



MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES

En vue de l'obtention d'un diplôme de Master

Option : Electromécanique Minière

Thème

**Choix optimal du schéma d'alimentation en énergie
électrique d'une entreprise minière**

« cas de la mine de l'Ouenza »

Par:

(DJEDAI Imad)

(TOUMARI Mohamed Amin)

Devant le jury composé de :

(TALEB Mounia)	(MAA)	(Établissement)	Présidente
(KARA Mohammed)	(MCA)	(Établissement)	Encadreur
(RECHERCHE A/krim)	(MAA)	(Établissement)	Examinateur/Examinatrice

SYMBOLES

MT	Moyen tension
BT	Basse tension
HT	Haut tension
P	La puissance active
Q	La puissance réactive
P_m	Puissance d'un moteur
S_m	Facteur de marche
P_n	Puissance nominale
P_{con}	Puissance connectée
η	Le rendement
Q_n	Puissance réactive nominale
K_{ch}	Le facteur de charge
P_r	Puissance réelle de consommateur
K_s	Le facteur de simultanément
P_{nf}	Puissance nominale des consommateurs qui fonctionnent simultanément dans un temps bien déterminé
P_c	Puissance active calculée
Q_c	Puissance réactive calculée
K_d	Facteur de demande
S_c	La puissance apparente calculée
$\cos \varphi_m$	La valeur moyenne pondérée du facteur de puissance
$\cos \varphi_i$	Facteur de puissance du consommateur séparé
K_{sur}	Coefficient de surcharge

K_{sum}	Coefficient de simultanéité qui tient compte de fonctionnement en même temps de moteur électrique
η_{mot}	Le rendement du moteur électrique
η_{res}	Le rendement du réseau électrique
ΔP	Perte de puissance active
ΔQ	Perte de puissance réactive
K_u	Coefficient d'utilisation
K_m	Le coefficient maximale
U	La tension
I	Le courant
B	Le facteur de charge
N	Le nombre de transformateur
I_0	Courant à vide
I_{cal}	Courant calculé
I_{nx}	Le courant nominal de poste x
I_z	Le courant de choix
X	Réactance d'un conducteur de phase à 50 HZ
L	Longueur du circuit considère en Km
R	Résistance d'un conducteur de phase à 50 HZ
S_{ec}	La section économique
J_{ec}	La densité économique

Légende des tableaux

Tableau.1.	Les réserve de la mine de l'Ouenza.....	10
Tableau.2.	Liste des récepteurs de poste (803)	25
Tableau. 3.	Liste des récepteurs de poste (01)	25
Tableau.4.	Liste des récepteurs de poste (10)	26
Tableau.5.	Liste des récepteurs de poste (04)	26
Tableau.6.	Liste des récepteurs de poste (02)	26
Tableau.7.	Liste des récepteurs de poste (660)	26
Tableau.8.	Liste des récepteurs de poste (Z2)	27
Tableau.9.	Liste des récepteurs de poste (90)	27
Tableau.10.	Récapitulation dans chaque poste	32
Tableau.11.	Le courant dans chaque poste	45
Tableau.12.	Les caractéristiques des câbles	52

Légende des figures

Fig.1. La mine de l'Ouenza.....	08
Fig.2. Le schéma d'alimentation en énergie électrique de la mine de l'Ouenza.....	24
Fig.3. Le Schéma électrique proposé comme Solution de la mine de l'Ouenza.....	43
Fig.4. Diagramme montrant l'amélioration du $\cos \varphi$	61
Fig.5. Schéma illustrant la Compensation Globale en BT	64
Fig.6. Schéma illustrant la compensation partielle	65
Fig.7. Schéma illustrant la compensation locale	66
Fig.8. Schéma illustrant la compensation Globale en MT	66
Fig.9. Schéma illustrant la Compensation Fixe	67
Fig.10. Schéma illustrant la compensation automatique	68

SOMMAIRE

Introduction générale	05
Chapitre I : Bref aperçu géologique et géologie de la mine d'Ouenza	
I.1 Historique de la région.....	07
I.2 Importance de la Mine.....	07
I.3 Géologie de la région du djebel Ouenza.....	08
I.4 Aperçu géologique sur les quartiers de la mine de l'Ouenza.....	10
Chapitre II : Notions sur les réseaux électriques	
Introduction.....	13
II.1 L'industrie de l'électricité : Production.....	13
II.2 Caractéristiques des réseaux d'électricité.....	14
II.3 Les différents schémas des réseaux électriques.....	15
II.4 Les poste de distribution de l'énergie électrique.....	19
Conclusion.....	19
Chapitre III : Calcule des charges électriques	
Introduction.....	21
III.1 Méthodes de calcul des charges électriques	21
III.2 L'alimentation en énergie électrique de la mine de l'Ouenza	23
III.3 Données sur les charges électriques de la mine de l'Ouenza.....	25
III.4 Calcul des puissances	27
Conclusion.....	34
Chapitre IV : Calcul des pertes de puissance dans les transformateurs	
Introduction.....	36

IV.1 Calcul des pertes de puissance dans les transformateurs	36
IV.1.1 Calcul du facteur de charge	36
IV.1.2 Perte de puissance active	36
IV.1.3 Les pertes de puissance de court-circuit.....	37
IV.2 Calcul de la puissance apparente.....	38
Conclusion.....	38

Chapitre V : La solution proposé et les calculs des sections des câbles

Introduction.....	40
V.1 Calcul des pertes de puissance dans le nouveau transformateur	40
V.1.1 Pertes de puissance active	40
V.1.2 Les pertes de puissances de court-circuit	41
V.1.2.1 Schéma électrique proposé comme solution de la mine.....	43
V.2 Calcul de la puissance apparente.....	44
V. 3 Le choix de la section des conducteurs de la ligne.....	44
V.4 Calcul du courant dans chaque poste.....	45
Conclusion.....	52

Chapitre VI : Compensation de l'énergie réactive et protection de l'installation

Introduction.....	54
VI.1Rappels des relations physiques	55
VI .2 Le facteur de puissance.....	57
VI.3 Inconvénient d'un faible facteur de puissance.....	57
VI.4 Cause du faible facteur de puissance	58
VI.5 Amélioration du facteur de puissance	58
VI.6 Avantage d'un bon facteur de puissance	59
VI.7 Procédés et dispositifs de compensation de l'énergie réactive.....	59
VI.8 Méthode de calcul d'énergie réactive à compenser	61

VI.9 Compensation de l'énergie réactive par batteries de condensateurs	63
VI.10 Installation des batteries de condensateurs	68
VI.11 Protection.....	71
VI.11.1 Protection du transformateur	72
Conclusion.....	73

Chapitre VII : ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE

Introduction.....	75
VII.1 Economie réalisée par suppression des pénalités	75
VII.2 Evaluation d'économies réalisées par diminution des pertes.....	76
VII.3 Economies Totales Réalisées Par l'installation du nouveau transformateur et Compensation de l'énergie réactive	77
VII.4 Coût D'investissement.....	77
VII.5 Délai de récupération du capital investi.....	78
Conclusion.....	79
Conclusion générale.....	81

Annexe

Bibliographie

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Pour couronner notre formation en master (2) spécialité Electromécanique minière, nous avons eu à effectuer un stage pratique de (01) mois à la mine de l'Ouenza.

Au cours de ce stage nous avons traité un sujet important, qui consiste à faire le choix optimal du schéma d'alimentation en énergie électrique d'une entreprise minière « La mine de fer de l'Ouenza ».

Ce projet nous a permis d'analyser tous les aspects techniques et économiques qui entrent en jeu pour faire un choix optimal du schéma d'alimentation en énergie électrique de la mine de l'Ouenza en passant par les méthodes nouvelles.

Le choix d'un schéma d'alimentation en énergie électrique se réalise par la vérification optimale de tous les équipements et les conducteurs qui constituent le système d'alimentation en énergie électrique.

Nous avons commencé notre travail par donner un bref historique sur l'unité de stage.

Le deuxième chapitre a été consacré à la production, transport et distribution d'énergie électrique et nous avons abordé le calcul des charges électriques dans le chapitre suivant.

Le quatrième chapitre a été consacré à la vérification du transformateur principal installé au niveau de la mine, Après la vérification un problème a été constaté, pour cela dans le chapitre suivant nous avons proposé un nouveau schéma d'alimentation, pour remédier aux inconvénients trouvés lors de notre étude ainsi nous avons procédé à la vérification des sections de câble suivant la méthode d'échauffement.

Dans le sixième chapitre, nous avons présenté les méthodes et types de compensation d'énergie réactive ainsi le type de protection du transformateur ;

Dans le dernier chapitre nous avons présentés une étude technico-économique et nous avons terminé notre travail par une conclusion total en donnant des perspectives.

Chapitre I

Bref aperçu

géologique et géologie de la mine d'Ouenza

I.1 Historique de la région :

Le gisement de fer de l'Ouenza se trouve à une dizaine de kilomètres de la frontière algéro-tunisienne, sur le prolongement du sillon Aurès-El Kef, à 70km au Nord de Tébessa et à 150 km au Sud-Est de Annaba.

Il est relié à cette dernière par une voie ferrée électrique qui sert au transport du minerai de fer vers le complexe sidérurgique d'El Hadjar. Le Gisement de fer de l'Ouenza entre dans l'histoire vers la fin du 19ème Siècle avec l'exploitation du Cuivre au niveau des Quartiers Douamis et Hallatif comme l'atteste les vestiges encore existants sous formes de puits et de galeries. En effet, c'est vers 1875 que l'ingénieur des mines « J. Tissot » signale l'importance des affleurements du minerai de fer.

Le premier permis de recherche du fer du djebel Ouenza a été octroyé en 1878. Il s'en est suivi l'obtention par le prospecteur « F.R. Pascal » d'une concession minière en 1901. Ce n'est qu'aux environs de 1913 que la Société de l'Ouenza fut créée. Elle a débuté l'exploitation de la mine au début des années vingt (1921). Le début de la modernisation de la mine remonte à 1939 avec l'électrification de la voie ferrée. L'après indépendance a connu une mutation très importante, plusieurs évènements se succèdent :

- En 1966, il y avait la nationalisation des mines ;
- En 1967, c'est le début d'aménagement des installations ;
- En 1983, c'était la restructuration de la SONAREM et la création de l'entreprise de recherche ; Par contre l'évènement le plus important d'eux est celui du partenariat avec le Groupe LNG « ISPAT » en 2001, devenu « ArcelorMittal » en 2006.

I.2 Importance de la Mine :

Le gisement de fer de l'Ouenza constitue la principale source d'approvisionnement en minerai de fer de la sidérurgie nationale. Les trois quarts de la consommation du complexe sidérurgique d'El Hadjar, au temps du groupe SIDER, viennent de la Mine de l'Ouenza, cela en faisant abstraction de la production de la Mine de Boukhadra, qui vient en second lieu. Donc il tient un rôle très important dans l'économie algérienne, de part sa contribution au développement de l'industrie lourde dans le pays et spécialement dans la Wilaya en ce qui concerne l'emploi.



Fig.1. la mine de l'Ouenza.

I.3 Géologie de la région du djebel Ouenza :

L'histoire des recherches au niveau du Djebel Ouenza (Fig.1) remonte à l'année d'attribution du premier permis de recherche en 1878. C'est après la deuxième guerre mondiale qu'elles ont atteint leur apogée, plusieurs millions de mètres linéaires de sondage furent exécutés et plusieurs niveaux de galeries creusés. C'est durant cette période que de nouveaux quartiers furent découverts. Afin d'un éventuel accroissement des réserves, la nouvelle direction qui a pris récemment les commandes de la Mine, envisage de relancer les compagnes de recherches.

2.1 Minéralisation :

Le minerai est constitué essentiellement d'hématite qui résulte de l'oxydation des amas de sidérose. Le carbonate provient lui-même de la métsomatose des calcaires récifaux de l'aptien. Les oxydes de fer sont le résultat de la dégradation de l'hématite, une série intermédiaire entre le minerai primaire et secondaire constitue une part importante dans les réserves de la mine.

Outre le minerai de fer, il faut signaler une très faible présence de minéralisation polymétallique à Plomb et Cuivre, le long de la faille du PIC. Notons enfin que le patrimoine minéralogique (**c.f : Planches Collection Roches & Minéraux**) de la région de l'Ouenza est très riche et varié :

- Gypse sous forme saccharoïde et en fer de lance ;
- Barytine massive et en feuillet ;
- Quartz d'une pureté exceptionnelle avec des cristaux d'une rare régularité ;

- Pyrite ;
- Fluorine violacée et en cristaux blancs ;
- Calcite, Aragonite sous diverses formes, particulièrement en stalactite et stalagmites ;
- Malachite, Azurite et Tétrahédrite ;
- Kaolinite et Talc.

Cette liste pourrait être complète, si une étude microscopique détaillée du gisement serait entreprise.

2.2. Hydrologie et Hydrogéologie :

Le comportement hydrogéologique des terrains existants à Ouenza se résume comme suit :

- Les terrains triasiques contenant du gypse et du sel, du fait de leur hétérogénéité, sont perméables. Les eaux qui y circulent deviennent saumâtres et ne peuvent convenir qu'à l'utilisation industrielle.
- Les calcaires s'ils sont fissurés permettent l'infiltration des eaux et même leur circulation.
- Les marnes qui forment malheureusement la plus grande surface affleurant dans la région sont imperméables et toute les eaux de pluie ruissellent ou s'évaporent.

Les intercalations calcaires peu épaisses ne permettent pas le captage que d'une quantité infime d'eau.

- Les terrains quaternaires toujours peu épais n'ont de ce fait aucune importance hydrogéologique.

-Les aquifères connus à l'Ouenza sont : Douamis (descenderie de captage ZI) et Conglomérat (descenderie de captage ZII) qui forment probablement un seul bassin aquifère. Les surfaces respectives d'impluvium sont de 20 à 40 ha, pour une pluviométrie annuelle de 400mm d'eau. Douamis à elle seule reçoit 80000 m³ et les autres chantiers 16000 m³.

À Douamis, où le coefficient d'infiltration est compris entre 13.4% et 20% (détermination expérimentale ancienne) seuls 10000 à 16000 m³ peuvent s'y infiltrer.

2.3. Caractéristique particulière du gisement :

Des particularités géologiques du gisement on peut citer :

- La grande variabilité de la qualité surtout celle du corps du minerai localisés dans le flanc Nord Ouest du grand anticlinal. Mais un soupçon de régularité se décèle dans les quartiers de l'aval d'une façon discontinue et plutôt locale ;
- La sidérose, outre sa position naturelle (au dessous du niveau hydrostatique) affleure curieusement sur des surfaces importantes dans d'autres quartiers (Zerga, Ilot, Chagoura Sud);

- L'extinction nette de la minéralisation dans le flanc Sud Est du pseudo-anticlinal 6 Mai Douamis et son enrichissement en calcite ;
- Les deux flancs du même grand anticlinal sont différents de tous les points de vue (structure, complexe lithologique, morphologie des corps minéralisés).

I.4 Aperçu géologique sur les quartiers de la mine de l'Ouenza :

Le Djebel Ouenza fait partie des zones diapirique de la région de l'Atlas saharien oriental.

Il est situé dans la région des monts de Mellegue, formant un anticlinal orienté Nord Est-Sud Est.

Le gisement est divisé en sept (07) gîtes (quartiers) principaux dont Chagoura Sud-PIC, Chagoura Nord, Sainte Barbe (Ilot), Conglomérat, Hallatif, Douamis et Zerga.

a) Quartier Chagoura Sud-PIC :

Ce gisement se trouve dans une structure anticlinale très fracturée. Il renferme deux Types de minerai affleurant le long du quartier suivant deux filons (couches). Le premier est souvent riche et friable, le deuxième de couleur brun et extrêmement dur. Ce dernier a une grande importance de part sa qualité et sa quantité.

- **Réserves Géologiques :** 20904798 tonnes avec une teneur de 49.8% en fer ;

- **Réserves Exploitablees :** 11 167936 tonnes avec une teneur de 50.85% en fer.

Remarque : Réserves arrêtés au 31/12/2011.

b) Quartier Chagoura Nord :

D'une allure relativement apparente au niveau 1055/1070 avec un rétrécissement en profondeur, le corps principal s'étend sur 500m de long. Le minerai est localisé dans la partie sud du quartier, il est différencié par sa teneur en fer en deux types : riche et pauvre.

Ce quartier dispose des réserves suivantes :

- **Réserves géologiques :** 20787996 tonnes avec une teneur de 48.9% en fer ;

- **Réserves exploitables :** 10230351 tonnes avec une teneur de 49.7% en fer.

c) Quartier Sainte Barbe :

Elle représente le prolongement des formations de Chagoura Sud décalée vers le Nord par un décrochement.

- **Réserves géologiques :** 13047075 tonnes avec une teneur de 47.7% en fer ;

- **Réserves exploitables :** 4826560 tonnes avec une teneur de 48.4% en fer.

d) Quartier Conglomérat :

Ce quartier représente de rares affleurements se rapportant au trias qui recouvre au NW et SW l'aptien minéralisé d'où les réserves sont de l'ordre:

- **Réserves géologiques** : 6011290 tonnes avec une teneur de 47.4% en fer ;

- **Réserves exploitables** : 376686 tonnes avec une teneur de 46.6% en fer.

e) Quartier Hallatif et Douamis :

Ces deux gisements se prolongent vers le NE de la région du Conglomérat jusqu'aux collines calcaires non minéralisées en surface de Douamis.

1. Hallatif :

- **Réserves géologiques** : 4931028 tonnes avec une teneur de 51.0% en fer ;

2. Douamis :

- **Réserves géologiques** : 11419058 tonnes avec une teneur de 53.0% en fer ;

- **Réserves exploitables** : 8516889 tonnes avec une teneur de 53.9% en fer.

f) Quartier Zerga :

Fait partie du gisement de l'Ouenza, se trouve sous forme d'une colline dénommée Koudiat ez Zerga. Située à l'Est du PIC, il est constitué de calcaire récifaux aptiens. Cette structure est le fait du diapirisme triasique.

CHAPITRE II

Notions sur les réseaux électriques

Introduction

Les réseaux électriques ont fait bien du chemin depuis la centrale construite par Edison en 1882, qui desservait environs 10 km² dans la ville de New York [45] Ils couvrent aujourd'hui des villes entières et de vastes régions. Dans les pays industrialisés, la demande s'accroît pour une électricité propre et peu polluante, alimentant les appareils modernes de la vie quotidienne, et dans les pays en développement, cette énergie est l'une des clés de la prospérité future d'un grand nombre de régions.

La société moderne en est venue à compter sur une électricité fiable comme une ressource essentielle pour la sécurité nationale; la santé et le bien-être; les communications; les finances; le transport; l'approvisionnement en eau et en nourriture; le chauffage, la climatisation et l'éclairage; l'informatique et l'électronique; le commerce, et même les divertissements et les loisirs. Bref, à peu près tous les aspects de la vie moderne dépendent de l'électricité. Les clients ont fini par s'attendre à ce que celle-ci soit presque toujours disponible lorsqu'ils en ont besoin, rien qu'en appuyant sur un bouton. La plupart ont bien sûr été touchés par des pannes locales causées par un orage, un véhicule qui avait heurté le poteau d'une ligne de transport ou une équipe de construction qui avait endommagé accidentellement un câble. Les pannes d'électricité généralisées, comme celle du 14 août 2003 aux Etats-Unis et au Canada, sont rares, mais elles peuvent survenir lorsque les dispositifs de protection de la fiabilité cessent en grand nombre de remplir leur rôle. Offrir un service électrique fiable représente un défi technique de taille. En effet, il faut surveiller, évaluer et coordonner en temps réel la production électrique de milliers de génératrices, faire circuler l'électricité dans un réseau interconnecté de lignes de transport et, enfin, fournir du courant à des millions d'abonnés grâce à un réseau de distribution.

II .1 L'industrie de l'électricité : Production

La production d'électricité se fait au moyen de trois types de centrales conventionnelles : hydraulique (utilisant de l'eau pour faire tourner les turbines qui alimentent le générateur produisant un courant électrique), thermique (utilisant la vapeur d'eau sous pression produite par la combustion de sources d'énergie fossiles pour faire tourner les turbines), nucléaire (utilisant la vapeur d'eau sous pression produite par les réactions d'éléments radioactifs pour faire tourner les turbines).

A ces filières s'ajoutent de nouvelles sources de production, comme le vent, le soleil, etc., qui alimentent souvent directement les générateurs. Pour des raisons technologiques, économiques et sociopolitiques, la composition d'un parc d'équipements de production est généralement assez diversifiée.

Comme on le voit dans figure II.1, l'électricité est produite dans des génératrices à une tension relativement faible (de 10 000 à 25 000 volts), au moyen de diverses sources d'énergie telles que le charbon, le pétrole, le gaz naturel ou l'énergie nucléaire, hydraulique, géothermique et photovoltaïque. Certaines génératrices sont la propriété des entreprises de services publics qui alimentent le consommateur; d'autres appartiennent à des producteurs d'énergie indépendants (PEI) ou aux abonnés eux-mêmes, en particulier les gros clients industriels. L'électricité produite par les génératrices est portée à une tension plus élevée pour son transport général dans les lignes. Le fait d'exploiter des lignes de transport à haute tension (de 230 000 à 765 000 volts) permet de réduire les pertes d'électricité résultant de l'échauffement des conducteurs et de faire voyager l'énergie de façon peu coûteuse sur de grandes distances. Les lignes de transport sont interconnectées dans des postes de manœuvre et des sous-stations, pour former un réseau de lignes et de postes qu'on appelle le réseau électrique. L'électricité se propage dans le réseau interconnecté des lignes de transport qui relie les génératrices aux charges conformément aux lois de la physique, c'est-à-dire le long des «lignes de moindre résistance», un peu comme l'eau circule dans un réseau de canaux. Lorsque l'électricité arrive près d'une station de distribution, on abaisse la tension pour pouvoir la distribuer aux abonnés. Le réseau de production – transport d'électricité est principalement un réseau à courant alternatif (CA), par opposition au courant continu (CC), car il est plus facile et moins coûteux de convertir la tension dans les réseaux à CA. Certains grands clients industriels ou commerciaux reçoivent un courant de tension intermédiaire (de 12 000 à 115 000 volts), mais la plupart des abonnés résidentiels utilisent des tensions de 110 et 220 volts.

II.2 Caractéristiques des réseaux d'électricité :

Une fois produite, il n'est pas économiquement rentable d'emmagasiner l'énergie électrique. Elle doit être produite au moment où la demande se manifeste sur le réseau, qui doit donc avoir accès, à tout instant, à une puissance suffisante pour répondre à la demande.

Un réseau électrique doit fonctionner et être géré comme un système intégré. Les niveaux de tension et la fréquence du système doivent être strictement maintenus à l'intérieur de certains

écarts. Pour assurer l'intégrité physique du système, l'équilibre entre l'offre et la demande, ou entre la production et la distribution, doit être maintenu en tout temps.

Il n'existe aucun lien entre l'énergie fournie par une source donnée et l'énergie consommée par un appareil donné. Le réseau agit, en quelque sorte, comme un outil d'agrégation pour l'ensemble de l'électricité fournie (l'offre) et il distribue cette électricité aux centres de consommation (demande). En raison de ces caractéristiques, il doit nécessairement y avoir une coordination étroite entre les étapes de production, les étapes de transport et celles de distribution pour assurer le bon fonctionnement des réseaux d'électricité.

II.2.1 Les différentes fonctions du réseau électrique général

Les principales fonctions du réseau général sont d'assurer la mise en commun de tous les moyens de productions et le transit de puissance entre ces moyens de production et les différents utilisateurs. Des dispositions sont prises afin qu'un incident ou une avarie sur une unité de production ou une ligne de transport n'entraîne en général pas de répercussions au niveau des utilisateurs. Le degré de sécurité recherché entraîne naturellement des conséquences sur les coûts. Des règles de gestion sont fixées aux unités de production, de transport ou de distribution pour rechercher l'optimum entre sécurité et prix de revient. On distingue ainsi plusieurs niveaux de réseaux classés par tension qui assurent diverses fonctions spécifiques.

II.2.2 Les différents types du réseau électrique général

Il ne suffit pas de produire le courant électrique dans les centrales, il faut aussi l'amener jusqu'à l'utilisateur final. Ainsi pour atteindre l'adéquation entre la production et la consommation, qui se traduit en fin par la performance économique, la structure électrique d'un pays est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant à différents réseaux électriques. Il est à noter qu'il n'existe aucune structure unique à travers le monde, et que le découpage en plusieurs réseaux avec les niveaux de tension associés peut être différent selon les pays. Mais en général, le nombre de niveaux de tensions est limité à trois; d'ailleurs en 1983 la publication CEI 38 a formulé des recommandations pour les niveaux de tension des réseaux 50 et 60 Hz [50].

II.2.2.1 Les réseaux de transport et d'interconnexion :

La dispersion géographique entre les lieux de production et les centres de consommation, l'irrégularité de cette consommation et l'impossibilité de stocker l'énergie électrique nécessitent un réseau électrique capable de la transporter sur de grandes distances et de la diriger. Ses lignes atteignent des milliers de kilomètres, par exemple 20 000 Km pour le réseau 400 kV français. La finalité de ce réseau est triple :

- une fonction de "transport" dont le but est d'acheminer l'électricité des centrales de production aux grandes zones de consommation;
- une fonction "d'interconnexion nationale" qui gère la répartition de l'offre en orientant la production en fonction de la répartition géographique et temporelle de la demande;
- une fonction "d'interconnexion internationale" pour gérer des flux d'énergie entre les pays en fonction d'échanges programmés ou à titre de secours.

En général, seuls quelques abonnés à très forte consommation sont raccordés sur ces réseaux. La structure de ces réseaux est essentiellement de type aérien. Les tensions sont généralement comprises entre 225 et 400 kV, quelques fois 800 kV (ex : 765 kV en Afrique du sud). L'utilisation de ces tensions élevées est liée à un objectif économique. En effet pour, une puissance donnée, les pertes en ligne par effet Joule sont inversement proportionnelles au carré de la tension : $p = k / U^2$, avec U = tension du réseau, k = une constante fonction de la ligne. De plus, les puissances transportées sont telles que l'utilisation d'une tension basse entraînerait des sections de câbles tout à fait inadmissibles. L'usage des tensions élevées se trouve donc imposé malgré les contraintes d'isolement qui se traduisent par des coûts de matériel plus importants, la solution la plus facile étant l'utilisation de lignes aériennes. Dans tous les cas, le choix d'une tension de transport est avant tout un compromis technico économique, fonction des puissances à transporter et des distances à parcourir.

II.2.2.2 Le réseau de répartition

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation. Ces centres de consommation sont :

- soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT,
- soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MVA) livrés directement en HT. Dans un pays, le nombre de ces abonnés est très faible

(ex: 600 en France) [50]. Il s'agit essentiellement d'industriels tels la sidérurgie, la cimenterie, l'industrie chimique, le transport ferroviaire,...

II.2.2.3 Le réseau de distribution MT :

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation (supérieure à 250 KVA en France). Ces points de consommation sont :

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

II.2.2.4 Le réseau de distribution BT :

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique. Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440 V.

II.3 Les différents schémas des réseaux électriques :

Plusieurs topologies existent :

- topologie boucle fermée,
- topologie boucle ouverte, de type maillé simplifié,
- topologie boucle ouverte,
- topologie radiale.

D'autres topologies sont aussi appliquées, par exemple la double dérivation. Bien qu'aucune ne soit «normalisée», les distributeurs s'appuient sur deux topologies de base : radiale et boucle ouverte.

II.3.1 Schéma radial :

ce schéma est aussi appelé en antenne. Son principe de fonctionnement est à une seule voie d'alimentation. Ceci signifie que tout point de consommation sur une telle structure ne peut

être alimenté que par un seul chemin électrique possible. Il est de type arborescent. Cette arborescence se déroule à partir des points d'alimentation, qui sont constitués par les postes de distribution publique HT/MT ou MT/MT. Ce schéma est particulièrement utilisé pour la distribution de la MT en milieu rural. En effet, il permet facilement, et à un moindre coût, d'accéder à des points de consommation de faible densité de charge (≈ 10 kVA) et largement répartis géographiquement (≈ 100 km²).

II.3.2 Schéma en boucle ouverte :

il est aussi appelé coupure d'artère. Son principe de fonctionnement est à deux voies d'alimentation. Ceci signifie que tout point de consommation sur cette structure peut être alimenté par deux chemins électriques possibles, sachant qu'en permanence seul un de ces deux chemins est effectif, le secours étant réalisé par cette possibilité de bouclage (disjoncteur de couplage). Dans un tel schéma, il y a toujours un point d'ouverture dans la boucle (d'où le nom de boucle ouverte aussi utilisé pour cette solution), ce qui revient à un fonctionnement équivalent à deux antennes. Le schéma de type unifilaire est évidemment une boucle sur laquelle sont connectés les points de consommation (figure II.3) qui peuvent être des postes de distribution publique MT/BT, et/ou des postes de livraison pour un abonné en MT. Chaque point (entre 15 et 25 points par boucle) est raccordé sur la boucle par deux interrupteurs MT.

II.3.3 Schéma en double dérivation :

ce schéma peu utilisé, il est présenté par la figure II.4. Le principe mis en œuvre est le suivant :

- le réseau MT est dédoublé, il comporte deux circuits A et B normalement en permanence sous tension,
- tout poste MT/BT est raccordé sur les deux câbles MT («A» et «B»), mais n'est effectivement connecté qu'à un seul câble (interrupteur MT fermé sur le câble «A»),
- est équipé d'un automatisme local simple,
- en cas de défaut sur le câble «A», l'automatisme détecte l'absence de tension sur ce câble, vérifie la présence d'une tension sur le câble «B» et donne alors des ordres d'ouverture pour un interrupteur MT puis de fermeture pour l'autre interrupteur MT

II.3.4 Schéma maillé :

Les réseaux maillés sont des réseaux où les liaisons forment des boucles réalisant une structure semblable aux mailles d'un filet. Cette structure nécessite que toutes les liaisons soient capables des surcharges permanentes ou momentanées (généralement vingt minutes

[24], c'est-à-dire le temps de procéder à certaines manœuvres, tant sur la structure du réseau que sur les moyens de production – éventuellement de consommation). Les transits de puissance sur les branches élémentaires dépendent principalement des réactances des éléments du circuit; on ne peut les modifier qu'en ouvrant certaines liaisons ou en répartissant les départs d'un même poste sur des jeux de barres électriquement séparés.

II.4 Les poste de distribution de l'énergie électrique :

II.4.1 Structure des postes :

L'ensemble des appareils de coupure ou d'isolement (disjoncteurs et sectionneurs), ainsi que l'appareillage de mesure et de protection propre à une liaison, sont regroupés dans une "cellule". Outre les jeux de barre, un poste comporte donc autant de cellules que de liaisons qui y sont raccordées. Le plus souvent, un poste comporte un, deux, voire trois jeux de barres. Il est ainsi possible de constituer des nœuds, ou des sommets séparés, que l'on peut éventuellement relier entre eux par l'intermédiaire d'une liaison courte, comportant des organes de coupure et d'isolement (disjoncteurs et sectionneurs), et appelée couplage. Un deuxième jeu de barres se justifie non seulement parce qu'il permet une meilleure exploitation du réseau (deux sommets séparables au lieu d'un seul), mais aussi parce qu'il est pratiquement indispensable à la sécurité de fonctionnement du réseau. La défaillance d'un jeu de barres rend en effet indispensable l'ensemble des liaisons qui y sont raccordées, et revêt donc un caractère particulièrement grave pour le fonctionnement du réseau si l'on ne dispose pas d'un second jeu de barres utilisable en secours. Il est par ailleurs nécessaire à moins d'accepter de se priver de la totalité d'un poste, donc de l'ensemble des liaisons qui y sont raccordées, de disposer de deux jeux de barres pour les soumettre alternativement aux opérations d'entretien indispensables.

II.4.2 Post de livraison MT et MT/BT : dans le cas général, il s'agit d'un poste MT/BT. Ça peut être également sans transformation, un poste alimentant un sous-réseau MT sur lequel se trouvent raccordés les postes MT/BT d'utilisation.

Conclusion

Dans ce chapitre, sont montrés :

Les différents types de réseaux électriques : production, transport et de transmission;

La topologie des réseaux électriques ;

La structure des postes de distribution de l'énergie électrique ;

Chapitre III

Calcul des charges électriques

Introduction

La charge électrique caractérise la consommation de l'énergie active et réactive par les consommateurs séparés ou groupés, ou par la consommation de toute l'entreprise.

L'exagération des charges calculées par rapport aux charges réelles conduit à des dépenses superflues et une mauvaise utilisation de l'équipement électrique (moyens de protection, métaux non ferreux conducteurs etc.)

Le calcul par défaut des charges entraîne l'échauffement du réseau et des transformateurs, et augmente les pertes de l'énergie électrique, diminue la fiabilité de l'alimentation et diminue aussi la qualité de l'énergie électrique, du fait que le consommateur fonctionne dans différents régimes (permanent, intermittent et court).

La détermination correcte des charges électriques devient de plus en plus difficile et c'est la raison pour laquelle les méthodes utilisées donnent des résultats approximatifs, qui ont toujours un léger excès de puissances pour rapprocher au maximum la charge calculée à celle réelle. L'amélioration des méthodes de calculs par l'introduction de l'informatique pour rapprocher la puissance calculée à celle réelle est désirée.

III.1 Méthodes de calcul des charges électriques :

III.1.1 Méthode du facteur de demande :

La méthode du facteur de demande, est la méthode la plus précise pour le calcul des charges réelles d'une installation électrique, tout en connaissant les puissances nominales des récepteurs.

Les calculs selon cette méthode sont basés sur l'utilisation de la puissance installée et le facteur de demande.

Pour déterminer les charges électriques de l'entreprise, il est nécessaire de partager les consommateurs en 2 groupes essentiels, haute tension, et basse tension, dans chacun de ces 2 groupes, les consommateurs sont subdivisés d'après leurs régimes de fonctionnement, leurs destinations et leurs dispositions.

On détermine d'abord les puissances actives et réactives

$$P_{cal} = K_d \sum P_x \quad (\text{KW}) \dots\dots\dots (09)$$

$$Q_{cal} = P_{cal} \tan \varphi \quad (\text{KVAR}) \dots\dots\dots (10)$$

P_{cal} : Puissance active calculée

Q_{cal} : Puissance réactive calculée

P_x : Puissance active nominale

K_d : Facteur de demande

La puissance apparente calculée:

$$S_c = \frac{P_c}{\cos \varphi_m} = \frac{K_d \sum P_n}{\cos \varphi_m} \dots\dots\dots (11)$$

S_c : la puissance apparente calculée

La valeur moyenne pondérée du facteur de puissance

$$\cos \varphi_m = \frac{\sum P_i \cos \varphi_i}{S_{ci}} \dots\dots\dots (12)$$

$\cos \varphi_m$: la valeur moyenne pondérée du facteur de puissance

$\cos \varphi_i$: facteur de puissance du consommateurs séparé

On détermine le coefficient de demande de chaque mécanisme d'après la formule suivante :

$$K_d = \frac{K_{sur} \times K_{sum}}{n_{mot} \times n_{res}} \dots\dots\dots (13)$$

Ou :

K_{sur} : Coefficient de surcharge.

K_{sum} : Coefficient de simultanéité qui tient compte de fonctionnement en même temps de moteur électrique.

n_{mot} : Le rendement du moteur électrique.

n_{res} : Le rendement du réseau électrique.

Pour plusieurs consommateurs on précise le facteur de demande :

La puissance apparente totale

$$P_{c\epsilon} = P_{calB} + P_{calH} \quad (\text{KW}) \dots\dots\dots(14)$$

$$Q_{c\epsilon} = Q_{calB} + Q_{calH} \quad (\text{KVAR}) \dots\dots\dots (15)$$

$$S_{c\epsilon} = \sqrt{P_{cal\epsilon}^2 + Q_{cal\epsilon}^2} \quad (\text{KVAR}) \dots\dots\dots (16)$$

$P_{c\epsilon}$: Puissance active calculée totale

$Q_{c\epsilon}$: Puissance réactive calculée totale

$S_{c\epsilon}$: Puissance apparente calculée totale

P_{calB} : Puissance active calculée basse tension

P_{calH} : Puissance active calculée haute tension

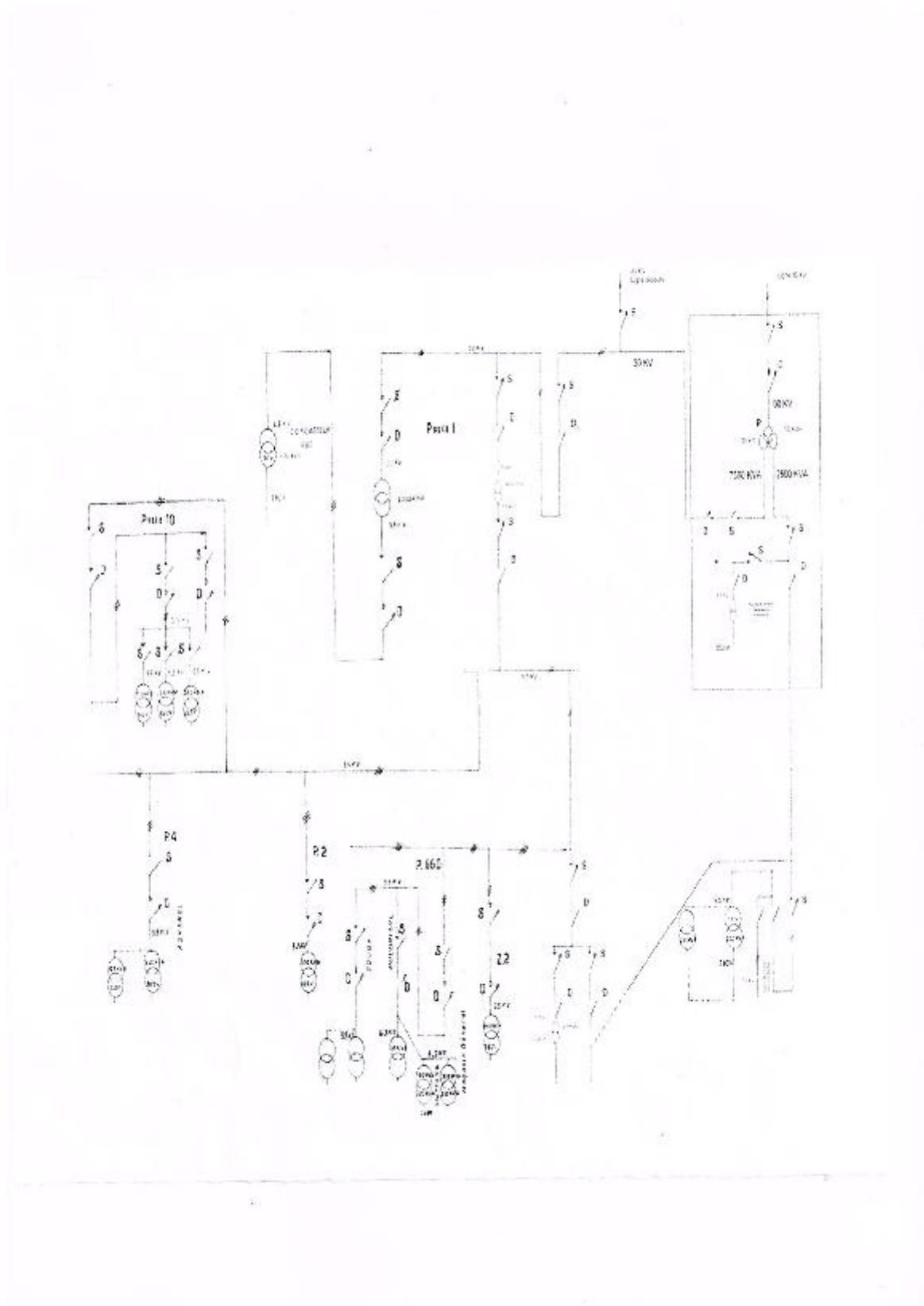
III.2 L'alimentation en énergie électrique de la mine de l'Ouenza :

La mine de l'Ouenza est alimentée par deux lignes, la première qu'elle est la principale de 90 KV et la secondaire de secours de 30 KV ;

contient huit postes sont les suivants :

- **Poste (90)** contient le transformateur principale « tertiaire » à trois enroulements, ce poste alimente toute la mine, et une maison de l'agent ;
- **Poste (803)** alimente le concasseur 803 ;
- **Poste (01)** alimente le concasseur 660 ;
- **Poste (10)** alimente l'atelier de maintenance électrique ;
- **Poste (04)** alimente la trémie de chargement ;
- **Poste (02)** pour l'éclairage ;
- **Poste (660)** alimente la poste de pompage « pompe d'eau pour les travaux de la mine » et l'éclairage de magasin général et la station B « atelier mécanique » ;
- **Poste (Z2)** alimente le poste de pompage « pompe d'eau potable »

Fig.2. Le schéma d'alimentation en énergie électrique de la mine d'el Ouenza



III.3 Données sur les charges électriques de la mine de l'Ouenza :

Les données sur les charges électriques sont :

Poste (803) : « poste de concasseur 803 »

REC	La fonction	K_d	$\cos \varphi$	Tension « V »	Puissance « KW »
M_1	Moteur concasseur 803	0.8	0.75	5500	285
M_2	Moteur concasseur 803	0.8	0.77	5500	285
M_3	Moteur	0.8	0.79	380	22
M_4	Moteur	0.8	0.74	380	22
M_5	Pompe à huile	0.8	0.73	380	0.7
M_6	Pompe à eau	0.8	0.77	380	0.6
M_7	Balan	0.8	0.76	380	10
Rec_8	Salle de commande	0.8	0.8	380	2

Tableau.1.Liste de récepteurs de poste (803)

Poste (01) : « Poste de concassage 660 »

REC	La fonction	K_d	$\cos \varphi$	Tension « V »	Puissance « KW »
M_1	Moteur concasseur 660	0.8	0.72	380	160
Rec_2	Salle de commande	0.8	0.8	380	2.5

Tableau.2.Liste de récepteurs de poste (01)

Poste (10) : « Atelier de maintenance électrique »

REC	La fonction	K_d	$\cos \varphi$	Tension « V »	Puissance « KW »
M_1	Moteur	0.8	0.75	5500	285
Rec_2	Eclairage	0.8	0.8	380	2.5
M_3	Balan	0.8	0.77	380	8

Tableau.3.Liste de récepteurs de poste (10)

Poste (04) : « Poste de la trémie de chargement »

REC	La fonction	K_d	$\cos \varphi$	Tension « V »	Puissance « KW »
M_1	Moteur	0.8	0.75	380	4.4
M_2	Moteur	0.8	0.75	380	0.9
M_3	Moteur	0.8	0.8	380	6.9

Tableau.4.Liste de récepteurs de poste (04)

Poste (02) : « Poste d'éclairage »

REC	La fonction	K_d	$\cos \varphi$	Tension « V »	Puissance « KW »
M_1	Eclairage	0.8	0.81	380	90

Tableau.5.Liste de récepteurs de poste (02)

Poste (660) : « Poste de pompage d'eau »

REC	La fonction	K_d	$\cos \varphi$	Tension « V »	Puissance « KW »
M_1	Pompe à eau	0.8	0.77	380	3

M_2	Eclairage	0.8	0.82	380	0.5
M_3	Eclairage d'atelier	0.8	0.79	380	0.4

Tableau.6.Liste de récepteurs de poste (660)

Poste (Z2) : « Poste de pompage d'eau »

REC	La fonction	K_d	$\cos \varphi$	Tension « V »	Puissance « KW »
M_1	Pompe à eau potable	0.8	0.76	380	5
Rec_2	Eclairage	0.8	0.81	380	2

Tableau.7.Liste de récepteurs de poste (Z2)

Poste (90) : « Poste principale »

REC	La fonction	K_d	$\cos \varphi$	Tension « V »	Puissance « KW »
M_1	Maison	0.8	0.75	380	18
Rec_2	Eclairage et commande	0.8	0.83	380	2

Tableau.8.Liste de récepteurs de poste (90)

III.4 Calcul des puissances :

III.4.1 Calcul des puissances total par poste :

Poste « 803 » :

D'après le tableau.2 on calcul la puissance comme suite :

$$P_{x1} = \sum P_{nomi}$$

$$P_{x1} = 285 + 285 + 22 + 22 + 0.7 + 0.6 + 10 + 2$$

$$P_{x1} = 627.3 \text{ Kw}$$

Poste « 01 » :

D'après le tableau. 3 on calcul la puissance comme suite :

$$P_{x2} = \sum P_{nomi}$$

$$P_{x2} = 160 + 2.5$$

$$P_{x2} = 162.5 \text{ Kw}$$

Poste « 10 » :

D'après le tableau.4 on calcul la puissance comme suite :

$$P_{x3} = \sum P_{nomi}$$

$$P_{x3} = 285 + 2.5 + 8$$

$$P_{x3} = 295 \text{ Kw}$$

Poste « 04 » :

D'après le tableau.5 on calcul la puissance comme suite :

$$P_{x4} = \sum P_{nomi}$$

$$P_{x4} = 4.5 + 0.9 + 6.9$$

$$P_{x1} = 12.3 \text{ Kw}$$

Poste « 02 » :

D'après le tableau.6 on calcul la puissance comme suite :

$$P_{x5} = \sum P_{nomi}$$

$$P_{x5} = 90 \text{ kw}$$

Poste « 660 » :

D'après le tableau.7 on calcul la puissance comme suite :

$$P_{x6} = \sum P_{nomi}$$

$$P_{x6} = 3 + 0.5 + 0.4$$

$$P_{x6} = 3.9 \text{ Kw}$$

Poste « Z₂ » :

D'après le tableau.8 on calcul la puissance comme suite :

$$P_{x7} = \sum P_{nomi}$$

$$P_{x7} = 5+2$$

$$P_{x7} = 7 \text{ Kw}$$

Poste « 90 » :

D'après le tableau.9 on calcul la puissance comme suite :

$$P_{x8} = \sum P_{nomi}$$

$$P_{x8} = 18+2$$

$$P_{x8} = 20 \text{ Kw}$$

III.4.2 Calcule des puissances totales de la mine :

$$P_{T1} = \sum_{i=1}^n P_{ni} = 627.3+162.5+295.5+12.3+90+3.9+7+20$$

$$P_{T1} = 1218.5 \text{ Kw}$$

$$P_{T2} = P_{x8} + P_{x1}$$

$$P_{T2} = 627.3+20$$

$$P_{T2} = 647 \text{ Kw}$$

III.4.3 Calcul des puissances active et réactive des consommateurs :

$$P_{cal} = K_d \sum_{i=1}^n P_x$$

$$Q_{cal} = K_d \sum_{i=1}^n P_x \tan \varphi$$

P_{cal} : la puissance active calculée

P_x : la puissance active nominale

Q_{cal} : la puissance réactive calculée

φ : L'angle de déphasage entre le courant et la tension

K_d : Facteur de demande

Poste « 803 » :

D'après les formules 09 et 14 :

$$P_{cal} = K_d \sum_{i=1}^n P_x$$

$$P_{cal} = P_{calB} + P_{calH}$$

$$P_{calB} = (22+22+0.7+0.6++10+2)(0.8) = 45.84 \text{ Kw}$$

$$P_{calH} = (285+285)(0.8) = 456 \text{ Kw}$$

$$P_{cal} = 45.84+456 = 501,84 \text{ Kw}$$

$$P_{cal} = 501.84 \text{ Kw}$$

D'après les formules 10 et 15 :

$$Q_{calB} = P_{calB} \tan \varphi$$

$$Q_{cal} = Q_{calB} + Q_{calH}$$

$$Q_{calB} = (45.84)(0.82) = 37.59 \text{ Kvar}$$

$$\mathbf{Q_{calB} = 37.59 \text{ Kvar}}$$

$$Q_{calH} = P_{calH} \tan \varphi$$

$$Q_{calH} = (456)(0.82) = 373.92 \text{ Kvar}$$

$$Q_{cal} = 37.59 + 373.92 = 411.51 \text{ Kvar}$$

$$\mathbf{Q_{cal} = 411.51 \text{ Kvar}}$$

Poste "01":

D'après les formules 09 et 10 :

$$P_{cal} = (0.8)(162.5) = 130 \text{ Kw}$$

$$Q_{cal} = (130)(0.82) = 106.6 \text{ Kvar}$$

Poste "10":

D'après les formules 09 et 10 :

$$P_{calB} = (0.8)(10.5) = 8.4 \text{ Kw}$$

$$Q_{calB} = (8.4)(0.82) = 6.89 \text{ Kvar}$$

$$P_{cal} = (0.8)(295.5) = 236.4 \text{ Kw}$$

$$Q_{cal} = (236.4)(0.82) = 193.85 \text{ Kvar}$$

Poste "04":

D'après les formules 09 et 10:

$$P_{cal} = (0.8)(12.3) = 9.84 \text{ Kw}$$

$$Q_{cal} = (9.84)(0.82) = 8.07 \text{ Kvar}$$

Poste "02":

D'après les formules 09 et 10:

$$P_{cal} = (0.8)(90) = 72 \text{ Kw}$$

$$Q_{cal} = (72)(0.82) = 59.04 \text{ Kvar}$$

Poste "660":

D'après les formules 09 et 10:

$$P_{cal} = (0.8)(3.9) = 3.12 \text{ Kw}$$

$$Q_{cal} = (3.12)(0.82) = 2.56 \text{ Kvar}$$

Poste "Z₂":

D'après les formules 09 et 10:

$$P_{cal} = (0.8)(7) = 5.6 \text{ Kw}$$

$$Q_{cal} = (5.6)(0.82) = 4.59 \text{ Kvar}$$

Poste "90":

D'après les formules 09 et 10:

$$P_{cal} = (0.8)(20) = 16 \text{ Kw}$$

$$Q_{cal} = (16)(0.82) = 13.12 \text{ Kvar}$$

III.4.4 Récapitulation des puissances:

Les récepteurs	P_x KW	U_x (V)	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	K_d	Les puissances calculées	
						P_{xcal} (KW)	Q_{xcal} (Kvar)
Poste « 803 »	627.3	5500/380	0.77	0.82	0.8	501.84	411.51
Poste «01»	162.3	380	0.77	0.82	0.8	130	106.6
Poste «10»	295.5	5500/380	0.77	0.82	0.8	236.4	193.85
Poste «04»	12.3	380	0.77	0.82	0.8	9.84	8.07
Poste « 02 »	90	380	0.77	0.82	0.8	72	59.04
Poste « 660 »	3.9	380	0.77	0.82	0.8	3.12	2.56
Poste «Z ₂ »	7	380	0.77	0.82	0.8	5.6	4.59
Poste «90»	20	380	0.77	0.82	0.8	16	13.12
Total 1	1218.5					974.8	799.34
Total 2	647.3					517.84	424.63

Tableau (10) Récapitulation des puissances

Avec :

$$P_{TC1} = \sum_{i=1}^n P_{ni}$$

$$Q_{TC1} = \sum_{i=1}^n Q_{xcal}$$

$$P_{TC2} = P_{c803} + P_{c90}$$

$$Q_{TC2} = Q_{c803} + Q_{c90}$$

Ou :

P_{TC1} : la puissance active calculée totale de la mine

P_{Tc2} : la puissance active calculée des postes « 803 » et « 90 »

Q_{TC1} : la puissance réactive calculée totale de la mine

Q_{TC2} : la puissance active calculée des postes « 803 » et « 90 »

III.4.5 Calcul de la puissance apparente :

$$S_{T1} = \sqrt{P_{Tc1}^2 + Q_{Tc1}^2}$$

D'après le tableau 10

$$P_{Tc1} = 974.8 \text{ (Kw)}$$

$$Q_{Tc1} = 799.34 \text{ (Kvar)}$$

Donc:

$$\text{AN: } S_{T1} = \sqrt{974.8^2 + 799.34^2} = 1260.63 \text{ KVA}$$

$$\mathbf{S_{T1} = 1260.63 \text{ KVA}}$$

$$S_{T2} = \sqrt{P_{Tc2}^2 + Q_{Tc2}^2}$$

D'après le tableau 10:

$$P_{Tc2} = 517.84 \text{ (Kw)}$$

$$Q_{Tc2} = 424.63 \text{ (Kvar)}$$

Donc :

$$\text{AN : } S_{T2} = \sqrt{(517.84)^2 + (424.63)^2} = 669.68 \text{ KVA}$$

$$\mathbf{S_{T2} = 669.68 \text{ KVA}}$$

Conclusion

D'après les calculs réalisés dans cette partie nous avons constaté que la puissance utilisée représente 30 % de la puissance installée ou mise à disposition. Pour cela la partie suivante consacrée à la vérification et le choix du nouveau schéma d'alimentation en énergie électrique de la mine.

Chapitre IV

Calcul des pertes de puissance dans les transformateurs

Introduction :

Le transformateur MT/BT est le maillon essentiel dans la distribution de la SMI, il doit faire l'objet d'une attention particulier. Il doit être protégé convenablement contre les surcharges et le court-circuit.

Pour cela, il faut connaître les intensités débitées par phase de chaque gamme de puissance.

Les caractéristiques des transformateurs varient en fonction de leur puissance et de leur technologie.

IV.1 Calcul des pertes de puissance dans les transformateurs :

IV.1.1 Calcul du facteur de charge :

Le facteur de charge « β » des transformateurs il faut qu'il ne dépasse pas 0.93 :

$$\beta_1 = \frac{S_{T1}}{n \times S_{tr1}} \times 100 \dots\dots\dots (25)$$

D'où :

n : Le nombre des transformateurs n = 1

S_{tr1} : Puissance du transformateur / $S_{tr1} = 7500$ KVA

$$\beta_1 = \frac{1260.63}{1 \times 7500} \times 100 = 16.8\%$$

$$\beta_2 = \frac{S_{T2}}{n \times S_{tr2}} \times 100$$

$$\beta_2 = \frac{669.68}{1 \times 2500} \times 100 = 26.76 \%$$

La condition est vérifiée puisque β_1 et β_2 sont inférieure à 0.93 et on remarque d'après le résultat que le transformateur est sous chargées puisque il travail à 1/5 de sa puissance.

IV.1.2 Perte de puissance active :

$$\Delta P_{tr} = \Delta P'_v + \beta_s^2 \cdot \Delta P'_{cc} \text{ (KW)} \dots\dots\dots (26)$$

$\Delta P'_v$: Les pertes réduites de puissances actives alimentation vide en (KW)

$$\Delta P'_v = \Delta P_v + K_{op} \times \Delta Q_v$$

K_{op} : Coefficient d'augmentation des pertes de puissance réactive.

$$\Delta Q_v = S_{tr} \frac{I_0}{100} \text{ (Kvar)} \dots\dots\dots (28)$$

I_0 : courant à vide .

S_{tr} : Puissance du transformateur en KVA ;

$$S_{tr1} = 7500 \text{ KVA}$$

$$S_{tr2} = 2500 \text{ KVA}$$

$$\Delta Q_{v1} = 7500 \times \frac{720}{100} = 54 \text{ Kvar} \Rightarrow \Delta Q_{v1} = 54 \text{ Kvar}$$

$$\Delta Q_{v2} = 2500 \times \frac{720}{100} = 18 \text{ Kvar} \Rightarrow \Delta Q_{v2} = 18 \text{ Kvar}$$

$$\Delta P'_{v1} = \Delta P_v + K_{0P} \times \Delta Q_v \text{ (KW)}$$

$$\Rightarrow \Delta P'_{v1} = (1.3) + (0.07)(54) = 5.08 \text{ KW}$$

$$\Delta P'_{v1} = 5.08 \text{ KW}$$

$$\Delta P'_{v2} = (1.3) + (0.07)(18) = 2.56 \text{ KW}$$

$$\Delta P'_{v2} = 2.56 \text{ KW}$$

IV.1.3 Les pertes de puissance de court-circuit :

IV.1.3.1 Les pertes de puissance active de court-circuit :

$$\Delta P'_v = \Delta P_{cc} + K_{op} \times \Delta Q_{cc} \dots\dots\dots(29)$$

D'où :

$\Delta P'_{cc}$: les pertes de puissances de court-circuit

ΔP_{cc} : Pertes due à charge à 75°C

ΔQ_{cc} : les pertes réactives par le transformateur en charge nominal.

$$\Delta Q_{cc} = S_{tr} \times \frac{U_{cc}}{100} \text{ (Kvar)} \dots\dots\dots(30)$$

Ou :

U_{cc} : Tension de court-air à 75°C

$$\Delta Q_{vcc1} = 7500 \times \frac{7}{100} = 525 \text{ Kvar} \Rightarrow \Delta Q_{vcc1} = 525 \text{ Kvar}$$

$$\Delta Q_{vcc2} = 2500 \times \frac{6}{100} = 150 \text{ Kvar} \Rightarrow \Delta Q_{vcc2} = 150 \text{ Kvar}$$

$$\Delta P'_{cc1} = 8 + (0.07)(525) = 44.75 \text{ KW} \Rightarrow \Delta P'_{cc1} = 44.75 \text{ KW}$$

$$\Delta P'_{cc2} = 8 + (0.07)(150) = 19 \text{ KW} \Rightarrow \Delta P'_{cc2} = 19 \text{ KW}$$

$$\Delta P_{tr} = \Delta P'_v + \beta_s^2 \cdot \Delta P'_{cc} \text{ (KW)} \dots\dots\dots(31)$$

$$\Delta P_{tr1} = 5.08 + (0.168)^2 \times 44.75 = 6.34 \text{ KW}$$

$$\Rightarrow \Delta P_{tr1} = 6.34 \text{ KW}$$

$$\Delta P_{tr2} = 2.56 + (0.2676)^2 \times 19 = 3.92 \text{ KW}$$

$$\Rightarrow \Delta P_{tr2} = 3.92 \text{ KW}$$

IV.1.3.2 Les pertes des puissances réactives de court-circuit:

$$\Delta Q_{tr} = \Delta Q_v + B_s^2 \cdot S_{tr} \cdot \frac{U_{cc}}{100} \text{ (Kvar)} \dots\dots\dots (32)$$

$$\Delta Q_{tr1} = 54 + (0.168)^2 \cdot 7500 \cdot \frac{7}{100} = 68.82 \text{ Kvar}$$

$$\Delta Q_{tr1} = 68.82 \text{ Kvar}$$

$$\Delta Q_{tr2} = 18 + (0.2676)^2 \cdot 2500 \cdot \frac{6}{100} = 28.74 \text{ Kvar}$$

$$\Delta Q_{tr2} = 28.74 \text{ Kvar}$$

IV.2 Calcul de la puissance apparente :

$$S = \sqrt{(P_{Tcal} + \Delta P_{tr})^2 + (Q_{Tcal} + \Delta Q_{tr})^2} \text{ (KVA)} \dots\dots\dots (33)$$

$$S_1 = \sqrt{(974.8 + 6.34)^2 + (799.34 + 68.82)^2} = 1310.09 \text{ KVA}$$

$$\Rightarrow S_1 = 1310.09 \text{ KVA}$$

$$S_2 = \sqrt{(517.84 + 3.92)^2 + (424.63 + 28.74)^2} = 691.21 \text{ KVA}$$

$$\Rightarrow S_2 = 691.21 \text{ KVA}$$

Conclusion:

D'après la vérification nous avons constaté que le transformateur principal travail à 20 % de sa charge nominal ce qui explique que le transformateur travail dans un régime sous chargé ce qui influe économiquement et négativement sur la consommation et augmente les pertes techniques surtout les pertes vide. Pour cela nous avons proposé dans le chapitre suivant une solution qui tient compte des anomalies citées auparavant dans le but d'obtenir des transformateurs qui travail a un régime optimal pour garantir un bon fonctionnement et minimiser les pertes susceptible à augmenter la consommation qui influe économiquement sur la mine en question.

Chapitre V

La solution proposée et les calculs des sections des câbles

Introduction

Le transformateur principal travail à 20 % de sa charge nominal ce qui explique que le transformateur travail dans un régime sous chargé ce qui influe économiquement et négativement sur la consommation et augmente les pertes techniques surtout les pertes vide. Pour cela nous avons proposé un nouveau transformateur de 3 KVA.

V.1 Calcul des pertes de puissance dans le nouveau transformateur :

D'après les calculs précédents et les prévisions de la mine nous choisissons un transformateur de puissance :

$$S'_{tr1} = 2000 \text{ KVA}$$

$$S'_{tr2} = 1000 \text{ KVA}$$

$$B'_1 = \frac{S_{T1}}{n \times S'_{tr1}} \times 100$$

D'où :

N: le nombre des transformateurs n= 1

S'_{tr1} : Puissance du transformateur

$$B'_1 = \frac{1260.63}{1 \times 2000} \times 100 = 63.03\%$$

$$B'_1 = \mathbf{63.03\%}$$

$$B'_2 = \frac{S_{T2}}{n \times S'_{tr2}} \times 100$$

S'_{tr2} : Puissance du transformateur

$$B'_2 = \frac{669.68}{1 \times 1000} \times 100 = 66.97\%$$

$$B'_2 = \mathbf{66.97\%}$$

La condition est vérifiée, le transformateur est retenu.

V.1 Pertes de puissance active :

$$\Delta P_{tr} = \Delta P'_v + \beta_s^2 \cdot \Delta P'_{cc} \text{ (KW)} \dots\dots\dots (34)$$

$\Delta P'_v$: les pertes réduites de puissance active alimentation vide en (KW)

$$\Delta P'_v = \Delta P_v + K_{op} \times \Delta Q_v \dots\dots\dots (35)$$

K_{op} : coefficient d'augmentation des pertes de puissance réactive :

$$\Delta Q_v = S_{tr} \frac{I_0}{100} \text{ (Kvar)} \dots\dots\dots (36)$$

S_{tr} : Puissance du transformateur en KVA

$$S'_{tr1} = 2000 \text{ KVA}$$

$$S'_{tr2} = 1000 \text{ KVA}$$

$$\Delta Q_{v1} = 2000 \times \frac{720}{100} = 14.4 \text{ Kvar} \Rightarrow \Delta Q_{v1} = 14.4 \text{ Kvar}$$

$$\Delta Q_{v2} = 1000 \times \frac{720}{100} = 7.2 \text{ Kvar} \Rightarrow \Delta Q_{v2} = 7.2 \text{ Kvar}$$

$$\Delta P'_v = \Delta P_v + K_{op} \times \Delta Q_v \text{ (KW)} \dots \dots \dots (35)$$

$$\Rightarrow \Delta P'_{v1} = 1.3 + (0.07)(1.44) = 2.30 \text{ KW}$$

$$\Delta P'_{v1} = 2.30 \text{ KW}$$

$$\Delta P'_{v2} = 1.3 + (0.07)(7.2) = 1.80 \text{ KW}$$

$$\Delta P'_{v2} = 1.80 \text{ KW}$$

V.1.2 Les pertes de puissances de court-circuit :

V.1.2.1 Les pertes de puissance active de court-circuit :

$$\Delta P'_{cc} = \Delta P_{cc} + K_{op} \times \Delta Q_{cc} \text{ (KW)} \dots \dots \dots (38)$$

D'où:

ΔP_{cc} : Les pertes actives de puissance de court-circuit

ΔQ_{cc} : La puissance réactive par le transformateur en charge nominal.

$$\Delta Q_{cc} = S_{tr} \frac{U_{cc}}{100} \text{ (Kvar)} \dots \dots \dots (39)$$

$$\Delta Q_{vcc1} = 2000 \times \frac{7}{100} = 140 \text{ Kvar} \Rightarrow \Delta Q_{vcc1} = 140 \text{ Kvar}$$

$$\Delta Q_{vcc2} = 1000 \times \frac{6}{100} = 60 \text{ Kvar} \Rightarrow \Delta Q_{vcc2} = 60 \text{ Kvar}$$

$$\Delta P'_{cc1} = 8 + (0.07)(140) = 17.8 \text{ KW} \Rightarrow \Delta P'_{cc1} = 17.8 \text{ KW}$$

$$\Delta P'_{cc2} = 8 + (0.07)(60) = 12.2 \text{ KW} \Rightarrow \Delta P'_{cc2} = 12.2 \text{ KW}$$

$$\Delta P_{tr} = \Delta P'_v + \beta_s^2 \cdot \Delta P'_{cc} \text{ (KW)} \dots \dots \dots (40)$$

$$\Delta P_{tr1} = 2.3 + (0.6303)^2 \times 17.8 = 9.37 \text{ KW}$$

$$\Delta P_{tr1} = 9.37 \text{ KW}$$

$$\Delta P_{tr2} = 1.8 + (0.6697)^2 \times 12.2 = 7.27 \text{ KW}$$

$$\Delta P_{tr2} = 7.27 \text{ KW}$$

V.1.2.2 Les pertes de puissance réactive de court-circuit :

$$\Delta Q_{tr} = \Delta Q_v + \beta_s^2 \cdot S_{tr} \frac{U_{cc}}{100} \quad (\text{Kvar}) \dots\dots\dots(41)$$

$$\Delta Q_{tr1} = 14.4 + (0.6303)^2 \cdot 2000 \cdot \frac{7}{100} = 70.02 \text{ Kvar}$$

$$\Delta Q_{tr1} = 70.02 \text{ Kvar}$$

$$\Delta Q_{tr2} = 7.2 + (0.6697)^2 \cdot 1000 \cdot \frac{6}{100} = 34.11 \text{ Kvar}$$

$$\Delta Q_{tr2} = 34.11 \text{ Kvar}$$

V.2 Calcul de la puissance apparente:

$$S = \sqrt{(P_{Tcal} + \Delta P_{tr})^2 + (Q_{Tcal} + \Delta Q_{tr})^2} \quad (\text{KVA}) \dots\dots\dots(42)$$

$$S'_1 = \sqrt{(974.8 + 9.37)^2 + (799.34 + 70.02)^2} = 1313.16 \text{ KVA}$$

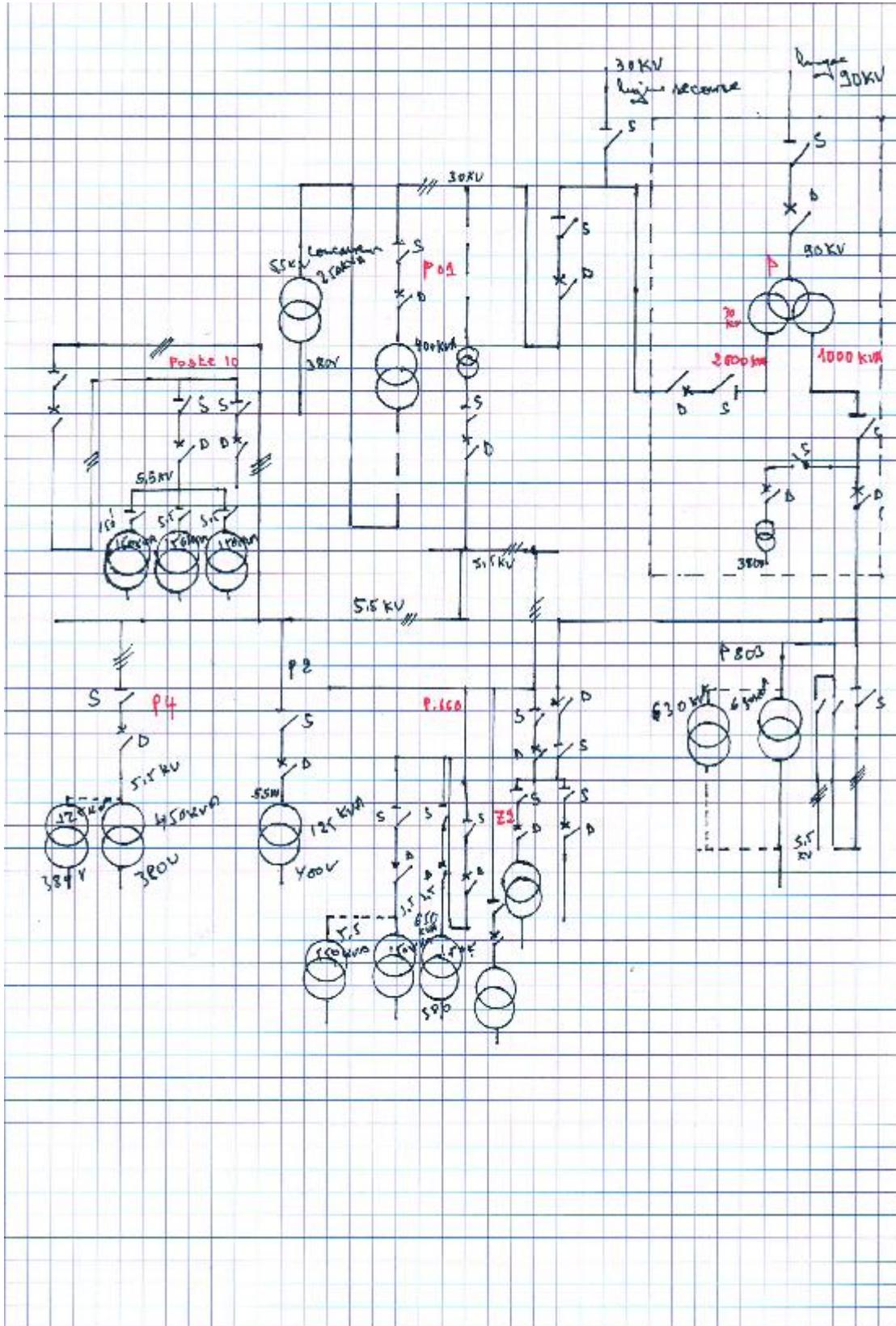
$$\Rightarrow S'_1 = 1313.16 \text{ KVA}$$

$$S'_2 = \sqrt{(517.84 + 7.27)^2 + (424.63 + 34.11)^2} = 697.27 \text{ KVA}$$

$$\Rightarrow S'_2 = 697.27 \text{ KVA}$$

Le schéma proposé est le suivant :

Fig.3. Le Schéma électrique proposé comme Solution de la mine de l'ouenza



V. 3 Le choix de la section des conducteurs de la ligne :

Comme le matériau des lignes on utilise le cuivre, l'aluminium mais d'après la pratique pour les lignes de très haute tension (THT) et haut tension (HT) on préfère d'utiliser les fils en Al et (Al- Acier) et pour les lignes moyennes tension (MT) et (BT) on utilise aussi l'acier (âmes conducteurs pour les lignes HT) mais rarement surtout pour les lignes à faibles courants.

Le choix de la section se fait d'après les conditions suivantes :

- Densité économique du courant.
- Echauffement admissible du courant.
- Pert admissible de tension.

Dans notre installation les longueurs des câbles ne dépasse pas 100 m et puisque les nombres des câbles utiliser pour l'alimentation des différents poste est inférieur à dix câbles donc on choisit les sections des câbles d'après l'échauffement admissible du conducteur.

V.3 Le Choix des sections des câbles d'après l'échauffement :

D'après le catalogue du constructeur des câbles GORSE (France) nous choisissons les câbles isolé de type PR triphasé ce qui conduit à l'utilisation des référence indiquée dans la colonne K du tableau.

Le climat de la zone ou l'usine est implanté est chaud pour cela on choisit la température la plus élevé (35°) correspondante à une valeur de $K_1=0.98$ d'après le tableau 01 (Voir annexe)

Dans l'entreprise les câbles seront posés dans des caniveaux nous sablés selon le mode de pose espacés (le mode espacés c'est la distance entre les câbles est égale au diamètre moyen des câbles). Alors d'après le tableau 02 (Voir annexe) le facteur de correction prend la valeur $K_2= 0.95$.

V.3.1 Facteur de correction :

On fait le choix d'après le facteur de correction K qui égale :

$$K= K_1 \times K_2 \dots\dots\dots(43)$$

D'où :

$$K= 0.89.0.95 = 0.84$$

$$K= 0.84$$

V.3.2 Le courant de choix I_z :

C'est le courant à partir de lequel nous choisissons d'après le tableau 03 (voir annexe) la section nécessaire des câbles, il est calculé comme suite :

$$I_{cal} = \frac{I_{nx}}{K} \dots\dots\dots (44)$$

D'où :

I_{nx} : Le courant nominal de poste x.

V.4 Calcul du courant dans chaque poste :

Le courant circulant dans chaque poste est calculé d'après la formule suivante :

$$I_{cal} = \frac{P \times 1000}{\sqrt{3} \times U \times \cos \vartheta} \dots\dots\dots (45)$$

Ou :

P : puissance total du poste en (KW)

U : Tension de réseau

$\cos \vartheta$: Facteur de puissance ($\cos \vartheta = 0.77$)

-Résultats de calcul des courants dans les différents postes :

Les postes	Puissance (KW)	Courant (A)
Poste « 803 »	627.3	77.56
Poste « 01 »	162.5	290.8
Poste « 10 »	295.5	36.53
Poste « 04 »	12.3	22.01
Poste « 02 »	90	161.06
Poste « 660 »	3.9	6.97
Poste « Z2 »	7	12.52
Poste « 90 »	20	35.79

Tableau (11) Le courant dans chaque poste

V.4.1 Choix des sections des câbles pour les différents postes :

Postes « 803 » : d'après la formule 44 on a :

$$\begin{cases} I_n = 77.56 A \\ K = 0.84 \end{cases} \Rightarrow I_z = 92.33 A$$

D'après tableau 01 (Voire annexe) nous prenons la valeurs de $I_z = 112 A$ se qui correspond a une section de $S_{P803} = 25 mm^2$

Poste « 01 » : d'après la formule (44) on a :

$$\begin{cases} I_n = 290.80 \text{ A} \\ K = 0.84 \end{cases} \Rightarrow I_z = 246.19 \text{ A}$$

D'après tableau 01 (Voire annexe) nous prenons la valeur de $I_z = 258 \text{ A}$ se qui correspond a une section de $S_{P01} = 95 \text{ mm}^2$

Poste « 10 » : d'après la formule (44) on a :

$$\begin{cases} I_n = 36.53 \text{ A} \\ K = 0.84 \end{cases} \Rightarrow I_z = 43.48 \text{ A}$$

$I_z = 43.48 \text{ A}$; donc on a choisit la valeur $I_z = 48 \text{ A}$ qui correspond la section du conducteur $S_{p10} = 6 \text{ mm}^2$

Poste « 04 » : d'après la formule (44) on a :

$$\begin{cases} I_n = 22.01 \text{ A} \\ K = 0.84 \end{cases} \Rightarrow I_z = 26.20 \text{ A}$$

donc on a choisit la section du conducteur $S_{P04} = 2.5 \text{ mm}^2$

Poste « 02 » : d'après la formule (44) on a :

$$\begin{cases} I_n = 161.06 \text{ A} \\ K = 0.84 \end{cases} \Rightarrow I_z = 191.73 \text{ A}$$

Donc on a choisit la section du conducteur $S_{P02} = 70 \text{ mm}^2$

Poste « 660 » : d'après la formule (44) on a :

$$\begin{cases} I_n = 6.97 \text{ A} \\ K = 0.84 \end{cases} \Rightarrow I_z = 8.29 \text{ A}$$

Donc on a choisit la section du conducteur $S_{P660} = 1.5 \text{ mm}^2$

Poste « Z2 » : d'après la formule (44) on a :

$$\begin{cases} I_n = 12.52 \text{ A} \\ K = 0.84 \end{cases} \Rightarrow I_z = 14.9 \text{ A}$$

Donc on a choisit la section du conducteur $S_{PZ2} = 1.5 \text{ mm}^2$

Poste « 90 » : d'après la formule (44) on a :

$$\begin{cases} I_n = 35.79 \text{ A} \\ K = 0.84 \end{cases} \Rightarrow I_z = 42.6 \text{ A}$$

Donc on a choisit la section du conducteur $S_{P90} = 6 \text{ mm}^2$

V.4.2.1 Vérification de la section choisie :

La vérification des sections des câbles choisies se fait d'après les conditions suivantes :

Chute de tension admissible :

La chute de tension entre l'origine d'une installation basse tension et les appareils d'utilisation ne doivent pas être supérieur à 5% pour les installations industrielles.

Détermination de ΔU par le calcul :

La chute de tension dans un circuit est donnée par la formule suivante :

$$\Delta U = K (R \cdot \cos \vartheta + X \cdot \sin \vartheta) \cdot I \cdot L \quad (V) \dots\dots\dots (46)$$

Ou :

ΔU : Chute de tension en V

$K = 1.73$ pour circuit triphasée, et $K = 2$ pour circuit monophasée

R : Résistance d'un conducteur de phase (Ω/Km) à la température de service

X : Réactance d'un conducteur de phase (Ω/Km) à 50 HZ

$\cos \vartheta$: Facteur de puissance de circuit considéré.

I : courant du conducteur de phase en (A)

L : longueur du circuit considère en Km

Remarque :

Les valeurs de R et X sont prises d'après le tableau (04) (voir annexe)

V. 4.2.2 La densité économique :

La densité économique est calculée pour tous les types des lignes elle se trouve dans des catalogue comme une fonction de ligne (aérienne, souterraine), de la matière du cable (Al,Cu,Al-acier) et de T_{max} (Temps maximal de fonctionnement par année) et pour notre installation ($T_{max} = 2500$ h)

$$S_{ec} = \frac{I_{cal}}{J_{ec}} (mm^2) \dots\dots\dots (47)$$

Ou :

S_{ec} : La section économique (mm^2)

I_{cal} : La densité économique (A/mm^2)

J_{ec} : Le courant qui circule dans le câble (A)

D'après le tableau (05) (voir annexe) on a $J_{ec} = 3 (A/mm^2)$

La vérification :

Poste « 803 » :

1-Vérification d'après la chute de tension :

$$\Delta U = 1.73.(0.907.\cos \varphi + 0.0813\sin \varphi)(77.56)(0.1)$$

$$\Delta U = 10.91 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = \frac{10.91}{5500} \times 100 = 0.2\% < 5\%$$

D'après cette condition on peut prendre $S_{P803} = 25 \text{ mm}^2$

2-vérification après la densité économique :

On a :

$$J_{ec} = 3 \text{ A/mm}^2$$

$$I_{cal} = 77.56 \text{ A}$$

$$S_{ec} = \frac{77.56}{3} = 25.85 \text{ mm}^2$$

$S_{ec} > S_{P803}$: Donc la condition est vérifiée.

Poste « 01 » :

1-Vérification d'après la chute de tension :

$$\Delta U = 1.73.(0.241.\cos \varphi + 0.0762\sin \varphi)(290.80)(0.05)$$

$$\Delta U = 6.15 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = \frac{6.15}{380} \times 100 = 1.62\% < 5\%$$

D'après cette condition on peut prendre $S_{P803} = 25 \text{ mm}^2$

2-vérification après la densité économique :

On a :

$$J_{ec} = 3 \text{ A/mm}^2$$

$$I_{cal} = 290.80 \text{ A}$$

$$S_{ec} = \frac{290.8}{3} = 96.93 \text{ mm}^2$$

$S_{ec} > S_{P01}$: Donc la condition est vérifiée.

-Poste « 10 » :

1-Vérification d'après la chute de tension :

$$\Delta U = 1.73.(3.78.\cos \varphi + 0.0955 \sin \varphi)(36.53)(0.04)$$

$$\Delta U = 8.24 \text{ V}$$

$$\Delta U \% = \frac{8.24}{5500} \times 100 = 0.15\% < 5\%$$

D'après cette condition on peut prendre $S_{P803} = 25 \text{ mm}^2$

2-vérification après la densité économique :

On a :

$$J_{ec} = 3 \text{ A/mm}^2$$

$$I_{cal} = 290.80 \text{ A}$$

$$S_{ec} = \frac{290.8}{3} = 96.93 \text{ mm}^2$$

$S_{ec} > S_{P10}$: Donc la condition est vérifiée.

Poste « 04 » :

1-Vérification d'après la chute de tension :

$$\Delta U = 1.73.(9.08.\cos \varphi + 0.109 \sin \varphi)(22.01)(0.03)$$

$$\Delta U = 8.88 \text{ V}$$

$$\Delta U \% = \frac{8.88}{380} \times 100 = 2.33\% < 5\%$$

D'après cette condition on peut prendre $S_{p04} = 25 \text{ mm}^2$

2-vérification après la densité économique :

On a :

$$J_{ec} = 3 \text{ A/mm}^2$$

$$I_{cal} = 22.01 \text{ A}$$

$$S_{ec} = \frac{22.01}{3} = 7.33 \text{ mm}^2$$

$S_{ec} > S_{P04}$: Donc la condition est vérifiée.

Post « 02 » :

1-Vérification d'après la chute de tension :

$$\Delta U = 1.73 \cdot (0.334 \cdot \cos \varphi + 0.0751 \sin \varphi) \cdot (161.06) \cdot (0.03)$$

$$\Delta U = 2.7 \text{ V}$$

$$\Delta U \% = \frac{2.7}{380} \times 100 = 0.71 \% < 5 \%$$

D'après cette condition on peut prendre $S_{p02} = 50 \text{ mm}^2$

2-vérification après la densité économique :

On a :

$$J_{ec} = 3 \text{ A/mm}^2$$

$$I_{cal} = 161.06 \text{ A}$$

$$S_{ec} = \frac{161.06}{3} = 53.68 \text{ mm}^2$$

$S_{ec} > S_{p02}$: Donc la condition est vérifiée.

Poste « 660 » :

1-Vérification d'après la chute de tension :

$$\Delta U = 1.73 \cdot (15.5 \cdot \cos \varphi + 0.0118 \sin \varphi) \cdot (6.97) \cdot (0.06)$$

$$\Delta U = 9.57 \text{ V}$$

$$\Delta U \% = \frac{9.57}{380} \times 100 = 2.52 \% < 5 \%$$

D'après cette condition on peut prendre $S_{p660} = 1.5 \text{ mm}^2$

2-vérification après la densité économique :

On a :

$$J_{ec} = 3 \text{ A/mm}^2$$

$$I_{cal} = 6.97 \text{ A}$$

$$S_{ec} = \frac{6.97}{3} = 2.12 \text{ mm}^2$$

$S_{ec} > S_{p660}$: Donc la condition est vérifiée.

Poste « Z2 » :

1-Vérification d'après la chute de tension :

$$\Delta U = 1.73 \cdot (15.5 \cdot \cos \varphi + 0.118 \sin \varphi) \cdot (12.52) \cdot (0.03)$$

$$\Delta U = 8.6 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = \frac{8.6}{380} \times 100 = 2.26\% < 5\%$$

D'après cette condition on peut prendre $S_{pZ2} = 1.5 \text{ mm}^2$

2-vérification après la densité économique :

On a :

$$J_{ec} = 3 \text{ A/mm}^2$$

$$I_{cal} = 6.97 \text{ A}$$

$$S_{ec} = \frac{6.97}{3} = 2.12 \text{ mm}^2$$

$S_{ec} > S_{pZ2}$: Donc la condition est vérifiée.

Poste « 90 » :

1-Vérification d'après la chute de tension :

$$\Delta U = 1.73.(3.78.\cos \varphi + 0.0955\sin \varphi)(35.79)(0.03)$$

$$\Delta U = 6.06 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = \frac{6.06}{380} \times 100 = 1.6\% < 5\%$$

D'après cette condition on peut prendre $S_{p90} = 6 \text{ mm}^2$

2-vérification après la densité économique :

On a :

$$J_{ec} = 3 \text{ A/mm}^2$$

$$I_{cal} = 35.79 \text{ A}$$

$$S_{ec} = \frac{35.79}{3} = 11.93 \text{ mm}^2$$

$S_{ec} > S_{p90}$: Donc la condition est vérifiée.

V. 4.2.3 Les caractéristiques des câbles

Les postes	P(KW)	I_{cal} (A)	I_{adm} (A)	L (Km)	R (Ω /Km)	X (Ω /Km)	U KV	$\Delta U\%$	S mm^2
Poste « 803 »	627.3	77.56	112	0.1	0.907	0.0813	5.5	0.2	25
Poste « 803 »	162.5	290.8	258	0.05	0.241	0.0762	0.38	1.62	95
Poste « 803 »	295.5	36.53	48	0.04	3.78	0.0955	5.5	0.15	6
Poste « 803 »	12.3	22.01	27	0.03	9.08	0.109	0.38	2.33	2.5
Poste « 803 »	90	161.06	213	0.03	0.334	0.0751	0.38	0.71	50
Poste « 803 »	3.9	6.97	19.5	0.06	15.5	0.0118	0.38	2.52	1.5
Poste « 803 »	7	12.52	19.5	0.03	15.5	0.0118	0.38	2.26	1.5
Poste « 803 »	20	35.79	48	0.03	3.78	0.0955	0.38	1.6	0.6

Tableau.12. Les caractéristiques des câbles

Conclusion

On constate que l'installation d'un nouveau transformateur est la solution la plus favorisée pour diminuer les pertes techniques, surtout les pertes vide et assurer un bon fonctionnement et minimiser les pertes susceptible à augmenter la consommation qui influe économiquement sur la mine en question.

Chapitre VI

Compensation de

l'énergie réactive et

protection de

l'installation

Introduction

L'énergie électrique est essentiellement distribuée aux utilisateurs sous formes de courant alternatif par des réseaux en haute, moyenne et basse tension.

L'énergie consommée est composée d'une partie active mesurée en KWh qui est transformée en énergie mécanique (travail), chaleur, lumière, etc et d'une partie réactive mesurée en kvar qui sert à magnétiser les tôles des appareils électrique (moteurs, transformateur, machines tournantes, ...) pour générer des champs magnétiques, par ailleurs certains constituants des réseaux électriques de transport et de distribution (transformateur, lignes etc...) consomment également dans certaines cas d'exploitation de l'énergie réactive.

En pratique, les charges inductives sont les principales consommatrices de l'énergie réactive, pour la puissance active, il est économique de la produire d'une manière centralisée et de la distribuer ensuite aux clients, le coût du transport est biens moins élevé que le surcoût d'une production réalisée localement.

En revanche, la puissance réactive est économiquement plus intéressant de la produire, en tout ou en partie, localement par des générateurs d'énergie réactive autonome, comme les condensateurs, les compensateurs synchrones..... cette pratique est appelée compensation d'énergie réactive.

L'énergie apparente qui est celle fournie par le réseau, représente le produit de la tension aux bornes d'un récepteur par l'intensité du courant qui le traverses, elle est aussi la somme vectorielle de l'énergie active et l'énergie réactive.

A chacune de ces énergies correspond respectivement un courant actif (I_a), en phase avec la tension du réseau et un courant réactif (I_r), appelé aussi courant magnétisant, celui étant déphasé de 90° en arrière par rapport au courant actif.

Les deux courants actif et réactif se composent vectoriellement pour former le courant apparent, déphasé d'un angle φ par rapport au courant actif. Ce courant dit apparent est cependant bien réel puisque c'est lui qui parcourt les divers conducteurs du circuit, depuis la source jusqu'aux récepteurs inclus, et qui provoque entre autre l'échauffement de ses conducteurs, donc les pertes d'énergie par effet joule.

Le facteur de puissance (FP) en régime sinusoïdale s'identifier avec le $\cos \varphi$, le déphasage φ entre (V,I) est toujours compris entre -90 et $+90$, il en résulte que le FP est toujours positif ou nul $0 \leq \cos \varphi \leq +1$

NB : pour une installation on ne considère pas le facteur de puissance à un instant t (fonction de la charge essentiellement variable) mais le facteur de puissance moyen.

Le facteur de puissance peut être déduit du rapport donnant la valeur moyenne de la tangente de l'angle φ tel que $\tan \varphi$ est égale au rapport de l'énergie réactive consommée pendant un temps déterminé sur l'énergie active consommée pendant le même temps.

VI.1 Rappels des relations physiques :

Lorsqu'une tension (u) appliquée à un circuit monophasé y fait circuler un courant (i), on peut définir plusieurs puissances :

Puissances instantanée (P) :

C'est le produit $u \cdot i$ de la tension (u) par le courant (i) à l'instant considéré

$$P = u \cdot i \quad (\text{W})$$

Puissance active (P) :

Si u et i sont périodiques, on appelle puissance active ou tout simplement puissance la valeur moyenne de la puissance instantanée :

$$P = 1/T \int_0^T u \cdot i \, dt \quad \text{ou } T : \text{periode d'onde}$$

Si u et i sont sinusoïdaux

$$u = U_m \cos \omega t \quad \omega : \text{Pulsation}$$

$$i = I_m \cos(\omega t + \varphi)$$

la puissance P devient

$$P = 1/T \int_0^T U_m \cos \omega t \cdot I_m \cos(\omega t + \varphi) dt$$

Le calcul de l'intégrale et les transformations trigonométriques donnent:

$$P = 1/T \int_0^T \frac{(U_m \cdot I_m)}{2} (\cos \varphi + \cos(2\omega t - \varphi)) dt$$

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (\text{W})$$

Puissance réactive (Q) :

Cette puissance sert à l'alimentation des circuits magnétiques, elle est définie uniquement en régime sinusoïdal :

$$Q = U.I.\sin \varphi \quad \text{Unité le volt-ampère réactive (VAR)}$$

Puissance apparente (S) :

C'est la puissance fournie par le réseau, pour u et i respectivement tension et intensité de courant aux bornes d'un récepteur elle vaut :

$$S = U.I \quad (\text{VA})$$

Elle est aussi la somme vectorielle de P et Q :

$$S = \sqrt{(P^2 + Q^2)}$$

Dans le cas d'un régime sinusoïdal les puissances P et Q se conservent, la fig (1) montre le diagramme des puissances :

Zone 1 $Q > 0$: Récepteur équivalent à une résistance et une inductance.

Zone 2 $Q < 0$: Récepteur équivalent à une résistance et une capacité.

En pratique une inductance absorbe de l'énergie réactive et une capacité en fournit.

En triphasé les puissances sont multipliées par $\sqrt{3}$:

D'après la fig (1)

$$S = \sqrt{3} U.I$$

$$P = \sqrt{3} U.I.\cos \varphi = S \cos \varphi$$

$$Q = \sqrt{3} U.I.\sin \varphi = S \sin \varphi$$

$$\cos \varphi = P/S$$

$$\sin \varphi = Q/S$$

$$\tan \varphi = Q/P$$

Un calcul trigonométrique donne les formules suivantes qui serviront pour d'outils de calcul:

$$\tan \varphi = \sqrt{(1/\cos \varphi^2) - 1}$$

$$\cos \varphi = \sqrt{1/(1 + \tan \varphi^2)}$$

$$\sin \varphi = \sqrt{1 - \cos \varphi^2}$$

VI .2 Le facteur de puissance :

VI .2 .1 Définition du facteur de puissance :

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

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

$$PF = P \text{ (kw)} / S \text{ (kva)}$$

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

Si les courants et les tensions sont parfaitement sinusoidaux, le facteur de puissance est égale au $\cos \varphi$.

$$FP = \cos \varphi = \frac{P(kw)}{S(kva)}$$

VI.3 Inconvénient d'un faible facteur de puissance

La présence d'un facteur de puissance <1 dans une installation à une conséquence très négative : Le courant pour produire cette puissance est surélevé par rapport au cas où le facteur de puissance est égale à 1.

Quand une installation, ou un réseau électrique présente un $\cos \varphi < 0,8$, il est nécessaire de modifier l'installation de manière à élever ce facteur. Etant donné que la grande majorité des installations sont plutôt inductive, c'est-à-dire que le $\cos \varphi < 1$ est dû à la présence d'inductance dans les circuits. Donc on constate que le facteur de puissance peut influencer sur le producteur, distributeur et l'utilisateur et cela comme suit :

VI.3.1 Pour le producteur

Le dimensionnement d'un alternateur ou d'un transformateur dépend de sa puissance apparente. Donc à égalité de puissance active l'alternateur, le transformateur, sont d'autant plus gros et plus coûteux que le facteur de puissance est plus petit. De plus le rendement des machines est alors faible et la régulation des tensions est plus difficile.

VI.3.2 Pour le distributeur

Une installation déjà existante (prévue pour une certaine puissance apparente) peut fournir d'autant moins d'énergie active que le facteur de puissance est plus faible. Elle est mal utilisée. Le capital investi est d'un moindre rapport.

On conçoit dès lors que le producteur et distributeur ne tolèrent pas que l'utilisateur ait une installation ayant un facteur de puissance trop faible, l'utilisateur doit payer l'énergie réactive consommée.

VI.3.3 Pour l'utilisateur :

L'utilisateur lui-même est directement intéressé par le facteur de puissance de son installation, il influe sur la chute de tension du transformateur placé à l'entrée de celle-ci et sur celles des canalisations. De ce fait les moteurs peuvent être sous voltage.

Même s'il supporte les inconvénients dont il est responsable, on conçoit que le producteur et le distributeur ont tout de même de bonne raison de le pénaliser. En cas de facteur de puissance trop faible, l'utilisateur doit payer l'énergie réactive consommée.

VI.4 Cause du faible facteur de puissance :

Souvent un faible facteur de puissance pour causes de mauvaises conditions d'utilisation du matériel, ou bien pour des problèmes liés à la construction de ce dernier.

En définitive, un faible facteur de puissance a souvent pour causes de mauvaise condition d'utilisation du matériel, ces conditions correspondant par exemple :

- Pour les transformateurs à un fonctionnement à vide ou faible charge.
- Pour les moteurs asynchrones, à des marches à vide ou faible charge fréquente, auxquelles il convient d'ajouter parfois un niveau de tension d'alimentation trop élevé.
- Pour l'éclairage fluorescent à une mauvaise conception.

De tout ce qui précède il en résulte qu'on est souvent contraint d'améliorer le facteur de puissance.

VI.5 Amélioration du facteur de puissance :

L'appel de la puissance réactive par des installations non compensées, cause des effets néfastes, tant pour le fournisseur d'énergie que pour le consommateur.

La sonalgaz, compagnie fournisseur d'énergie électrique exige à ces clients une amélioration du facteur de puissance de leurs installations et oblige le consommateur à ramener le facteur de puissance ($\tan \varphi$) de son installation à ($\tan \varphi=0,5$) ce qui correspond à un ($\cos \varphi = 0,89$), si non le consommateur subit des pénalités sur la surconsommation de l'énergie réactive.

De ce fait un bon $\cos \varphi$, arrange le fournisseur et le consommateur, une bonification est accordée par le fournisseur aux clients qui ont un bon facteur de puissance.

VI.5.1 Amélioration par action directes :

L'amélioration du FP par action directe est basée sur :

- Réduction des marches à vide des transformateurs
- Compatibilité en puissance des moteurs avec leurs charges
- Généralisation de la marche en étoile au lieu de triangle pour les moteurs à

faibles charges.

Ces règles restent insuffisantes et en pratique sont difficiles à réaliser.

VI.5.2 Amélioration par action indirectes

La diminution de la consommation de l'énergie réactive par action indirectes ou adjonction de matériels de compensation dans l'installation s'avère le moyen le plus efficace de compensation.

VI.6 Avantage d'un bon facteur de puissance :

Un bon facteur de puissance permet d'optimiser une installation électrique et apporte les avantages suivants :

La suppression de la facturation d'énergie réactive

La diminution de la puissance souscrite en KVA

La limitation des pertes d'énergie active dans les câbles compte-tenu de la diminution de l'intensité véhiculée dans l'installation.

L'amélioration du niveau de tension en bout de ligne

L'apport de puissance disponible supplémentaire au niveau des transformateur de puissance si la compensation est effectuée au secondaire

VI.7 Procédés et dispositifs de compensation de l'énergie réactive

VI.7.1 Moteur Synchrones :

les moteurs synchrones peuvent également fournir de l'énergie réactive, mais leur fonction principale, la force motrice, n'est pas toujours compatible avec la demande instantanée de puissance réactive, de ce fait les compensateurs synchrones sont aujourd'hui délaissés malgré leur mérites, parce qu'ils sont trop coûteux en investissement et en frais d'exploitation d'un côté et d'un autre ils exigent une charge supplémentaire importante.

VI.7.2 Batteries de condensateurs :

Elles sont actuellement le moyen le plus économique et le plus simple de production d'énergie réactive dans les installations industrielles.

En générale une batterie de condensateur est constituée par un système de condensateur branché en combinaison : série-parallèle, selon la disposition des condensateurs sur le réseau électrique, on peut distinguer deux types de compensation : compensation shunt, série.

Les batteries de condensateurs demeurent le moyen le plus adéquat pour la compensation d'énergie réactive, dans les installations électriques par les avantages qui présentent.

La quantité d'énergie réactive fournie par un condensateur vaut :

$$Q_c = U^2 . C . W$$

U : tension composée aux bornes du condensateur

C : capacité du condensateur

W : pulsation du réseau d'alimentation (fréquence du réseau) où $W=2\pi f$

VI.7.3 Compensateur statique :

Grâce au développement de l'électronique de puissance, la compensation d'énergie réactive par des moyens statique est devenue possible par des compensateurs statiques de puissance réactive (SVC). Ces dispositifs constitués d'éléments électrique (batteries de condensateurs, bobine...est) et d'éléments d'électronique pour commutation (thyristors) permettant des variations rapides et continue de puissance réactive pour éliminer les fluctuation de la puissance réactive absorbé par certains appareils provoquent des fluctuation de tension qui peuvent être gênantes pour tous les usagers.

Les compensateurs statiques, constitués d'une batterie de condensateurs et d'un absorbeur à réactance avec réglage de courants avec des valves à thyristors, sont capables d'atténuer cette fluctuation, même lorsqu'elles sont rapides comme dans le cas des fours à arc.

VI.7.4 Convertisseur statique

Le concept FACTS regroupe tout le dispositif à base d'électronique de puissance qui permet de compenser l'énergie réactive et améliorer l'exploitation du réseau électrique.

La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. De plus, elles peuvent contrôler le transit de

puissance dans les réseaux et augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant voire en améliorant, la stabilité des réseaux.

VI.8 Méthode de calcul d'énergie réactive à compenser :

Soit une installation électrique appelant une puissance active P en (KW) et puissance réactive Q en (KVAR), on souhaite réduire la $\tan \varphi$ à une valeur plus faible $\tan \varphi'$ ($\cos \varphi$ proch de l'unité)

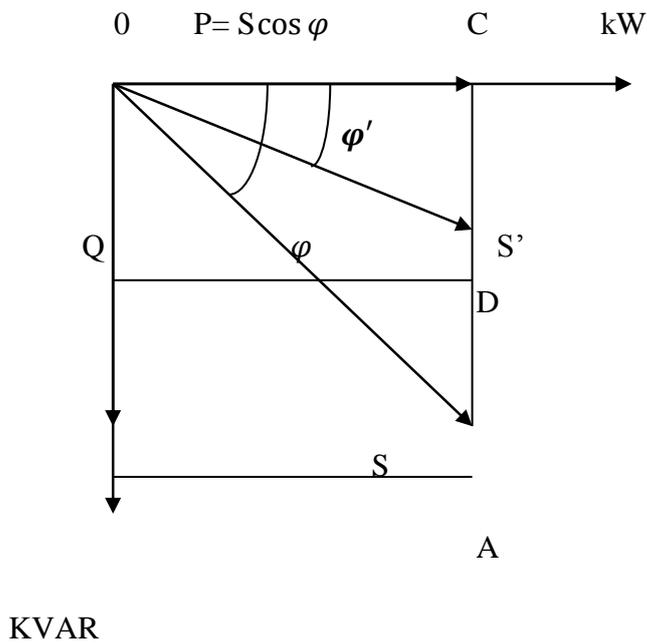


Fig.4. Diagramme montrant l'amélioration du $\cos \varphi$

$$\tan \varphi = CA/P \Rightarrow CA = P \tan \varphi$$

$$\tan \varphi' = CD/P \Rightarrow CD = P \tan \varphi'$$

DA: Puissance réactive à compensée

$$DA = CA - CD = P (\tan \varphi - \tan \varphi')$$

CA: Puissance réactive non compensée

CD: Puissance réactive compensée

DA: Puissance réactive fournie par le condensateur

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

$$Q' = Q - Q_c \text{ où } Q' : \text{Puissance réactive consommée après compensation}$$

VI.8.1 Méthode de calcul de la compensation :

Etablir un bilan des puissances actives et réactives consommée par l'installation est nécessaire pour déterminer la puissance de la batterie de condensateur à installer. Le calcul peut être fait à partir de différents données.

VI.8.2 Calcul à partir des factures sonelgaz :

Les moteurs à payer à la sonelgaz sont facturés à partir des valeurs de la puissance active et réactive consommée, sachant que la puissance réactive est facturée quand le FP ($\tan \varphi$) du consommateur dépasse la valeur exigée ($\tan \varphi_0=0,5$) à partir de cette valeur on calcul la puissance réactive à compenser par la formule suivante :

$$Q_c = P(\tan \varphi - 0,5)$$

Q_c : Puissance réactive facturée (KVAR)

P : puissance active consommée (KW)

$\tan \varphi$: Valeur de FP de l'installation

$\tan \varphi_0 = 0,5$: Valeur exigée par sonelgaz

VI.8.3 Calcul à partir des relevés des compteurs :

A partir des inductions des compteurs d'énergie active et réactive, pendant une période d'un mois par exemple, on calcul la $\tan \varphi$ comme suit :

$$\tan \varphi = W_R / W_A$$

W_R : Énergie réactive en kvarh

W_A : énergie active en kwh

La puissance de la batterie se calcul de la même manière que pour les relevés des factures sonelgaz.

VI.8.4 Calcul à partir des mesures électriques :

On relève sur les appareils de mesure de l'installation :

U : tension d'alimentation entre phase

I : courant consommé

$\cos \varphi$: Facteur de puissance

On calcul la puissance $P = \sqrt{3}UI \cos \varphi$ $\tan \varphi = \sqrt{(1/\cos^2 \varphi) - 1}$

La puissance nécessaire de la batterie $Q_c = P (\tan \varphi - 0,5)$

VI.8.5 Calcul à partir des caractéristiques des machines :

Dans le cas d'installations nouvelles, si l'on ne dispose pas de relevé sonelgaz ou de moyen de mesure, on établit un tableau de bilan de puissance active et réactive de l'installation.

$$Q = \sum Q_i \text{ et } P = \sum P_i \qquad Q_{ci} = P_i (\tan \varphi_i - 0,5)$$

P_i et $\tan \varphi_i$ sont des paramètres individuels des machines.

VI.9 Compensation de l'énergie réactive par batteries de condensateurs

La compensation de l'énergie réactive nécessite l'installation des batteries condensateurs, avec certaines précautions et règles de sécurité.

VI.9.1 Mode de compensation :

Dans une installation électrique B.T les batteries de condensateurs peuvent être implantées à trois niveaux différents :

VI.9.1.1 Compensation Globale :

Principe : La batterie de condensateurs est raccordée en tête de l'installation et reste en service de façon permanente. Ce mode de compensation convient lorsque la charge est stable et continue.

Avantages :

Supprimé la facturation d'énergie réactive

Représente la solution la plus économique car toute la puissance est concentrée en un point et le coefficient de foisonnement permet des batteries bien optimisées

Soulage le transformateur

Remarques :

Le courant réactive I_r est présent dans le niveau 1 jusqu'au récepteur

Les pertes par effet joule dans les câbles ne sont pas diminuées (KWh)

Le facteur de puissance est variable suivant le nombre de machine en service

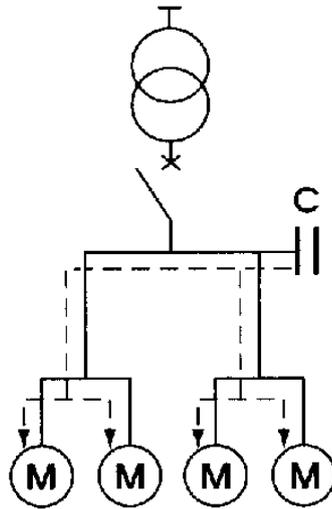


Fig.5. Schéma illustrant la Compensation Globale en BT

VI.9.1.2 Compensation Partielle :**Principe**

La batterie de condensateurs est raccordée au tableau de distribution et fournit l'énergie réactive par atelier ou par groupe de récepteur. Ce mode de compensation convient lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

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

Permet de réduire la section des câbles d'arrivée du tableau de distribution intermédiaire

Réduit les pertes en lignes dans ces mêmes câbles

Remarque :

Le courant réactive (I_r) est présent dans l'installation du niveau 2 jusqu'aux récepteur

Le FP est variable suivant le nombre de machines en service

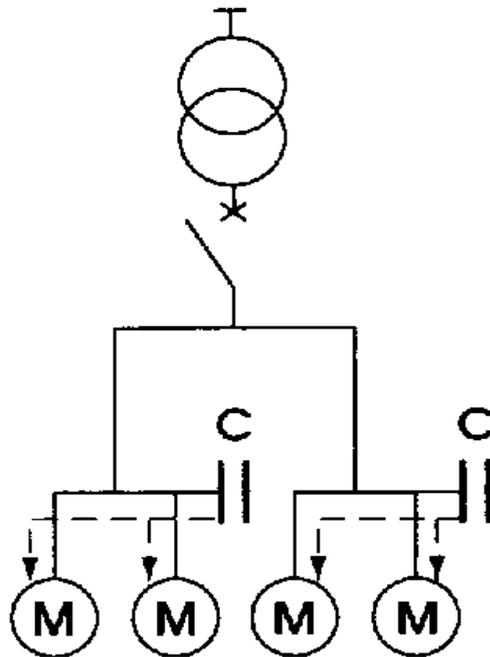


Fig.6.Schéma illustrant la compensation partielle

VI.9.1.3 Compensation individuelle :

Principe :

La batterie de condensateurs est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur du type inductif, notamment les moteurs. Elle convient lorsque la puissance de certains récepteurs est très importante par rapport à la puissance totale, elle offre le plus d'avantages.

Avantages :

- Supprime la facturation d'énergie réactive
- Réduit la section des câbles
- Les pertes joule dans les câbles sont supprimées
- Soulage le transformateur

Remarque :

- Le courant réactif n'est plus présent dans les câbles de l'installation
- Le nombre de batteries de condensateurs dans ce cas est important

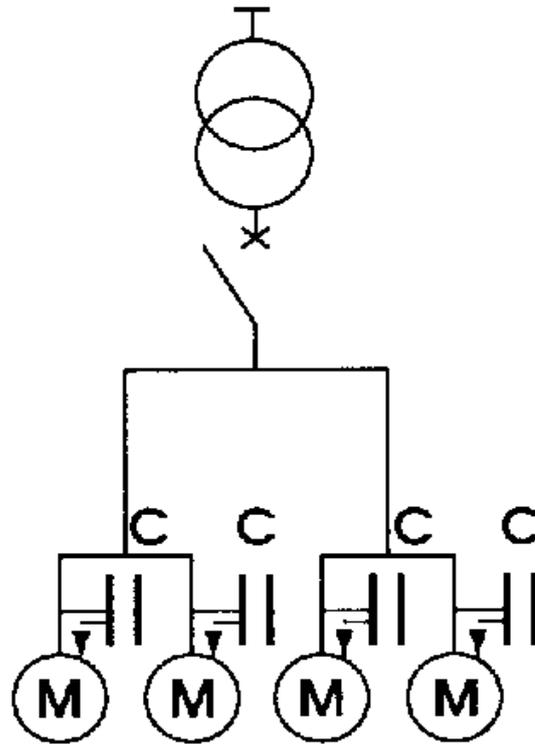


Fig.7. Schéma illustrant la compensation locale

VI.9.1.4 Globale en MT

La batterie est raccordée en tête d'installation à compenser et assure la compensation pour l'ensemble de l'installation.

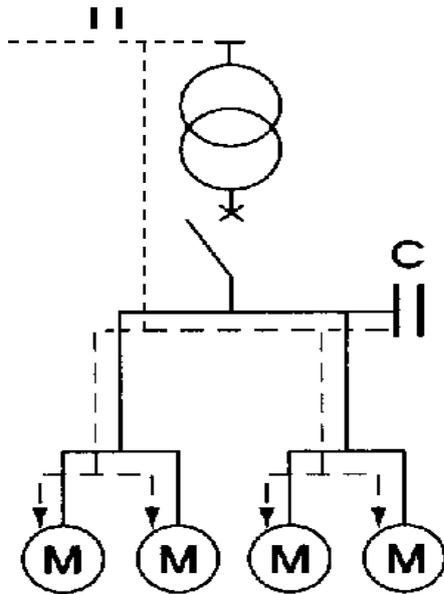


Fig.8. Schéma illustrant la compensation Globale en MT

VI.9.2 Type de compensation :

Deux type de compensation peuvent être en évidence :

VI.9.2.1 Compensation fixe :

Avec ce type de compensation les batteries de condensateurs sont en service ou hors service simultanément, à l'aide d'un dispositif de commande.

L'installation de ce type de compensation est simple et se fait pour la moyenne puissance (inférieur à 15% de la puissance du transformateur amont).

La charge de ce type de compensation est relativement stable.

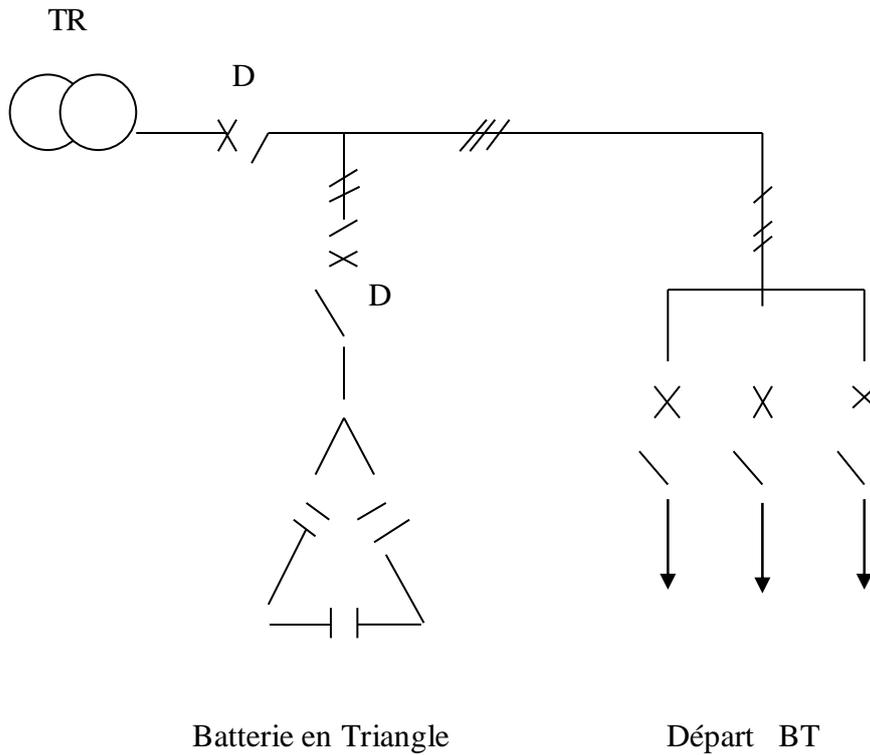


Fig.9. Schéma illustrant la Compensation Fixe

VI.9.2.2 Compensation automatique :

Les batteries de condensateurs sont fractionnées ou divisées en gradins, ce type de compensation permet de tenir compte du facteur de simultanéité des récepteurs, d'où une puissance instantanée mieux utilisée.

Les batteries de condensateurs sont enclenchées par des dispositifs à commande automatique par un relai var métrique en fonction de la charge et du $\cos \varphi$ désiré.

La compensation automatique permet l'adaptation immédiate de la compensation aux variations de la charge, et évite ainsi le renvoi d'énergie réactive sur le réseau.

Ce type de compensation est utilisé par des grosses industrielles.

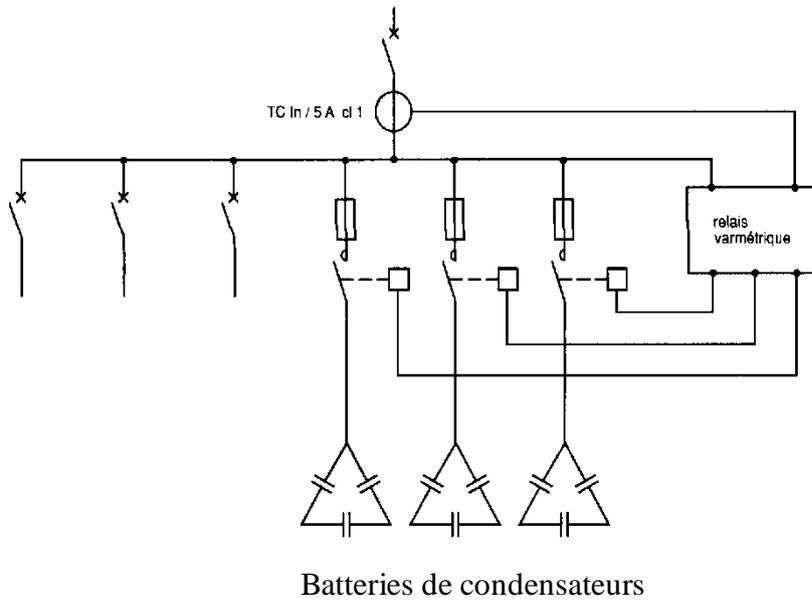


Fig.10. Schéma illustrant la compensation automatique

VI.10 Installation des batteries de condensateurs :

Calcul de la puissance réactive des batteries de condensateurs

A partir des résultats obtenus du facteur de puissance de l'installation, on dimensionnera les batteries de condensateurs qui seront installées. Le but essentiel c'est d'améliorer le FP de l'installation en rapprochant la $\tan \varphi$ d'une valeur proche de la valeur exigée par la sonalgaz qui est de 0,5.

La puissance réactive nécessaire à la compensation se calcule par la relation suivante :

$$Q_B = P(\tan \varphi - \tan \varphi_0)$$

Q_B : Puissance Réactive de la batterie en KVAR

P : Puissance active consommée en KW

$\tan \varphi$: FP de l'installation

$\tan \varphi_0$: FP exigé par sonalgaz

Les paramètres calculés sont :

P_{T1} (Kw)	Q_{T1} (Kvar)	S_{T1} (KVA)	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	$\tan \varphi_0$
---------------	-----------------	----------------	----------------	----------------	------------------

974.8	799.34	1260.63	0.77	0.82	0,5
-------	--------	---------	------	------	-----

P_{T2} (Kw)	Q_{T2} (Kvar)	S_{T3} (KVA)	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	$\tan \varphi_0$
517.84	424.63	669.68	0.77	0.82	0,5

L'écart de FP est de $(0.82 - 0.5) = 32 = 32 \%$

on prend $\tan \varphi_c = 0.4$ facteur de puissance choisi pour le calcul et le dimensionnement des batteries de condensateurs.

VI.10.1 Formule de calcul de l'énergie réactive des batteries de condensateurs

$$Q_B = P(\tan \varphi - 0,4) \text{ unité KVAR}$$

Q_B : Quantité d'énergie fournie parla batterie (KVAR)

P : Puissance active consommée (KW)

VI.10.2 Tableau des résultats de calcul

Poste	P_{380} KW	Q_{380} KVAR	$\tan \varphi$	$\tan \varphi_c$	$\tan \varphi - \tan \varphi_c$	Q_B KVAR
Poste « 803 »	45.84	37.59	0.82	0.4	0.42	19.25
Poste « 01 »	130	106.6	0.82	0.4	0.42	54.6
Poste « 10 »	6.89	5.65	0.82	0.4	0.42	2.89
Poste « 04 »	9.84	8.07	0.82	0.4	0.42	4.13
Poste « 02 »	72	59.04	0.82	0.4	0.42	30.24
Poste « 660 »	3.2	2.56	0.82	0.4	0.42	1.31
Poste « Z2 »	5.6	4.59	0.82	0.4	0.42	2.35
Poste « 90 »	16	13.2	0.82	0.4	0.42	6.72

VI.10.3 Choix des batteries :

La quantité d'énergie à compenser pour le poste « 803 » est :

$$Q_{comp(p803)} = 37.59 - 21 = 16.59 \text{ Kvar}$$

La quantité d'énergie à compenser pour le poste « 01 » est :

$$Q_{comp(p01)} = 106.6 - 58 = 48.6 \text{ Kvar}$$

La quantité d'énergie à compenser pour le poste « 04 » est :

$$Q_{comp(p04)} = 8.07 - 4.5 = 3.57 \text{ Kvar}$$

La quantité d'énergie à compenser pour le poste « 02 » est :

$$Q_{comp(p02)} = 59.04 - 31.25 = 27.79 \text{ Kvar}$$

Notre choix est tel que :

- Batterie de 21 Kvar pour le poste « 803 »
- Batterie de 58 Kvar pour le poste « 01 »
- Batterie de 4.5 Kvar pour le poste « 04 »
- Batterie de 31.25 Kvar pour le poste « 02 »

VI.10.4 Bilan de charge après compensation :

Le but de la compensation de l'énergie réactive c'est d'améliorer le facteur de puissances des postes (803,02, 04,01), cette amélioration du FP engendre la diminution des pertes et coefficient de charge des transformateurs.

VI.10.4.1 Puissance en BT avant compensation :

Poste	P_{380} KW	Q_{380} KVAR	$\tan \varphi$	$\cos \varphi$
Poste « 803 »	45.84	37.59	0.82	0.77
Poste « 01 »	130	106.6	0.82	0.77
Poste « 02 »	72	59.04	0.82	0.77
Poste « 04 »	9.84	8.07	0.82	0.77

Tableau des Puissance en BT avant compensation

VI.10.4.2 Puissance en BT après compensation :

Poste	P_{380} KW	Q_{comp} KVAR	$\tan \varphi_{comp}$	$\cos \varphi_{comp}$
Poste « 803 »	45.84	16.59	0.361	0.940
Poste « 01 »	130	48.6	0.373	0.936
Poste « 02 »	72	27.79	0.385	0.933
Poste « 04 »	9.84	3.57	0.362	0.940

Tableau des Puissance en BT après compensation

VI.11 Protection

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais. Ces relais sont des appareils qui comparent en permanence les grandeurs électriques à surveiller (courant, tension, fréquence, puissance, impédance) à des seuils prédéterminés et qui donnent automatiquement des ordres d'action pour l'ouverture d'un disjoncteur ou pour déclencher une alarme lorsque la grandeur dépasse le seuil. Dans ce chapitre sont rappelées les fonctions de protection et les modes de sélectivité.

VI.11.1 Protection du transformateur

Les défauts de plus fréquents d'un transformateur peuvent se produire soit :

-à l'intérieur : court-circuit entre spires des enroulements des phases du transformateur.

-à l'extérieur : court-circuit entre phases

Pour le choix de la protection nécessaire, on doit tenir compte de la puissance du transformateur .

D'après les normes de construction :

-pour une puissance inférieure à 40000 KVA, il faut utiliser la protection à maximum de courant.

-pour une puissance supérieure à 320 KVA, il faut utiliser la protection à gaz.

Dans notre cas, les transformateurs de puissances utilisés sont ceux de la catégorie dont la puissance est 2000 et 1000 KVA.

Pour cela ,il est recommandé d'utiliser les deux types de protection.

Conclusion

Le mauvais facteur de puissance des installations électriques est un problème réel qui se pose tant pour le consommateur d'énergie que pour le fournisseur, il entraîne une surconsommation d'énergie réactive, qui cause des pénalités de majoration imposées par le fournisseur, et en plus les équipements subissent des contraintes techniques qui affaiblissent leur rendement. Dans le souci de remédier à ces problèmes, une installation des batteries condensateurs de compensation permettra de :

- Améliorer le facteur de puissance de l'installation
- Réduire la puissance transportée dans le réseau
- Soulager le réseau interne et les équipements :
- Diminution des pertes
- Diminution de chute de tension en bout de ligne
- Réduire le coefficient de charge des transformateurs
- Supprimer les pénalités de surconsommation d'énergie réactive

Chapitre VII

ETUDE TECHNICO- ECONOMIQUE

Introduction

L'étude technico-économique nous permet d'évaluer l'intérêt économique de la compensation d'énergie réactive en comparant coût d'installation des batteries de condensateur aux économies qu'elles procurent.

VII.1 Economie réalisée par suppression des pénalités :

Année	Mois	Energie Réact facturée (KVARh)	Somme à payer (DA)
2016	Janvier	84301	20948 .8
2016	Février	72460	18006.31
2016	Mars	83002	20625.99
2016	Avril	69543	17281.43
2016	Mai	81901	20352.39
2016	Juin	83294	20698.55
2016	Juillet	79386	19727.42
2016	Août	80624	20035.06
2016	Septembre	54212	13471.68
2016	Octobre	66379	16495.18
2016	novembre	77362	19224.45
2016	Décembre	82135	20410.54
TOTAL			227277.19

Pénalité de Majoration = 227277.19 DA
--

VII.2 Evaluation d'économies réalisées par diminution des pertes :

La diminution des pertes dans les transformateurs se calcule on faisant la différence des pertes avant et après l'installation du nouveau transformateur et après la compensation de l'énergie réactive.

Différence des pertes Transformateur kW	Différence des pertes Transformateur KW
$\Delta P_1 = 6,62$	$\Delta P_2 = 2,7$

Coût des gains d'énergie (dans les transformateurs) :

$$C_{TR} = C_u (\Delta P_1 + \Delta P_2) T_f$$

Avec :

C_{TR} : Coût total des pertes dans les transformateurs DA/an

C_u : Coût unitaire d'un KWH $C_u = 1,1412$ DA/KWH

$(\Delta P_1 + \Delta P_2)$: Somme des pertes de puissance dans les transformateurs

T_f : temps de fonctionnement annuel des transformateurs $T_f = 8760$ h/an

$T_f = 8760 - [t_p \text{ (temps planifié des révisions)} + t_{imp} \text{ (temps imprévisible des réparations)}]$

$t_p = 400$ h/an $t_{imp} = 160$ h/an

On prend $\sum \Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 = 6,62 + 2,7 = 9,32$ KW

$$\Delta W_{TR} = \sum \Delta P \cdot T_f$$

$T_f = 8760 - 400 - 160 = 8200$ h/an

ΔW_{TR} : Gain en énergie en kWh/an

$\Delta W_{TR} = (9,32) \cdot 8200 = 76424$ KWh/an

Le coût Total :

$$C_{TR} = C_u \cdot \Delta W_{TR} = 76424 \cdot 1,1412 = 87215,07 \text{ DA/an}$$

$$C_{TR} = \mathbf{87215,07 \text{ DA/an}}$$

VII.3 Economies Totales Réalisées Par l'installation du nouveau transformateur et Compensation de l'énergie réactive :

Economies Réalisées	Gain DA/an
Majoration Sonelgaz	227277.19
Diminution des Pertes D'énergie	87215,07
Total	314492.26

VII.4 Coût D'investissement :

Coût des Equipements :

Équipements	Prix Unitaire (DA)	Nbre	Coût Total
Transformateur (3KVA)	2406593	01	2406593
Batterie 21 kvar	140033.71	01	140033.71
Batterie 58 kvar	228409.33	01	228409.33
Batterie 31.25 kvar	151032.06	01	151032.06
Batterie 4.5 kvar	112113.95	01	112113.95
COUT TOTAL DES EQUIPEMENTS			3038182.05

Coût d'installation des Equipements :

Installation des Equipements	Coût d'installation
Installation du transformateur (3KVA)	416033.00
Installation des Batteries	82150.00
COUT TOTAL	498183.00

COUT TOTAL GENERAL = 3038182.05 + 498183.00 = 3536365.05 DA

VII.5 Délai de récupération du capital investi :

$$D = C_{IN} / G_p$$

D : Délai de récupération du capital investi (an)

C_{IN} : Capital Investi (DA) G_p : Gains procurés (DA)

AN :

D = 3536365.05 / 314492.26 = 11.24 an

	Coût (DA)
Investissement	3536365.05
Gains procurés	314492.26

Délai de Récupération du capital investi est de 11.24 ans

Le délai de récupération du capital investi est de 11.24 ans

Conclusion

Le mauvais choix du schéma d'alimentation en énergie électrique est un problème réel qui se pose tant pour le consommateur d'énergie que pour le fournisseur, il entraîne une surconsommation d'énergie réactive, qui cause des pénalités de majoration imposées par le fournisseur, et en plus les équipements subissent des contraintes techniques qui affaiblissent leur rendement.

Dans le souci de remédier à ces problèmes, un investissement pour l'installation du transformateur 3 KVA et des batteries condensateurs de compensation s'avère nécessaire, ceci permettra de :

- Améliorer le facteur de puissance de l'installation
- Réduire la puissance transportée dans le réseau
- Soulager le réseau interne et les équipements :
- Diminution des pertes
- Diminution de chute de tension en bout de ligne
- Réduire le coefficient de charge des transformateurs
- Supprimer les pénalités de surconsommation d'énergie réactive

L'étude technico-économique a montré que l'investissement pour l'installation du nouveau transformateur (3KVA) et des batteries de condensateurs sera amortie au bout de 11.24 ans par la suppression des pénalités et la diminution des coûts des pertes d'énergie électrique.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Le choix optimal du schéma d'alimentation en énergie électrique d'une entreprise minière se réalise par la vérification optimale de tous les équipements et les conducteurs qui constituent le system d'alimentation en énergie électrique de la mine.

Les éléments principaux qui constituent le system d'alimentation en énergie électrique de la mine sont les transformateurs et lignes d'alimentation pour cela on a veillé à ce que les pertes soient minimales et les transformateurs ne soit pas soumis à une charge considérablement supérieure à sa charge nominale ou le contraire sous charger, à la maintenance et l'entretient pour augmenter la durée de vie et assurer un bon fonctionnement.

Les câbles et les lignes électriques en générale ont des longueurs considérables et pour diminuer les pertes par effet joule. On doit réduire les longueurs des lignes et des câbles par la possibilité de rapprochement des récepteurs de la source et vérifier les sections par le choix rationnel de cette dernière.

Nous avons fait aussi le choix et le type de compensation d'énergie réactif en tenant compte du facteur du critère de maximum d'efficacité.

En fin, Nous avons proposé un nouveau système d'alimentation en énergie électrique complet et optimal avec un schéma de distribution d'énergie électrique.

Notre recommandation consiste à l'application de ce schéma d'alimentation en énergie électrique à la mine de l'Ouenza.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] RECHACHI SOUMIA, « Caractérisation et choix d'une méthode de traitement de minerai de fer sidéritique de l'Ouenza-Tébessa. « Mémoire de master en minéralurgie » université de Tébessa (2016)
- [2] Luc. Lasen « Electrotechnique », livre édition, 2008.
- [3] BENOUARETH BDELOUAHAB, « Contribution à l'étude de la fiabilité des postes de contribution électrique. Mémoire de magister en génie électrique ». Université de Boumerdès, 2005.
- [4] C.PREVE ET R.JENNOT, « Guide de conception des réseaux électrique », groupe Schneider, février 1997.
- [5] A.HADJ AMMAR, « Etude de la ligne MT_30 KV ENASEL », Mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique Université de Biskra 2006.
- [6] C. Compensation d'énergie réactive et maîtrise de la qualité des infrastructures électriques « Legrand (ALOES TECHNOLOGIES) », Juin 20016.
- [7] T.GALLAUZIAUX ET D.FEDULLO, « L'installation électrique », livre version 2004-2006.

Sites web :

<http://www.algerie.prix-construction.info>

www.shneider.fr

www.legrand.com

Bibliographie

Annexe

Câbles âmes en cuivre

<i>mm</i> ²	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1.5	37	31	32	26	26	23	22	18.5	-	24	19.5	17.5	15.5
2.5	48	41	42	34	36	31	31	25	-	33	27	24	21
4	63	53	54	44	49	42	40	34	-	45	36	32	28
6	80	66	67	56	63	54	51	43	-	58	48	41	36
10	104	87	90	74	86	95	70	60	-	80	63	57	50
16	136	113	116	96	115	100	94	80	-	-	-	76	68
25	173	144	148	123	149	127	119	101	161	138	112	96	89
35	208	174	178	147	185	158	147	126	200	169	138	119	110
50	247	206	211	174	225	192	179	153	241	207	168	144	134
70	304	254	261	216	289	246	229	196	310	268	213	184	171
95	360	301	308	256	352	298	278	238	377	328	258	223	207
120	410	343	351	290	410	346	322	276	437	382	299	259	239
150	463	387	397	328	473	395	371	319	504	441	344	299	-
185	518	434	445	367	542	450	424	364	575	506	392	341	-
240	598	501	514	424	641	538	500	430	679	599	461	403	-
300	677	565	581	480	741	621	576	497	783	693	530	464	-
400	-	-	-	-	-	754	656	-	940	825	-	-	-
500	-	-	-	-	-	868	749	-	1083	246	-	-	-

Tableau.1. La section des câbles d'après le courant