
 - ↳ Le pouvoir de coupure du dispositif de protection (PdC)
 - ↳ La section des conducteurs qui permettant :
 - De supporter la contrainte thermique du courant de court-circuit,
 - De garantir l'ouverture du dispositif de protection par les normes *NFC 15 100* et *CEI 60 364*.
 - ↳ La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.

Ce courant correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes avalées 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 impédance (générateurs, onduleurs).
 - ↳ La protection des personnes repose sur le fonctionnement des disjoncteurs ou des fusibles, c'est essentiellement le cas avec les schémas de liaison à la terre du neutre TN ou IT.

IV.5.2 Les différents types de court-circuit

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

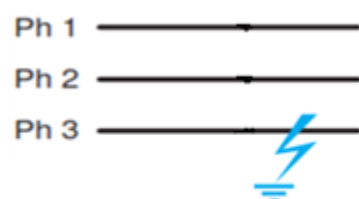


Figure IV.9: Court-circuit entre une phase et la terre.

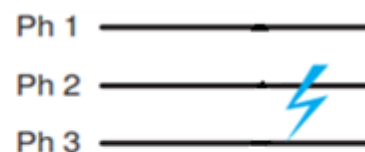


Figure IV.10: Court-circuit entre deux phases

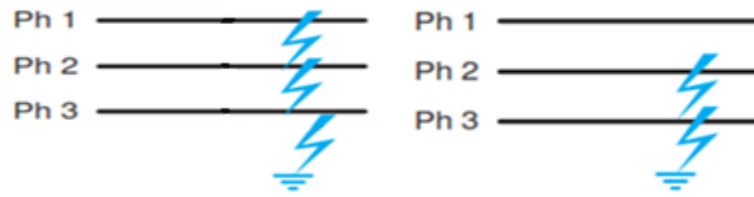


Figure IV.11: Court-circuit entre trois phases et la terre

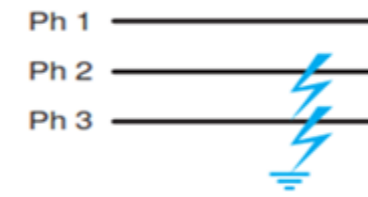


Figure IV.12: Court-circuit entre deux phases et la terre



Figure IV.13: Court-circuit entre trois phases

IV. 5.3 Effets des courants de court-circuit [20]

- ☞ Echauffement,
- ☞ Effet électrodynamique : le passage du courant de court-circuit impose des efforts électrodynamiques,
- ☞ Chute de tension: les courants de court-circuit perturbent le fonctionnement normal des récepteurs électriques et du réseau d'alimentation.

IV.5.4 Méthode générale de calcul des courants de court-circuit [19]

Pour notre cas, on va utiliser la méthode des impédances, on calculera la plus forte intensité de court-circuit, qui est celle engendrée par un court-circuit triphasé, noté I_{cc} . La disposition d'un réseau de distribution de moyenne tension ou basse tension peut être généralisée selon le tableau IV.5, dans lequel on retrouve toujours les éléments suivants :

- ☞ Le réseau amont,
- ☞ Le ou les transformateurs,
- ☞ Le ou les disjoncteurs,
- ☞ Des câbles, des jeux de barres, des canalisations préfabriquées,
- ☞ Les récepteurs (moteurs, pompes, ...).

La méthode des impédances consiste à totaliser les résistances et les réactances des boucles de défaut depuis la source jusqu'au point considéré et à en calculer l'impédance équivalente.

Les différents courants de court-circuit et de défaut sont alors déduits par l'application de la loi d'Ohm suivante :

$$U = \sqrt{3} * Z * I \dots\dots\dots (IV.18)$$

$$I_{cc} = \frac{m * C * V}{\sqrt{3} * Z_T} \text{ (kA)} \dots\dots\dots (IV.19)$$

V : Tension entre phase et neutre (V)

C : Facteur de tension pris égal à 1,05;

m : Facteur de charge pris égal à 1,05

Le calcul de l'intensité de court-circuit passe donc, par la détermination de l'impédance totale Z_T , de court-circuit. Elle est formée des éléments résistants et des éléments inductifs du réseau. D'où :

$$Z_T = \sqrt{(\sum_{i=1}^n R_i)^2 + (\sum_{i=1}^n X_i)^2} \dots\dots\dots (IV.20)$$

Tableau IV.5: Disposition du réseau de distribution.

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

Lorsqu'on effectue l'étude d'une installation électrique, il est nécessaire de déterminer pour chaque circuit, le courant de court-circuit maximal présumé à l'origine du circuit et le courant de court-circuit minimal présumé à l'extrémité du circuit.

La méthode des impédances consiste à décomposer le réseau en tronçons et à calculer, pour chacun des tronçons, R et X, puis à les additionner arithmétiquement : [19]

Le *tableau IV.6* montre les étapes à suivre pour calculer R et X de chaque tronçon du réseau :

Tableau IV.6: Tableau récapitulatif pour la méthode de calcul des courants de court-circuit.

Différentes parties de l'installation	Schéma	Résistances (mΩ)	Réactances (mΩ)
Réseau amont		$R_a = 0,15 * X_a$	$Z_a = \frac{U_0^2}{S_{cc}}$ $Z_a = \sqrt{R^2 + X^2}$ S_{cc} : Puissance apparente en court-circuit.
Transformateur		$R_{Tr} = \frac{P_{Cu} * U^2}{S^2}$ P_{Cu} : Pertes de cuivre (W) S : Puissance apparente du transformateur (kVA).	$X_{Tr} = \sqrt{Z_{Tr}^2 - R_{Tr}^2}$ $Z_{Tr} = \frac{U_{cc}}{100} * \frac{U^2}{S}$ U_{cc} : Tension de cc du transformateur (%)
Câble		$R_{cb} = \rho \frac{l}{S}$ $\rho = 22.5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (Cu) $\rho = 36 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (Al) l (m) et S (mm ²)	$X_{Cb} = \lambda * 10^{-3} * l$ $\lambda = 0,08 \text{ m}\Omega/\text{m}$ l (m)
Disjoncteur		R_{Dsj} : Négligéable	$X_{Dsj} = 0,15 \text{ m}\Omega/\text{pôle}$
Jeu de barres		$R_{Jdb} = \rho \frac{l}{S}$ $\rho = 22.5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (Cu) $\rho = 36 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (Al) l (m) et S (mm ²)	$X_{Jdb} = \lambda * 10^{-3} * l$ $\lambda = 0,08 \text{ m}\Omega/\text{m}$ l (m).
Sélectif		R_{Selc} : Négligéable	$X_{Selc} = 0,156 \text{ m}\Omega$
Moteur (Pompe)		$R_m = 0,2 * X_m$	$X_m = \frac{X_m \% * U_n^2}{100 * \left(\frac{P_n}{\cos \varphi * \mu}\right) * 10^3}$ U_n : Tension au secondaire du transformateur. $X_m \%$: Réactance des moteurs (pompes) en % P_n : Puissance active des moteurs

			(pompes). μ : Rendement des moteurs (pompes). $\cos \varphi$: Facteur de puissance.
--	--	--	--

❖ Réseau amont

La puissance de court-circuit du réseau HT (S_{cc} : Puissance de court-circuit) est donnée par le distributeur d'énergie, l'impédance du réseau amont ramenée au secondaire du transformateur est donnée par la relation suivante : [19]

$$Z_a = \frac{U_0^2}{S_{cc}} \dots \dots \dots (IV.21)$$

U_0 : Tension entre phase à vide au secondaire du transformateur, elle est égale à :

400V pour les réseaux 380V.

230V pour les réseaux 220V.

Z_a : Impédance amont du transformateur ramenée au secondaire

S_{cc} : Puissance de court-circuit égale à **500 MVA**

Tableau IV.7: Impédances du réseau amont ramenées au secondaire du transformateur. [19]

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

☞ Remarque

La résistance R_a peut être considéré comme négligeable devant la réactance X_a qui peut être confondue avec Z_a .

Si un calcul précis est nécessaire, on peut prendre : $\frac{R_a}{X_a} = 0,15$

Dans notre cas, on a $S_{cc} = 500MVA$ et $U_0 = 400V$ d'où :

✓ $R_a = 0,047m\Omega$

✓ $X_a = 0,316m\Omega$

$$Z_a = \sqrt{R_a^2 + X_a^2}$$

A.N: $Z_a = 0,32m\Omega$

❖ **Transformateur**

L'impédance (Z_{Tr}) d'un transformateur vue du secondaire est donnée par la relation suivante:

$$Z_{Tr} = \frac{U_{cc}}{100} * \frac{U^2}{S} \dots\dots\dots(IV.22)$$

U : Tension entre phase au secondaire du transformateur à vide,

$S_n = 800kVA$: Puissance nominale du transformateur,

$U_{cc} = 6\%$: Tension de court-circuit. (Voir le **tableau A6** de l'annexe)

$$Z_{Tr} = \frac{6}{100} * \frac{400^2}{800 * 10^3} = 12m\Omega \quad \Rightarrow \quad Z_{Tr} = 12m\Omega$$

La résistance se calcule à partir des pertes cuivre (P_{cu}) dans le transformateur (essai en court-circuit).

$P_{cu} = 15,6kW$: Pertes de cuivre dans le transformateur (Voir le **tableau A11** de l'annexe)

$$R_{Tr} = \frac{P_{cu} * U^2}{S^2} = \frac{15,6 * 10^3 * 400^2}{(800 * 10^3)^2} = 0,39m\Omega \quad \Rightarrow \quad R_{Tr} = 0,39m\Omega$$

La réactance du transformateur se déduit de la relation

$$X_{Tr} = \sqrt{Z_{Tr}^2 - R_{Tr}^2} \dots\dots\dots(IV.23)$$

$$X_{Tr} = \sqrt{12^2 - 0,39^2} = 11,9811m\Omega \quad \Rightarrow \quad X_{Tr} = 11,9811m\Omega$$

❖ **Disjoncteur de la tête Q1**

La résistance du disjoncteur est négligeable, $R_{Dsj1} = 0m\Omega$

La réactance est prise égale à : $X_{Dsj1} = 0,6m\Omega$

Donc, l'impédance du disjoncteur égale à : $Z_{Dsj1} = 0,6m\Omega$

Les valeurs de R , X et Z d'autres différents disjoncteurs de l'installation de la station sont aussi égales à celles du disjoncteur de tête Q1.

❖ **Jeu de barres****Jeu de barres B3**

$$R_{Jdb} = \rho * \frac{l}{S}$$

$$X_{Jdb} = \lambda * l$$

$l = 3,80m$: Longueur du jeu de barres B3.

$\rho = 22,5m\Omega \cdot mm^2/m$

$S = 8cm^2 = 800mm^2$: Section du jeu de barres B3

$\lambda = 0,08m\Omega/m$: Réactance linéique d'un câble.

$$R_{Jdb3} = 22,5 * 10^{-3} * \frac{3,80}{800} = 0,106m\Omega \quad \Rightarrow R_{Jdb3} = \mathbf{0,106m\Omega}$$

$$X_{Jdb3} = 0,08 * 10^{-3} * l = 0,08 * 3,8 = 0,304m\Omega \quad \Rightarrow X_{Jdb3} = \mathbf{0,304m\Omega}$$

$$Z_{Jdb3} = \sqrt{R_{Jdb3}^2 + X_{Jdb3}^2}$$

$$A.N: Z_{Jdb3} = 0,3219m\Omega$$

Jeux de barres B5

$l = 1,2m$: Longueur du jeu de barres B5.

$$\rho = 22,5m\Omega \cdot mm^2/m$$

$S = 8cm^2 = 800mm^2$: Section du jeu de barres B5

$$\lambda = 0,08m\Omega/m$$

$$R_{Jdb5} = 22,5 * 10^{-3} * \frac{1,20}{800} = 0,0337m\Omega \quad \Rightarrow R_{Jdb5} = \mathbf{0,0337m\Omega}$$

$$X_{Jdb5} = 0,08 * 10^{-3} * l = 0,08 * 1,2 = 0,096m\Omega \quad \Rightarrow X_{Jdb5} = \mathbf{0,096m\Omega}$$

$$Z_{Jdb5} = \sqrt{R_{Jdb5}^2 + X_{Jdb5}^2}$$

$$A.N: Z_{Jdb5} = 0,1017m\Omega$$

Les jeux de barres B19, B20 et B29 ont les mêmes valeurs de R_{Jdb} , X_{Jdb} et Z_{Jdb} que B5.

Jeu de barres B19

$l = 2,80m$: Longueur du jeu de barres B17.

$$\rho = 22,5m\Omega \cdot mm^2/m$$

$S = 8cm^2 = 800mm^2$: Section du jeu de barres B17

$$\lambda = 0,08m\Omega/m$$

$$R_{Jdb17} = 22,5 * 10^{-3} * \frac{2,80}{800} = 0,0787m\Omega \quad \Rightarrow R_{Jdb17} = \mathbf{0,0787m\Omega}$$

$$X_{Jdb17} = 0,08 * 10^{-3} * l = 0,08 * 2,8 = 0,224m\Omega \quad \Rightarrow X_{Jdb17} = \mathbf{0,224m\Omega}$$

$$Z_{Jdb17} = \sqrt{R_{Jdb17}^2 + X_{Jdb17}^2}$$

$$A.N: Z_{Jdb17} = 0,2374m\Omega$$

❖ Câbles

Câble C1

$$R_{Cb1} = \rho * \frac{l}{S}$$

$$X_{Cb1} = \lambda * l$$

$l = 25m$: Longueur du câble C1.

$$\rho = 22,5m\Omega \cdot mm^2 / m$$

$$\lambda = 0,08m\Omega / m$$

Calcul de la section du C1

$$I = \oint J ds = J \cdot S$$

J : Densité de courant (A/mm^2)

$$J \in [4 \text{ à } 5] A/mm^2$$

$I = I_2 = 1154,7344A$: Courant délivré par le secondaire du transformateur qui travers la section du câble C1.

$$S_{C1} = \frac{I_2}{J} = \frac{1154,7344}{5} = 230,9468mm^2 \Rightarrow S = 230,9468 mm^2$$

$\Rightarrow S_{C1} = 240mm^2$ (Section normalisée, voir le *tableau A5* de l'annexe).

$$R_{Cb1} = 22,5 * 10^{-3} * \frac{25}{240} = 2,34m\Omega \quad \Rightarrow R_{Cb1} = 2,34m\Omega$$

$$X_{Cb1} = 0,08 * 10^{-3} * 25 = 2m\Omega \quad \Rightarrow X_{Cb1} = 2m\Omega$$

$$Z_{Cb1} = \sqrt{R_{Cb1}^2 + X_{Cb1}^2}$$

$$A.N: Z_{Cb1} = 3,0782m\Omega$$

Les valeurs de R_{Cb} et X_{Cb} d'autres câbles sont négligées.

Les résultats de calcul des différents tronçons sont résumés dans le *Tableau IV.8*

Tableau IV.8: Calcul d'impédance des différents tronçons.

Tronçon	Résultats		
	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)
30kV			
Réseau amont	0,047	0,316	0,32
Transformateur	0,39	11,9811	12
Disjoncteur Q1	0	0,60	0,60
Câble C1	1,406	2	2,4447

Les valeurs de R et X des autres câbles sont calculées précédemment dans le *tableau IV.2*.

Les résultats de calcul des courants de court-circuit dans les différents jeux de barres sont représentés dans le *tableau IV.9* à l'aide de la relation suivante :

$$I_{cc} = \frac{c * m * V}{\sqrt{3} * Z_{cc}}$$

V : Tension nominale entre phase et neutre (V)

$R_T = 2,6m\Omega$: Résistance du transformateur.

$X_T = 8,1m\Omega$: Réactance du transformateur.

c : Facteur de tension pris égal à 1,05

m : Facteur de charge pris égal à 1,05

Z_{cc} : Impédance totale de la boucle de défaut au point considéré (m Ω).

❖ Exemple de calcul

Calcul du courant de court circuit au niveau du jeu de barres B3

$$I_{cc} = \frac{c * m * V}{\sqrt{3} * Z_{cc}} = \frac{1,05 * 1,05 * 230}{\sqrt{3} * 11,3666} = 12,8799kA$$

Tableau IV.9: Calcul de courant de court-circuit dans les différents jeux de barres.

Circuit	R (m Ω)	X (m Ω)	Z (m Ω)	Z _{Totale} (m Ω)	I _{cc} (kA)
Jeu de barres B3	0,106	0,304	0,3219	11,3666	12,8799
Jeu de barres B17	0,0337	0,096	0,1017	12,0683	12,1310
Jeu de barres B19	0,0787	0,224	0,2374	12,2040	11,9961
Jeu de barres B22	0,0337	0,096	0,1017	12,9057	11,3439
Jeu de barres B31	0,0337	0,096	0,1017	12,9057	11,3439
Jeu de barres B18	0,0337	0,096	0,1017	12,0683	12,1310

Les résultats de calcul des courants de court-circuit dans les différents circuits terminaux sont représentés dans le *tableau IV.10*

Tableau IV.10: Calcul le courant de court-circuit dans les différents circuits terminaux.

Circuit	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)	Z_{Totale} (mΩ)	I_{cc} (kA)
Pompe N°1	19,2	4,8	19,7909	32,4592	4,5103
Pompe N°2	19,2	4,8	19,7909	32,4592	4,5103
Pompe N°3	12,8	3,2	13,1939	25,8622	5,6608
Pompe N°4	12,8	3,2	13,1939	25,8622	5,6608
Pompe horizontale	2,8	2,4	3,6878	15,6544	9,2273
Forage N°1	196	25,3	197,6261	210,2944	0,6961
Forage N°2	64,2	16	66,1637	78,8320	1,8571
Forage N°3	99,6	24,8	102,6411	115,3094	1,2696
Forage N°4	64,2	16	66,1637	78,8320	1,8571
Eclairage FN°1 (5 lampes)	1260	44,8	1260,7961	1274,3018	0,1148
Eclairage FN°2 (5 lampes)	843,7	12	843,7853	857,291	0,1707
Eclairage FN°3 (5 lampes)	975	20,8	975,2218	988,7275	0,1480
Eclairage FN°4 (5 lampes)	843,7	12	843,7853	857,291	0,1707
Eclairage bassin (8 lampes)	472,5	16,8	472,7985	485,6025	0,3014
Prises bassin (8 prises)	15,7	16,8	22,9941	35,7981	4,0896
Eclairage site (20 lampes)	234,6	58,4	241,7596	254,5636	0,5751
Prises FN°1 (2 prises)	252	44,8	255,9512	269,4569	0,5433
Prises FN°2 (2 prises)	96,4	12	97,1440	110,6497	1,3231
Prises FN°3 (2 prises)	167,1	20,8	168,3895	181,8952	0,8048
Prises FN°4 (2 prises)	96,4	12	97,1440	110,6497	1,3231

IV.6 Définition et rôle de la protection [5]

La protection c'est l'ensemble des moyens permettant d'éliminer rapidement et d'une façon sûre un défaut tel que court-circuit, surcharge ou défaut d'isolement avec écoulement de courant vers la terre.

Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique. Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique est d'assurer la sécurité des personnes et des biens, ainsi que la continuité de service, c'est à dire la permanence de l'alimentation des différents récepteurs.

La protection c'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau. Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivant:

- ↳ Capteurs de mesure (courant et tension), fournissant les informations de mesure nécessaires à la détection des défauts,
- ↳ Relais de protection, chargés de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses, et leur commande par le circuit de déclenchement,
- ↳ Organes de coupure dans leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, contacteurs-fusibles. L'activité de l'appareil est basé sur la nature de dispositif de protection et cela dépend du type de protection vise :
 - Protection contre les surcharges,
 - Protection contre les courts circuits,
 - Protection conjointe contre les courts circuits et surcharges.

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

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

IV.6.1 Problème de la protection

Le problème de la protection des installations consiste à définir la nature du défaut contre lequel on doit se protéger puis à choisir l'appareil capable de détecter des défauts et d'opérer leur suppression. Les principales perturbations sur une installation électrique se traduisent par:

- ☞ Les surintensités (surcharges ou courts circuits),
- ☞ Les surtensions ou les baisses de tension.

On donne sur le *tableau IV.11*, les principales perturbations dans les réseaux électriques, leurs causes, leurs effets et leurs moyens de protection :

Tableau IV.11: Principe de la protection des circuits.

Perturbations	Causes	Effets	Moyens de protection
Surcharges	Dès que l'appareil d'utilisation demande une puissance plus importante dans un circuit électrique.	Accroissement normal de courant absorbé par le circuit d'où échauffement lent, mais pouvant entraîner la détérioration de l'installation électrique.	*Contacteur avec relais thermique. *Disjoncteur thermique.
Courts circuits	Elévation brutale d'un courant absorbé par le circuit dû à un contact électrique entre deux conducteurs de polarités différentes.	*Création d'un arc électrique, *Echauffement très important.	*Disjoncteur avec relais magnétique, Le temps de coupure doit être inférieur au temps d'échauffement des conducteurs.
Surtensions	*Un défaut d'isolement *Des surtensions atmosphériques. *Des phénomènes de résonance.	Une surtension peut provoquer le claquage d'isolants et entraîner une surcharge ou court-circuit et la détérioration des appareils électriques.	*Séparation des circuits de tension, *Parafoudre, *Contrôleur d'isolement de l'installation (CIP
Basses tensions	Lors de déséquilibre d'un réseau triphasé ou par suite de la coupure d'une phase ou de sa mise à la terre.	Mauvais fonctionnement des récepteurs.	*Relais à baisse tension souvent temporisé pour éviter les coupures intempestives. *Si la tension à 85% du U_n fonctionnement de la protection par relais a minima de tension.

IV.6.2 Protection par fusible

IV.6.2.1 Définition et rôle d'un fusible [9]

La fonction du fusible est d'assurer la protection des circuits électriques contre les courts circuits et les surcharges par la fusion d'un élément calibré lorsque le courant qui le traverse dépasse la valeur de son calibre. La fusion est créée par un point faible dans le circuit grâce à un conducteur dont la nature, la section et le point de fusion sont prédéterminés par le conducteur. En général, le fusible est associé à un porte fusible permet d'avoir la fonction sectionneur.

IV.6.2.2 Choix d'un fusible [9]

Les fusibles se caractérisent par un excellent pouvoir de coupure et sont appréciés dans le cas de court-circuit important cela grâce à leur rapidité de fusion qui fait que le courant de défaut est éliminé avant d'atteindre sa valeur maximale. En fin le choix d'un fusible **gl** ou **gf** est fait de telle sorte que :

$$I_e \leq I_r \leq C \cdot I_z$$

Le pouvoir de coupure d'un disjoncteur doit être supérieur ou égale au courant de court circuit, pour ce la :

$$PdC \geq I_{cc}$$

Avec : $C = 0,76 \Rightarrow$ Pour $I_r \leq 10A$

$C = 0,83 \Rightarrow$ Pour $(12 \leq I_r \leq 25) A$

$C = 0,91 \Rightarrow$ Pour $I_r \geq 32A$

Les normes définissent en fonction de l'usage deux types de coupe circuit :

↳ Coupe circuit à fusible **gf** à usage domestique, norme **NFC 61-200** et **61-201**, tel que:

$$I_{coupures} \geq I_{cc}$$

↳ Coupe circuit à fusible **gL** et **gLL** et **aM** à usage industriel.

Les coupes circuits à fusibles domestiques et industriels se différencient essentiellement par leur pouvoir de coupure et leur taille, le **tableau A10** de l'annexe illustre cette différence.

IV.6.2.3 Avantages et inconvénients d'un fusible

a) Avantages

- ☞ Coût peu élevé,
- ☞ Facilité d'installation,
- ☞ Pas d'entretien,

- ☞ Très haut pouvoir de coupure,
- ☞ Très bonne fiabilité,
- ☞ Possibilité de coupure très rapide (UR).

b) Inconvénients

- ☞ Nécessite un remplacement après fonctionnement,
- ☞ Vieillesse dans le temps,
- ☞ Pas de réglage possible,
- ☞ Déséquilibre en cas de fusion d'un seul fusible sur une installation triphasée,
- ☞ Surtension lors de la coupure.
- ☞ Calibre fixe (le calibre n'est pas variable),

IV.6.3 Protection par disjoncteur

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

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

IV.7 Dimensionnement et choix des disjoncteurs de protection

IV.7.1 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 :

$$I_n \geq I_b$$

$$PdC \geq I_{cc}$$

- Avec :
- I_n : Le courant nominal du disjoncteur (A),
 - I_b : Le courant d'emploi (A).
 - PdC : Pouvoir de coupure du disjoncteur (kA).
 - I_{cc} : Courant de court circuit (kA).

a) Disjoncteur de tête

Le disjoncteur de tête Q1 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: [1]

$$S = \sqrt{3}U_n * I_b \Rightarrow I_b = \frac{S}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{800 * 10^3}{\sqrt{3} * 400} = 1154,7344 \text{ A} \Rightarrow I_b = \mathbf{1154,7344 \text{ A}}$$

D'où le calibre de disjoncteur Q1 à choisir est : $I_n = \mathbf{1250A}$

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

$$I_{cc-Jdb3} = \mathbf{12,8799kA}$$

Selon la loi générale : $PdC \geq I_{cc} \Rightarrow PdC = \mathbf{70kA}$

Type de disjoncteur : **NS1250N**

b) Disjoncteurs des colonnes

Le choix des calibres des disjoncteurs à installer au niveau de chaque colonne s'effectue à partir de la totalité des différents courants qui alimentent tous répéteurs de la colonne.

❖ Colonne N°01

Le disjoncteur Q11 de la colonne N°01 est choisi selon les caractéristiques énumérées au-dessus :

$$\text{On a, } I_{b-Colonne01} = I_{b1} + I_{b2} + I_{b3} + I_{b4}$$

$$I_b = 93,3948 + 93,3948 + 93,3948 + 93,3948 = 373,5792A \Rightarrow I_b = \mathbf{373,5792A}$$

D'où le calibre de disjoncteur Q7 à choisir est : $I_n = \mathbf{400A}$

Le pouvoir de coupure du disjoncteur Q7 est déterminé en fonction du courant de court-circuit établi tel que :

$$I_{cc-Jdb19} = \mathbf{12,4378kA}$$

Selon la loi générale : $PdC \geq I_{cc} \Rightarrow PdC = \mathbf{45kA}$

Type de disjoncteur : **NS400N**

Les valeurs de $I_{b-Colonne03}$, I_n , $I_{cc-Jdb5}$ et le PdC de la colonne N°03 sont identiques à celles de la colonne N°01

Les autres différents disjoncteurs du circuit d'installation se déterminent avec la même méthode que Q11

Nous réalisons le dimensionnement des disjoncteurs de l'ensemble de l'installation, ce qui est résumé dans les trois tableaux ci-après

Tableau IV.12: Dimensionnement des disjoncteurs des différentes colonnes.

Circuit	I_e (A)	I_{cc} (kA)	PdC (kA)	I_n (A)	Type de disjoncteur
Colonne N°01 (Q7)	373,5792	12,4378	45	400	NS400N
Colonne N°02 (Q16)	229,2427	9,2665	36	250	NS250N
Colonne N°03 (Q6)	373,5792	12,4378	45	400	NS400N
Colonne N°04 (Q18)	615,9417	12,5847	45	630	NS630N
Sous colonne N°04-1 (Q20)	43,3024	11,7515	16	125	NS125E
Sous colonne N°04-2 (Q39)	17,3210	0,1828	16	125	NS125E
Sous colonne N°04-3 (Q37)	256,0046	4,0727	45	400	NS400N
Sous colonne N°04-4 (Q38)	43,3025	0,4083	16	125	NS125E
Sous colonne N°04-5 (Q30)	256,0112	0,4083	45	400	NS400N

Tableau IV.13: Dimensionnement du disjoncteur placé en aval du transformateur Q1.

	I_e (A)	I_{cc} (kA)	I_n (A)	PdC (kA)	Type de disjoncteur
Transformateur	1154,7344	18,3001	1250	70	NS1250N

Tableau IV.14: Dimensionnement des disjoncteurs des différents circuits de l'installation.

Circuit	I_e (A)	I_{cc} (kA)	I_n (A)	PdC (kA)	Type de disjoncteur	I_f (A)
Pompe N°1	93,3948	4,5103	125	16	NS125E	185,3071
Pompe N°2	93,3948	4,5143	125	16	NS125E	185,3071
Pompe N°3	93,3948	5,6608	125	16	NS125E	185,3071
Pompe N°4	93,3948	5,6608	125	16	NS125E	185,3071
Pompe horizontale	229,2427	9,3521	250	36	NS250N	454,8466
Forage N°1	93,3948	0,6961	125	16	NS125E	185,3071
Forage N°2	93,3948	1,8571	125	16	NS125E	185,3071
Forage N°3	93,3948	1,2696	125	16	NS125E	185,3071
Forage N°4	93,3948	1,8571	125	16	NS125E	185,3071
Eclairage FN°1 (5 lampes)	10,8256	0,1148	125	16	NS125E	21,4593
Eclairage FN°2 (5 lampes)	10,8256	0,1707	125	16	NS125E	21,4593
Eclairage FN°3 (5 lampes)	10,8256	0,1480	125	16	NS125E	21,4593
Eclairage FN°4 (5 lampes)	10,8256	0,1707	125	16	NS125E	21,4593
Eclairage bassin (8lampes)	17,3210	0,3014	125	16	NS125E	34,3670
Prises bassin (8 prises)	256,0046	4,0896	400	45	NS400N	507,9456
Eclairage site (20 lampes)	43,3025	0,5751	125	16	NS125E	24,6374
Prises FN°1 (2 prises)	64,0028	0,5433	125	16	NS125E	126,9896
Prises FN°2 (2 prises)	64,0028	1,3231	125	16	NS125E	126,9896
Prises FN°3 (2 prises)	64,0028	0,8048	125	16	NS125E	126,9896
Prises FN°4 (2 prises)	64,0028	1,3231	125	16	NS125E	126,9896

IV.8 Emploi des différents types de sélectivité

Le choix d'un type de sélectivité dans une distribution électrique se fait en fonction de type d'appareils et de leur situation dans l'alimentation. Différentes techniques peuvent être combinées entre deux appareils pour obtenir la meilleure disponibilité de l'énergie électrique. La sélectivité ampérométrique est, dans tous les cas, le premier maillon de la sélectivité. Le **tableau IV.15** résume les conditions de réglage des déclencheurs magnétiques et thermique à remplir pour une meilleure sélectivité :

Tableau IV.15: Réglage des déclencheurs magnétiques et thermiques.

Application	Protection thermique	Protection magnétique
	$\frac{I_{r\text{amont}}}{I_{r\text{aval}}} \geq$	$\frac{I_{m\text{amont}}}{I_{m\text{aval}}} \geq$
Distribution	1,6	2
	1,6	1,5
Moteur (pompe)	3	2
	3	1,5

IV.8.1 Vérification de la sélectivité des disjoncteurs

Exemple de vérification

Dans cet exemple on fait la vérification de la sélectivité entre le disjoncteur de tête Q1 et le disjoncteur de la première colonne Q11

D'après le **tableau IV.15** qui nous donne les conditions qu'il faut remplir afin d'assurer une sélectivité entre deux appareils de protection :

☞ Protection thermique: $\frac{I_{r\text{amont}}}{I_{r\text{aval}}} \geq 1,6$

☞ Protection magnétique: $\frac{I_{m\text{amont}}}{I_{m\text{aval}}} \geq 2$

❖ Exemple d'application

Le courant nominal de $I_{n-Q1} = 1250A$

Le courant nominal de $I_{n-Q7} = 400A$

a) Vérification de la protection thermique

$$\frac{I_{r\text{amont}}}{I_{r\text{aval}}} \geq 1,6 = \frac{1250}{400} = 3,125 \geq 1,6 \Rightarrow \text{La protection thermique est vérifiée.}$$

b) Vérification de la protection magnétique

$$\frac{I_{m\text{amont}}}{I_{m\text{aval}}} \geq 2 = \frac{1250}{400} = 3,125 \geq 2 \Rightarrow \text{La protection magnétique est vérifiée.}$$

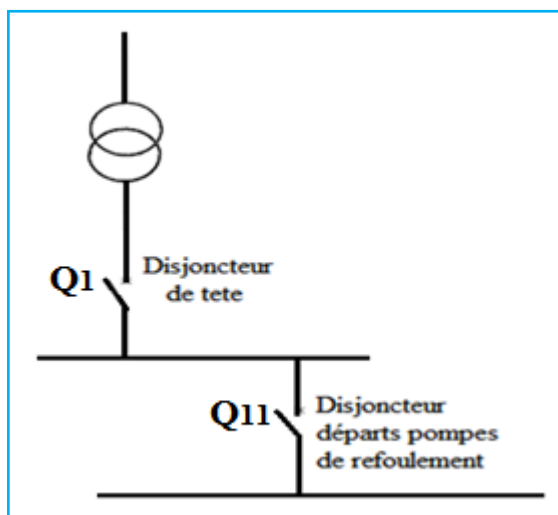


Figure IV.14: Schéma de réglage.

La vérification de la sélectivité des autres disjoncteurs est déterminée par la même méthode que l'exemple précédent, les tableaux suivants montrent la vérification de la sélectivité :

Tableau IV.16: Vérification de la sélectivité des disjoncteurs des différentes colonnes.

Circuit	I_e (A)	I_{cc} (kA)	PdC (kA)	I_n (A)	Type de disjoncteur
Colonne N°01 (Q7)	373,5792	12,4378	45	400	NS400N
Colonne N°02 (Q16)	229,2427	9,2665	36	250	NS250N
Colonne N°03 (Q6)	373,5792	12,4378	45	400	NS400N
Colonne N°04 (Q18)	615,9417	12,5847	45	630	NS630N
Sous colonne N°04-1 (Q20)	43,3024	11,7515	16	125	NS125E
Sous colonne N°04-2 (Q39)	17,3210	0,1828	16	125	NS125E
Sous colonne N°04-3 (Q37)	256,0046	4,0727	25	300	NS300N
Sous colonne N°04-4 (Q38)	43,3025	0,4083	16	125	NS125E
Sous colonne N°04-5 (Q30)	256,0112	0,4083	25	300	NS300N

Tableau IV.17: Vérification de la sélectivité des disjoncteurs des différents circuits.

Circuit	I_e (A)	I_{cc} (kA)	I_n (A)	PdC (kA)	Type de disjoncteur	I_f (A)
Pompe N°1	93,3948	4,5103	125	16	NS125E	185,3071
Pompe N°2	93,3948	4,5103	125	16	NS125E	185,3071
Pompe N°3	93,3948	5,6608	125	16	NS125E	185,3071
Pompe N°4	93,3948	5,6608	125	16	NS125E	185,3071
Pompe horizontale	229,2427	9,3521	250	36	NS250N	454,8466
Forage N°1	93,3948	0,6961	125	16	NS125E	185,3071
Forage N°2	93,3948	1,8571	125	16	NS125E	185,3071
Forage N°3	93,3948	1,2696	125	16	NS125E	185,3071
Forage N°4	93,3948	1,8571	125	16	NS125E	185,3071
Eclairage FN°1 (5 lampes)	10,8256	0,1148	40	16	NS40N	21,4593
Eclairage FN°2 (5 lampes)	10,8256	0,1707	40	16	NS40N	21,4593
Eclairage FN°3 (5 lampes)	10,8256	0,1480	40	16	NS40N	21,4593
Eclairage FN°4 (5 lampes)	10,8256	0,1707	40	16	NS40N	21,4593
Eclairage bassin (8lampes)	17,3210	0,3014	100	25	NS100N	34,3670
Prises bassin (8 prises)	256,0046	4,0896	300	25	NS300N	507,9456
Eclairage site (20 lampes)	43,3025	0,5751	100	25	NS100N	24,6374
Prises FN°1 (2 prises)	64,0028	0,5438	125	16	NS125E	126,9896
Prises FN°2 (2 prises)	64,0028	1,3231	125	16	NS125E	126,9896
Prises FN°3 (2 prises)	64,0028	0,8048	125	16	NS125E	126,9896
Prises FN°4 (2 prises)	64,0028	1,3231	125	16	NS125E	126,9896

IV.8.2 Importance de la sélectivité [22]

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

La sélectivité est importante dans toutes les installations pour le confort des utilisateurs, mais elle est fondamentale dans les installations qui alimentent des processus industriels de fabrication.

Une installation non sélective est exposée à des risques de diverses gravités :

- ☞ Impératifs de production non respectés,

- ☞ Rupture de fabrication avec :
 - ↳ Perte de production ou de produits finis,
 - ↳ Risque d'endommager l'outil de production dans les processus continus,
- ☞ Obligations de reprise de procédures de démarrage machine-outil par machine-outil, à l'issue d'une perte d'alimentation générale,
- ☞ Arrêt de moteur de sécurité telle qu'une pompe de lubrification, extracteur de désenfumage, etc.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons procédé au choix et redimensionnement des sections des câbles utilisées au niveau 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 appareils de protection, ainsi que la vérification de la sélectivité et son importance dans l'installation électrique.

Conclusion générale

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans ce présent travail, nous avons réalisé l'étude et redimensionnement de la station de pompage d'eau de l'unité d'énergie et utilité du groupe CEVITAL à Ibourassen (Bejaia) ceci nous a permis de découvrir l'environnement industriel, de combler nos lacunes et d'approfondir nos connaissances dans le domaine des installations électriques. Elle nous a permis également de toucher à la pratique, de maîtriser la méthodologie du calcul de bilan de puissance, des techniques de la protection du matériel et des personnes, ainsi d'acquérir des connaissances dans les techniques de dimensionnement des circuits internes des installations industrielles, et la maîtrise de bonne exploitation électrique.

Pendant notre étude, nous avons décrit l'unité de point de vue équipement électrique, élaboré le bilan de puissance qui nous a permis de déterminer la puissance du nouveau transformateur et d'améliorer le facteur de puissance de 0,87 à 0,95 avec des batteries de compensation ce qui permet de maîtriser la facturation énergétique, éliminer la fluctuation et la chute de tension ainsi que l'échauffement des câbles.

Nous avons étudié en détail les caractéristiques des différentes parties de l'installation, en commençant par le calcul des sections de câbles du point de vue échauffement et chute de tension. Pour ceci nous étions amenés à calculer les courants de courts-circuits éventuels dans chaque tronçon du réseau. Il s'est avéré ensuite qu'il est indispensable de calculer les efforts électrodynamiques pour dimensionner les jeux de barres du TGBT.

Nous avons aussi effectué la vérification de la sélectivité qui se fait en comparant les caractéristiques de chaque disjoncteur avec celles de la protection située immédiatement en amont.

Enfin, nous souhaitons que nos résultats soient pris en considération et exploités par l'entreprise et que notre étude serve de base, aux autres projets d'alimentation en énergie électrique.

Bibliographie

Bibliographie

Bibliographie

- [1] Schneider Electric, « Guide de la distribution basse et moyenne tension », édition 2002.
- [2] ABB, guide technique installation basse tension, édition 2005.
- [3] Cahier Technique Schneider Electric n° 158, © 2000 Schneider Electric
- [4] Schneider Electric « Définition d'appareillage, Disjoncteur moyenne et basse tension », guide technique Merlin Gerin moyenne et basse tension.
- [5] Siemens S.A : solution and services, « La connaissance de l'intensité de court-circuit aux différents point de l'installation ».
- [6] <http://www.habilitation-electrique.org/I-Contact-Direct-Indirect.html>
- [7] Jérôme Becquet, <http://www.regime-de-neutre.fr/>
- [8] Schneider électrique, régime de neutre (6 883 427/A)
- [9] http://www.legrand.fr/professionnels/tgbt_2788.html.
- [10] Schneider Electric, puissance d'une installation.
- [11] Legrand, Coffrets, armoires de distribution, protection et mesure.
- [12] Schneider Electric, « Guide de distribution basse tension et moyenne tension », édition 2009.
- [13] A. BIANCOTTO et P. BOYE, « La construction normalisée en électrotechnique », Tome 1, AFNOR 1985.
- [14] Schneider Electric « règles de conception, Calcul des jeux de barres », Guide techniques Merlin Gerin moyenne tension
- [15] Schneider Electric « règles de conception, Calcul des jeux de barres », Guide techniques Merlin Gerin moyenne tension
- [16] Cahier Technique Merlin Gerin n° 162, CT 162 édition février 1993
- [17] Guide technique Merlin Gerin, guide de conception MT, édition 03/2000
- [18] http://missiontice.ac-besancon.fr/sti/didacticiel/ecodialv3_37.htm.
- [19] Livre "Électrotechnique et normalisation" (4 Équipements de puissance) <<Henri NEY>>
ISBN : 2-09 181343-5 Editions Fernand Nathan 1988
- [20] Schneider Electric, « Guide l'installation électrique 2010 ».
- [21] ABB Guide technique installation BT <<FRENT015405FR>>
- [22] Schneider Electric - Catalogue distribution électrique 2002 (sélectivité des protections)
- [23] J. L. Lilien, Analyse comparative des mises à la terre
- [24] Luc Lasne, J.C Gianduzzo, Didier Geoffroy Université Bordeaux 1, (07 / 09 / 2007)
- [25] Livre "THEODORE WILDI-ELECTROTECHNIQUE - 4 édition" <<Gilbert SYBILLLE>> ISBN : 2-8041-4892-0

Annexe

Annexe

Annexe

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

Tableau A1

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

Tableau A2

Facteur de correction K2

lettre de sélection	disposition des câbles jointifs	facteur de correction K2											
		nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
B, C	encastrés ou noyés dans les parois	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38
C	simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	0,70		
	simple couche au plafond	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61	0,61		
E, F	simple couche sur des tablettes horizontales perforées ou sur tablettes verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72	0,72		
	simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78	0,78		

Tableau A3

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 A4

		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 A5

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

Tableau A6

CUIVRE	T Ambiante :	30 °C	Echauffement :	40 °C	K = 7,13
---------------	--------------	-------	----------------	-------	----------



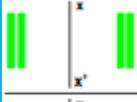
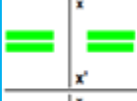


Dimensions des barres en mm	Epaisseur des barres : e = 10 mm					Epaisseur des barres : e = 12,5 mm				
	Nombre de barres en // et par phases					Nombre de barres en // et par phases				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
25	591	1247	1684	2050	2411					
31,5	709	1450	1975	2414	2846	811	1711	2311	2813	3308
40	859	1683	2319	2852	3375	979	1995	2719	3326	3923
50	1031	1969	2732	3372	4000	1171	2296	3162	3889	4603
63	1249	2336	3248	3998	4772	1415	2703	3750	4628	5491
80	1528	2803	3908	4824	5729	1726	3228	4488	5524	6594
100	1847	3325	4617	5726	6778	2083	3823	5329	6579	7812
125	2237	3937	5480	6710	8030	2519	4534	6297	7808	9243
160	2769	4790	6644	8195	9745	3113	5479	7627	9339	11176
200	3361	5680	7899	9747	11596	3775	6531	9099	11175	13289
INTENSITES ADMISSIBLES en AMPERES dans les JEUX de BARRES (Cuivre)									N° du tableau JB 101	

Tableau A7

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

* SF6 (hexafluorure de soufre)

Tableau A8

		Dimensions des barres (mm)									
			100 x 10	80 x 10	80 x 6	80 x 5	80 x 3	50 x 10	50 x 8	50 x 6	50 x 5
Disposition*	S	cm ²	10	8	4,8	4	2,4	5	4	3	2,5
	m	Cu	0,089	0,071	0,043	0,036	0,021	0,044	0,036	0,027	0,022
	daN/cm	A5/L	0,027	0,022	0,013	0,011	0,006	0,014	0,011	0,008	0,007
	l	cm ⁴	0,83	0,66	0,144	0,083	0,018	0,416	0,213	0,09	0,05
	l/v	cm ³	1,66	1,33	0,48	0,33	0,12	0,83	0,53	0,3	0,2
	l	cm ⁴	83,33	42,66	25,6	21,33	12,8	10,41	8,33	6,25	5,2
	l/v	cm ³	16,66	10,66	6,4	5,33	3,2	4,16	3,33	2,5	2,08
	l	cm ⁴	21,66	17,33	3,74	2,16	0,47	10,83	5,54	2,34	1,35
	l/v	cm ³	14,45	11,55	4,16	2,88	1,04	7,22	4,62	2,6	1,8
	l	cm ⁴	166,66	85,33	51,2	42,66	25,6	20,83	16,66	12,5	10,41
	l/v	cm ³	33,33	21,33	12,8	10,66	6,4	8,33	6,66	5	4,16
	l	cm ⁴	82,5	66	14,25	8,25	1,78	41,25	21,12	8,91	5,16
	l/v	cm ³	33	26,4	9,5	6,6	2,38	16,5	10,56	5,94	4,13
	l	cm ⁴	250	128	76,8	64	38,4	31,25	25	18,75	15,62
	l/v	cm ³	50	32	19,2	16	9,6	12,5	10	7,5	6,25

**disposition : section dans un plan perpendiculaire au jeu de barres
(2 phases sont représentées)*

Tableau A9

Type de fusible	Calibre (A)	Taille	Tension (V)	Pdc (A)
Cartouches Cylindrique Domestique gf	2 à 10	8,5 x 23 v	250	4000
	4 à 16	10,3 x 28,5 v	250	4000
	1 à 20	8,5 x 31,5 v	380	20000
	16 à 25	10,3 x 31,5 v	380	20000
	25 à 32	10,3 x 38 v	380	20000
Cartouches Cylindrique Domestique gf, aM	1 à 20	10,3 x 38 v	400 ou 500	100000
	4 à 50	14 x 51 v	400 ou 500	100000
	10 à 125	22 x 58 v	400 ou 500	100000
Cartouches Couteaux Domestique gf, aM	Jusqu'à 1200	1, 2, 3,4	400 ou 500	100000

Tableau A10

Transformateur triphasé immergé dans l'huile (NF C 52-112-1 édition de juin 1994)

	puissance en kVA											
	50	100	160	250	400	630	800	1 000	1 250	1 600	2 000	2 500
237 V												
In (A)	122	244	390	609	974	1 535	1 949	2 436				
Icc (kA)	3,04	6,06	9,67	15,04	23,88	37,20	31,64	39,29				
Ucc (%)	4	4	4	4	4	4	6	6				
pertes cuivre (kW)	1,32	2,1	2,3	3,2	4,5	6,3	10,5	12,7				
410 V												
In (A)	70	141	225	352	563	887	1 127	1 408	1 760	2 253	2 816	3 520
Icc (kA)	1,76	3,50	5,59	8,69	13,81	21,50	18,29	22,71	28,16	35,65	44,01	54,16
Ucc (%)	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6
pertes cuivre (kW)	1,32	2,1	2,3	3,2	4,5	6,3	10,5	12,7	15,6	19,5	24,9	31,2

Nota : La norme NF C 52-112 est l'application française du document d'harmonisation européen HD 428.

Tableau A11

Puissance des condensateurs nécessaires à la compensation de moteurs asynchrones.

(Les valeurs sont données à titre indicatif).

P _a kW	3000 tr/mn			1500 tr/mn			1000 tr/mn			750 tr/mn			600 tr/mn			500 tr/mn		
	Q ₁	Q ₂	Q _c	Q ₁	Q ₂	Q _c	Q ₁	Q ₂	Q _c	Q ₁	Q ₂	Q _c	Q ₁	Q ₂	Q _c	Q ₁	Q ₂	Q _c
7,5	3	5	2,5	4	5	2,5	6	7	5	6	7	5	7	8	5	7	8	5
11	5	7	2,5	6	8	5	7	10	5	9	10	8	9	12	8	10	12	8
15	7	9	5	7	10	5	9	11	8	9	13	8	13	16	10	15	17	12,5
22	8	13	5	13	14	10	12	16	10	12	17	10	20	28	15	22	26	15
30	11	15	10	16	21	15	13	21	10	15	22	12,5	23	31	20	32	37	20
37	13	19	10	17	25	15	16	25	12,5	20	28	15	25	34	20	43	47	30
45	16	24	12,5	23	32	20	19	31	15	20	32	15	28	40	20	41	47	30
55	17	29	15	26	38	20	23	37	20	26	39	20	35	48	30	50	52	40
75	18	34	15	28	46	20	32	50	20	36	55	30	45	61	40	66	72	60
90	21	42	15	32	55	20	43	61	30	42	64	30	60	80	50			
110	24	50	20	38	67	30	48	75	40	63	83	50						
132	38	66	30	51	80	40	61	87	50									
160	41	79	30	54	92	40												
200	43	96	30	62	108	50												

Q₁ = Puissance réactive nécessaire au moteur en fonctionnement à vide.

Q₂ = Puissance réactive nécessaire au moteur en fonctionnement à 100 %.

Q_c = Puissance du condensateur.

Tableau A12

Les valeurs de la compensation individuelle propre au transformateur, fonction de la puissance nominale du transformateur, sont données à titre indicatif dans le tableau ci-dessous.

puissance en kVA (400 V)	puissance réactive à compenser en kvar	
	à vide	en charge
100	2,5	6,1
160	3,7	9,6
250	5,3	14,7
315	6,3	18,4
400	7,6	22,9
500	9,5	28,7
630	11,3	35,7
800	20	54,5
1000	23,9	72,4
1250	27,4	94,5
1600	31,9	126,2
2000	37,8	176

Tableau A13

Résumé

En vue d'une extension de l'installation électrique de la direction d'énergie et utilité du groupe CEVITAL à IBOURASSEN (Bejaia), une étude et un redimensionnement de la station de pompage d'eau nous a été confié dans le cadre de la réalisation de notre projet de fin de cycle.

Notre travail est reparti en quatre chapitres :

Commençons par la partie introductive, où nous allons aborder la présentation du complexe CEVITAL, son historique, sa situation géographique, ses différentes directions et ses différentes activités.

Dans le premier chapitre nous allons aborder des généralités sur les installations électriques, leurs conceptions et le choix de régime du neutre.

Le second chapitre est consacré pour l'étude de l'installation existante du site, recueil des données, cahier des charges et schémas unifilaires de l'installation.

Dans le troisième chapitre nous allons procéder au calcul du bilan de puissance, et la détermination de la charge totale de la nouvelle installation.

Le redimensionnement et le choix des éléments de la nouvelle installation est traité dans le chapitre quatre.

Enfin, une conclusion générale clôturera notre travail