

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A.MIRA-BEJAIA



جامعة بجاية
Tasdawit n Bgayet
Université de Béjaïa

Faculté de Technologie
Département Electrotechnique

Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de Master

Filière : Electrotechnique

Option : Electrotechnique industrielle

Thème

*Dimensionnement d'un poste
transformateur alimentant un système
électropompe au sein de SONATRACH*

Réalisé par :

FEDILA Nassim

AOUNIT Yogharithene

Encadré par :

Mr S. ATROUN

Membres de jury :

Mr. MEBARKI.Y

Mr. RAHMANIA

Année Universitaire : 2019/2020

Remerciements

Avant tout, on remercie ALLAH le Tout-puissant de nous avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail dans des meilleures Conditions.

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

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.

Merci encore à tous...

Dédicaces

Tout d'abord, je remercie Dieu le tout puissant, de m'avoir donné le courage, la patience et la volonté afin de terminer ce travail.

Je dédie ce modeste travail

À Mes très chers parents pour leurs soutiens et sacrifices, et à ma grande mère

À Mon frère et ma sœur auxquels je souhaite tout le bonheur du monde et plein de succès à l'avenir

À la mémoire de mon cher grand père

*À mes chers amis MOUSSI Yanis Messaoud,
Menad AHMANACHE, Yanis AICH, Myassa,
Hania, Kenza et aïcha*

À mon binôme AOUNIT Yogharithene et toute sa famille.

À toute ma promotion de Master Electrotechnique (2020).

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

F. Nassim

Dédicaces

Tout d'abord, je remercie Dieu le tout puissant, de m'avoir donné le courage, la patience et la volonté afin de terminer ce travail.

Je dédie ce modeste travail

À ma très chère mère qui m'a toujours encouragé et soutenu, à laquelle je ne rendrais jamais assez

À la mémoire de mon père

À mes chers frères Elghani, Lounes, Latamene, Boussaad, massinissa qui m'ont toujours encouragé et auxquels je souhaite tout le bonheur du monde et plein de succès à l'avenir

À mes chers amis MOUSSI Yanis Messaoud, Menad AHMANACHE, Yanis AICH et à ceux que je connais de près ou de loin

À ma chère BESSMA « MAYA »

À mes camarades du RAJ

À mon binôme FEDILA Nassim et toute sa famille

À toute ma promotion de Master Electrotechnique (2020).

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

SOMMAIRE

Introduction Générale	1
CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES INSTALLATIONS ELECTRIQUES	
I.1 INTRODUCTION.....	2
I.2 RESEAU ELECTRIQUE	2
I.3 LES DIFFERENTES SOURCES DE L'ENERGIE ELECTRIQUE	3
I.3.1 Source normale.....	3
I.3.2 Source de secours	3
I.3.3 Source sans interruption	4
I.4 LES MODES DE DISTRIBUTION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE	4
I.4.1 Le mode radial.....	5
I.4.1.1 Les avantages.....	5
I.4.1.2 Les inconvénients	5
I.4.2 Le mode en peigne.....	5
I.4.2.1 Les avantages.....	6
I.4.2.2 Les inconvénients	6
I.4.3 Le mode en boucle.....	6
I.4.3.1 Les avantages.....	7
I.4.3.2 Les inconvénients	7
I.5 LES EQUIPEMENTS ELECTRIQUES.....	7
I.5.1 Tableau général MT.....	7
I.5.2 Les transformateurs.....	8
I.5.2.1 Transformateur de puissance	9
I.6 LES NORMES.....	9
I.6.1 La Normalisation.....	9
I.6.2 Organisme de normalisation	10
I.6.3 Exemple de Norme CEI et leur domaine de spécification	10
I.7 CONCLUSION.....	11
CHAPITRE II : PRESENTATION DE L'ENTREPRISE	
II.1 INTRODUCTION.....	12
II.2 DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE SONATRACH.....	12

II.2.1 Historique	12
II.3 PRINCIPALE ACTIVITE DE LA SOCIETE.....	13
II.3.1 Activité amont	13
II.3.2 Activité avale	13
II.3.3 Activité transport par canalisations	13
II.3.4 Activité commercialisation	13
II.4 PRESENTATION DE LA D.R.G.B.....	14
II.5 LE TERMINAL MARIN DE BEJAIA	14
II.5.1 Le terminal Nord.....	15
II.5.1.1 Parc de stockage	15
II.5.1.2 Manifold.....	16
II.5.1.3 Tour de contrôle	16
II.5.2 Le terminal Sud.....	17
II.5.2.1 Parc de stockage	17
II.5.2.2 Salle électrique.....	17
II.6 DEPARTEMENT DE MAINTENANCE	18
II.6.1 Organigramme de département de maintenance.....	18
II.6.2 Service électricité.....	18
II.7 NOTION DIVERS.....	18
II.7.1 Pétrole	18
II.7.2 Condensat	18
II.7.3 Station de pompage.....	19
II.7.4 Pipeligne.....	19
II.7.5 Raffinerie	19
II.7.6 La gare racleur	19
II.7.7 Système anti incendie.....	19
II.8 ORGANIGRAMME RTC BEJAIA	20
CHAPITRE III : CALCUL DU BILAN DE PUISSANCE DE L'INSTALLATION	
III.1 INTRODUCTION.....	21
III.2 PRESENTATION DU PROJET.....	21
III.2.1 Plaque signalétique des groupes électropompes.....	21
III.2.2 Schéma unifilaire de l'installation	23
III.3 METHODOLOGIE DE CALCUL DU BILAN DE PUISSANCE	24

III.3.1	Elaboration d'un bilan de puissance	24
III.3.2	Puissance installée	24
III.3.3	Puissance utilisée	24
III.3.3.1	Facteur d'utilisation K_u	24
III.3.3.2	Facteur de simultanéité K_s	25
III.3.3.3	Facteur d'extension K_e	25
III.3.4	Détermination du facteur de puissance total	25
III.3.5	Dimensionnement des transformateurs	25
III.4	CALCUL DU BILAN DE PUISSANCE DE L'INSTALLATION	26
III.4.1	Calcul de la puissance installée	26
III.4.2	Calcul de la puissance d'utilisation :	28
III.4.3	Calcul du facteur de puissance de l'installation :	30
III.4.4	Choix du transformateur	30
III.4.4.1	Calcul du rapport de transformation	31
III.4.4.2	Calcul du courant secondaire	31
III.4.4.3	Calcul du courant primaire	31
III.4.5	Choix et dimensionnement du groupe électrogène	31
III.4.6	Mode de compensation	31
III.4.6.1	Globale	31
III.4.6.2	Partielle	32
III.4.6.3	Individuelle	33
III.4.6.4	Installation de batteries de compensation	34
III.4.6.5	Choix de type de compensation (fixe ou automatique)	34
III.4.6.6	Puissance réactive à installer	34
III.4.6.7	Techniques de détermination de la puissance réactive	34
III.4.6.7.1	Méthode graphique	35
III.4.6.7.2	Par calculs	35
III.4.6.8	Calcul de la puissance compensée	36
III.4.6.9	Vérification de type de compensation	37
III.5	CONCLUSION	37
	CONCLUSION GENERALE	38

Liste des figures

Figure I-1 : Vue globale du réseau électrique

Figure I-2 : Groupe électrogène

Figure I-3 : Distribution radiale

Figure I-4 : Distribution en peigne

Figure I-5 : Distribution en boucle

Figure I-6 : Transformateur

Figure II-1 : D.R.G.B de Bejaia

Figure II-2: Le Terminale marin de Bejaia

Figure II-3: Back de stockage

Figure II-4 : Manifold

Figure II-5 : Organigramme de département de maintenance

Figure II-6 : La gare racleur

Figure II-7 : Organigramme de RTC Bejaia

Figure III-1 : Compensation globale

Figure III-2 : Compensation partielle

Figure III-3 : Compensation individuelle

Figure III-4 : Triangle des puissances

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Organismes de normalisations et normes internationales

Tableau I-2 : Décret et norme en France

Tableau I-3 : Les niveaux de tension en France selon la norme NF C 15-100 et la NF C13-200

Tableau III.1: Facteur d'utilisation

Tableau III.2: Facteur de simultanéité selon le nombre de récepteurs

Tableau III-3 : Bilan de puissance installé de l'installation M.N.O

Tableau III-4 : Bilan de puissance installé de l'installation P.R.S.T

Tableau III-5 : Bilan de puissance installé de l'installation W.Y.Z

Tableau III-6 : Bilan de puissance utilisé de l'installation M.N.O

Tableau III-7 : Bilan de puissance utilisé de l'installation P.R.S.T

Tableau III-8 : Bilan de puissance utilisé de l'installation W.Y.Z

Tableau III-9 : La charge totale de l'installation

Tableau III-10 : La charge totale de l'installation après l'application du facteur d'extension

Tableau III-11 : La puissance réactive avant et après compensation

Tableau III-12 : Type de compensation de l'énergie réactive

Introduction

Générale

Introduction générale

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes, l'installation électrique nécessite un savoir-faire et des connaissances aussi bien théoriques que pratiques des lois et réglementations qui régissent cette énergie, mais aussi une maîtrise parfaite du choix de dimensionnement afin d'assurer la continuité de l'alimentation des récepteurs électriques, et en particulier lors des choix préliminaires du schéma unifilaire.

La réduction des coûts de réalisation et d'exploitation d'une installation électrique, avec un fonctionnement sûr et sans défaillance, sont des conditions essentielles de rentabilité.

Un réseau électrique comporte trois parties la production, les lignes de transport haut à tension et la distribution à moyenne et basse tension. Dans l'une ou l'autre de ces parties, chaque ouvrage peut être l'objet d'incidents.

Notre travail consiste sur l'étude et dimensionnement d'un poste MT/MT au sein de SONATRACH Bejaia, Par une étude (tension, courant, puissance) sur les différents types d'électropompes.

Dans cette optique, le premier chapitre concerne les généralités sur les installations électrique ensuite, le deuxième chapitre consacré à la méthodologie de calcul du bilan de puissance d'une installation, puis le troisième chapitre se concentrera sur un aperçu général sur l'organisme d'accueil (SONATRACH), et le quatrième chapitre est consacré au calcul et dimensionnement du transformateur de notre installation, et nous finirons par une conclusion générale.

Chapitre

I.

Généralités sur les
installations électriques

I.1 Introduction

Dans ce chapitre intitulé nous illustrons les différents composants d'une installation électriques en commençant du réseau, la distribution d'énergie en arrivant aux transformateurs, en finissons par les normes électriques.

I.2 Réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. [1]

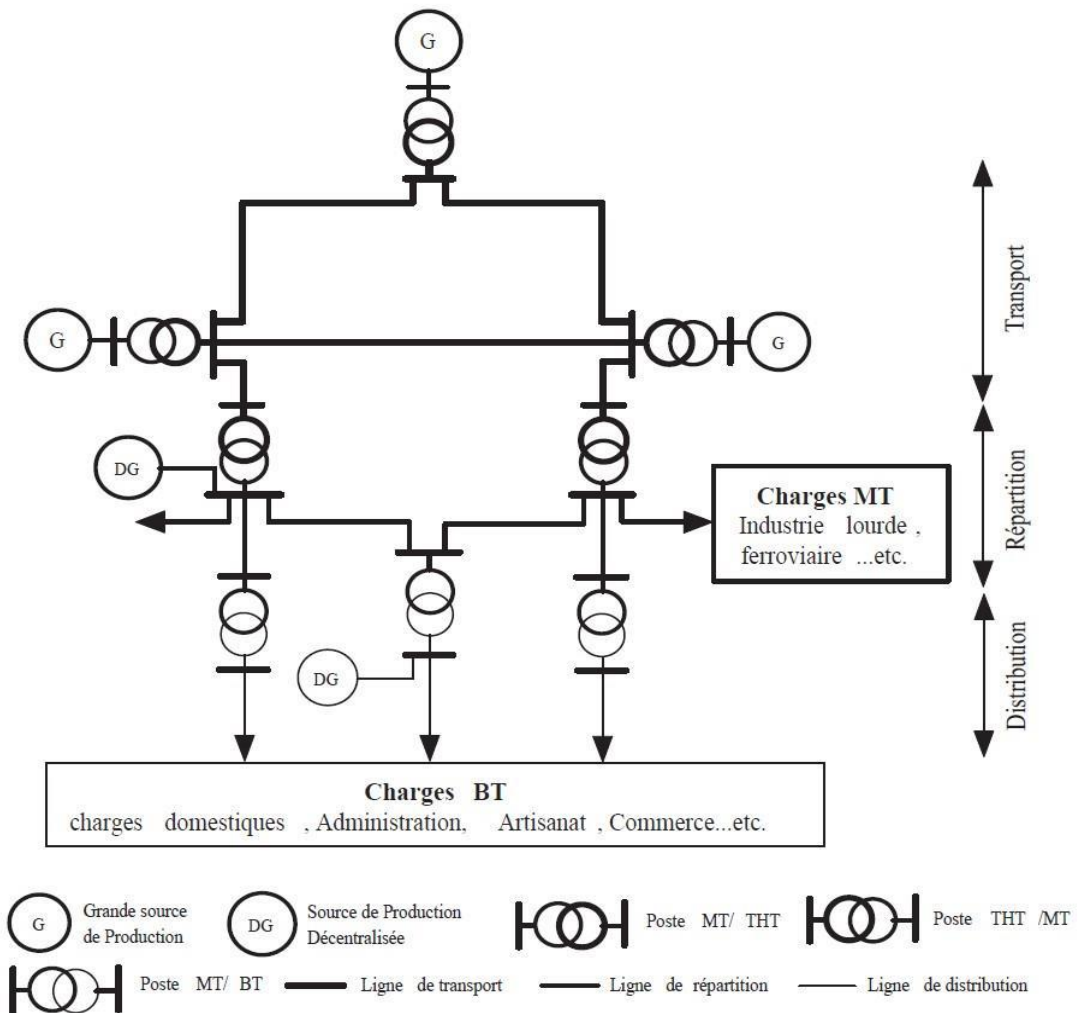


Figure I-1 : Vue globale du réseau électrique. [1]

I.3 Les différentes sources de l'énergie électrique

Les sources d'énergie électrique sont définies par la qualité de fourniture requise pour les puissances à distribuer dans les implantations et sont dénommées « normale », « secours » et « sans interruption » [2].

I.3.1 Source normale

Source constituée généralement par un raccordement au réseau électrique de distribution publique haute tension ou basse tension. La tension de cette source est fixée par celle du distributeur en fonction de la puissance demandée et des possibilités locales du réseau existant, dans le respect des performances requises.

I.3.2 Source de secours

Source délivrant l'énergie électrique permettant de poursuivre tout ou partie de l'exploitation de l'établissement en cas de défaillance de la source normale. Lorsque la puissance à secourir est faible et peu dispersée, une source autonome en BT et non pas en MT, est bien suffisante. Cependant, cela peut conduire à créer un réseau BT de secours (avec son inverseur de source en BT) superposé au réseau général BT issu de la MT.

Dès que la puissance à fournir est plus importante et/ou lorsque les équipements à secourir sont en grand nombre et répartis sur le site, une source autonome en MT est préférable, tant pour limiter les pertes de distribution que pour bénéficier d'une plus grande facilité d'adaptation à la plage des besoins. Ainsi, la source autonome (**Figure I-2**) en MT, raccordée au poste de livraison, est encore plus pertinente parce qu'elle permet :

- De se dispenser de son propre réseau MT de distribution, généralement très peu utilisé, mais indispensable.
- De maintenir l'alimentation du site lors des opérations de maintenance du poste de livraison (effacement total de la source normale).

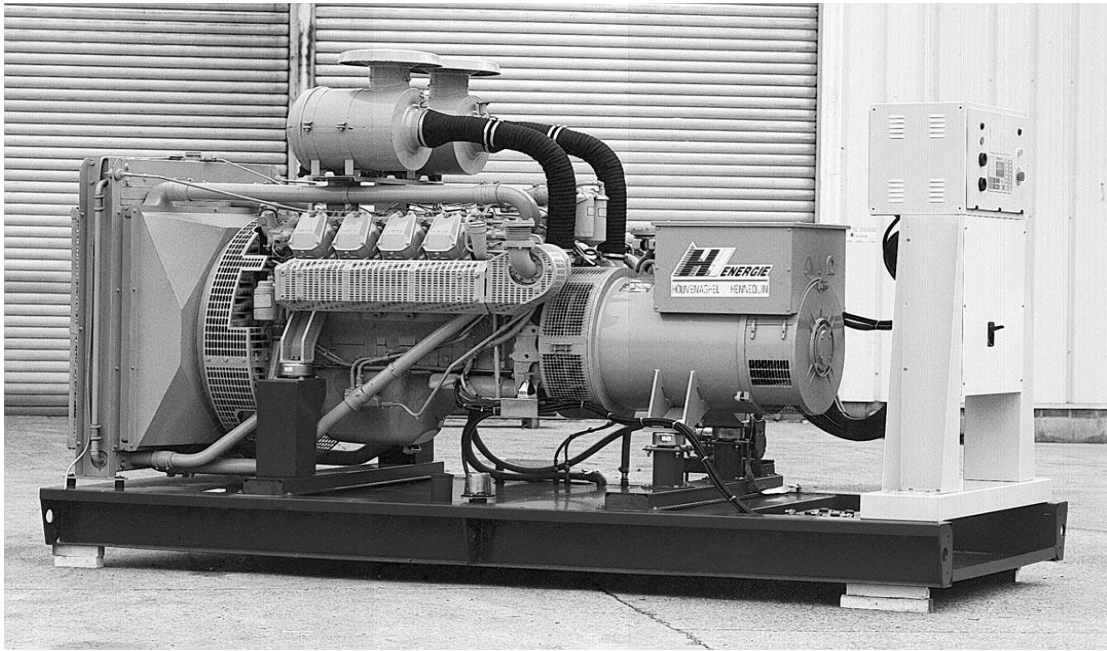


Figure I-2 : Groupe électrogène. [3]

I.3.3 Source sans interruption

Le réseau de la source de secours depuis chaque TGBT (tableau général BT) fournit son énergie électrique aux matériels des alimentations sans interruption, afin de garantir leur permanence.

À cette fin, il est également plus judicieux de multiplier ces équipements d'alimentation, ce qui réduit au strict minimum les distances qui les séparent des récepteurs et évite de faire courir à ces sources le risque d'une interruption de l'alimentation, en cas d'incident sur leurs liaisons. En bref, ces sources doivent être situées à proximité immédiate des récepteurs, ce qui augmente également leur fiabilité.

Lorsqu'il faut à tout prix maintenir une alimentation sans interruption et qu'un incident grave survient sur la source de secours, cas extrême et rare, on doit installer un petit groupe de secours BT indépendant dédié aux récepteurs très sensibles (par exemple, les ordinateurs centraux dans les sociétés). Le plus contraignant est alors de s'assurer, en permanence, que sa disponibilité est garantie.

I.4 Les modes de distribution de l'énergie électrique

Toute installation doit être convenablement divisée en plusieurs circuits afin de limiter les conséquences résultant d'un défaut survenant sur un circuit, cette division dépend du mode de distribution BT utilisé : [2]

- Le mode radial

- Le mode en peigne
- Le mode en boucle

I.4.1 Le mode radial

C'est le mode le plus employé, il est conseillé systématiquement dans toute installation industrielle.

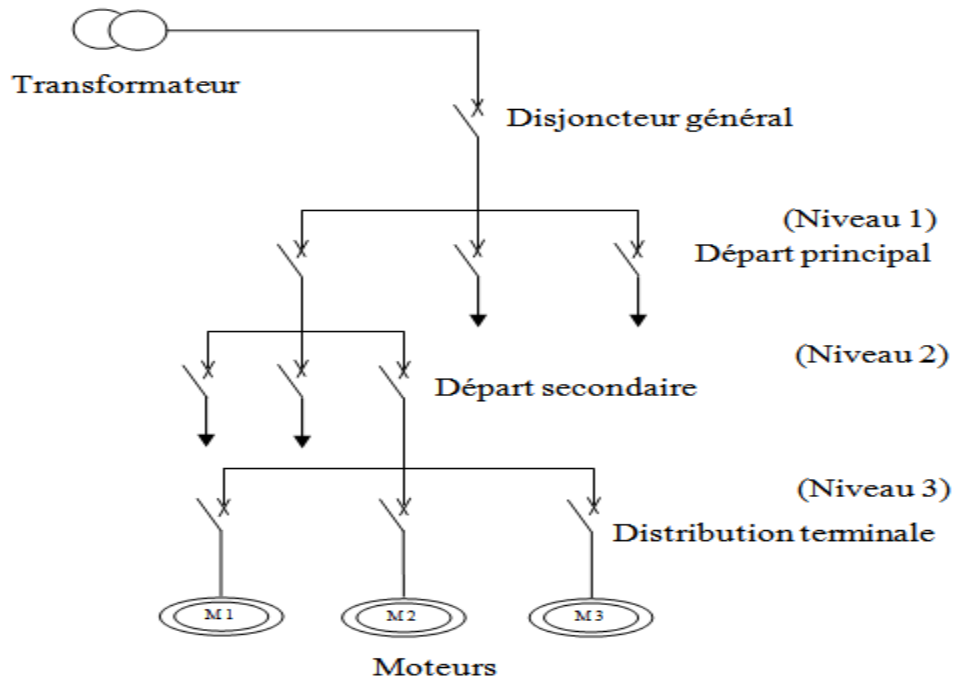


Figure I-3 : Distribution radiale [2]

I.4.1.1 Les avantages

- Seul le circuit en défaut est mis hors service.
- Localisation facile
- Il est possible d'effectuer les opérations d'entretien sans coupure générale.

I.4.1.2 Les inconvénients

- Un défaut survenant au niveau (1) d'un départ principal affecte tous les départs au niveau (2) secondaire et la distribution terminale niveau (3) issus du départ principal.

I.4.2 Le mode en peigne

Elle est surtout utilisée pour les installations peu étendues et de faible puissance

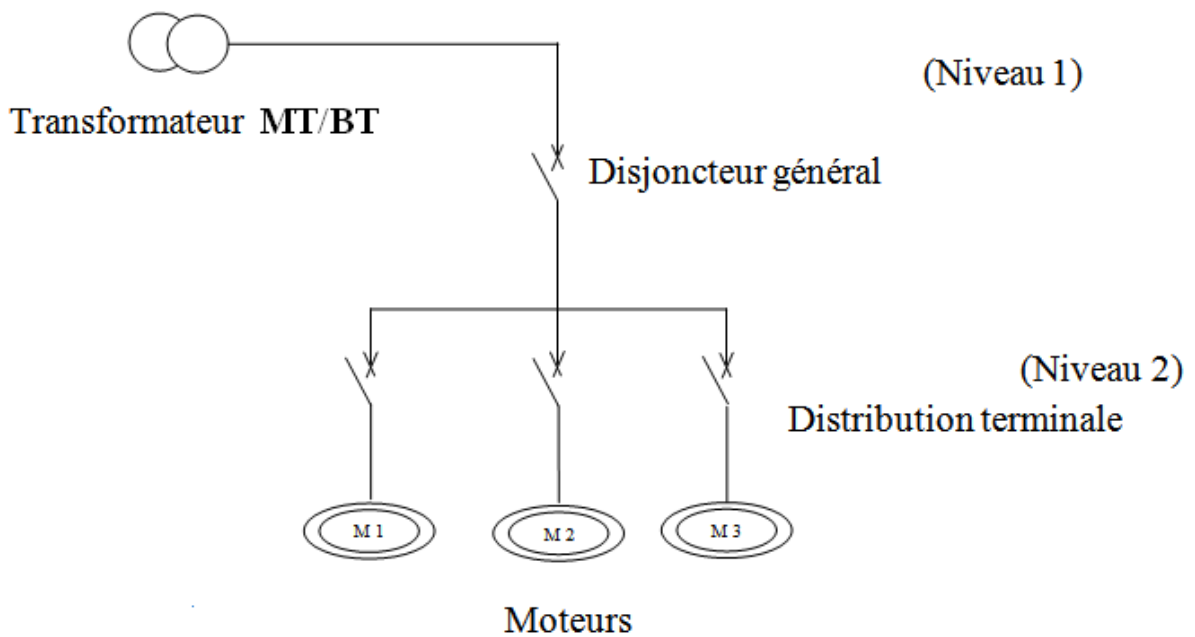


Figure I-4 : Distribution en peigne [2]

I.4.2.1 Les avantages

- Dans le cas d'un défaut autre que celui du câble principal, seul le circuit en défaut est coupé.

I.4.2.2 Les inconvénients

- On se trouve devant un grand nombre de circuits séparés, donc de grandes longueurs de lignes et par conséquent, une sur abondance de cuivre.
- Les caractéristiques de l'appareillage de protection (niveau 2) doivent être surdimensionnées

I.4.3 Le mode en boucle

La distribution en boucle n'est pratiquement pas utilisée mais elle est très fréquente pour les installations domestiques.

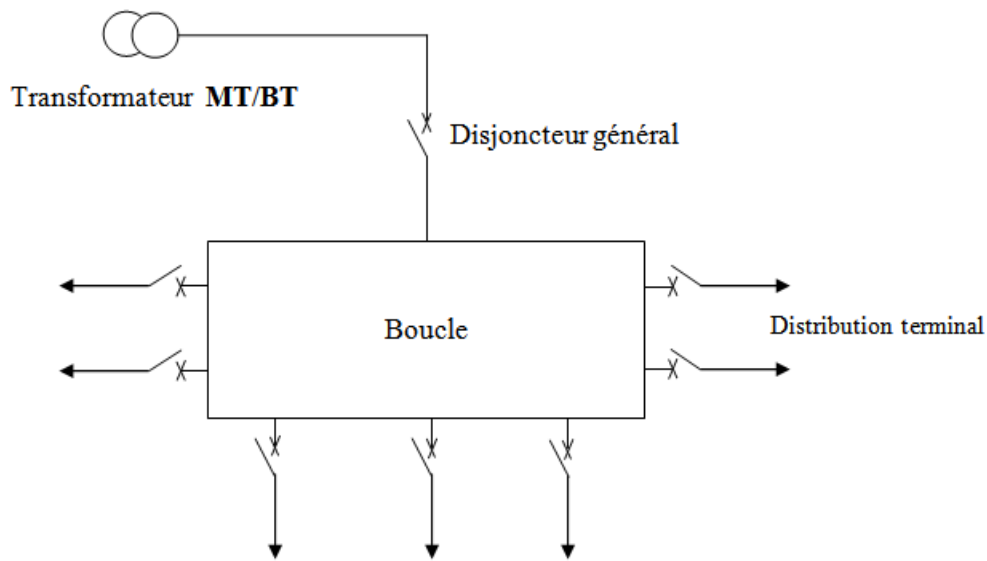


Figure I-5 : Distribution en boucle. [2]

I.4.3.1 Les avantages

- Réduction des pertes joule.
- Un seul dispositif de protection par boucle, dans le cas d'un défaut le courant circule dans un autre sens.

I.4.3.2 Les inconvénients

- Connexions spéciales aux dérives (ne pas couper la boucle).
- Chaque dérivation peut au maximum alimenter deux circuits d'utilisation.
- Répartition difficile des intensités.
- Difficultés de sélectivité de la protection.

I.5 Les équipements électriques

I.5.1 Tableau général MT

Placé en aval et à proximité immédiate du transformateur MT/MT, 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 (catégories : quelques minutes, quelques heures) pour maintenir l'alimentation secourue du

processus (catégories : sans interruption, quelques secondes) uniquement par la source de secours indispensable, après séparation de la source normale [2].

Ce choix de structure permet donc aux TGMT de disposer localement des deux réseaux de puissance prévus, alimentés par les sources normale et de secours.

I.5.2 Les transformateurs

Un transformateur électrique (**Figure I-6**) est une machine électrique permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de tension et de courant de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme. Il effectue cette transformation avec un excellent rendement.

Pour la sécurité des intervenants, ces appareils, de préférence de type intérieur, doivent être entièrement isolés.

La puissance de dimensionnement de chaque transformateur doit être supérieure à celle réellement consommée au total, et inférieure à celle installée.



Figure I-6 : Transformateur [3]

I.5.2.1 Transformateur de puissance

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

Il existe deux types : [2]

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

Un transformateur de tension, est un élément qui permet d'obtenir au niveau de son secondaire une tension proportionnelle à celle du réseau sur lequel il est raccordé. Il alimente en général des appareils de mesure, de contact et des relais de protection. Il est constitué d'un enroulement primaire, d'un circuit magnétique, d'un ou plusieurs enroulements secondaires, le tout enrobé dans une résine isolante. [2]

I.6 Les normes

I.6.1 La Normalisation

Il existe en réalité trois normalisations en électricité : [4]

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

Lesquelles élaborent plusieurs types de documents :

- Publications ou recommandations de la CEI.
- Documents d'harmonisation (HD) ou normes européennes (EN) du CENELEC.
- Normes homologuées et normes enregistrées de l'UTE laquelle édite également des guides ou publications UTE (qui ne sont pas des normes).

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

- La NF C 15-100: Installations électriques à basse tension.
- La NF C 13-100: Postes de livraison.
- La NF C 13-200: Installations électriques à haute tension.

- La NF C 14-100: Installations de branchement (basse tension).

Parmi les normes de conception beaucoup plus nombreuses citons en particulier :

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

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

1.6.2 Organisme de normalisation

Exemple d'organisme de normalisation :

- AFNOR : Association Française de Normalisation.
- UTE : Union Technique de l'électricité.
- CEI : Commission Electrotechnique Internationale.
- CENELEC : Comité Européen de Normalisation Electrotechnique.

1.6.3 Exemple de Norme CEI et leur domaine de spécification

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

Tableau I-1 : Organismes de normalisations et normes internationales [14]

NORMES	DESIGNATION
NF C 15-100	Installation électrique BT et guide technique
NF C 14-100	Installations de branchement de 1ère catégorie comprises entre le réseau de distribution publique et l'origine des installations intérieures.
NF C 13-200	Installation électrique Haute Tension
NF C 13-102	Postes simplifiés préfabriqués sous enveloppe
NF C 13-100	Poste de livraison HTA/BT raccordé à un réseau de distribution de 2ème catégorie.

Tableau I-2 : Décret et norme en France [15]

La norme NF C 15-100 et NF C13-200 en France définit les niveaux de tension comme suite :

TENSION ALTERNATIVE	DOMAINE DE TENSION	APPELLATION COURANTE	VALEUR USUELLE EN France
$\leq 50V$	TBT	/	12 – 24 – 48V
$\leq 500V$	BTA	BT (Basse Tension)	220 – 380 – 400V
$\leq 1000V$	BTB		
$1 \leq U \leq 50kV$	HTA	MT (Moyenne Tension)	5,5 – 6,6 – 10 – 15 – 20 – 36Kv
$U \geq 50kV$	HTB	HT (Haute Tension)	63 – 90 – 150kV
		THT (Très Haute Tension)	225 – 400kV

Tableau I-3 : Les niveaux de tension en France selon la norme NF C 15-100 et la NF C13-200.[15]

I.7 Conclusion

Dans ce premier chapitre nous avons présenté les différents types et architectures des réseaux électriques, les différents modes d'alimentation des postes ainsi que les transformateurs de puissance et les différentes normes électriques en citant quelques exemples.

Chapitre

II.

**Présentation de
l'entreprise**

Présentation de la SONATRACH**II.1 Introduction**

Depuis de nombreuses années le pétrole est une source d'énergie très importante dans notre société, celui-ci étant une matière première jouant un rôle primordial qui demande une attention très particulière, du fait de son omniprésence dans tous les domaines de la société, son présent et son devenir restent au cœur de l'attention.

La production massive engendrée par les désirs de la société actuelle accroît la consommation en pétrole. De toute façon l'or noire devient un des moteurs de l'économie mondiale, mais l'enjeu pétrolier ne s'arrête pas à cela : des tensions politiques apparaissent à travers le monde car le pétrole est un matériau très polluant, au fur et à mesure le pétrole gagne de l'importance malgré les problèmes qu'il représente. [8]

II.2 Description de l'entreprise SONATRACH**II.2.1 Historique**

Sonatrach-RTC (Bejaia) : société nationale de recherche d'exploitation du transport et la commercialisation des hydrocarbures, elle a été créée le 31 décembre 1963. La volonté de l'Algérie de récupérer ses richesses naturelles et d'assurer pleinement le contrôle de leurs exploitations amena à nationaliser la production des hydrocarbures le 24 février 1971, par la signature d'une ordonnance définissant le cadre d'activité des sociétés étrangères en Algérie. [8]

Au début des années 80 La restructuration de SONATRACH se mit en œuvre, cette étape figure parmi les plus importantes dans le développement de la société. D'autres étapes ont été suivies toutes aussi importantes, notamment la réorganisation des structures de la société en activités particulièrement les activités Aval et Amont. Par ailleurs, de nombreux contrats de partenariats avec les compagnies étrangères américaines ainsi qu'à l'étranger, SONATRACH a pu développer son statut de compagnie pétrolière solide. [8]

L'oléoduc Haoud El Hamra-Bejaïa, est la première pipeline construite en Algérie en 1959 par la Société SO.PE.G. Elle est d'une longueur de 660,72 Km et d'un diamètre de 24 pouces. [9]

Pour l'année 2017 le groupe pétrolier algérien Sonatrach occupe la première place du classement des 500 premières entreprises africaines. La société angolaise sonangole occupe la deuxième place suivie par le grand groupe sud-africain. [10]

II.3 Principale activité de la société

II.3.1 Activité amont

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

II.3.2 Activité aval

- Liquéfaction du gaz naturel et séparation des GPL.
- Raffinage du pétrole.
- Pétrochimie.
- Études et développement de nouvelles technologies.

II.3.3 Activité transport par canalisations

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

II.3.4 Activité commercialisation

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

II.4 Présentation de la D.R.G.B

Figure II-1 : D.R.G.B de Bejaia

La direction régionale de Bejaïa est une direction parmi les 7 directions opérationnelles composant l'activité de transport par canalisation avec les régions de :

- Transport de Haoud El- Hamra (RTS).
- Région transport centre - Bejaia (RTC).
- Région transport d'Ain Amenas (RTI).
- Région transport Ouest Arzew (RTO).
- Région transport Est-Skikda (RTE).
- Gazoduc Italie (par El Kala) (GEM).
- Gazoduc Espagne (par Mostaganem) (GPDF).

Ces deux derniers sont deux gazoducs traversant l'Italie et l'Espagne. La vocation de la DRGB est le transport des hydrocarbures par canalisation, le stockage et chargement des navires.

II.5 Le terminal marin de Bejaia

Le terminal marin de Bejaïa est divisé en deux parties qui sont :

- Terminal Nord
- Terminal Sud



Figure II-2: Le Terminale marin de Bejaia [11]

II.5.1 Le terminal Nord

On trouve dans ce terminal les éléments suivants :

II.5.1.1 Parc de stockage



Figure II-3: Parc de stockage

Leur Fonction principale est le stockage du brut, il contient douze bacs à toit flottant de capacité volumique de 35 000 m³ chaque bac contient une vanne, deux agitateurs, un jaugeur (transmetteur de niveau et de température) et un système anti-incendie au halon pour étouffer le feu en cas d'incendie.

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

II.5.1.2 Manifold



Figure II-4 : Manifold

C'est un ensemble de canalisations de vannes et de pompes de chargement, utilisés pour réceptionner les hydrocarbures venant du Sahara. Il contient sept pompes six vannes chacune d'elle alimente deux bacs et d'autres vannes. Le manifold destiné à assurer en nombre et en direction tous les mouvements du produit:

- Réception par pipeligne.
- Remplissage et vidange sélectif des groupes de réservoirs.
- Transfert d'un groupe de réservoirs à un autre.

II.5.1.3 Tour de contrôle

C'est une salle dans laquelle on trouve les tables de commande pour le terminal nord et sud, pour commander l'ouverture des vannes, la sélection du bac de la pompe et du chemin de circulation du fluide, en plus la tour est situer a une auteur importante permettant de visualiser l'état des vannes et des bacs.

II.5.2 Le terminal Sud

On trouve dans ce terminal les éléments suivants :

II.5.2.1 Parc de stockage

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

II.5.2.2 Salle électrique

Elle est divisée en trois chambres : Hautes tension, moyenne et basse tension. On trouve dans la chambre de haute tension les deux arrivées de sonelgaz qui sont connectées à deux disjoncteurs principaux redondants, un disjoncteur en amont et en aval de chaque transformateur de tension 30/5.5kV.

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

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

II.6 Département de maintenance

II.6.1 Organigramme de département de maintenance

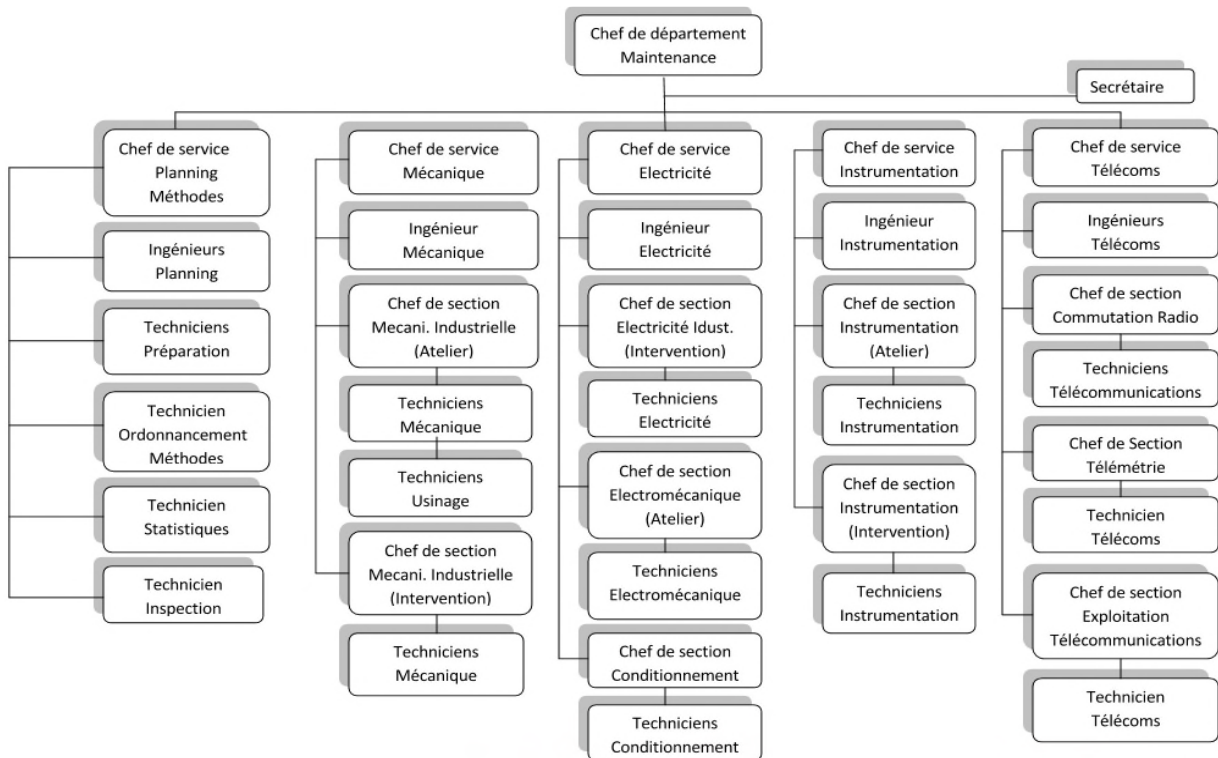


Figure II-5 : Organigramme de département de maintenance [11].

II.6.2 Service électricité

Ce service s'occupe de trois types d'équipements :

- Equipements industriels.
- Equipements électromécaniques.
- Equipements conditionnements.

II.7 Notion divers

II.7.1 Pétrole

Mots latin « Petra deum » qui signifie huile de pierre. Liquide huileux inflammable dont la couleur varie du vert au noir. Le pétrole, est un mélange de substances appelées hydrocarbures. Constitués d'un nombre différent d'atomes, de carbone, d'hydrogène et de molécules de taille et de structure différentes, ce qui détermine leur état physique soit solide ou liquide ou bien gazeux.

II.7.2 Condensat

Le condensat, est un liquide de gaz naturel composé d'un mélange d'hydrocarbures avec des fractions plus légères de gisements de gaz naturel, on l'appelle également essence naturelle.

II.7.3 Station de pompage

C'est une installation composée de plusieurs machines qui permet de régulariser le débit des produits transportés en exerçant une pression pour les faire parvenir à la prochaine station de pompage.

II.7.4 Pipeligne

Est une canalisation servant au transport à moyennes et grandes distances des liquides. Elle est appelée oléoducs, elle sert au transport du pétrole brut et gazoduc. Elle est caractérisée par son diamètre, son épaisseur et la matière dont elle est fabriquée ainsi que par sa résistance à la pression.

II.7.5 Raffinerie

Le pétrole utilisé directement sous sa forme brute est soumis à diverses opérations de transformation (séparation et mélange... etc.) qui constituent le raffinage avant d'être consommé dans divers domaines. C'est ainsi que plusieurs entreprises s'engagent à construire des usines de raffinage du pétrole brut.

II.7.6 La gare racleur

Chaque station de pompage possède une gare racleur d'arrivée et une autre de départ c'est un outil qu'on introduit à l'intérieur de l'oléoduc pour nettoyer les parois intérieures de la pipe.

La gare racleur est la destination finale du racleur.



Figure II-6 : La gare racleur

II.7.7 Système anti incendie

Il comprend deux bassins d'eau d'une capacité de 8 000 m³ et de 600 m³ qui alimentent tout le réseau anti-incendie.

II.8 Organigramme RTC Bejaia

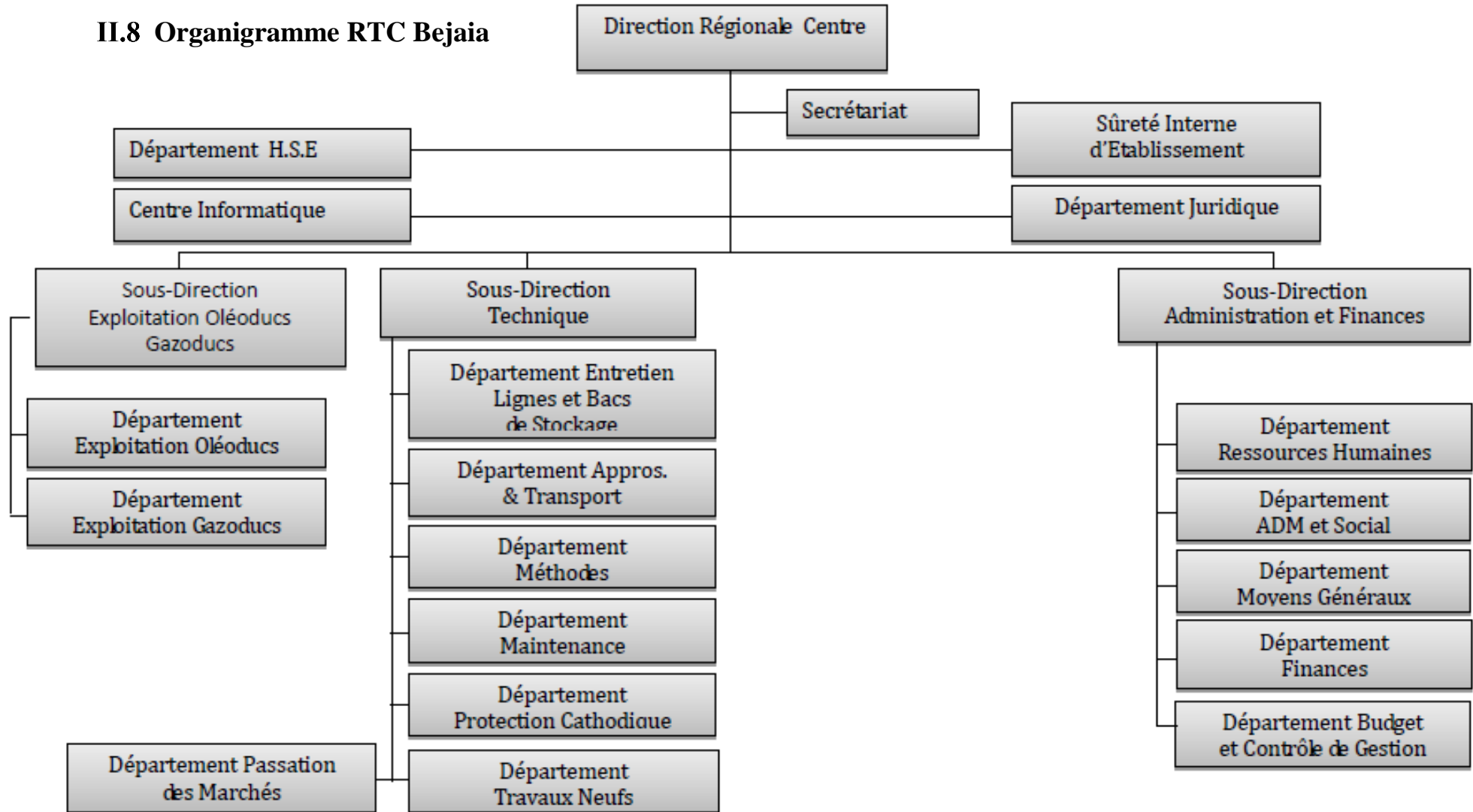


Figure II-7 : Organigramme de RTC Bejaia

Chapitre III.

**Calcul du bilan de
puissance de
l'installation**

III.1 Introduction

Le bilan de puissance est un outil qui va permettre de dimensionner l'installation à partir de la définition des récepteurs. C'est la première étape essentielle de l'étude de conception d'une installation électrique. Nous allons calculer la puissance installée et la puissance utilisée pour pouvoir choisir et dimensionner le transformateur adéquat, et nous déterminerons aussi le facteur de puissance et nous allons l'améliorer en compensant l'énergie réactive par des batteries de condensateurs.

III.2 Présentation du projet

Projet : Dimensionnement poste transformateurs alimentant un système électropompe au sein du SONATRACH.

Le projet a pour but de dimensionner un poste transformateur MT/MT qui va alimenter les dix électropompe (M,N,O,P,R,S,T,W,Y,Z) au niveau l'entreprise SONATRACH.

III.2.1 Plaque signalétique des groupes électropompes

Electropompe M		Electropompe N		Electropompe O	
Puissance moteur	515 kW	Puissance moteur	515 kW	Puissance moteur	515 kW
Tension	5500 V	Tension	5500 V	Tension	5500 V
Type Moteur	CS 4 3222	Type Moteur	CS 4 3222	Type Moteur	CS 43 222
Code Autotransformateur	C 223 017603	Code Autotransformateur	C 223 017602	Code Autotransformateur	C 223 017598
Code EMA	C 223 005 336	Code EMA	C 223 005 337	Code EMA	C 223 005 338
N° Série	769 S 73	N° Série	796 572	N° Série	796 S71
Type	VB185030	Type	VB185030	Type	VB 1850 30
Marque	GUINARD	Marque	GUINARD	Marque	GUINARD
Date d'aquisition	01/06/1961	Date d'aquisition	01/11/1961	Date d'aquisition	01/11/1961
Emplacement	Terminal Nord	Emplacement	Terminal Nord	Emplacement	Terminal Nord
Débit	2500 m ³ /h	Débit	2500 m ³ /h	Débit	2 500 m ³ /h

Electropompe P	
Puissance moteur	515 kW
Tension	5500 V
Type Moteur	CS 4 3222
Code Autotransformateur	C 223 017599
Code EMA	C 223 005 339
N° Série	796 S 71
Type	VB185030
Marque	GUINARD
Date d'acquisition	01/11/1961
Emplacement	Terminal Nord
Débit	2500 m ³ /h

Electropompe R	
Puissance moteur	425 kW
Tension	5500 V
Type Moteur	B 500 A
Code Autotransformateur	C 223 018102
Code EMA	C 223 005 340
N° Série	T 796 74
Type	VB 1150-253 ^E
Marque	GUINARD
Date d'acquisition	01/11/1959
Emplacement	Terminal Nord
Débit	1800 m ³ /h

Electropompe S	
Puissance moteur	368 kW
Tension	5500 V
Type Moteur	B 500 M
Code Autotransformateur	C 223 018101
Code EMA	C 223 005 341
N° Série	T 846 108
Type	VB 1850-302E
Marque	GUINARD
Date d'acquisition	01/02/1962
Emplacement	Terminal Nord
Débit	2 200 m ³ /h

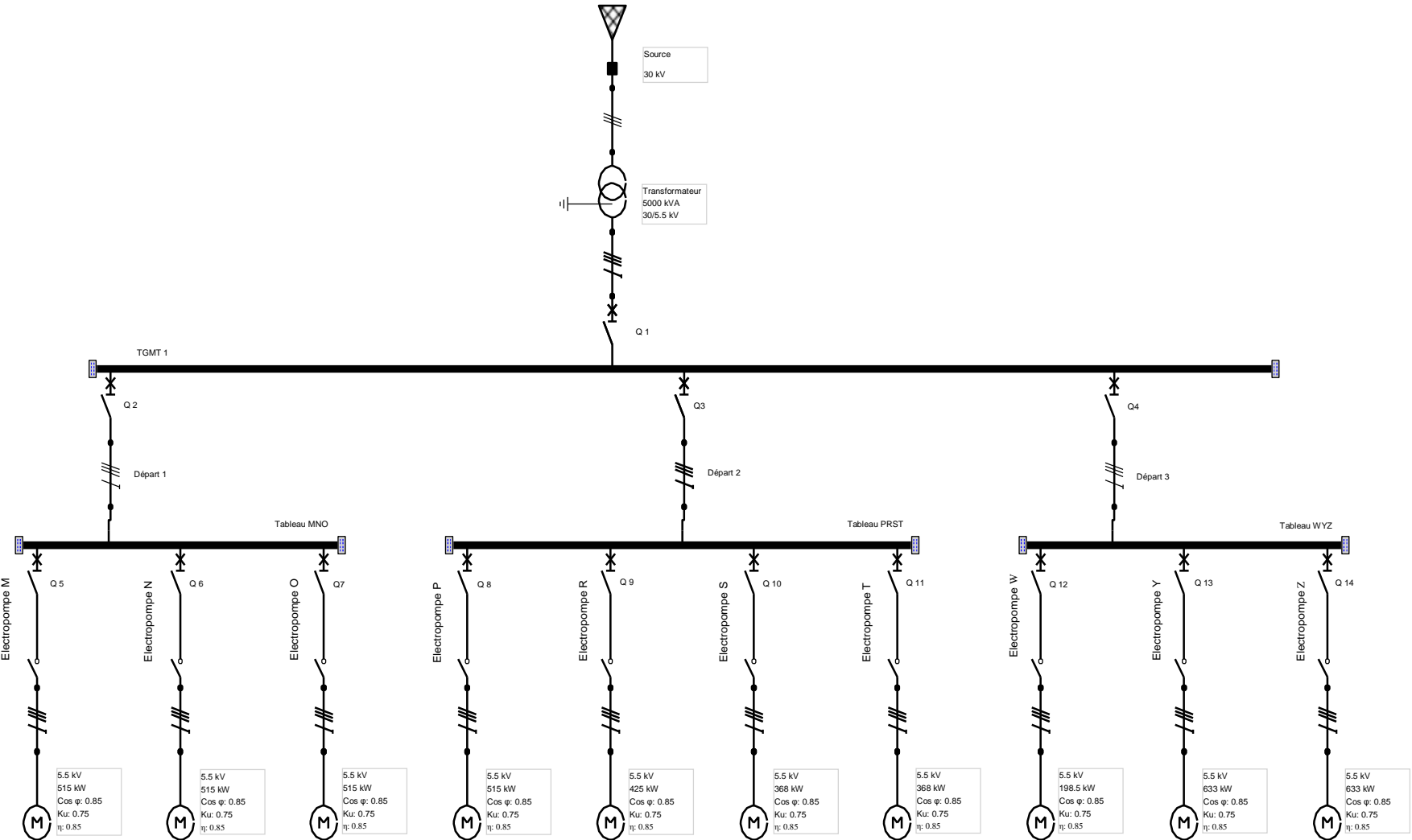
Electropompe T	
Puissance moteur	368 kW
Tension	5500 V
Type Moteur	B500M
Code Autotransformateur	C 223 018102
Code EMA	C 223 005 342
N° Série	T 846 109
Type	VB1850302E
Marque	GUINARD
Date d'acquisition	01/02/1962
Emplacement	Terminal Nord
Débit	2200 m ³ /h

Electropompe W	
Puissance moteur	198.5 kW
Tension	5500 V
Type Moteur	JB 400 LESAD
Code Autotransformateur	C 223 016587
Code EMA	C 223 005 054
N° Série	3 002 350
Type	VB115025
Marque	GUINARD
Date d'acquisition	01/04/1967
Emplacement	Terminal Sud
Débit	1800 m ³ /h

Electropompe Y	
Puissance moteur	633 kW
Tension	5500 V
Type Moteur	C 560L
Code Autotransformateur	C 223 023348
Code EMA	C 223 005 567
N° Série	3 000 992
Type	VB2650-40
Marque	GUINARD
Date d'acquisition	01/04/1964
Emplacement	Terminal Sud
Débit	4 000 m ³ /h

Electropompe Z	
Puissance moteur	633 kW
Tension	5500 V
Type Moteur	C 560L
Code Autotransformateur	C 223 005 925
Code EMA	C 223 005 566
N° Série	3 000 991
Type	VB2650-40
Marque	GUINARD
Date d'acquisition	01/04/1964
Emplacement	Terminal Sud
Débit	4 000 m ³ /h

III.2.2 Schéma unifilaire de l'installation



III.3 Méthodologie de calcul du Bilan de puissance

III.3.1 Elaboration d'un bilan de puissance

La puissance d'une installation n'est pas la somme arithmétique de celle des récepteurs. Sa détermination nécessite de connaître la puissance et la localisation des récepteurs pour accéder à la puissance d'utilisation et à la détermination de la puissance du transformateur nécessaire. [5]

III.3.2 Puissance installée

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. [6]

III.3.3 Puissance utilisée

Elle représente la puissance réellement demandée au point source par les divers circuits d'une installation électrique. Elle est plus faible que la puissance installée vu que les récepteurs n'absorbent pas tous simultanément leurs puissances nominales.

Son estimation permet d'évaluer la puissance réellement utilisée. Néanmoins sa détermination nécessite la connaissance des trois facteurs suivants: d'utilisation (k_u), de simultanéité (k_s) et d'extension (k_e). [6]

III.3.3.1 Facteur d'utilisation K_u

En général, les récepteurs électriques ne fonctionnent pas à leurs puissances nominales d'où l'introduction du facteur d'utilisation pour le calcul de la puissance absorbée. Sachant que pour chaque type de récepteur est associé un facteur d'utilisation bien déterminé.

Dans une installation électrique, ce facteur peut être estimé en moyenne à 0.75 pour les moteurs, et 1 pour l'éclairage. [7]

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 alimenter par le même circuit)	Si: $n > 6 \rightarrow 0,6$ $n < 6 \rightarrow 0,1 + (0,9/n)$
Moteur électrique	0.75

Tableau III.1: Facteur d'utilisation

III.3.3.2 Facteur de simultanéité K_s

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

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

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

Nombre de récepteurs	Facteur de simultanéité K_s
1 à 3	0.9
4 à 6	0.8
6 à 9	0.7
10 et plus	0.6

Tableau III.2: Facteur de simultanéité selon le nombre de récepteurs [2].

III.3.3.3 Facteur d'extension K_e

Le rôle du facteur d'extension, également appelé facteur de réserve, est de prévoir une augmentation de la puissance absorbée. Le coefficient K_e varie d'un TGMT et un autre de 1 à 1,3 Pour les installations électriques. [7]

III.3.4 Détermination du facteur de puissance total

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

III.3.5 Dimensionnement des transformateurs

Après le calcul des puissances, on choisira des transformateurs de puissance normalisé

III.4 Calcul du bilan de puissance de l'installation

III.4.1 Calcul de la puissance installée

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} \dots\dots\dots (IV-1)$$

$$P_a = \frac{P_n}{\eta} \dots\dots\dots (IV-2)$$

$$I_a = \frac{P_a}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} \dots\dots\dots (IV-3)$$

$$Q_a = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_a \cdot \sin \varphi \dots\dots\dots (IV-4)$$

$$S_a = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_a \dots\dots\dots (IV-5)$$

Calcule pour l'électropompe M :

$$I_n = \frac{515000}{\sqrt{3} \cdot 5500 \cdot 0.88} = 61.433 \text{ A}$$

$$P_a = \frac{P_n}{\eta} = \frac{515}{0.85} = 601.882 \text{ kW}$$

$$I_a = \frac{601.882}{\sqrt{3} \cdot 5500 \cdot 0.88} = 71.797 \text{ A}$$

$$Q_a = \sqrt{3} \cdot 5500 \cdot 71.797 \cdot 0.47497 = 324.862 \text{ kVAr}$$

$$S_a = \sqrt{3} \cdot 5500 \cdot 71.797 = 683.957 \text{ kVA}$$

Les résultats de calcul de la puissance installée de l'installation sont donnés dans les tableaux suivant :

Tableau III-3 : Bilan de puissance installé de l'installation M.N.O

Récepteurs	U (kV)	P _n (kW)	Cos φ	H	I _n (A)	P _a	I _a (A)	Q _a (kVAr)	S _a (kVA)
Electropompe M	5.5	515	0.88	0.85	61.433	601.882	71.797	324.862	683.957
Electropompe N	5.5	515	0.88	0.85	61.433	601.882	71.797	324.862	683.957
Electropompe O	5.5	515	0.88	0.85	61.433	601.882	71.797	324.862	683.957
	Totale	1545	0.88	0.85	184.299	1805.646	215.391	974.586	2051.871

Tableau III-4 : Bilan de puissance installé de l'installation P.R.S.T

Récepteurs	U (kV)	P _n (kW)	cosφ	H	I _n (A)	P _a (kW)	I _a (A)	Q _a (kVAr)	S _a (kVA)
Electropompe P	5.5	515	0.88	0.85	61.433	601.882	71.797	324.862	683.957
Electropompe R	5.5	425	0.88	0.85	50.697	500	59.644	269.871	568.185
Electropompe S	5.5	368	0.88	0.85	43.898	432.941	51.644	233.673	491.975
Electropompe T	5.5	368	0.88	0.85	43.898	432.941	51.644	233.673	491.975
	Totale	1676	0.88	0.85	199.925	1967.764	234.729	1062.079	2236.092

Tableau III-5 : Bilan de puissance installé de l'installation W.Y.Z

Récepteurs	U (kV)	P _n (kW)	cosφ	η	I _n (A)	P _a (kW)	I _a (A)	Q _a (kVAr)	S _a (kVA)
Electropompe W	5.5	198.5	0.88	0.85	23.679	233.529	27.858	126.045	265.410
Electropompe Y	5.5	633	0.88	0.85	75.509	744.706	88.834	401.947	846.257
Electropompe Z	5.5	633	0.88	0.85	75.509	744.706	88.834	401.947	846.257
Totale		1464.5	0.88	0.85	174.697	1722.941	205.526	929.939	1957.924

On a donc le bilan des puissances installées de l'installation résumer dans le tableau suivant :

Circuit	I _a (A)	P _a (kW)	Q _a (kVAr)	S _a (kVA)
TOTALE	558.921	5496.351	2966.604	6245.887

III.4.2 Calcul de la puissance d'utilisation :

La détermination de cette puissance nécessite une bonne connaissance du facteur d'utilisation.

Elle est donnée par la relation suivante :

$$P_u = K_u * P_n \dots\dots\dots (IV-6)$$

$$Q_u = K_u * Q_n \dots\dots\dots (IV-7)$$

$$S_u = K_u * S_n \dots\dots\dots (IV-8)$$

- P_u : Puissance active utile demandée.
- Q_u : Puissance réactive utile demandée.
- S_u : Puissance apparente utile demandée.
- P_n : Puissance active nominale.
- Q_n : Puissance réactive nominale
- S_n : Puissance apparente nominale.
- K_u : Facteur d'utilisation.

Tableau III-6 : Bilan de puissance utilisé de l'installation M.N.O

Récepteurs	K_u	K_s	P_u (kW)	Q_u (kVAr)	S_u (kVA)	I_b (A)
Electropompe M	0.75	/	454.412	228.913	516.377	54.206
Electropompe N	0.75	/	454.412	228.913	516.377	54.206
Electropompe O	0.75	/	454.412	228.913	516.377	54.206
Totale			1363.236	686.739	1549.131	162.618
$K_s = 0.9$			1226.912	618.065	1394.218	146.356

Tableau III-7 : Bilan de puissance utilisé de l'installation P.R.S.T

Récepteurs	K_u	K_s	P_u (kW)	Q_u (kVAr)	S_u (kVA)	I_b (A)
Electropompe P	0.75	/	454.412	228.913	516.377	54.206
Electropompe R	0.75	/	462.353	202.402	504.715	44.733
Electropompe S	0.75	/	324.706	175.256	368.984	38.733
Electropompe T	0.75	/	324.706	175.256	368.984	38.733
Totale			1566.177	781.827	1759.06	176.405
$K_s = 0.8$			1252.942	625.462	1407.248	141.124

Tableau III-8 : Bilan de puissance utilisé de l'installation W.Y.Z

Récepteurs	K_u	K_s	P_u (kW)	Q_u (kVAr)	S_u (kVA)	I_b (A)
Electropompe W	0.75	/	175.147	94.534	199.058	20.893
Electropompe Y	0.75	/	558.529	301.460	634.923	66.625
Electropompe Z	0.75	/	558.529	301.460	634.923	66.625
Totale			1292.205	697.454	1468.444	154.143
$K_s = 0.9$			1162.985	627.709	1321.600	138.729

On a dans le tableau suivant les valeurs des puissances utiles de toute l'installation

Tableau III-9 : La charge totale de l'installation

CHARGE	P _{ut} (kW)	Q _{ut} (kVAR)	S _{ut} (kVA)	I _b (A)
Totale	3642.839	1871.236	4123.066	426.209
K _s =0.9	3278.555	1684.112	3710.759	383.588

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

Tableau III-10 La charge totale de l'installation après l'application du facteur d'extension

CHARGE	P _{ut} (kW)	Q _{ut} (kVAR)	S _{ut} (kVA)	I _b (A)
Totale	3278.555	1684.112	3710.759	383.588
K _e =1.2	3934.266	2020.934	4452.911	460.306

III.4.3 Calcul du facteur de puissance de l'installation :

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

$$\text{Cos}\varphi = \frac{P_{ut}}{S_{ut}} = \frac{3278.555}{4452.911} = \mathbf{0.884}$$

III.4.4 Choix du transformateur

Le réseau délivre une moyenne de tension de 30 KV, et au sein du projet la tension au niveau des récepteurs est de 5.5KV.

Après avoir effectué le bilan de puissance utilisé on est arrivé à déterminer la puissance totale utilisé par notre 'installation qui va nous permettre de déterminer le transformateur de puissance normalisée adéquat.

Le choix du transformateur se portera sur un transformateur 5000 KVA (30/5.5kVA).

III.4.4.1 Calcul du rapport de transformation

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

$$m = (U_2/U_1) = (N_2/N_1) \dots\dots\dots (IV-9)$$

$$m = U_2/U_1 = 5500/30000 = \mathbf{0.183}$$

Avec :

- U_1, U_2 : Tension primaire et secondaire du transformateur.
- N_1, N_2 : Nombre de spires au primaire et au secondaire du transformateur.

Donc, le rapport de transformation égal à, $m = \mathbf{0.183}$

III.4.4.2 Calcul du courant secondaire

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

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{5000 * 10^3}{\sqrt{3} * 5500} = 524.864 \text{ A}$$

- S_n = Puissance assignée du transformateur (KVA).
- U_2 = 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 : $I_2 = \mathbf{524.864 \text{ A}}$

III.4.4.3 Calcul du courant primaire

$$m = \frac{I_1}{I_2} \longrightarrow I_1 = m * I_2 = \mathbf{0.183 * 524.864 = 96.05 \text{ A}}$$

$m = I_1/I_2 \Rightarrow$ Donc, le courant primaire du transformateur égal à : $I_1 = \mathbf{96.05 \text{ A}}$

III.4.5 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 5000 KVA.

III.4.6 Mode de compensation

La compensation d'une installation peut être réalisée de différentes façons [12]

III.4.6.1 Globale

La batterie est raccordée en tête d'installation est assure une compensation pour l'ensemble de l'installation, Elle reste en service de façon permanente pendant la marche normale de l'usine (figure IV-1)

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

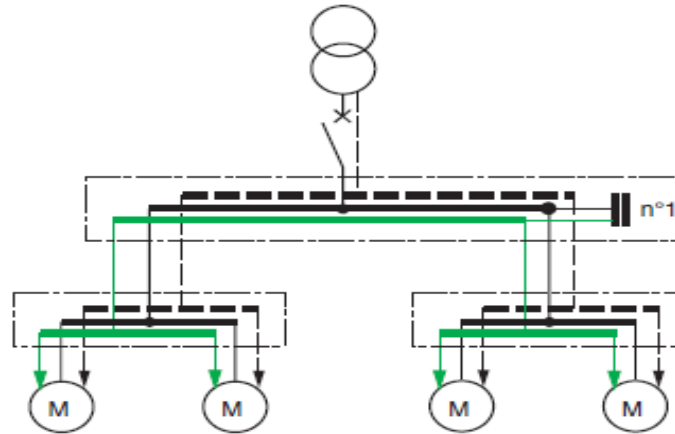


Figure III-1 : Compensation globale. [13]

✚ Avantages

- supprime les facturations complémentaires pour consommation excessive d'énergie réactive
- diminue la puissance apparente (ou appelée) en l'ajustant au besoin réel en kW de l'installation.
- soulage le poste de transformation (puissance disponible en kW).

III.4.6.2 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-2).

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

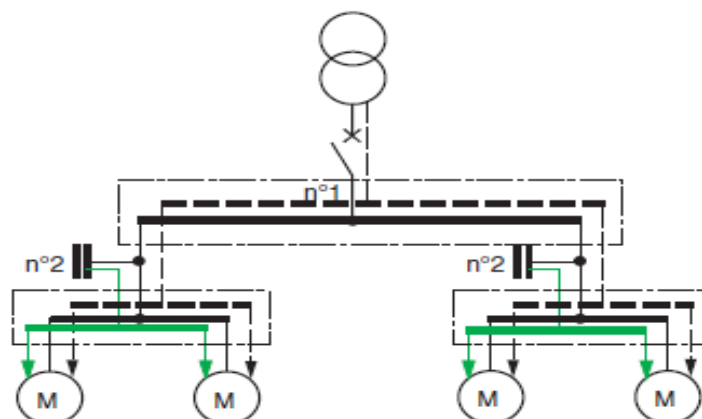


Figure III-2 : Compensation partielle. [13]

✚ Avantages

- Réduit les pénalités tarifaires dues à une consommation excessive d'énergie réactive,
- Réduit la puissance apparente d'utilisation (en kVA), calculée habituellement à partir des charges installées,
- Soulage le transformateur d'alimentation, ce qui permet d'alimenter des charges supplémentaires si nécessaire,
- Réduit les pertes en ligne dans ces mêmes câbles.
- Permet de réduire la section des câbles d'arrivée du tableau de distribution intermédiaire, ou d'ajouter des charges supplémentaires,

III.4.6.3 Individuelle

La batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur de type inductif.

Lorsqu'elle est possible, cette compensation produit l'énergie réactive à l'endroit même où est consommée et en quantité ajustée aux besoins.

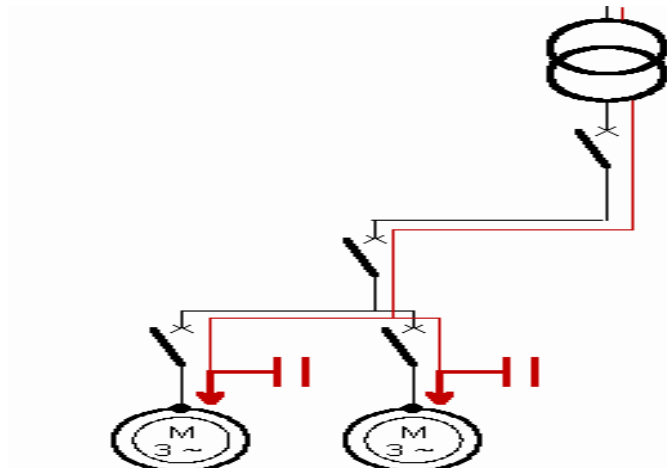


Figure III-3 : Compensation individuelle. [2]

✚ Avantages

La compensation individuelle réduit :

- les pénalités tarifaires dues à une consommation excessive d'énergie réactive,
- la puissance apparente consommée (en kVA),
- la section des câbles et les pertes en ligne.

III.4.6.4 Installation de batteries de compensation

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

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

III.4.6.5 Choix de type de compensation (fixe ou automatique)

Dans le cas de la compensation globale ou par ateliers, le ratio Q_c/S_n permet de choisir entre un équipement de compensation fixe ou automatique. Le seuil de 15% est une valeur indicative conseillée [6].

Pour éviter les effets de la surcompensation à vide :

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

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

III.4.6.6 Puissance réactive à installer

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

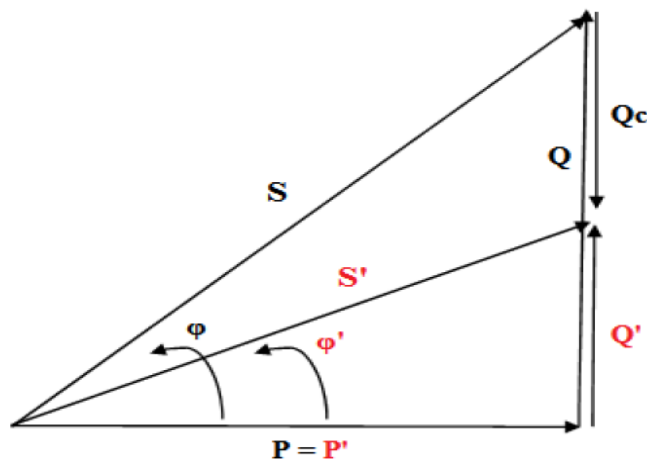


Figure III-4 : Triangle des puissances. [2]

III.4.6.7 Techniques de détermination de la puissance réactive.

On connaît :

- La puissance active de l'installation
- Son facteur de puissance actuel $\cos(\varphi)$
- Le facteur de puissance souhaité $\cos(\varphi')$

III.4.6.7.1 Méthode graphique

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

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

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

III.4.6.7.2 Par calculs

La puissance réactive actuelle est donnée par $Q = P \times \text{tg}(\phi)$ (IV-10)

La puissance réactive souhaitée est donnée par $Q' = P \times \text{tg}(\phi')$ (IV-11)

La puissance réactive de compensation est donnée par la différence

$Q = P (\text{tg}\phi - \text{tg}\phi')$ (IV-12)

➤ **En monophasé**

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

$Q_c = C \cdot \omega \cdot V^2$ (IV-13)

➤ **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 la plupart des condensateurs est donnée par l'expression suivante :

$Q_{c-\Delta} = 3 \cdot C_{eq} \cdot \omega \cdot U^2$ (IV-14)

$C_{eq} = \left(\frac{m}{n}\right) \cdot C$ (IV-15)

Avec ;

U: Tension composée (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 :

$Q_{c-Y} = 3 \cdot C_{eq} \cdot \omega \cdot V^2$ (IV-16)

$Q_{c-Y} = C_{eq} \cdot \omega \cdot U^2$ (IV-17)

➤ La relation entre (C_{eq-Y}) et $(C_{eq-\Delta})$

$$Q_{c-\Delta} = 3 \cdot C_{eq-\Delta} \cdot \omega \cdot U^2 \dots\dots\dots (IV-18)$$

$$C_{eq-\Delta} = \frac{Q_{c-\Delta}}{3 \cdot \omega \cdot U^2} \dots\dots\dots (IV-19)$$

$$Q_{c-Y} = 3 \cdot C_{eq} \cdot \omega \cdot \left(\frac{U}{\sqrt{3}}\right)^2 = C_{eq-Y} \cdot \omega \cdot U^2 \dots\dots\dots (IV-20)$$

$$C_{eq-Y} = \frac{Q_{c-Y}}{\omega \cdot U^2} \dots\dots\dots (IV-21)$$

D'où : $C_{eq-Y} = 3 * C_{eq-\Delta}$ (IV-22)

III.4.6.8 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.

➤ Au niveau de TGMT on a :

$$\cos \phi = 0.884$$

$$\text{Tg } \phi = 0.529$$

On a: $Q_u = 2\,020\,934 \text{ Var}$

$\cos \phi'$ désiré 0.95 ainsi $\text{tg } \phi' = 0.329$

$$Q_{ceq} = P * (\text{tg } \phi - \text{tg } \phi') = 786853 \text{ VAR}$$

$$Q = Q' + Q_{ceq}$$

$$Q_{ceq} = Q - Q'$$

$$Q' = 2\,020\,934 - 786\,853 = 1\,234\,081 \text{ Var}$$

$$Q_{c-\Delta} = 3 * C_{eq} * \omega * U^2$$

$$C_{eq-\Delta} = \frac{Q_{ceq}}{3 * \omega * U^2} = \frac{786853}{3 * 314 * 5500^2} = 27.613 \mu\text{F}$$

$$C_{eq-\Delta} = 27.613 \mu\text{F}$$

$$C_{eq-Y} = 82.839 \mu\text{F}$$

Tableau III-11 : La puissance réactive avant et après compensation

Charges	Avant Compensation		Après Compensation				
	Q_u (VAr)	$\cos \phi$	Q_c (VAr)	Q' (VAr)	$\cos \phi'$	C_{Δ} (μ F)	C_Y (μ F)
TGMT	2020934	0.884	786853	1234081	0.95	27.613	82.84

III.4.6.9 Vérification de type de compensation

Tableau III-12 : Type de compensation de l'énergie réactive

Q_c (kVAr)	S_n (kVA)	Q_c/S_n (%)	Type de compensation
786.853	5000	15.737	Automatique

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

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons déterminé les différents types de puissances (énergies active réactive et apparente de toute l'installation) ainsi que les différents courants nominaux, et courant d'emplois des différent récepteur et de toute l'installation ce qui nous as permis de dimensionner le transformateur et le groupe électrogène pour l'installation.

D'après les résultats obtenus, nous constatons que l'installation électrique présente un facteur de puissance moyen entrainant des pertes importantes non exploitées, une compensation de l'énergie réactive a été donc proposée.

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans ce présent travail, nous avons réalisé le dimensionnement d'un poste transformateur alimentant un système de pompage au sein de SONATRACH (Bejaia) ceci nous a permis de découvrir l'environnement interne de l'entreprise, de combler nos lacunes et d'approfondir nos connaissances dans le domaine des installations électriques.

Elle nous a permis également de maîtriser la méthodologie du calcul de bilan de puissance afin d'acquérir des connaissances dans les techniques de dimensionnement des circuits internes des installations industrielles, et la maîtrise de bonne exploitation électrique.

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

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

- [1] **Y.TIR et H.Sofiane**, « Projet de fin cycle ; Étude et dimensionnement d'un réseau et d'un poste transformateur MT/BT alimentant une usine. »2018.
- [2] **O.AREZKI**, « Projet de fin cycle ; Etude et calcul de l'installation électrique au niveau de la raffinerie sucre Cevital Bejaia' »2015.
- [3] **Schneider Electric**, «Cahier Technique n° 196 / p.4»
- [4] **BAUCHE Salim et DEBA Yacine**, « Projet de fin cycle ; Etude et redimensionnement d'un réseau et d'un poste MT/MT/BT au sein de la SONATRACH Bejaia' »2018.
- [5] **B.AZZOUG**, « Projet de fin d'études ;'Etude et redimensionnement des systèmes de protection des personnes et des matériels de L'unité CEVITAL' »,2003.
- [6] **J.L.Lilien**, Université de Liège, Effets indirects des champs électromagnétiques, Institut montefiore Année académique 2005.
- [7] **Schneider Electric** : catalogue distribution BT 98.
- [8] **Site web**: www.sonatrach.com, un peu d'histoire-sonatrach.
- [9] **MOSELLE-VIEILLEMARD**, « SO.PE.G » la pipeligne Haoud-el-Hamra Bougie, IMPRIMERIES PARIS 13 rue des Arquebusiers, 21 avril 1965.
- [10] **Site web**: www.eco-algeria.com, Sonatrach dans le top ten des compagnies Africaine en 2017.
- [11] **S.Lounis** « Rapport de stage les automates programmables » Ecole nationale polytechnique Département Automatique 3eme année Automatique.
- [12] **Schneider Electric** « Guide de la distribution électrique basse tension et HTA », 2009.
- [13] **Schneider Electric**, « Guide de l'installation électrique », 2010.
- [14] : UNIVERSITE D'RTOIS, Département Génie Civil – Enseignement du S3, « **Présentation et dimensionnement des installations courants forts (CFO) et courants faibles (CFA)** » Organismes de normalisations et normes internationales et décret et normes en France.