

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



Université A/MIRA Bejaïa

Faculté de Technologie

Département :Génie électrique

*Mémoire de fin de cycle*

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER EN ELECTROTECHNIQUE

Option : Technique de Haute Tension

Thème

*Dimensionnement de batterie de compensation de  
l'énergie réactive pour la station de pompage des  
hydrocarbures de Beni Mansour*

Réalisé par:Encadré par :

ABDELLI Amina

M<sup>r</sup>A. MEDJDOUB

M<sup>r</sup> N. AIT ATHMANE

## *Remerciement*

*Tout d'abord, je remercie dieu le tout puissant de m'avoir donné tant de courage, de volonté, de patience et de santé durant toutes ces années d'études.*

*Je voudrai sincèrement exprimer mes vifs remerciements à Mr: A. MEDJDOUB et Mr : N. ATT ATMANE pour leurs disponibilité durant toute la réalisation de ce travail, pour leurs précieux conseils, orientations et critiques.*

*J'adresse mes chaleureux remerciements aux membres de jury, qui ont fait l'honneur d'accepter de juger mon travail.*

*Et enfin, à toutes personnes qui ont contribues, de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail*

## *Dédicaces*

*Avec un énorme plaisir, un cœur ouvert et une immense joie,  
que je dédie mon travail*

*A celui qui as toujours garnis mes chemins avec force et lumière  
... mon très cher PAPA*

*A la plus belle perle du monde ... ma tendre MAMAN*

*A mes frères et sœurs... en leur souhaitant tout le succès et  
tout le bonheur du monde*

*A toute ma famille pour le respect et l'amour qu'ils m'ont  
toujours accordé*

*A tous mes amis et camarades*

*Et à toute personne qui m'a aidé à franchir un horizon dans  
ma vie ...*

*Amina*

## Liste des figures

<b>Figure 1:</b> Organigramme de Sonatrach.....	11
<b>Figure 2:</b> Les différentes Sections de la station SBM.....	14
<b>Figure I.1:</b> Niveau de tension normalisée.....	16
<b>Figure I.2:</b> Topologie des réseaux.....	18
<b>Figure I .3:</b> Exemple d'une partie d'un réseau de transport.....	19
<b>Figure I.4:</b> Schéma de description des réseaux électriques.....	20
<b>Figure I.5:</b> Distribution radiale.....	22
<b>Figure I .6:</b> Distribution en peigne.....	23
<b>Figure I.7:</b> Distribution en boucle.....	24
<b>Figure I.8:</b> Schéma de liaison à la terre TT.....	26
<b>Figure I.9:</b> Schéma de liaison a la terre IT.....	27
<b>Figure I.10:</b> Schéma de liaison à la terre IT lors d'un deuxième défaut (les masses sont interconnectées).....	28
<b>Figure I.11:</b> Schéma de liaison a la terre IT lors d'un deuxième défaut (Les masses ne sont pas interconnectées).....	28
<b>Figure I.12:</b> Schéma de liaison a la terre TN-C.....	29
<b>Figure I.13:</b> Schéma de liaison a la terre TN-S.....	30
<b>Figure II.1:</b> Diagramme vectorielle des courants.....	34
<b>Figure II.2:</b> Influence du $\cos\varphi$ sur la valeur de la puissance réactive.....	36
<b>Figure II.3:</b> Influence du $\cos\varphi$ sur la valeur du courant apparente.....	36
<b>Figure II.4:</b> Diagramme des puissances apparentes.....	39
<b>Figure II.5:</b> Principe de la compensation automatique d'une installation.....	45
<b>Figure II.6:</b> Compensation globale.....	47
<b>Figure II.7:</b> Compensation par secteur.....	49
<b>Figure II.8:</b> Compensation individuelle.....	51
<b>Figure II.9:</b> Montage des condensateurs aux bornes du moteur.....	52
<b>Figure III.1:</b> Schéma unifilaire de la station de Beni-Mansour.....	62

## Liste des tableaux

<b>Tableau I .1:</b> Contrainte “qualité” d’un distributeur.....	32
<b>Tableau II.1:</b> Les gammes des condensateurs.....	39
<b>Tableau III.1:</b> Facteur de simultanéité pour les différents types de récepteur.....	54
<b>Tableau III.2:</b> Facteur de simultanéité en fonction de nombre de circuit.....	54
<b>Tableau III.3:</b> Caractéristique des transformateurs opérationnels à SBM.....	55
<b>Tableau III.4 :</b> Puissance des récepteurs alimentés par le transformateur 30/0.4kV ; Arrivée transfo-TR 002 A.....	56
<b>Tableau III.5:</b> Puissance des récepteurs alimentés par le transformateur 30/0.4kV ; Arrivée transfo-TR 002 B.....	56
<b>Tableau III.6:</b> Caractéristiques des pompes principales existantes dans la station de Beni-Mansour.....	57
<b>Tableau III.7:</b> Caractéristiques des pompes booster existantes dans la station de Beni-Mansour.....	58
<b>Tableau III.8:</b> Bilan de puissance du TGBT basse tension.....	60
<b>Tableau III.9:</b> Bilan de puissance de la partie MT.....	60

# Sommaire

## INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

## PREAMBULE

Introduction .....	3
1. Présentation de l'entreprise.....	3
2. Historique.....	3
3. Mise en service de la raffinerie d'Alger. ....	4
4. Schéma d'organisation de la macrostructure de Sonatrach.....	9
5. Les activités de Sonatrach .....	11
5.1 L'activité Amont .....	11
5.2 L'activité Aval.....	12
5.3. L'activité transport par canalisation .....	12
5.4 Les composants du réseau de transport par canalisation.....	13
6. Présentation de la station de pompage de Beni Mansour.....	13
6.1 But de la station.....	13
6.2 Description de la station.....	14
6.3 Description générale des différentes parties de la station .....	14
6.4 Descriptif des installations électrique existantes à SBM .....	15

## CHAPITRE I: Généralités sur les réseaux électrique industriels

I.1 Introduction.....	16
I.2 Les niveaux de tensions des réseaux.....	16
I.3 Topologie des réseaux.....	17
I.4 Description des réseaux électriques .....	18
I.4.1 Le réseau de transport THT .....	18
I.4.2 Le réseau de répartition HT .....	19
I.4.3 Le réseau de distribution MT .....	19
I.4.4 Le réseau de livraison BT .....	20
I.5 Les postes électriques .....	20
I.5.1 Types de postes .....	20
I.5.2 Les différents éléments de poste électrique .....	21
I.6 Les mode de distribution d'énergie électrique.....	22

I.6.1 Distribution radiale .....	22
I.6.1.1 Les Avantages et inconvénients de la distribution radial.....	22
I.6.2 Distribution en peigne.....	23
I.6.2.1 Les avantage et inconvénients de la distribution en peigne :.....	23
I.6.3 Distribution en boucle.....	23
I.6.3.1 Les avantages et inconvénients de la distribution en boucle .....	24
I.6 Schémas de liaisons à la terre .....	24
I.6.1 Les types de schéma de liaison à la terre en BT [6].....	25
I.6.1.1 Schémas de liaisons à la terre TT [6].....	25
I.6.1.2 Schémas de liaisons à la terre IT [7].....	27
I.6.1.3 Schémas de liaisons à la terre TN .....	29
I.6.2 Choix du régime du neutre.....	31
I.7 Fonctionnement en sécurité et qualité de la fourniture.....	31
I.7.1 Fonctionnement en sécurité d'un réseau.....	31
I.7.2 Qualité de fourniture en électricité .....	31
I.8 Conclusion .....	32

## **CHAPITRE II: Compensation d'énergie réactive : principe et mise en œuvre**

II.1 Introduction .....	33
II.2 Définitions .....	33
II.2.1 Energie active .....	33
II.2.2 Energie réactive .....	33
II.2.3 Energie apparente .....	33
II.3 Composante active et réactive du courant .....	33
II.3.1 Courant actif ( $I_a$ ) .....	34
II.3.2 Courant réactif ( $I_r$ ).....	34
II.3.3 Courant apparent ( $I_t$ ) .....	34
II.4 Composante active et réactive de la puissance.....	34
II.4.1 La puissance active.....	35
II.4.2 La puissance réactive.....	35
II.4.3 La puissance apparente.....	35
II .5 Circulation de l'énergie réactive .....	35
II.6 Facteur de puissance.....	36
II.6.1 La valeur $\tan \varphi$ .....	37
II.6.2 Facteur de puissance et $\cos \varphi$ en présence d'harmonique.....	37

II.6.3 Amélioration du facteur de puissance .....	37
II.6.4 Avantages d'un bon facteur de puissance.....	38
II.6.5 Inconvénient d'un mauvais facteur de puissance .....	38
II.6.6 Relation entre la puissance des condensateurs et l'amélioration du $\cos \phi$ .....	38
II.7 Compensation d'énergie réactive à l'aide des batteries condensateurs .....	39
II.7.1 Caractéristique d'une batterie de condensateur .....	39
II.7.2 Les différents modes de couplage des condensateurs .....	40
II.7.3 Choix du couplage d'un condensateur.....	40
II.8 Energie réactive et éléments du réseau.....	41
II.8.1 Les machines synchrones .....	41
II.8.2 Les machines asynchrones.....	41
II.8.3 Les lignes et les câbles.....	41
II.8.4 Les transformateurs .....	41
II.8.5 Les inductances.....	42
II.8.6 Les condensateurs.....	42
II.9 Dispositifs de compensation.....	42
II.9.1 Compensateurs de puissance réactive constante .....	42
II.9.2 Compensateur de puissance réactive variable .....	43
II.10 Les différents types de compensation.....	44
II.10.1 Compensation fixe.....	44
II.10.2 Compensation de type automatique(ou en gradins) .....	44
II.10.2.1 Principe et intérêt de la compensation automatique .....	45
II.10.2.3 Inconvénients d'une compensation en gradins dans un réseau d'usine.....	46
II.11 Choix de la localisation de la compensation .....	46
II.11.1 Compensation globale .....	46
II.11.2 Compensation partielle .....	47
II.11.3 La compensation individuelle.....	48
II.11.4 Compensation combinée.....	49
II.12 Compensation d'énergie réactive en présence d'harmoniques .....	50
II.12.1 Les nuisances causées par les harmoniques sur les réseaux.....	50
II.12.2 Le filtrage des harmoniques .....	50
II.13 La compensation des moteurs de puissance au démarrage et en fonctionnement normal .....	51
II.13 .1 Compensation de moteurs asynchrones.....	51
II.13.2 Cas du montage des condensateurs aux bornes du moteur.....	51

II.13.3 Cas du montage des condensateurs en parallèle avec commande séparée .....	52
II.14 Conclusion .....	52

### **CHAPITRE III: Bilan de puissance et choix du système de compensation**

III.1 Introduction .....	53
III.2 Puissance installée.....	53
III.3 Puissance utilisée.....	53
III.3.1 Facteur d'utilisation maximale ( $k_u$ ).....	53
III.3.2 Facteur de simultanéité ( $k_s$ ) [9].....	54
III.3.3 Facteur d'extension ( $K_e$ ).....	55
III.4 La puissance réactive .....	55
III.5 Présentation des données récoltées dans la station.....	55
III.5.1 Recueil de donnée dans la partie BT de la station.....	56
III.5.2 Recueil de donnée dans la partie MT de la station.....	57
III.6 Méthode de calcul de la puissance d'utilisation.....	59
III.6.1 La charge totale tenant compte du facteur d'extension ( $K_e=1.2$ ).....	60
III.6.2 Calcul de bilan de puissance .....	60
III.7 Dimensionnement des batteries de condensateurs à installer (cas pratique).....	61
III.7.1 Pour la partie BT .....	61
III.7.2 Pour la partie MT .....	61
III.7.3 Détermination de la puissance réactive dans les demi-jeux barre.....	62
III.7.4 Choix du système de compensation dans le cas du jeu de barre MT .....	62
III.8 Schéma unifilaire de la station de Beni-Mansour : ( Figure III.1).....	62
(Représenté sur la page suivante).....	62
III.9 Conclusion.....	63

### **CHAPITRE VI: Dimensionnement des sections des câbles et choix des éléments de protection**

IV.1 Introduction.....	64
IV.2 Dimensionnement des câbles .....	64
IV.2.1 Détermination des courants influençant sur la section.....	64
IV.2.2 Calcul et choix des sections des câbles .....	65
IV.2.2.1 La section technique.....	65
IV.2.2.2 Section économique .....	70
IV.3 Choix des éléments de protection .....	70
IV.3.1 Les différents types de protection .....	71
IV.4 Calcul des courants de court-circuit.....	71

IV.4.1 Objectifs de calcul des courants de court-circuit .....	71
IV.4.2 Calcul des courants de court-circuit <b>I<sub>cc 3φ</sub></b> .....	72
IV.4. 3 Impédances équivalentes des composants du réseau .....	73
VI.4.4 Calcul du courant de court-circuit aux différents points à protéger.....	75
IV.5. Choix des éléments de protection .....	77
IV.5.1. Les différents types de protection [28] .....	77
IV.5.2. Les divers moyens de protection.....	78
IV.5.2.1. Protection par disjoncteur .....	78
IV.5.2.2 Protection par fusible .....	79
IV.5.2.3 Association fusible-disjoncteur.....	80
VI.6 Conclusion .....	81

## **CONCLUSION GENERALE**

Conclusion Générale .....	82
---------------------------	----

## **ANNEXE**

## Introduction générale

A travers l'analyse des consommations en électricité de Sonatrach de l'année 2014, il a été enregistré une consommation très importante en énergie réactive.

Lorsque la consommation de l'énergie réactive dépasse la moitié de l'énergie active, il est appliqué une pénalisation financière qui est proportionnelle à la quantité de l'énergie réactive consommée. Or dans le cas contraire, c'est une bonification, et cette fois ci, il s'agit d'un montant à déduire de la facture.

De plus, du fait d'un courant appelé plus important, la circulation de l'énergie réactive sur le réseau de distribution entraîne des surcharges au niveau des transformateurs, de l'échauffement des câbles d'alimentation, des pertes en ligne supplémentaires et des chutes de tension considérables.

Pour les raisons évoquées ci-dessus, il est nécessaire de produire de l'énergie réactive au plus près possible des installations de Sonatrach, pour éviter qu'elle ne soit appelée sur le réseau. C'est ce qu'on appelle « **la compensation de l'énergie réactive** ».

La tâche qui nous a été confiée par l'entreprise consiste à réaliser une étude sur les besoins des équipements en énergie réactive et le dimensionnement des batteries de compensations au niveau de la station de pompage de Beni Mensour, conformément aux exigences de l'entreprise.

La réalisation de cet objectif exige une connaissance détaillée de toute l'installation électrique de la station (ateliers de production, administration, stockage, climatisation et éclairage), de tous les équipements (machines, transformateurs, etc.), ainsi que les indications électriques et des extensions éventuelles (nouvelle unité de production, nouveau transformateur ou TGBT). Cela sera suivi par un calcul du bilan de puissance qui nous permettra de dimensionner le système de compensation et les éléments du réseau interne (câbles, élément de protection)

Pour ce faire nous avons subdivisé ce travail en quatre chapitres. Le premier porte sur des généralités sur les réseaux électriques industriels Le deuxième chapitre est réservé au choix du système de compensation et le type des batteries de condensateurs à installer, ainsi que le mode et le système de compensation.

Le troisième chapitre est consacré à l'élaboration du bilan de puissance qui va nous permettre de déterminer la puissance réellement consommée et le facteur de puissance de la partie BT et MT de la station.

Le quatrième chapitre est destiné au dimensionnement des sections des câbles des différents départs de chaque TGBT, ainsi que le choix de leurs éléments de protection.

Nous terminerons notre travail par une conclusion générale.

## Introduction

Sonatrach est la compagnie nationale algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivées. Elle a pour missions de valoriser de façon optimale les ressources nationales d'hydrocarbures et de créer des richesses au service du développement économique et social du pays.

### 1. Présentation de l'entreprise

Sonatrach est une compagnie étatique algérienne et un acteur international majeur dans l'industrie des hydrocarbures. Le groupe pétrolier et gazier est classé 1ère en Afrique et 12ème dans le monde en 2013, toutes activités confondues, avec un chiffre d'affaires à l'exportation de plus de 63 milliards de US\$.

Née le 31 décembre 1963, la compagnie intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle est 4ème exportateur mondial de GNL, 3ème exportateur mondial de GPL et 5ème exportateur de Gaz Naturel.

Adoptant une stratégie de diversification, Sonatrach se développe aussi bien dans les activités de génération électrique, d'énergies nouvelles et renouvelables, de dessalement d'eau de mer, de recherche et d'exploitation minière.

Poursuivant sa stratégie d'internationalisation, Sonatrach opère en Algérie et dans plusieurs régions du monde : Afrique (Mali, Niger, Libye, Egypte), Europe (Espagne, Italie, Portugal, Grande Bretagne), Amérique Latine (Pérou) et USA.

### 2. Historique

Une Algérie prospère, une Algérie portée par la volonté d'un état qui, après l'indépendance, a très tôt compris que l'accès à l'énergie est une voie essentielle menant au développement économique, social et politique. C'est dans cette perspective qu'au lendemain de son indépendance, l'Algérie a créé, le **31.12.1963**, Sonatrach, la « Société nationale de transport et de la commercialisation des hydrocarbures ».

### De la création de Sonatrach à la nationalisation des hydrocarbures

Sonatrach est aujourd'hui devenu un puissant élément d'intégration nationale, de stabilité et de développement économique et social.

**1964**

1. Sonatrach, pour confirmer son acte de naissance, a lancé la construction du premier oléoduc algérien, l'OZ1, d'une longueur de 805 KM, reliant Haoud El Hamra à Arzew.
2. L'Algérie décide de lancer la grande aventure du gaz, en mettant en service le premier complexe de liquéfaction de gaz naturel, dénommé GL4Z (CAMEL – Compagnie Algérienne du Méthane Liquéfié), d'une capacité de traitement de 1,8 milliards m<sup>3</sup> gaz/an.

**3. Mise en service de la raffinerie d'Alger.**

La réalisation de ces infrastructures a permis à l'Algérie d'entrer de plain-pied dans l'industrie des hydrocarbures.

**1965**

1. Les négociations algéro-françaises relatives au règlement des questions touchant les hydrocarbures et le développement industriel de l'Algérie, ont abouti à la création d'une association coopérative « ASCOOP » entre SOPEFAL, représentant l'Etat français, et l'Etat Algérien. Cette étape a permis à l'Etat algérien d'élargir considérablement son champ d'activités dans la gestion des hydrocarbures du pays.
2. Lancement de la première campagne sismique de recherche d'hydrocarbures par Sonatrach avec l'implantation de 3 forages.

**1966**

1. La mise en service de l'Oléoduc OZ1, un ouvrage d'une grande portée stratégique, a permis d'augmenter les capacités de production et d'acheminement de près de 30%.
2. Augmentation du capital de Sonatrach qui passe de 40 à 400 millions de Dinars.
3. Les missions de Sonatrach, qui étaient limitées à la gestion des pipelines et à la commercialisation, sont élargies à la recherche, à la production et à la transformation des hydrocarbures.
4. Sonatrach devient la société nationale de recherche, production, transport, transformation et commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés.

**1967**

1. L'Algérie se lance dans un processus de nationalisation des activités de raffinage et de distribution, au terme duquel Sonatrach est à la tête de la distribution des produits pétroliers sur le marché national et inaugure la première station-service aux couleurs de l'entreprise.

2. Première découverte de pétrole à El Borma (Hassi Messaoud Est).
3. Lancement de la construction du nouvel oléoduc Mesdar- Skikda.

Sonatrach devient majoritaire (à plus de 50%) dans le transport terrestre des hydrocarbures en Algérie, elle crée ses sociétés de services et détient le monopole dans la commercialisation du gaz.

4. Sonatrach se lance aussi dans la réalisation d'une usine d'ammoniac et prévoit la construction d'un complexe de produits pétrochimiques à Skikda et l'aménagement d'un port méthanier.

### 1968

1. Découverte de gaz à Gassi EL Adem, au sud Est de Hassi Messaoud.
2. Sonatrach est autorisée à transporter des hydrocarbures gazeux en provenance du gisement de HassiR'mel et des zones productrices algériennes, à travers le gazoduc HassiR'Mel – Skikda.

SONATRACH évolue comme une société intégrée à la faveur de ses découvertes de pétrole, et devient une société qui détient des réserves en hydrocarbures.

### 1969

1. L'Algérie devient membre de l'OPEP
2. Le projet de transport de gaz de pétrole liquéfié (GPL) et de condensat « Hassi Messaoud-Arzew », présenté par SONATRACH, est approuvé par l'Etat. SONATRACH est autorisée à exploiter l'ouvrage.
3. Sonatrach débute les premières opérations d'exploitation pétrolière par ses propres moyens sur le champ d'El BORMA.

### 24 Février 1971

#### **Nationalisation des hydrocarbures « Une nouvelle ère pour le développement économique du pays »**

La nationalisation des hydrocarbures décidée par l'Algérie en Février 1971 place la compagnie nationale des hydrocarbures dans une nouvelle dynamique.

Une planification de plus en plus rigoureuse est mise en place, les objectifs de Sonatrach étaient alors l'extension de toutes ses activités à l'ensemble des installations gazières et pétrolières et l'atteinte de la maîtrise de toute la chaîne des hydrocarbures.

Cette année a été marquée aussi par l'acquisition du premier méthanier baptisé au nom du gisement gazier HassiR'Mel.

### 1972

1. Mise en service du complexe de liquéfaction de gaz naturel ( GL1K) à Skikda, d'une capacité de production de 6,5 millions m<sup>3</sup>/an de GNL, 170 000 tonnes/an d'Ethane, 108 400 tonnes/an de Propane, 92 600 tonnes / an de Butane, 60250 tonnes /an de Gazoline et des postes de chargement de 2 méthaniers d'une capacité de 50 000 à 70 000 m<sup>3</sup> .
2. Mise en service de la raffinerie d'ARZEW, d'une capacité de production de 2400 000 tonnes/ an de carburants, 70 000 tonnes/an de bitumes, 55 000 tonnes/an de lubrifiants et 110 000 tonnes/ an de GPL.

### 1973-1976

Mise en service du complexe de séparation de GPL (GP2Z), d'une capacité de production de 600 000 tonnes/ an de GPL.

La capacité de production du gisement de HassiR'mel a été portée à 14 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel et 2 400 000 tonnes de condensat stabilisé.

Découverte du gisement de pétrole de Mereksen

Mise en service de deux (02) unités de transformation des matières plastiques, une à Sétif et l'autre à Chlef

### 1977

Avec la diversification de ses activités (de la recherche à la pétrochimie), la nécessité d'un plan directeur s'est imposée à l'Algérie.

Le plan « Valhyd » (Valorisation des Hydrocarbures) est lancé. Il a pour objectif, l'accroissement des taux de production de pétrole et de gaz, la récupération des gaz associés au pétrole pour les réinjecter dans le cadre de la récupération secondaire, la production maximale de GPL et de condensat, la commercialisation du gaz naturel sous ses formes gazeuses et liquides, la substitution de produits finis au brut à l'exportation, la satisfaction des besoins du marché national en produits raffinés, pétrochimiques, engrais et matières plastiques.

**Grâce à des investissements massifs, l'Algérie est devenue un grand pays pétrolier exportateur.**

### **1978**

1. Mise en service du Module 1 de HassiR'Mel, avec une capacité de production de 18 milliards m<sup>3</sup>/an de gaz et 3 millions de tonnes/ an de condensat.
2. Mise en service du complexe de liquéfaction (GL1Z) à Arzew, d'une capacité de production de 17,5 millions de m<sup>3</sup>/ an de GNL.

### **1979**

1. Mise en service du Module 2 de HassiR'Mel, avec une capacité de production de 20 milliards m<sup>3</sup>/an de gaz, 4 millions de tonnes/ an de condensat et 880 000 tonnes/an de GPL.
2. Achèvement des travaux du Module 4 de HassiR'Mel, avec une capacité de production de 20 milliards m<sup>3</sup>/an de gaz, 4 millions de tonnes/ an de condensat et 880 000 tonnes/an de GPL.

### **1980-1985**

Durant cette période, l'Algérie a lancé de grands projets économiques qui ont permis la mise en place d'une assise industrielle dense. Ce qui lui a permis de tirer profit de la rente pétrolière dont une bonne partie a été réinvesti dans les projets de développement économique.

Sonatrach s'est engagée selon un plan quinquennal dans un nouveau processus de restructuration étendue, qui a abouti à la création de 17 entreprises.

- **4 entreprises industrielles :**

- NAFTAL (raffinage et distribution des hydrocarbures).
- ENIP (l'industrie pétrochimique).
- ENPC (industrie du plastique et du caoutchouc).
- ASMIDAL (engrais).

- **3 entreprises de réalisation :**

- ENGTP (Grands travaux pétroliers).
- ENGCB (Génie-civil et bâtiment).
- ENAC(Canalisation).

- **6 entreprises de services pétroliers :**

- ENAGEO (Géophysique).
- ENAFOR &ENTP (Forage).

ENSP (Service aux puits).

ENEP (Engineering pétrolier).

CERHYD (Centre de recherche en hydrocarbures).

- **4 entreprises de gestion des zones industrielles à Arzew, Skikda, HassiR'mel et Hassi Messaoud.**

Cette restructuration a permis à Sonatrach de se consacrer essentiellement à ses métiers de base.

D'une entreprise de 33 personnes en 1963 avec pour objectif principal le transport et la commercialisation des hydrocarbures, à une entreprise de plus de 103.300 travailleurs en 1981 avec un domaine d'activité englobant la maîtrise de toute la chaîne des hydrocarbures.

1. En 1981, mise en service du complexe de liquéfaction (GL2Z) à Bethioua, d'une capacité de traitement de 13 milliards de m<sup>3</sup> /AN.
2. En 1983, le gazoduc « Enrico Mattei » a été mis en fonction pour alimenter l'Italie et la Slovénie via la Tunisie voisine, avec une capacité dépassant aujourd'hui les 32 milliards de m<sup>3</sup> par an.

## **Ouverture au partenariat**

### **1986-1990**

La loi de 86- 14 du 19 août 1986 définissait les nouvelles formes juridiques des activités de prospection, d'exploration, de recherche et de transport d'hydrocarbures permettant à Sonatrach de s'ouvrir au partenariat.

Quatre formes d'associations étaient possibles tout en accordant à Sonatrach le privilège de détenir une participation minimum de 51% :

- Association « Production Sharing Contract » (PSC) : contrat de partage de production
- Association de « contrat de service »
- Association en participation sans personnalité juridique dans laquelle l'associé étranger constitue une société commerciale de droit algérien ayant son siège en Algérie
- Association en forme de société Commerciale par actions, de droit algérien, ayant son siège social en Algérie.

## **Sonatrach, un groupe pétrolier et gazier de renommée internationale**

### **1991- 1999**

Les amendements introduits par la loi 91/01 en décembre 1991, ont permis aux sociétés étrangères activant notamment dans le domaine gazier, la récupération des fonds investis et leur ont accordé une rémunération équitable des efforts consentis.

Plus de 130 compagnies pétrolières dont les majors, ont noué contact avec Sonatrach et 26 contrats de recherche et de prospection ont été signés durant les 2 années qui ont suivi le nouveau cadre institutionnel.

- Mise en service en 1996 du gazoduc Maghreb Europe appelé « Pedro Duran Farell » qui approvisionne l'Espagne et le Portugal via le Maroc. Sa capacité est de plus de 11 milliards de m<sup>3</sup> de gaz par an.

### **Modernisation et développement**

**De 2000 à Aujourd'hui sonatrach a consenti des efforts considérables : en exploration, développement et exploitation de gisements, en infrastructures d'acheminement des hydrocarbures (gazoducs et stations de compression), en usines de liquéfaction de gaz naturel et en méthaniers.**

Depuis l'an 2000, plusieurs projets ont été lancés, dans le processus de développement des performances, l'internationalisation, le développement de la pétrochimie et la diversification des activités du groupe Sonatrach, ainsi l'objectif de production primaire fixé pour la période 1999-2007 a été largement dépassé.

Les gisements mis en production durant la période (99-2009) par Sonatrach seule ou en association ont assuré la croissance de la production primaire des hydrocarbures qui est passée de 8 millions de tep à 233 millions de tep.

## **4. Schéma d'organisation de la macrostructure de Sonatrach**

Adopté le 06 mars 2012, le schéma d'organisation de la macrostructure de Sonatrach reconduit pour l'essentiel l'ancien schéma (A001/25) et le restructure en procédant à la création de deux nouvelles entités, à savoir :

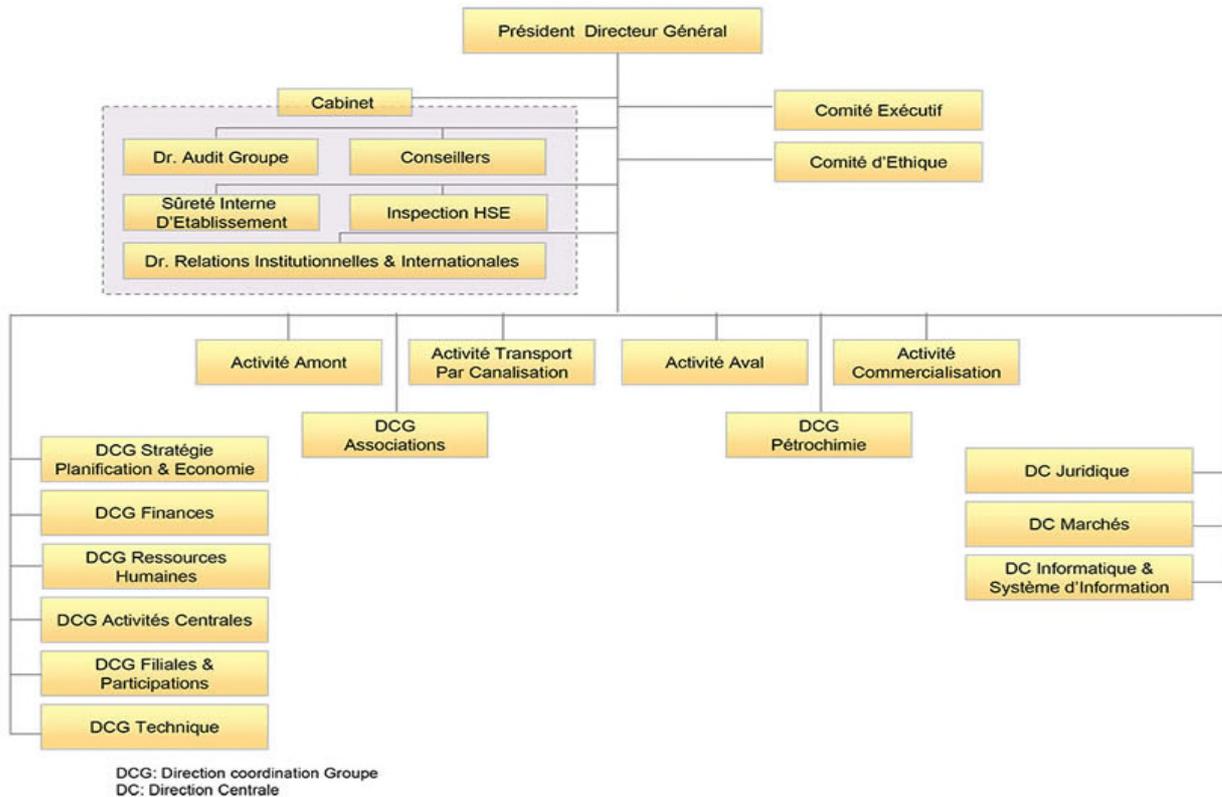
- Une Direction Coordination Groupe Pétrochimie ;
- Une Direction Centrale Informatique et Système d'Information.

La macrostructure de Sonatrach a pour but de répondre aux exigences suivantes, à savoir:

- Donner plus de valeur ajoutée à nos ressources naturelles à travers la mise en œuvre d'un plan de développement pétrochimique actuellement en phase de maturation.
- Développer la capacité managériale de réalisation des grands projets de développement, fédérer et coordonner l'ensemble des moyens de l'Entreprise et constituer un pôle d'excellence, œuvrant à la maîtrise des technologies, à l'évolution de l'expertise et de la recherche & développement.
- Assurer la coordination, le suivi et le contrôle du portefeuille de filiales et participations, en Algérie et à l'étranger et inscrire les objectifs de ce portefeuille dans le cadre de la stratégie de Sonatrach. Pour une meilleure gestion de ce portefeuille, la Direction Générale de Sonatrach a décidé la création de Groupes industriels par domaine d'activité.
- Renforcer le dispositif de passation des marchés de Sonatrach en vue de veiller au plus strict respect des dispositions légales réglementaires.
- Porter une attention particulière au suivi des activités en association, dans l'Amont compte tenu des enjeux opérationnels, stratégiques et financiers pour Sonatrach.

**La Direction Générale est dotée des comités spécialisés suivants :**

- Le Comité d'Examen des Projets (CEP) chargé d'examiner la recevabilité des projets industriels et structurants à réaliser par la Société et de décider de leur lancement.
- La Comité de Coordination des Projets Internationaux (CPI) ; chargé de suivre et de coordonner les projets Internationaux.
- Le Comité d'Éthique chargé de veiller au respect des dispositions du Code d'Éthique et au renforcement des pratiques éthiques au sein de la Société.



**Figure 1 :** Organigramme de Sonatrach.

## 5. Les activités de Sonatrach

### 5.1 L'activité Amont

L'activité Amont couvre les activités de recherche, d'exploration, de développement et de production d'hydrocarbures. Elles sont assurées par Sonatrach seule, ou en association avec d'autres compagnies pétrolières.

Sonatrach a effectué deux découvertes de pétrole en international à travers sa filiale Sipex en association avec la National Oil Corporation (Libye). Ces découvertes ont été réalisées dans le bassin de Ghadamès, à environ 230 km au sud de la ville de Tripoli.

La quasi-totalité des réserves découvertes en Algérie à ce jour se situe dans la partie Est du Sahara algérien. Sur la base d'un découpage du domaine minier en plusieurs régions pétrolières, 67% sont renfermées dans Oued Mya et Hassi Messaoud, où se situent les deux gisements géants de Hassi-R'mel (gaz) et Hassi Messaoud (huile).

Le bassin d'Illizi occupe la 3ème position avec 14% des réserves initiales en place, puis viennent les bassins de Rhourde-Nouss (9%), Ahnet-Timimoun (4%) et Berkine.

## 5.2 L'activité Aval

L'activité Aval couvre le développement et l'exploitation des complexes de liquéfaction de gaz naturel, de séparation de GPL, de raffinage et des gaz industriels.

### Sonatrach dispose à travers l'activité Aval de :

- Trois (3) complexes de GNL, d'une capacité totale de production de 40 millions m<sup>3</sup> GNL/an ;
- Un (1) méga train à Skikda d'une capacité de 10 millions m<sup>3</sup>/GNL/an, mis en service en 2013 ;
- Un (1) méga train d'Arzew d'une capacité de 10,6 millions m<sup>3</sup>/GNL/an, en phase d'achèvement ;
- Deux (2) complexes de GPL à Arzew d'une capacité totale de séparation de 10,4 millions de tonnes /an ;
- Deux (2) unités d'extraction d'hélium: l'une à Arzew et l'autre à Skikda.

### Cinq (5) Raffineries de brut situées à :

- Alger, avec une capacité de traitement de pétrole brut de 2,7 millions de tonnes /an
- Skikda, avec une capacité de traitement de pétrole brut de 16,5 millions de tonnes/ an
- Arzew, avec une capacité de traitement de pétrole brut de 3,75 millions de tonnes/ an
- Hassi Messaoud, avec une capacité de traitement de pétrole brut de 1,1 millions de tonnes/ an
- Adrar, en partenariat avec une capacité de traitement de pétrole brut de 600 000 tonnes an.

### Une (1) Raffinerie de condensat à :

- Skikda, d'une capacité de traitement de 5 millions de tonnes/an

## 5.3. L'activité transport par canalisation

L'Activité Transport par Canalisation assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel, GPL et condensat) et dispose d'un réseau de canalisations de près de 19599 km en 2013 contre 19063 en 2012, soit une augmentation de 536 km suite à la réception du GR4 et répartis comme suit :

- Des gazoducs d'une longueur de 9689 km;
- Des oléoducs d'une longueur de 9910 km.

**L'activité Transport par Canalisation dispose de :**

- 79 stations de pompage et de compression équipées de plus de 290 machines principales d'une puissance totale de plus de 02 millions de CV
- Une capacité de stockage de près de 3,4 millions de m<sup>3</sup>
- Une capacité de chargement portuaire de près de 210 MTA
- Une infrastructure de maintenance et d'entretien articulée autour de 03 bases principales de maintenance et 03 bases régionales d'intervention
- Un centre national de dispatching gaz (CNDG) à HassiR'mel
- Un centre de dispatching des hydrocarbures liquides (CDHL) à Haoud El Hamra.
- En 2013, 32 découvertes ont été réalisées, dont 29 en effort propre et 03 en partenariat.

**5.4 Les composants du réseau de transport par canalisation**

Un réseau de transport d'hydrocarbure est composé de ;

- a) Les stations d'injections (stations de départs) ;
- b) Les stations de pompage ;
- c) Les postes de livraison ;
- d) Les postes de sectionnement.

**6. Présentation de la station de pompage de Beni Mansour**

La station de pompage de Beni Mansour est l'une des plus importantes à l'échelle nationale en matière de transport par canalisation de pétrole brut.

Réalisée dans les années 1971 après la nationalisation des hydrocarbures et située dans la commune de Beni Mansour à 107Km au sud-ouest de la wilaya de Bejaia, cette station permet le transport du brut vers la raffinerie de Sidi Arcine (Alger) sur un trajet de 135 Km.

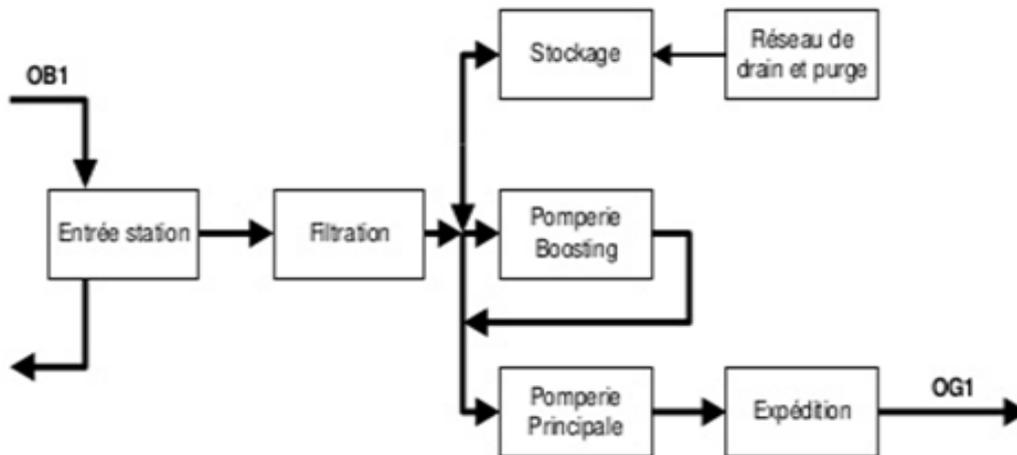
La station est alimentée par un piquage au niveau du pipeline OB1 qui véhicule du pétrole brut du site Haoud El Hamra vers le terminal pétrolier de Bejaia

**6.1 But de la station**

- Le pompage du brut vers la raffinerie d'Alger
- Assurer un débit continu avec une pression bien déterminé selon la demande des terminaux ou bien des exigences de la station.
- Control du passage du condensat et de brut vers le terminal pétrolier de Bejaia

## 6.2 Description de la station

La station se compose de sept sections principales qui sont résumées dans ce qui suit :



**Figure 2** : Les différentes Sections de la station SBM.

## 6.3 Description générale des différentes parties de la station

La station de pompage de Beni Mansour est constituée d'une station principale SBM et d'une annexe SPD :

✓ La station SBM est constitué de :

- Deux (02) bacs de stockage de 12000m<sup>3</sup> chacun, chaque bac est équipé de deux pieds de bac 20'' (l'une manuelle et l'autre motorisée), sur le circuit remplissage/ vidange et de deux vannes 6'' sur le circuit de décompression de la ligne.
- Un réseau incendie comprenant un manifold et (01) bac d'eau de 1500 m<sup>3</sup>
- Un manifold pour la sélection des différents cheminements de brut et son expédition vers la raffinerie d'Alger, il est constitué de 39vannes motorisées, de 4 groupe d'expédition et 3 GEP booster (tous alimentés en 5.5 kV ),

✓ L'annexe SPD est constitué de :

Un manifold pour la sélection des différents cheminements de brut/condensat avec une vanne de régulation pour arrêter le pourcentage de prélèvement sur l'OB1.

#### 6.4 Descriptif des installations électrique existantes à SBM

Elles sont constituées de :

- ✓ Un poste de livraison alimenté par deux lignes de 30 kV chacune (aucune ligne spécialisée), ce poste est doté de cellules comportant des différents appareils de protection arrivée 30kV.

La puissance maximale disponible PMD est de 5 MVA

Il est constitué de :

- Deux cellules arrivées 30 kV.
- Une cellule de mesure de comptage SONELGAZ.
- Une cellule protection générale.
- Une cellule départ vers le tableau MT de la sous station électrique.
- ✓ Un tableau MT 30 kV (sous station électrique) constitué de
  - Une cellule arrivée 30 kV
  - Deux cellules départ vers transformateurs MT/MT 5MVA
  - Deux cellules départ vers transformateurs MT/BT 630 KVA
  - Une cellule de réserve pour une éventuelle extension.
- ✓ Un poste de transformation constitué de :
  - Deux transformateurs 30/5.5 KV de 5MVA
  - Deux transformateurs 30/0.4 KV de 630 KVA
- ✓ Un tableau MCC 5.5 KV constitué de :
  - Deux arrivées MT 5.5 KV (chaque arrivée prend la moitié du jeu de barre 5.5 KV) avec une cellule de couplage du JDB entier (tous dotées de disjoncteurs 1250 A)
  - Quatre cellules départ disjoncteur et protection pour le démarrage des GEP d'expédition
  - Trois cellules départ contacteur et protection pour le démarrage des GEP booster
  - Deux cellules (réserve) départ contacteur.
- ✓ U tableau TGBT composé de deux jeu de barres Normal/secours pour l'alimentation électriques des vannes, climatisation, éclairage, et d'autre utilités.
- ✓ Un double onduleur de 40 KVA.
- ✓ Un double chargeur avec batteries d'accumulateurs 40 AH pour l'alimentation en 110 Vcc des différents circuits de commande.
- ✓ Un groupe électrogène de secours de 400 kVA

## I.1 Introduction

La production de l'énergie électrique à proximité des lieux d'utilisation n'est pas toujours possible. Généralement, cette énergie est produite par des groupes de production sous une moyenne tension (15,5 kV ; 12,5 kV ; 11 kV ; 5,5 kV) dans des lieux de plus au moins distants des centres de consommation. Elle sera ensuite transformée sous une haute tension (90 kV ; 150 kV ; 225 kV.....) par des transformateurs élévateurs installés à la sortie des générateurs.

La totalité de l'énergie produite ou le sur plus disponible sera transporté par un ensemble de lignes électriques sous une haute tension, plusieurs dizaines ou centaines de kilomètres, jusqu'aux centres de consommation ; Elle sera de nouveau transformée par des transformateurs abaisseurs et distribuée sous une moyenne tension (30kV ; 10kV....) pour la mettre à la disposition des usagers [2].

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution.

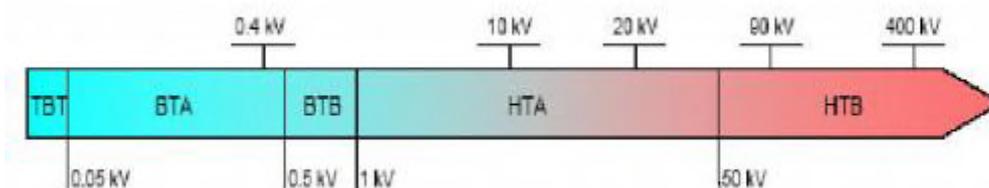
Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs [3].

## I.2 Les niveaux de tensions des réseaux

- **Les tensions normalisées selon la CEI :**

La nouvelle norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) définissent les niveaux de tension alternative comme suit:

- HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.
- HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.
- BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.
- BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.
- TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.



**Figure I.1** : Niveau de tension normalisée

Nous prendrons par convention dans ce qui suit :

- HTB désignera la Haute Tension HT.
- HTA désignera la Moyenne Tension MT.
- BTB et BTA désignerons le domaine de la Basse Tension BT.

### I.3 Topologie des réseaux

Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion sont, par nature, constitués d'ouvrages capables de forts transits et maillés. Les liaisons forment des boucles, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet (figure. I.2a).

Les réseaux de répartition qu'ils alimentent ont fréquemment une structure bouclée (figure. I.2b) et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée, le réseau est dit bouclé, soit en boucle ouverte, le réseau est alors dit débouclé. Certaines alimentations se font aussi en antenne (poste G, figure. I.2b) ou encore en piquage en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes (poste H, figure. I.2b) [4].

Ces réseaux de répartition à caractère régional fournissent l'énergie aux réseaux de distribution qui sont des réseaux à moyenne tension assurant l'alimentation d'un grand nombre d'utilisateurs soit directement, soit après transformation en basse tension. Leur configuration et leur mode d'exploitation sont variables.

On peut trouver, selon les pays, des réseaux maillés exploités débouclés, des réseaux à structure radiale (figure I.2d) ou des réseaux à structure arborescente (figure I.2c).

D'une façon générale, ce sont les caractéristiques des sources de production, les besoins des utilisateurs et l'expérience d'exploitation qui, ajoutés à des considérations économiques, conduisent à choisir la structure topologique des réseaux [4].

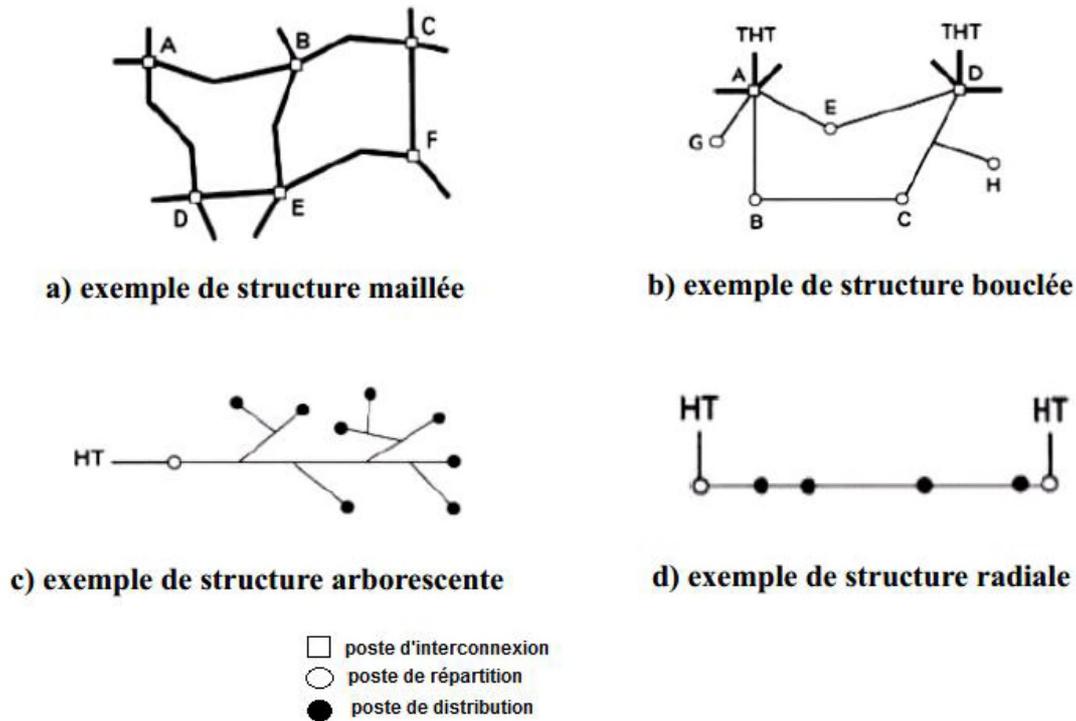


Figure I.2 : Topologie des réseaux

## I.4 Description des réseaux électriques

### I.4.1 Le réseau de transport THT

C'est généralement le réseau qui permet le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation. C'est sur le réseau THT que sont en principe branchées les centrales de grandes puissances ( $> 300$  MW).

Les réseaux de transport constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs). Chaque nœud A, B et C (Fig. I.3) constitue un « poste d'interconnexion ». Ce poste est en général constitué par un collecteur principal appelé « jeu de barres » sur lequel se raccordent les lignes, au moyen d'appareils.

Les protections de ces réseaux doivent être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence [4].

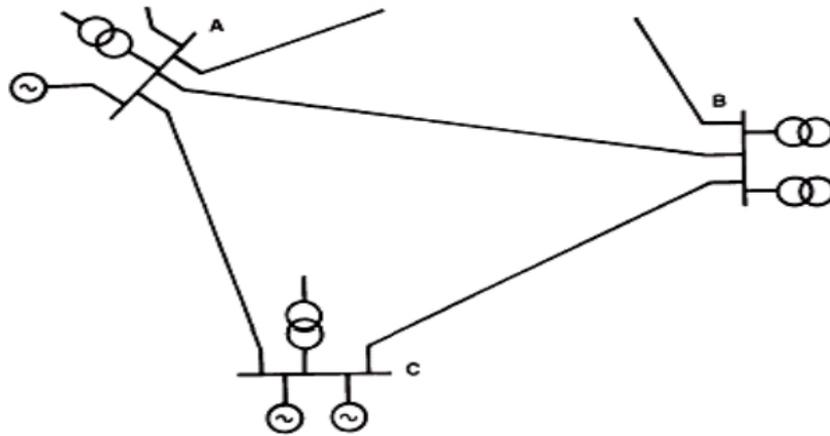


Figure I .3 : Exemple d'une partie d'un réseau de transport.

#### I.4.2 Le réseau de répartition HT

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers

Les grands centres de consommation qui 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 MV A) livrés directement en HT. Il s'agit essentiellement d'industriels tels la sidérurgie, la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire,... [5]

La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains). Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux [4].

#### I.4.3 Le réseau de distribution MT

Les utilisateurs peuvent être groupés d'une façon très dense comme dans les villes ou bien séparés les uns des autres par des distances plus ou moins grandes comme dans les campagnes. Ils sont desservis par un réseau de distribution alimenté par un poste de répartition qui reçoit l'énergie, provenant de centrales éloignées, par l'intermédiaire du réseau de transport.

Des lignes de distribution à moyenne tension (MT) partent des postes de répartition et alimentent des postes de transformation répartis en différents endroits de la zone à desservir; ces postes de transformation abaissent la tension à une valeur convenable pour alimenter le réseau de distribution publique auquel les abonnés sont raccordés par des branchements [4].

#### I.4.4 Le réseau de livraison BT

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 400/230 V (380/220 V en Algérie). Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne : compteur, disjoncteur, fusibles (micro disjoncteurs).

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 [5].

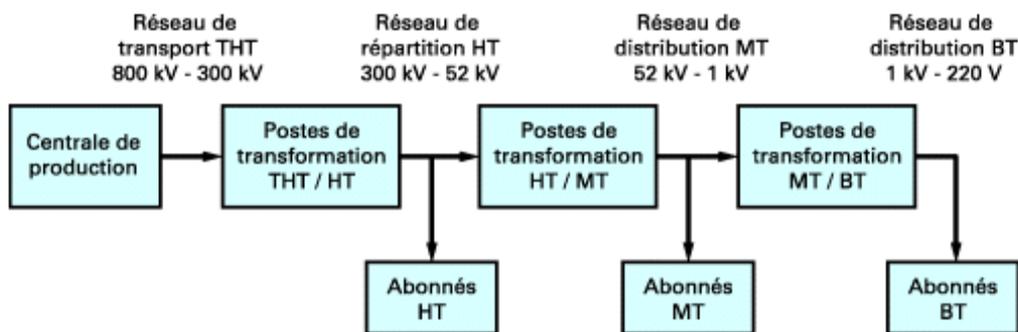


Figure I.4 : Schéma de description des réseaux électriques

### I.5 Les postes électriques

#### I.5.1 Types de postes

On distingue, suivant les fonctions qu'ils assurent, plusieurs types de postes :

- **Les postes à fonction d'interconnexion**, qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés ;
- **Les postes de transformation**, dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs ;
- **Les postes mixtes**, les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.

Les actions élémentaires inhérentes aux fonctions à remplir sont réalisées par l'appareillage à haute et très haute tension installé dans le poste et qui permet :

- D'établir ou d'interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs ;
- D'assurer la continuité ou l'isolement d'un circuit grâce aux sectionneurs ;
- De modifier la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance.

Un ensemble de protections et d'automates contrôle les grandeurs électriques réduites, élaborées par des réducteurs de mesure (tension et courant principalement) et agit sur l'appareillage à haute tension afin d'assurer les conditions d'exploitation pour lesquelles le réseau a été conçu.

Nous retiendrons donc que, par définition, les appareils de coupure, ainsi que l'appareillage de mesure et de protection propre à un départ, sont regroupés dans une cellule.

Un poste comporte donc autant de cellules que de départs qui sont raccordés à ses jeux de barres.

En outre, les jeux de barres sont susceptibles de constituer plusieurs nœuds électriques par l'ouverture de disjoncteurs ; on appelle alors sommet le jeu de barres ou le tronçon de jeu de barres ainsi constitué. Le nombre des sommets d'un poste caractérise ainsi son aptitude à former des nœuds électriques [6].

### I.5.2 Les différents éléments de poste électrique

On distingue parfois les éléments d'un poste en "éléments primaires" (les équipements haute tension) et "éléments secondaires" (équipements basse tension)

Parmi les équipements primaires, on peut citer [6] :

- ✓ Transformateur électrique,
- ✓ Autotransformateur électrique,
- ✓ Disjoncteur à haute tension,
- ✓ Sectionneur,
- ✓ Sectionneur de mise à la terre
- ✓ Parafoudre,
- ✓ Transformateur de courant,
- ✓ Transformateur de tension,
- ✓ Combiné de mesure (courant + tension),
- ✓ jeux de barres.

Parmi les éléments secondaires on peut citer :

- ✓ relais de protection,
- ✓ équipements de surveillance,
- ✓ équipements de contrôle,
- ✓ système de télé conduite,
- ✓ équipements de télécommunication,
- ✓ comptage d'énergie

## I.6 Les mode de distribution d'énergie électrique

Le mode de distribution consiste à choisir un schéma convenable de l'installation pour canaliser l'énergie des différentes sources ou poste de transformation aux charges, il existe trois modes de distribution en basse tension :

- ✓ Distribution radiale;
- ✓ Distribution en boucle;
- ✓ Distribution en peigne.

### I.6.1 Distribution radiale

La distribution radial est la plus employée et la plus conseillée dans toute installation industrielle basse tension car elle permet d'assurer une bonne continuité de service, une exploitation facile du matériels et sans oublier le facteur économique.

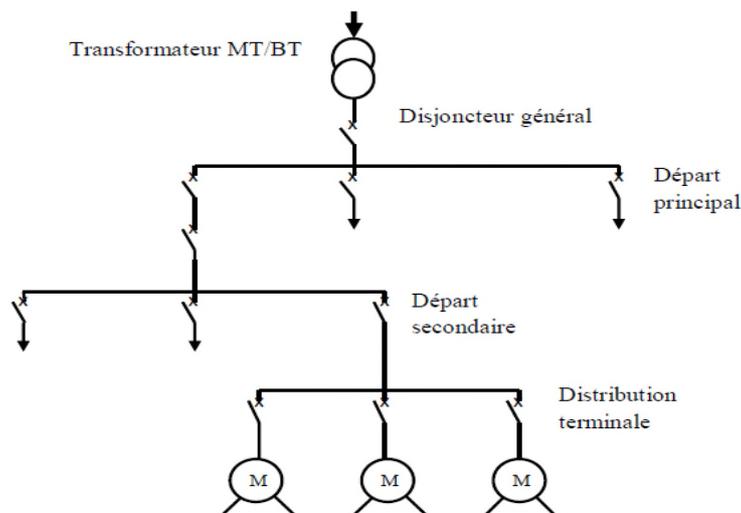


Figure I.5 : Distribution radiale

#### I.6.1.1 Les Avantages et inconvénients de la distribution radial

Les avantages	Les inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Simplicité de réalisation;</li> <li>✓ Localisation facile des défauts;</li> <li>✓ Lors d'un défaut, seul le circuit concerné est mis hors service;</li> <li>✓ Entretien facile;</li> <li>✓ Moindre frais de réalisation.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Lors d'un défaut enregistré en amont d'un circuit il affecte automatiquement les circuits en aval;</li> <li>✓ Continuité de service limitée.</li> </ul>

### I.6.2 Distribution en peigne

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

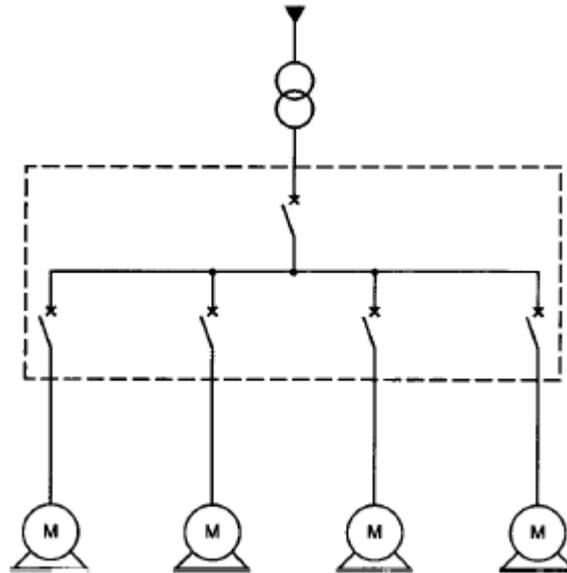


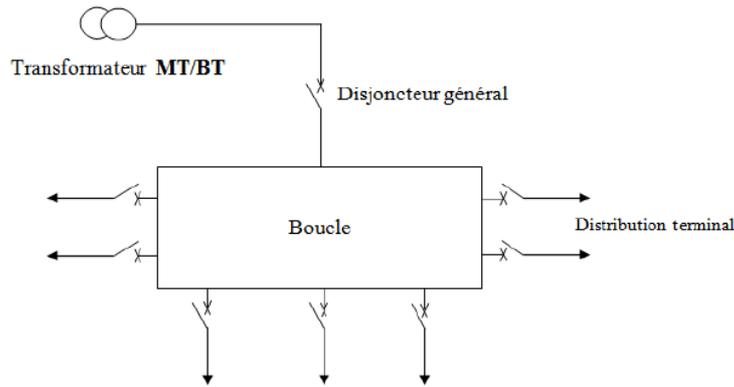
Figure I .6 : Distribution en peigne

#### I.6.2.1 Les avantages et inconvénients de la distribution en peigne :

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Dans le cas d'un défaut autre que celui du câble principal, seul le circuit en défaut est coupé.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Il se compose d'un grand nombre de circuits séparés, donc de grandes longueurs de ligne et par conséquent, une surabondance de cuivre.</li> <li>✓ Les caractéristiques de l'appareillage de protection (niveau 2) doivent être surdimensionnées.</li> </ul>

### I.6.3 Distribution en boucle

La distribution en boucle n'est pratiquement pas utilisée mais elle est très fréquente en Angleterre par exemple, pour les installations domestique (desserte de prise de courant)



**Figure I.7 :** Distribution en boucle

### I.6.3.1 Les avantages et inconvénients de la distribution en boucle

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Réduction des pertes joule.</li> <li>✓ Un seul dispositif de protection par boucle, dans le cas d'un défaut le courant circule dans un autre sens</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Connexion spéciales aux dérives (ne pas couper la boucle)</li> <li>✓ Chaque dérivation peut au maximum alimenter deux circuits d'utilisation.</li> <li>✓ Répartition difficile des intensités</li> <li>✓ Difficulté de sélectivité de la protection</li> </ul>

## I.6 Schémas de liaisons à la terre

Une installation électrique de qualité doit répondre aux attentes des utilisateurs en termes de sécurité et de la continuité d'exploitation. Une attention particulière doit être apportée au choix des schémas de liaison à la terre (SLT), appelée aussi régimes du neutre.

Le schéma de liaisons à la terre en BT est caractérisé par deux lettres dont la première lettre caractérise le mode de raccordement du neutre au secondaire du transformateur MT/BT et la deuxième lettre caractérise les manières dont les masses de l'installation sont mise à la terre.

### I.6.1 Les types de schéma de liaison à la terre en BT [6]

D'après la norme NF C15-100 (\*) il existe trois schémas de liaisons à la terre qui sont :

- ✓ Schéma TT : le neutre du transformateur est relié à la terre et les masses des récepteurs sont aussi reliées à la terre.
- ✓ Schéma IT : le neutre du transformateur est isolé (ou impudent) et les masses des récepteurs sont reliées à la terre.
- ✓ Schéma TN : le neutre du transformateur est relié à la terre et les masses des récepteurs sont reliées au neutre. Dans ce schéma il y a deux cas à signaler :
  - Schéma TN-C : le neutre et le conducteur de protection (PE) sont confondus.
  - Schéma TN-S : le neutre et le conducteur de protection (PE) sont séparés.

#### I.6.1.1 Schémas de liaisons à la terre TT [6]

En présence d'un défaut d'isolement (comme le montre la figure ci-dessous), le courant de défaut  $I_d$ , est essentiellement limité par les résistances de terre (si la prise de terre des masses et la prise de terre du neutre ne sont pas confondues). Toujours avec l'hypothèse

$R_d = 0$ , le courant de défaut est :

$$I_d = \frac{U_0}{R_A + R_B} \quad (\text{I.1})$$

Ce courant de défaut induit une tension de défaut dans la résistance de terre des utilisations :

$$U_d = \frac{R_A \cdot U_0}{R_A + R_B} \quad (\text{I.2})$$

Avec

$R_A$  : prise de terre des masses

$R_B$  : prise de terre du neutre

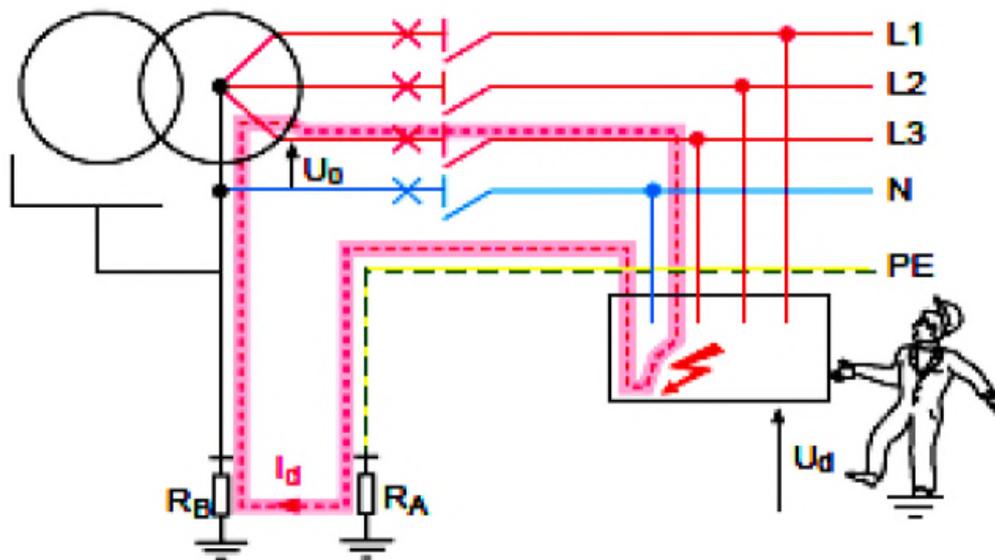


Figure I.8: Schéma de liaison à la terre TT

#### a) Dispositifs de protection à utiliser

Pour assurer la protection des personnes; en régime TT, on utilise des dispositifs différentiels résiduels (DDR), qui fait la différence entre le courant entrant dans les récepteurs et le courant sortant, dont la sensibilité  $I_{\Delta N}$  est déterminée par :

$$I_{\Delta N} = \frac{U_L}{R_A}$$

$I_{\Delta N}$  : calibre du différentiel.

$U_L$  : tension limite conventionnelle.

#### b) Avantages et inconvénients du régime TT

##### • Avantages

Les avantages du schéma de liaison à la terre TT sont énumérés comme suite :

- Simplicité de mettre en œuvre, de contrôle et d'exploitation;
- Facilité de maintenance;
- Suppression des risque d'incendie car les courant de défaut reste très faible et rapidement interrompus par la protection différentielle;
- Coupure dès le premier défaut.

##### • Inconvénient

Nous citons un seul inconvénient du schéma de liaison à la terre TT qui est la non continuité de service lors d'un défaut.

### I.6.1.2 Schémas de liaisons à la terre IT [7]

En fonctionnement normal (sans défaut d'isolement) le réseau est mis à la terre par l'impédance de fuite du réseau.

En présence d'un défaut d'isolement simple, appelée aussi le premier défaut (comme le montre la figure I.9). Le courant de défaut ( $I_d$ ) est faible car il est limité par l'impédance d'isolement du réseau ( $Z_{rés}$ ) et la prise de terre des masses ( $R_A$ ).

$$I_d = \frac{U_0}{Z_{rés} + R_A} \quad (I.3)$$

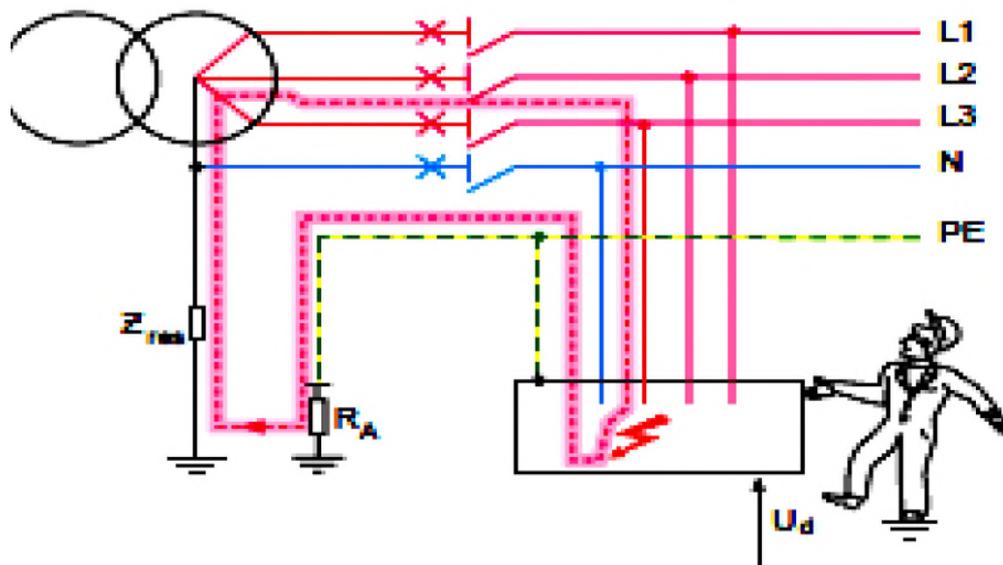
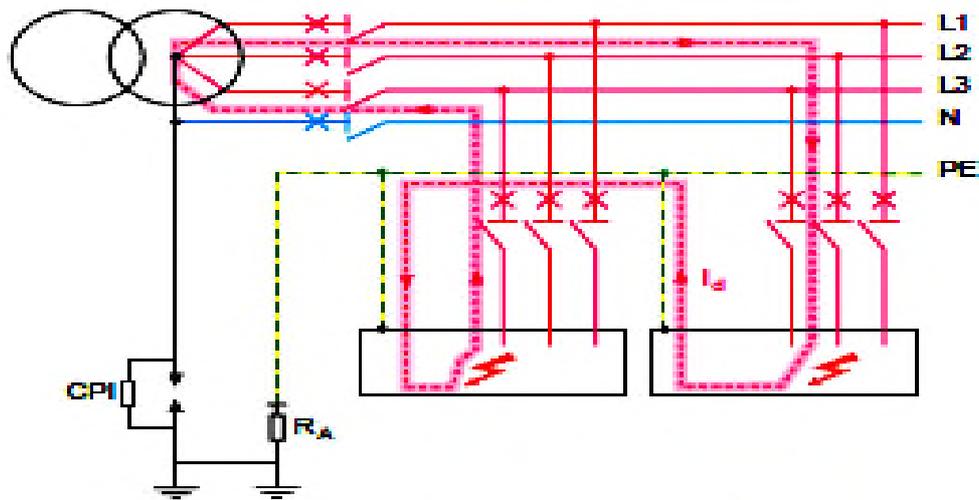


Figure I.9: Schéma de liaison à la terre IT

Il est cependant souhaitable d'éliminer ce défaut rapidement pour ne pas prendre le risque qu'un autre défaut survienne, amenant une situation de double défaut. Dans le cas contraire dans l'hypothèse de la survenue d'un deuxième défaut et que le premier défaut n'a pas été éliminé ; Si ce défaut intervient sur le même conducteur que le premier, il y'aura seulement une baisse encore plus importante du niveau d'isolement général du réseau. En revanche, si le défaut intervient sur un autre conducteur actif, deux cas peuvent se présenter :

❖ Le premier cas :

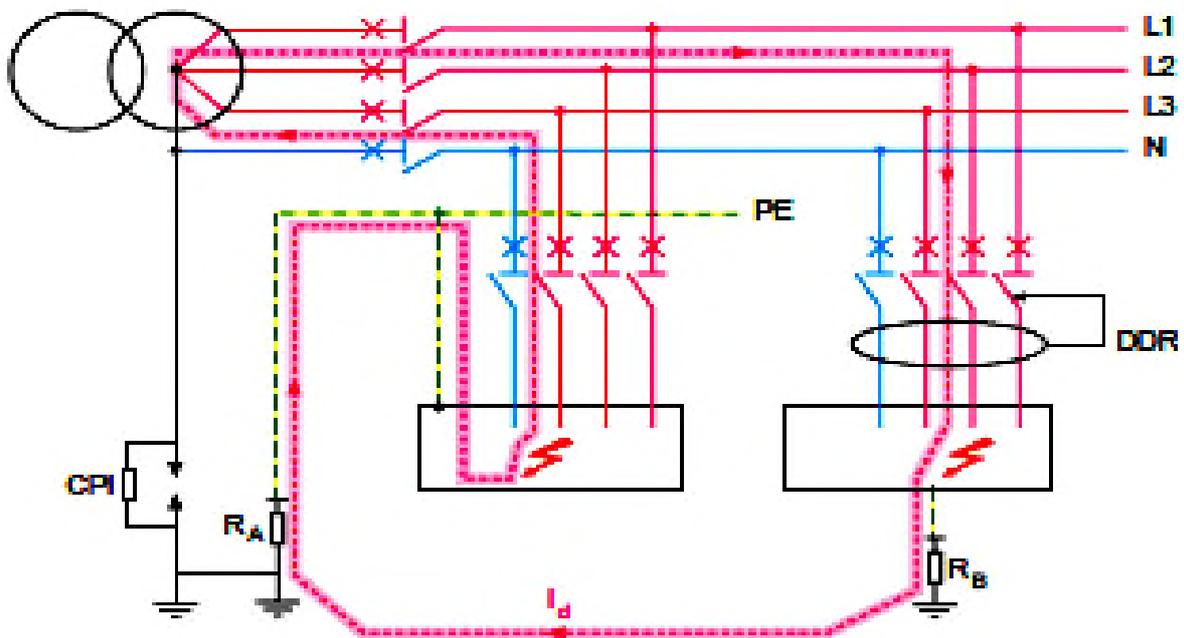
Le défaut concerne deux conducteurs actifs différents : si toutes les masses sont interconnectées, le défaut double est un court-circuit (comme le montre la figure ci-dessous) :



**Figure I.10:** Schéma de liaison à la terre IT lors d'un deuxième défaut(les masses sont interconnectées)

❖ **Le deuxième cas**

Le défaut concerne deux conducteurs actifs différents mais toutes les masses ne sont pas interconnectées : pour des masses mises à la terre individuellement ou par groupe, chaque circuit ou chaque groupe de circuit doit être protégé (figure I.11).



**Figure I.11 :** Schéma de liaison a la terre IT lors d'un deuxième défaut (Les masses ne sont pas interconnectées)

### a) Dispositifs de protection à utiliser

Pour assurer la protection des personnes, au deuxième défaut, en régime IT, on utilise des dispositifs de protection contre les surintensités (fusibles ou disjoncteurs) dans le cas où les masses sont interconnectées. Dans le cas contraire (ou les masses ne sont pas interconnectées) on utilise des dispositifs différentiels résiduels (DDR).

### b) Avantages et inconvénients du régime IT

- **Avantages**

- Le premier défaut ne crée pas une situation dangereuse;
- Assure une meilleure continuité de service.

- **Inconvénients**

- Nécessite un personnel d'entretien pour la surveillance et l'exploitation ;
- Déclenchement obligatoire au deuxième défaut d'isolement ;
- L'intensité du courant lors du deuxième défaut d'isolement est importante ;
- La signalisation, la recherche et l'élimination du premier défaut est obligatoire.

#### I.6.1.3 Schémas de liaisons à la terre TN

La présence d'un défaut d'isolement, que ce soit en TN-C (figure I.12) ou TN-S (figure I.13), se traduit par un court-circuit monophasé, entre phase et neutre, donc le courant de défaut  $I_d$  n'est limité que par la résistance du câble d'alimentation :

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

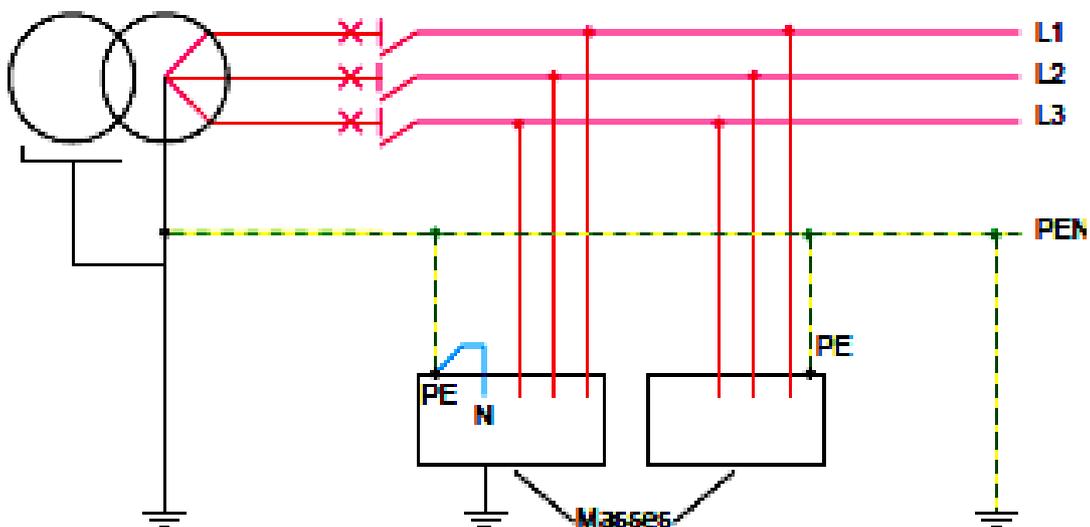


Figure I.12 : Schéma de liaison à la terre TN-C

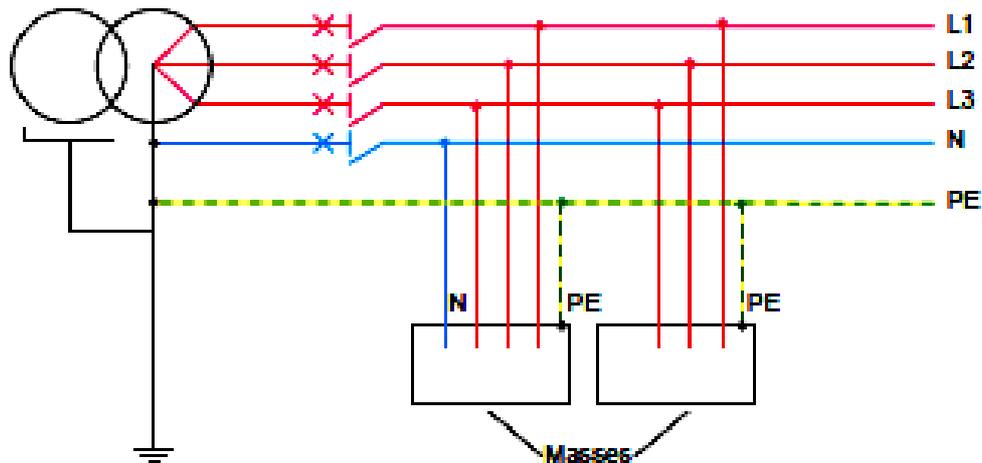


Figure I.13: Schéma de liaison à la terre TN-S

#### a) Dispositifs de protection à utiliser

Pour assurer la protection des personnes en régime TN on utilise :

- des dispositifs de protection contre les surintensités (fusibles ou disjoncteurs dans le cas où le conducteur de protection (PE) et le neutre (N) sont confondus.
- des dispositifs différentiels résiduels (DDR) dans le cas où le PE et le N sont séparés.

#### b) Avantages et inconvénients du régime TN-C

##### • Avantages

- Economie des conducteurs;
- Déclenchement obligatoire au premier défaut.

##### • Inconvénients

- Pas de continuité de service lors d'un défaut d'isolement;
- Ne peut pas être en aval des schémas TN-S;
- Risque de coupure du PEN, ce qui est dangereux du fait de variation de potentiel, dus aux courants de charges et aux courants de défauts d'isolement;
- La circulation des courants de neutre dans les éléments conducteurs.

#### c) Avantages et inconvénients du régime TN-S

##### • Avantage

- Déclenchement obligatoire au premier défaut.

##### • Inconvénients

- Pas de continuité de service lors d'un défaut;
- Le conducteur PE ne doit jamais être coupé;
- L'intensité de courant de défaut d'isolement est important (risque d'incendie).

### I.6.2 Choix du régime du neutre

Il n'y a pas de mauvais schémas de liaison à la terre (SLT), tous assurent la sécurité des personnes. Ils ont chacun des avantages et des inconvénients et c'est l'expression du besoin qui doit guider le choix, hors prescription ou interdiction normative ou législative. En plus le meilleur choix, avec un seul SLT n'existe pas, il convient donc, dans beaucoup de cas de mettre en œuvre plusieurs SLT dans une même installation.

## I.7 Fonctionnement en sécurité et qualité de la fourniture

### I.7.1 Fonctionnement en sécurité d'un réseau

Dans l'exploitation des réseaux, un réseau « fonctionne en sécurité » s'il n'y a pas de surcharge sur les lignes et si la valeur de la tension sur les nœuds est contenue dans une plage admissible :

-la plage admissible de la tension dans les nœuds d'un réseau de distribution est  $\pm 5\%$   $U_N$  ( $U_N$  est la tension nominale du réseau) en fonctionnement normal. En fonctionnement en cas de défaut, cette plage devient  $-5\% / 8\% U_N$ .

-une ligne d'un réseau est dite « surchargée » si le courant (ou la puissance active) de cette ligne dépasse la limite maximum  $I_{\max}$  ou ( $P_{\max}$ ) de la ligne considérée.

### I.7.2 Qualité de fourniture en électricité

La raison d'être des distributeurs d'énergie électrique est de fournir de l'énergie électrique aux consommateurs en tenant compte de plusieurs critères tels que : la continuité et la qualité de service, la sécurité des matériels et des personnes, la souplesse et confort d'exploitation, la compétitivité commerciale.

De plus en plus la qualité de fourniture d'électricité doit être améliorée en réduisant les coupures d'alimentation en nombre et en durée vis-à-vis des clients, en minimisant les conséquences, etc.

Un indice, appelé « Critère B », représentant la durée annuelle moyenne de coupure brève d'un client BT, constitue un des critères de performance de la gestion des temps de coupure des clients. Le distributeur cherche toujours à obtenir la durée la plus faible pour cet indice (Tableau I.1). Notre étude vise à aider les exploitants à optimiser encore la valeur de ce critère.

**Tableau I.1** : Contrainte “qualité” d’un distributeur

Paramètres	Valeurs nominales	Valeurs admise
Coupure brève	(1 sec+ 3mins)	Pas de limite normalisée
Coupure longue	(> 3mins)	Pas de limite normalisée
Critère B	(57 mins en 2002,71mins en 2006,60mins en 2007)	

### I.8 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons rappelé les différents modes d’alimentation en énergie électrique des installations industrielles. Les différents niveaux de tension de la HT à la BT sont donnés en décrivant le rôle de chaque niveau de tension.

Nous avons aussi fait une description des différents régimes du neutre existants dans les installations industrielles avec les avantages et les inconvénients de chaque régime.

## **II.1 Introduction**

La demande de puissance active étant incompressible, la réduction des pertes de puissance ne peut être réalisée qu'en agissant sur la composante réactive du courant transitant dans les lignes de distribution. Un des moyens les plus indiqués sont les batteries de condensateurs. Cependant, il ne suffit pas d'installer des batteries de condensateurs pour dire qu'on est arrivé à bout du problème de l'important transit des courants réactifs dans les branches de ces lignes.

Le choix des puissances des batteries et leurs emplacements et même leurs temps de mise en service doit être fait de sorte que le retour économique attendu soit positif. Ce concept de la compensation économique de l'énergie réactive est donc un problème type d'optimisation avec contraintes.

## **II.2 Définitions**

### **II.2.1 Energie active**

Elle résulte de la puissance active  $P$  (kW) et elle est utilisable après sa transformation par le récepteur sous forme de chaleur. Elle s'exprime en kilo watt heure (kWh).

### **II.2.2 Energie réactive**

Elle sert à la magnétisation des circuits magnétiques des machines (transformateurs et moteurs). De plus, les lignes et les câbles consomment ou produisent de la puissance réactive suivant leur charge. Elle s'exprime en kilo var heure (kVarh). Elle correspond à la puissance réactive  $Q$  (kVar) des récepteurs.

### **II.2.3 Energie apparente**

L'énergie apparente (kVAh) est la somme vectorielle des deux énergies précédentes. Elle correspond à la puissance apparente  $S$  (kVA) des récepteurs, somme vectorielle de  $P$  (kW) et  $Q$  (kVAr).

## **II.3 Composante active et réactive du courant**

A chacune des énergies active et réactive, correspond un courant.

### II.3.1 Courant actif (Ia)

Le courant actif (Ia) est en phase avec la tension du réseau. Il engendre la puissance active.

### II.3.2 Courant réactif (Ir)

Le courant réactif (Ir) est déphasé de 90° par rapport au courant actif, soit en retard (récepteur inductif), soit en avance (récepteur capacitif). Il est nécessaire pour l'excitation magnétique des récepteurs.

### II.3.3 Courant apparent (It)

Le courant apparent (It) est le courant résultant qui parcourt la ligne depuis la source jusqu'au récepteur. Si les courants sont parfaitement sinusoïdaux, on peut utiliser la représentation de Fresnel.

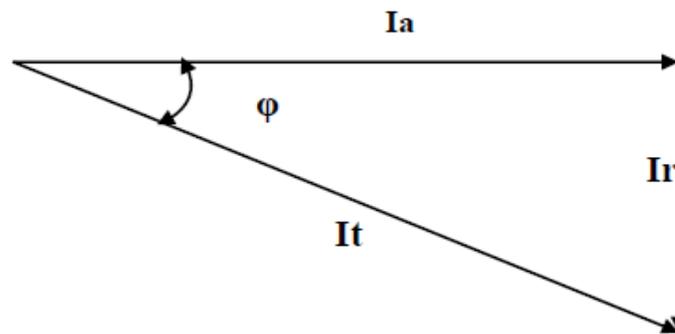


Figure II.1 : Diagramme vectorielle des courants

Les courants actifs, réactifs et apparents sont liés par les relations suivantes :

$$I_t = \sqrt{(I_a)^2 + (I_r)^2} \tag{II.1}$$

$$I_a = I_t \cos \varphi \tag{II.2}$$

$$I_r = I_t \sin \varphi \tag{II.3}$$

$\varphi$ : Angle de déphasage entre les composantes active et les composantes apparentes

### II.4 Composante active et réactive de la puissance

Le diagramme précédent établi pour les courants est aussi valable pour les puissances, il suffit de multiplier chaque courant par la tension du réseau. On définit aussi :

### II.4.1 La puissance active

On appelle puissance active la puissance qui se transforme intégralement en énergie mécanique, thermique et lumineuse, etc.

La puissance active est le produit de la tension par la composante du courant en phase avec elle:

$$\checkmark \text{ En monophasé : } P = VI \cos \varphi \quad (\text{II.4})$$

$$\checkmark \text{ En triphasé : } P = \sqrt{3} UI \cos \varphi \quad (\text{II.5})$$

Elle se mesure en W (watts) ou en KW à l'échelle industrielle.

### II.4.2 La puissance réactive

On appelle puissance réactive la quantité Q fournie pour l'excitation magnétique des récepteurs. Elle est consommée par les circuits inductifs et fournie par les circuits capacitifs.

La puissance réactive est le produit de la tension par la composante du courant réactif, en quadrature avec elle :

$$\checkmark \text{ En monophasé : } Q = VI \sin \varphi \quad (\text{II.6})$$

$$\checkmark \text{ En triphasé : } Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi \quad (\text{II.7})$$

Elle se mesure en VAR (Voltampères réactifs), ou en kVar à l'échelle industrielle.

### II.4.3 La puissance apparente

On appelle puissance apparente la quantité S fournie par le réseau au récepteur, qui est la résultante vectorielle des deux puissances précédentes :

$$\bullet \underline{S} = \underline{P} + jQ \quad (\text{II.8})$$

$$\bullet \text{ En monophasé : } S = VI \quad (\text{II.9})$$

$$\bullet \text{ En triphasé : } S = \sqrt{3} UI \quad (\text{II.10})$$

Elle se mesure en VA (Voltampères) ou en kVA à l'échelle industrielle.

## II.5 Circulation de l'énergie réactive

La circulation de l'énergie réactive a des influences importantes sur le choix des matériels et le fonctionnement des réseaux. Elle a par conséquent, des incidences économiques. En effet, pour une même puissance active P utilisée, la figure II.2 montre qu'il faut fournir d'autant plus de puissance apparente ( $S_2 > S_1$ ) que le  $\cos \varphi$  est faible, c'est-à-dire que l'angle  $\varphi$  est élevé.

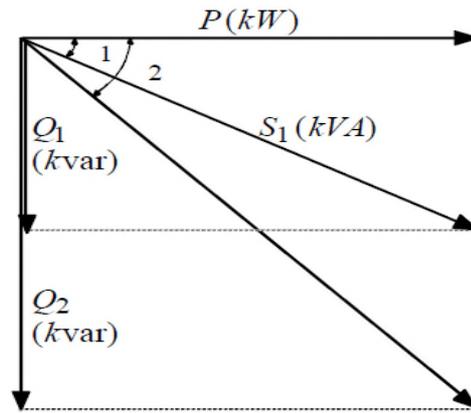


Figure II.2 : Influence du  $\cos\varphi$  sur la valeur de la puissance réactive.

De façon identique, pour un même courant actif utilisé  $I_a$  (pour une tension constante  $U$  du réseau), il faut fournir d'autant plus un courant apparent ( $I_2 > I_1$ ) que le  $\cos\varphi$  soit faible (figure II.3).

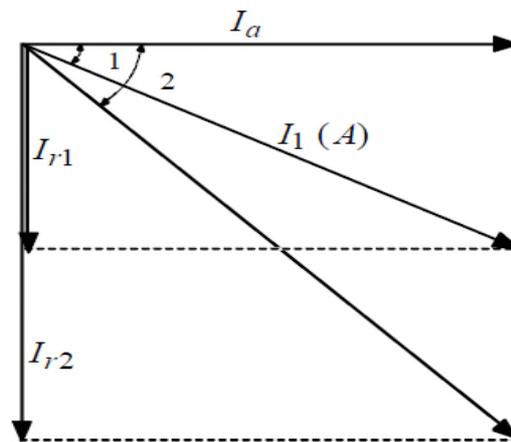


Figure II.3 : Influence du  $\cos\varphi$  sur la valeur du courant apparent

### II.6 Facteur de puissance

Le facteur de puissance est égale par définition à :

$$FP = \frac{P(\text{puissance active})}{S(\text{puissance apparente})}$$

Le facteur de puissance est le rapport de la puissance active à la puissance apparente ; c'est un nombre abstrait compris entre 0 et 1.

En l'absence d'harmoniques, le facteur de puissance est égal à  $\cos\varphi$ .

Par contre, en présence d'harmoniques ces deux valeurs peuvent être très différentes :

$$FP = Fd * \cos\varphi \tag{II.11}$$

Fd : facteur de déformation

### II.6.1 La valeur $\tan \varphi$

On utilise souvent  $\tan \varphi$  au lieu de  $\cos \varphi$ .

En l'absence d'harmoniques, l'expression de  $\tan \varphi$  est la suivante :

$$\tan \varphi = \frac{Q \text{ (puissance réactive)}}{P \text{ (puissance active)}} \quad (\text{II.12})$$

### II.6.2 Facteur de puissance et $\cos \varphi$ en présence d'harmonique

En présence d'harmonique, les définitions sont les suivantes :

$$\text{FP} = \frac{P}{S} \quad (\text{II.13})$$

P : puissance active total (y compris les harmoniques)

S : puissance apparente totale (y compris les harmonique)

$$\cos \varphi_1 = \frac{P_1}{S_1} \quad (\text{II.14})$$

$P_1$  : Puissance active de la composante fondamentale.

$S_1$  : Puissance apparente de la composante fondamentale.

$\varphi$  : Déphasage entre les composantes fondamentales de courant et de tension.

On écrit souvent  $\cos \varphi_1$  afin de préciser que le déphasage ne s'applique qu'aux composantes fondamentales

### II.6.3 Amélioration du facteur de puissance

L'installation de condensateurs permet de compenser l'énergie réactive de la composante fondamentale et d'obtenir un  $\cos \varphi$  à peu près égal à 1. Par contre, il n'est pas possible de compenser par des condensateurs l'énergie réactive due aux harmoniques. Il en résulte qu'en présence d'harmoniques, il est impossible d'obtenir un facteur de puissance égal à 1 en installant des condensateurs. Pour obtenir un facteur de puissance égal à 1, il faut éliminer les courants harmoniques par un filtre actif.

Cependant, il faut noter que le distributeur d'énergie ne fait payer au client que l'énergie réactive due à la composante fondamentale. Il faudra donc calculer  $\cos \varphi_1$  (et non  $\text{FP}$ ) pour déterminer la puissance réactive des condensateurs qu'il faut installer pour réduire ou supprimer la facture d'énergie réactive.

### II.6.4 Avantages 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 de l'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 transformateurs de puissance si la compensation est effectuée au secondaire.

Un bon facteur de puissance c'est :

- $\cos \varphi$  élevé, proche de 1.

Ou

- $\tan \varphi$  faible, proche de 0.

### II.6.5 Inconvénient d'un mauvais facteur de puissance

Un mauvais facteur de puissance dans une installation entraîne de nombreux inconvénients tel que :

- Intensité de courant en ligne trop élevée ce qui engendre l'augmentation des pertes d'énergie active dans les câbles.
- La facturation de l'énergie réactive.
- Augmentation de la puissance souscrite en kVA
- Saturation des transformateurs.
- Dégradation de la qualité de l'installation électrique

### II.6.6 Relation entre la puissance des condensateurs et l'amélioration du $\cos \varphi$

Il s'agit de déterminer la puissance réactive à installer pour obtenir le  $\cos \varphi$  désiré.

Supposons qu'en un point du réseau de puissance active P et réactive Q, on désire améliorer  $\cos \varphi$  pour obtenir  $\cos \varphi'$ , ou passer de  $\tan \varphi$  à  $\tan \varphi'$ .

On installe des condensateurs de puissance réactive  $Q_c$ , figure II.4, on a alors :

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} \quad (\text{II.15})$$

$$\tan \varphi' = \frac{Q'}{P} \quad (\text{II.16})$$

$$Q_c = Q - Q' \tag{II.17}$$

$$D'où Q_c = P (\tan \varphi - \tan \varphi') \tag{II.18}$$

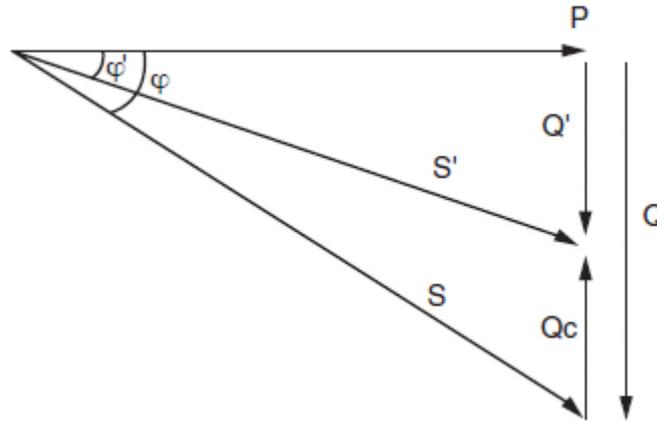


Figure II.4. Diagramme des puissances apparentes

### II.7 Compensation d'énergie réactive à l'aide des batteries condensateurs

Une batterie de condensateurs est un générateur de puissance réactive nécessaire pour alléger la puissance apparente des réseaux en amont des lieux de consommation. Ce composant passif du réseau est sollicité particulièrement pendant les périodes de forte consommation (période de pointe et de surcharge). Sa disponibilité sur le réseau pendant ces périodes est très souhaitable pour réduire les chutes de tensions et les pertes en réseau et donc pour optimiser le coût du kilowattheure. Les batteries de condensateurs sont actuellement le moyen le plus économique et le plus simple de production d'énergie réactive dans ces installations industrielles aussi bien que dans le réseau public.

#### II.7.1 Caractéristique d'une batterie de condensateur

Les condensateurs industriels utilisés pour la compensation d'énergie réactive sont parfois isolés avec du papier, les plus souvent avec un film plastique. Ils sont prévus pour les tensions 220 à 380V.

Dans le tableau suivant on a les différentes gammes des condensateurs :

Gamme de condensateur (KVAR)	10-20-25-30-45-60-75-90-110-135-150-180-200-270-300-360-720
Tension (V)	380V

Tableau II.1 : Les gammes des condensateurs.

### II.7.2 Les différents modes de couplage des condensateurs

Deux modes de couplages sont réalisables en basse tension :

#### a) Couplage en triangle

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

$$Q_c = 3 \cdot C \cdot \omega \cdot U^2 \quad (\text{II.19})$$

$$\text{Avec } \omega = 2\pi f \quad (\text{II.20})$$

La valeur de la capacité de chaque condensateur est :

$$C_{\Delta} = \frac{P(\tan \varphi - \tan \varphi')}{3 U^2 \omega} \quad (\text{II.21})$$

#### b) Couplage en étoile

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

$$Q_c = C \cdot \omega \cdot U^2 \quad (\text{II.22})$$

La valeur de la capacité de chaque condensateur est :

$$C_Y = \frac{P(\tan \varphi - \tan \varphi')}{\omega U^2} \quad (\text{II.23})$$

On remarque que :

$$C_Y = 3C_{\Delta} \quad (\text{II.24})$$

### II.7.3 Choix du couplage d'un condensateur

Pour constituer des batteries de puissance importante, il existe plusieurs possibilités de câblage ou connexion par association de condensateurs unitaires, soit :

- Couplage en triangle : condensateurs triphasés (sans fusible interne). Couplés en parallèle,
- Couplage en double étoile de condensateurs monophasés (avec ou sans fusible interne),
- Couplage en H.

Le choix du mode de couplage dépend :

- Des caractéristiques, tension de réseau et puissance de la batterie,
- Du type de compensation, fixe ou automatique (en gradin),
- Du type de protection :
  - Condensateur avec ou sans fusible interne,
  - Différentielle (de déséquilibre) ou avec fusibles MT,
- Des impératifs économiques

## II.8 Energie réactive et éléments du réseau

### II.8.1 Les machines synchrones

Ce sont les alternateurs et les moteurs synchrones. En agissant sur le courant d'excitation, on fait varier la puissance réactive de la machine. Pour un fort courant d'excitation, la machine fournit de la puissance réactive ( $Q > 0$ ) et pour un faible courant d'excitation, elle absorbe de la puissance réactive ( $Q < 0$ ). Les machines synchrones peuvent donc fournir une partie de la puissance réactive demandée.

### II.8.2 Les machines asynchrones

Ce sont les moteurs et les génératrices asynchrones. Elles absorbent de l'énergie réactive, avec un  $\cos\phi$  d'autant plus bas que la charge est faible.

### II.8.3 Les lignes et les câbles

Les caractéristiques L et C des lignes et des câbles sont telles que ces éléments sont consommateurs ou producteurs d'énergie réactive selon leur charge.

Pour une liaison triphasée :

$$Q = 3(C \omega V^2 - L \omega I^2) \quad (\text{II.25})$$

Avec :

C : capacité de la liaison

L : inductance de la liaison

V : tension simple

I : courant véhiculé par la liaison

De façon pratique :

- les lignes consomment de la puissance réactive
- les câbles MT produisent de la puissance réactive à faible charge et en consomment à forte charge
- les câbles BT consomment de la puissance réactive.

### II.8.4 Les transformateurs

Un transformateur consomme une puissance réactive qui peut être déterminée approximativement en ajoutant :

- Une partie fixe qui dépend du courant magnétisant à vide  $I_0$  :

$$Q_0 = \sqrt{3} U_n I_0 \quad (\text{II.26})$$

-Une partie approximativement proportionnelle au carré de la puissance apparente qu'il transite:

$$Q \cong U_{cc} \frac{S^2}{S_n} \quad (\text{II.27})$$

$U_{cc}$  (%): tension de court-circuit du transformateur.

$S$  : puissance apparente transitée par le transformateur

$S_n$  : puissance apparente nominale du transformateur

$U_n$  : tension composée nominale

La puissance réactive totale consommée par le transformateur est :

$$Q_t = Q_0 + Q \quad (\text{II.28})$$

### II.8.5 Les inductances

Elles consomment de la puissance réactive ; elles sont utilisées par exemple pour stabiliser l'arc des lampes fluorescentes ou des fours.

### II.8.6 Les condensateurs

Ils fournissent de la puissance réactive avec un très bon rendement, c'est pourquoi ils sont utilisés pour cette application.

## II.9 Dispositifs de compensation

Il existe plusieurs dispositifs de production d'énergie réactive, ils sont répartis en deux types de compensateurs :

- Les compensateurs de puissance réactive constante
- Les compensateurs de puissance variable.

### II.9.1 Compensateurs de puissance réactive constante

#### a) Moteur asynchrone synchronisé

Ce moteur démarre comme un moteur asynchrone, lorsqu'il atteint la vitesse de synchronisme, on lui injecte un courant continu dans le secondaire, il débite alors de l'énergie réactive si toute fois il est surpuissant par rapport à la machine qu'il entraîne.

#### b) Moteur synchrone

En agissant sur le courant d'excitation, on fait varier la puissance réactive du moteur. Pour un fort courant d'excitation, le moteur fourni de la puissance réactive ( $Q > 0$ ) et pour un faible courant d'excitation, il absorbe la puissance réactive ( $Q < 0$ ). Les moteurs synchrones

peuvent donc être employés uniquement pour produire de l'énergie réactive, ce qu'on appelle compensateur synchrone.

### c) Condensateur statique

Ils fournissent de la puissance réactive avec un très bon rendement et la fourniture de cette énergie est due à la présence d'un champ électrique, cette énergie est en fonction de la capacité et de la tension aux bornes des condensateurs.

## II.9.2 Compensateur de puissance réactive variable

### a) Compensateur à capacité variable

La puissance réactive fournie par une batterie de condensateurs ne peut être ajustée rapidement par variation continue de la tension à ses bornes. La mise sous tension ou hors tension d'un nombre variable de condensateurs apparaît comme étant la seule solution au moyen d'interrupteurs statique. On assure une compensation variable par palier.

### b) Compensateur à réactance saturée

Le compensateur à réactance saturée est composé de deux éléments d'électrotechnique simple :

- Une capacité fixe.
- Une réactance saturée.

### c) Compensateur synchrone muni d'un système d'excitation à thyristors

L'excitation du moteur est contrôlée par un régulateur électronique agissant sous l'effet de la composante réactive du courant fournit par le réseau. Il permet de réaliser une compensation continuellement variable.

### d) Dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System)

Systèmes de transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance, plus particulièrement des systèmes à thyristors ou thyristors à ouverture par Gâchette (GTO).

Les dispositifs FACTS sont insérés dans un réseau pour satisfaire plusieurs besoins tel que :

- Améliorer le contrôle de la tension et la stabilité du réseau.
- Réduire les pertes actives totales.
- Compenser l'énergie réactive.
- améliorer les oscillations de puissance et de tension susceptible d'apparaître dans les réseaux à la suite d'un défaut
- Augmenter la capacité de transmission de puissance des lignes

La famille des dispositifs FACTS est grande. On peut distinguer :

- **Les compensateurs séries :**
  - Compensateur statique série synchrone (SSSC) ;
  - Compensateur statique synchrone(TCSC).
- **Compensateurs shunt :**
  - Compensateur statique de la tension(SVC) ;
  - Compensateur statique synchrone(STATCOM).

## II.10 Les différents types de compensation

La compensation peut être réalisée avec deux familles de produits :

- les condensateurs de valeurs fixes ou batterie fixe
- les batteries de condensateurs en gradins avec régulateur (ou batteries automatiques) qui permettent d'ajuster la compensation aux variations de consommation de l'installation.

### II.10.1 Compensation fixe

Les batteries de condensateurs fournissent une puissance réactive constante quelque soient les variations des charges des récepteurs.

La mise en service de ces batteries peut être manuelle (par disjoncteur ou interrupteur), semi-automatique (par contacteur) commandé à distance.

Ce type de compensation est utilisé lorsque la puissance réactive est faible, (<15% de la puissance du transformateur) et la charge relativement stable.

Elles sont utilisées de préférence :

- Aux bornes des récepteurs
- Sur les jeux de barres dont la fluctuation de charge est faible

### II.10.2 Compensation de type automatique(ou en gradins)

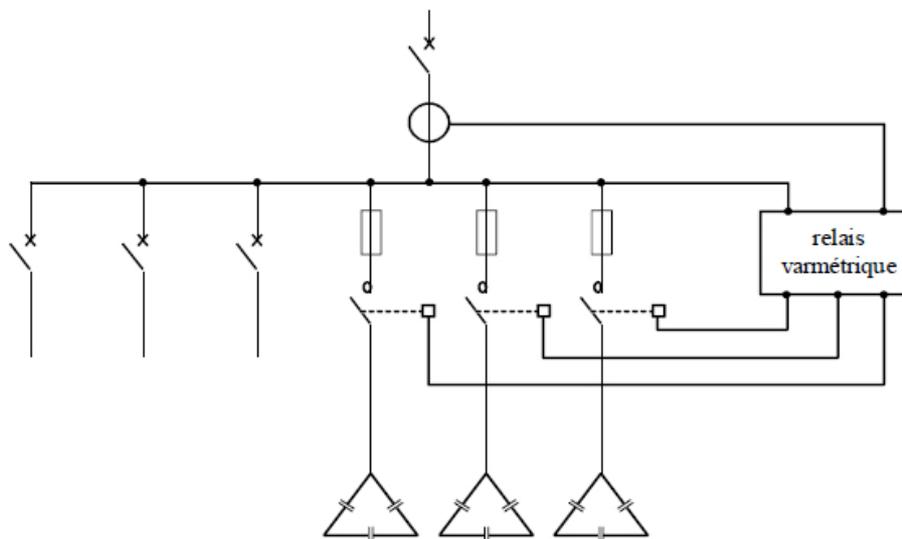
Ce type de compensation est utilisé si le dimensionnement des condensateurs est supérieur à 15% du dimensionnement du transformateur, la batterie de condensateur est fractionnée en gradins, avec la possibilité de mettre en service un plus ou moins grand nombre de gradins, à commande automatique.

Ces batteries sont raccordées en tête d'installation ou d'un départ de puissance importante. Cela permet une régulation pas à pas de l'énergie réactive. L'enclenchement et le déclenchement des gradins sont pilotés par un relais

### II.10.2.1 Principe et intérêt de la compensation automatique

Une batterie de condensateurs à régulation automatique est divisée en gradins, chaque gradin est commandé par un contacteur. L'enclenchement du contacteur met le gradin en service en parallèle avec les gradins connectés à l'installation, le déclenchement du contacteur, au contraire, le met hors service. Ainsi la capacité totale de la batterie de condensateurs varie par palier en fonction du besoin en énergie réactive

Un relais varométrique mesure la valeur du facteur de puissance de l'installation et en commandant l'ouverture ou la fermeture des contacteurs des gradins en fonction de la charge, régule la valeur du facteur de puissance de l'installation à la valeur consignée. La tolérance sur la régulation est déterminée par la taille de chaque gradin. Le transformateur de courant TC associé au relais varométrique doit être installé sur une des phases de l'arrivée alimentant les charges à compenser, comme décrit dans le schéma de la figure II.5



**Figure II.5:** Principe de la compensation automatique d'une installation

La surcompensation est néfaste car elle augmente anormalement la tension de service.

La compensation automatique permet d'éviter les surtensions permanentes résultant d'une surcompensation lorsque le réseau est peut charger.

On maintient ainsi une tension de service régulière tout en évitant de payer de l'énergie réactive au distributeur en période de forte consommation

### **II.10.2.3 Inconvénients d'une compensation en gradins dans un réseau d'usine**

#### **a) Surcharge des gradins**

Les convertisseurs à thyristors sont de plus en plus nombreux dans les réseaux d'usine, si leur puissance totale dépasse une certaine fraction de la puissance de court-circuit, il devient nécessaire non seulement de protéger les condensateurs contre la surcharge due aux harmoniques, mais aussi de réduire la distorsion de la tension. Cette dernière peut devenir inacceptable au point de branchement sur le réseau public et même dans le réseau interne.

#### **b) Régime transitoire**

Le régime transitoire d'enclenchement d'une batterie de condensateurs est capable de perturber le fonctionnement d'équipements électroniques de puissance et surtout d'équipements de mesure et de commande. Cela englobe évidemment les systèmes de conduite à base de microprocesseurs que l'on trouve de plus en plus indispensables dans toutes les installations.

## **II.11 Choix de la localisation de la compensation**

On distingue trois modes de compensation :

1. Compensation globale.
2. Compensation partielle ou par secteur.
3. Compensation individuelle.

### **II.11.1 Compensation globale**

La batterie est raccordée en tête d'installation et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation. Elle est utilisée dans le cas où une installation comporte de gros appareils électrique et un nombre limité de petits récepteurs. Elle reste en service de façon permanente pendant la période de facturation de l'énergie réactive pour un fonctionnement normal du site (figure II.6).

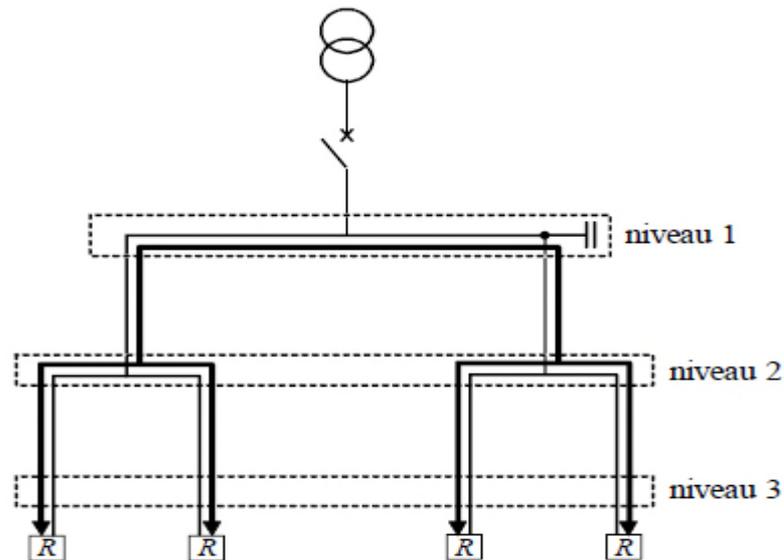


Figure II.6 : Compensation globale

➤ **Avantage de la compensation globale**

Ce type de compensation convient pour une installation simple de moyenne puissance, elle permet :

-De supprimer les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive.

-D'ajuster le besoin réel de l'installation (kW) à la souscription de la puissance apparente (kVA) dans le cas d'un tarif bleu ou jaune.

-De soulager le poste de transformation (une partie de l'énergie réactive est fournie par les condensateurs).

➤ **Inconvénients de la compensation globale**

Toutefois ce mode de compensation ne soulage pas les installations en aval car la totalité du courant réactif est présente dans les câbles jusqu'aux récepteurs.

### II.11.2 Compensation partielle

Dans le cas de la compensation partielle ou par secteur plusieurs récepteurs de régime de charge différents sont reliés à une batterie de condensateurs commune qui est manœuvrée par son propre appareillage. Cette batterie est installé en tête du secteur d'installation à compenser figure II.7.

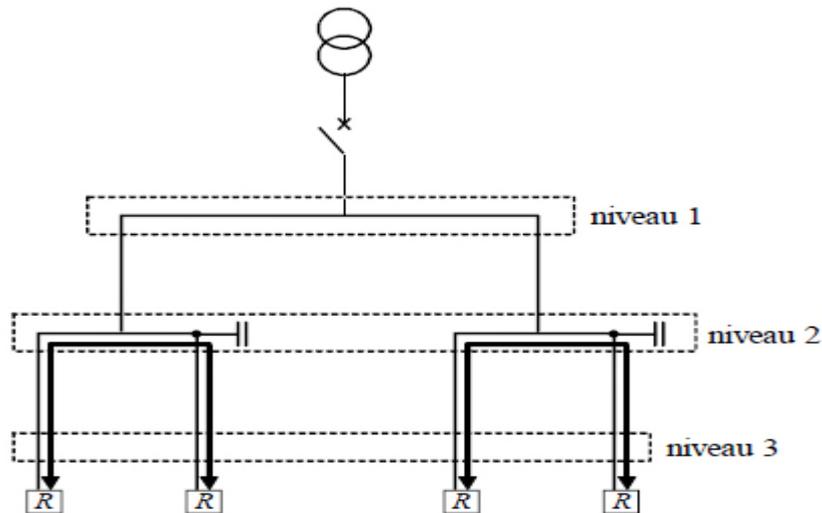


Figure II.7 : Compensation par secteur

➤ **Avantages de la compensation partielle**

- Suppression de la facturation pour consommation excessive d'énergie réactive.
- optimise une partie du réseau, le courant réactif n'étant pas véhiculé entre le niveau situé en amont du secteur compensé, dont la diminution des pertes joules et la chute de tension
- Augmente la puissance active disponible du transformateur et la puissance active qui peut être véhiculée dans les canalisations situées en amont du secteur compensé.

➤ **Inconvénients de la compensation partielle**

- Les câbles, en aval de la batterie, alimentant les appareils de l'atelier, doivent être dimensionnés pour prendre en considération toute la puissance apparente demandée ;
- Une protection des condensateurs de la batterie (fusible, disjoncteur, etc...) doit être prévus pour sa sécurité, ce qui augmente le coût de la batterie ;
- La batterie nécessite une maintenance périodique ;
- Risque de surcompensation en cas de variations importantes de la charge.

### II.11.3 La compensation individuelle

La compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance du récepteur est importante par rapport à la puissance du transformateur. La batterie est raccordée directement aux bornes du récepteur inductif (moteur en particulier).

Lorsqu'elle est possible, cette compensation produit l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée et en quantité ajustée aux besoins figure II.8.

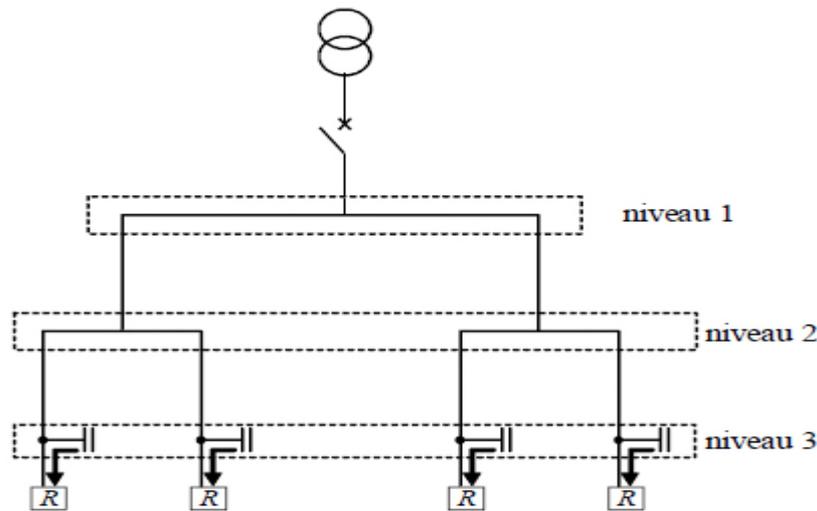


Figure II.8 : Compensation individuelle

➤ **Avantage de la compensation individuelle**

- Suppression de la facturation pour consommation excessive d'énergie réactive.
- Réduit les pertes par effet Joule (kWh) et les chutes de tension dans les canalisations située en amont du secteur compensé.
- Economie de dispositifs pour la connexion et la déconnexion des condensateurs.
- Diminution du courant circulant dans les lignes permettant une réduction des dimensions des lignes et des appareils et une augmentation de la puissance active disponible au transformateur.

➤ **Inconvénients de la compensation individuelle**

- Système coûteux : si les charges ne fonctionnent pas en permanence, certains condensateurs restent inactifs.

#### II.11.4 Compensation combinée

Ce mode de compensation est utilisé dans le cas où l'installation comporte de petits et de gros appareils électrique. Une compensation individuelle est réalisé pour les appareils fonctionnant pendant de longue durée et une compensation par secteur ou globale pour les autres récepteurs.

L'avantage de ce type de compensation est que chaque ensemble d'appareils électrique est compensé de la manière la plus adaptée.

## II.12 Compensation d'énergie réactive en présence d'harmoniques

Les harmoniques sont générés par les dispositifs électroniques de puissance. Lorsque ceux-ci représentent une part significative de la puissance consommée dans une installation, une analyse des harmoniques s'impose. Ceci pour éliminer les possibles nuisances et pour rendre l'installation conforme aux règles et recommandations des distributeurs, garantes d'un bon fonctionnement.

### II.12.1 Les nuisances causées par les harmoniques sur les réseaux

Les harmoniques circulant dans les réseaux apportent de nombreuses nuisances :

- surcharge et vieillissement des condensateurs de compensation d'énergie réactive
- surcharge des conducteurs de neutre en raison de la sommation des harmoniques de rang 3 créés par les charges monophasées
- déformation de la tension d'alimentation pouvant perturber des récepteurs sensibles
- surcharge des réseaux de distribution par l'augmentation du courant efficace
- surcharge, vibrations et vieillissement des alternateurs, transformateurs, moteurs
- perturbation des lignes téléphoniques...

**Toutes ces nuisances ont un impact économique important, en coût de matériel qui doit être surdimensionné ou dont la durée de vie est réduite, en pertes énergétiques supplémentaires et en perte de productivité.**

### II.12.2 Le filtrage des harmoniques

Les harmoniques générés par certains équipements d'électronique de puissance (ponts redresseurs, variateurs de vitesse, les fours à arcs, machines à souder), nuisent au fonctionnement des installations électriques, leur filtrage permet :

- d'éliminer les nuisances.
- de garantir le bon fonctionnement d'une installation
- d'éliminer les surcoûts générés par les harmoniques.

Plusieurs solutions pour résoudre ces problèmes sont envisageables :

- filtre passifs ou bobine anti harmonique en série
- filtre actifs ou compensateur actif
- filtre hybrides

### II.13 La compensation des moteurs de puissance au démarrage et en fonctionnement normal

Lorsqu'un moteur entraîne une charge de grande inertie il peut, après coupure de la tension d'alimentation, continuer à tourner en utilisant son énergie cinétique et être auto-excité par une batterie de condensateurs montée à ses bornes.

Ceux-ci lui fournissent l'énergie réactive nécessaire à son fonctionnement en génératrice asynchrone. Cette auto-excitation provoque un maintien de la tension et parfois des surtensions élevées.

#### II.13.1 Compensation de moteurs asynchrones

Le  $\cos \varphi$  des moteurs est en général très mauvais à vide ainsi qu'à faible charge et faible en marche normale. Il peut donc être utile d'installer des condensateurs pour ce type de récepteurs.

#### II.13.2 Cas du montage des condensateurs aux bornes du moteur

Pour éviter des surtensions dangereuses dues au phénomène d'auto-excitation, il faut s'assurer que la puissance de la batterie vérifie la relation suivante :

$$Q_c \leq 0,9 \sqrt{3} U_n I_0 \quad (\text{II.29})$$

$I_0$  : courant à vide du moteur

$I_0$  peut être estimé par l'expression suivante :

$$I_0 = 2 I_n (1 - \cos \varphi_n) \quad (\text{II.30})$$

$I_n$  : valeur du courant nominal du moteur

$\cos \varphi_n$ :  $\cos \varphi$  du moteur à la puissance nominale

$U_n$  : tension composée nominale

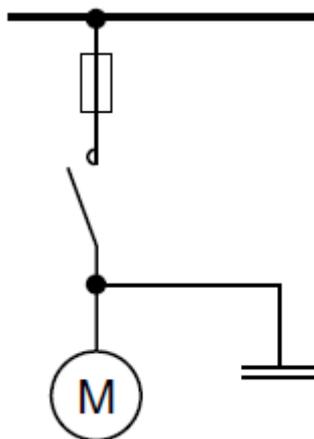


Figure II.9 : Montage des condensateurs aux bornes du moteur

### II.13.3 Cas du montage des condensateurs en parallèle avec commande séparée

Pour éviter les surtensions dangereuses par auto-excitation ou bien dans le cas où le moteur démarre à l'aide d'un appareillage spécial (résistances, inductances, autotransformateurs), les condensateurs ne seront enclenchés qu'après le démarrage.

De même, les condensateurs doivent être déconnectés avant la mise hors tension du moteur. On peut dans ce cas compenser totalement la puissance réactive du moteur à pleine charge.

Attention, dans le cas où l'on aurait plusieurs batteries de ce type dans le même réseau, il convient de prévoir des inductances de chocs.

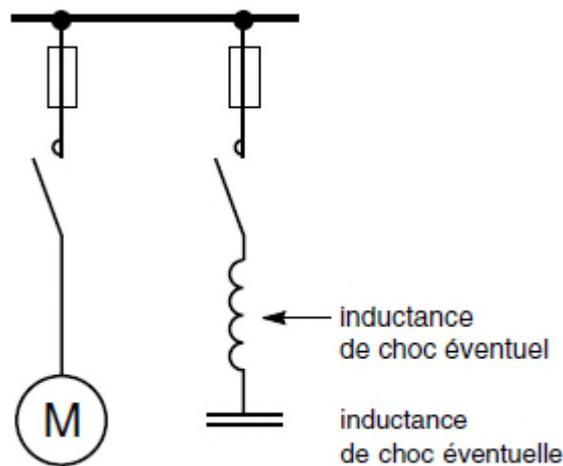


Figure II.10 : Montage des moteurs en parallèle avec commande séparée

### II.14 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté le principe de la compensation de l'énergie réactive dans les installations industrielles ainsi que les différents modes de compensation avec les avantages et les inconvénients de chaque mode.

Le choix et le dimensionnement de la batterie de compensation pour assurer la continuité de service est parmi les moyens les plus usités pour la répartition des puissances égales sur les secondaires des transformateurs, une réduction des chutes de tension et des économies sur la facture d'électricité.

Pour les installations de moyenne tension et de forte puissance, la compensation de l'énergie réactive contribue à la stabilité du réseau électrique.

### III.1 Introduction

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

L'objet de ce chapitre est de faire un inventaire de tous les récepteurs de l'installation pour l'estimation de la puissance d'utilisation

### III.2 Puissance installée

La puissance installée (kW) est la somme des puissances nominales de tous les récepteurs de l'installation. L'indication de la puissance nominale ( $P_n$ ) est marquée sur la plupart des appareils et équipements électriques.

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

### III.3 Puissance utilisée

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

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

De fait les récepteurs ne fonctionnent pas tous ni en même temps ni à pleine charge : des facteurs de simultanéité ( $k_s$ ) et d'utilisation ( $k_u$ ) permettant de pondérer la puissance apparente maximale réellement absorbée par chaque récepteur et groupes de récepteurs [8].

#### III.3.1 Facteur d'utilisation maximale ( $k_u$ )

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

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

Dans une installation industrielle, ce facteur peut être estimé en moyenne à 0,75 pour les moteurs. Pour l'éclairage et le chauffage, il sera toujours égal à 1.

**III.3.2 Facteur de simultanéité (ks) [9]**

Tous les récepteurs installés ne fonctionnent pas simultanément. C'est pourquoi il est permis d'appliquer aux différents ensembles de récepteurs (ou de circuits) des facteurs de simultanéité. Les normes NFL 15-00, UTE 63-410 donnent cependant quelque précision sur ce facteur :

**Tableau III.1** : Facteur de simultanéité pour les différents types de récepteur.

Type de récepteurs	Ks
Eclairage	1
Chauffage et conditionnement d'air	1
Appareil de cuisson	0.7
Prise de courant (N : nombre de prises alimentées par le même circuit)	$0.1 + \frac{0.9}{N}$
Ascenseur et monte-charge :	
Pour le moteur le plus puissant	1
Pour le moteur suivant	0.75
Pour les autres	0.6

**Tableau III.2** : Facteur de simultanéité en fonction de nombre de circuit.

Nombre de circuit	Ks
2et3	0.9
4et5	0.8
6et9	0.7
10 et plus	0.6

### III.3.3 Facteur d'extension ( $K_e$ )

Appelé aussi facteur de réserve, son rôle est de prévoir une augmentation de la puissance absorbée par l'entreprise dans le futur qui ne doit pas d'après les différentes normes dépasser 20% de la puissance apparente totale, ce qui correspond à  $K_e = 1,2$ .

### III.4 La puissance réactive

On appelle puissance réactive la quantité  $Q$  fournie pour l'excitation magnétique des récepteurs. Elle est consommée par les circuits inductifs et fournie par les circuits capacitifs. La puissance réactive est le produit de la tension par la composante du courant réactif, en quadrature avec elle. Elle se mesure en Var (Voltampères réactifs), ou en kVar à l'échelle industrielle.

### III.5 Présentation des données récoltées dans la station

Les données récoltées pour faire le bilan des puissances de la partie BT et MT sont représentées dans les tableaux ci-dessous :

**Tableau III.3** : caractéristique des transformateurs opérationnels à SBM

Désignation	Puissance (kVA)	Tension primaire (kV)	Tension secondaire (kV)	Courant primaire (A)	Courant secondaire (A)	Couplage	Nature refroidissement
Transformateur TR 001A	5000	30	5.5	96.23	497.72	Dyn11	ONAN
Transformateur TR 001B	5000	30	5.5	96.23	497.72	Dyn11	ONAN
Transformateur TR 002A	630	30	0.4	12.1	878.6	Dyn11	ONAN
Transformateur TR 002B	630	30	0.4	12.1	878.6	Dyn11	ONAN

### III.5.1 Recueil de donnée dans la partie BT de la station

**Tableau III.4 :** Puissance des récepteurs alimentés par le transformateur 30/0.4kV ;  
Arrivée transfo-TR 002 A

N° Départ	Puissance (kW)
Départ électropompe incendie (S/S)	153
Départ onduleur (A1)	25
Départ by-pass double onduleur (A3)	25
Départ pompe jockey (B1)	18
Départ électropompe de transfert PT-001A (B2)	4
Départ pompe de drainage PD-001 (B3)	4
Départ vers tableau climatisation (A5)	120
Départ vers tableau pomperie (A7)	3
Départ vers double chargeur (A9)	10
Départ éclairage extérieur secourue (A11)	5
Départ tableaux sous station et salle de contrôle (B4)	60
Départ système de protection cathodique (B7)	2
Départ tableau MOV(B9)	80

**Tableau III.5:** Puissance des récepteurs alimentés par le transformateur 30/0.4kV ;  
Arrivée transfo-TR 002 B

N° Départ	Puissance (kW)
Départ moteur aéroréfrigérant (D)	4
Départ pont roulant (F5)	15
Départ pompe transfert (H5)	4

Départ auxiliaire 220V-Gpe électrogène (F7)	35
Départ vers tableau pomperie (H8)	80
Départ vers éclairage extérieur normal (F9)	5
Départ vers double chargeur (G7)	10
Départ vers tab mov (G9)	80
Départ double onduleur (F11)	36
Départ auxiliaire 220V-P.L	1
Départ auxiliaire 220V-P.Transfo	1
Départ auxiliaire 220V-MCC 5.5 kV	2
Départ auxiliaire 220V_Armoire ESD	2

**III.5.2 Recueil de donnée dans la partie MT de la station**

Dans la partie Moyenne tension (MT) de la station il y a deux demi jeux de barre, le premier alimente une pompe principale et deux pompes booster, le deuxième alimente trois pompes principales et une pompe booster. Les caractéristiques de ces deux pompes sont représentées dans les deux tableaux (III.6) et (III.7).

**Tableau III.6:** Caractéristiques des pompes principales existantes dans la station de Beni-Mansour

Type	DHSL-450LK-02A
Fabricant	LOHER
N° de série	5135695 5135693 5135694 5135692
Service/Nb de moteur	Moteur pompe principale A/B/C/D
Iteme sur site/Norme	320 PP 001 A-320 PP 001 B- 320 PP 001 C-320 PP 001 D
CODE EMA	C223028434 C223028435 C223028436 C223028437

Année de fabrication	Aout 2004
Condition opératoire / Disposition constructive	
Puissance nominal	540 kW
Vitesse nominale	2984tr/min
Tension nominale	5500V
Courant nominal	65A
Type d'alimentation/ Fréquence	3 ph / 50 Hz
Type de couplage	Etoile
Type de démarrage	Direct
Classe d'isolation	B
Classe de température	F
Indice de protection	IP65
Sens de rotation	Sens horaire
Type de refroidissement	Air naturel

**Tableau III.7 :** Caractéristiques des pompes booster existantes dans la station de Beni-Mansour

<b>Type</b>	<b>DHSL-355LB-02A</b>
Fabricant	LOHER
N° de série	35810 35811 35812
Service/ Nb de moteur	BOOSTER A, BOOSTER B, BOOSTER C
Item sur site / Norme	320 PB 001 A- 320 PB 001 B-320 PB 001 C
Code ema	C223028428 C223028429 C223028430

Condition opératoire / Disposition constructive	
Puissance nominal	180 Kw
Nombre de pole	2poles
Vitesse nominale	2973 tr/min
Tension nominale	5500V
Courant nominal	21.5 A
Type d'alimentation/ fréquence	3PH /50Hz
Type de couplage	Etoile
Type de démarrage	Direct
Classe d'isolation	F
Classe de température	B
Indice de protection	IP65
Sens de rotation	Sens anti horaire
Type de refroidissement	Air naturel

### III.6 Méthode de calcul de la puissance d'utilisation

D'abord on calcul la puissance installée, puis la puissance utilisée des récepteurs en fonction du facteur d'utilisation  $K_u$ , et le facteur de simultanéité  $K_s$ .

- $P_{inst} = \sum_{i=1}^n P_{ni}$  (III.1)

- $P'_t = P_{inst} * K_u * K_s$  (III.2)

- $Q'_t = P'_t \tan \varphi$  (III.3)

- $S'_t = \sqrt{(P'_t)^2 + (Q'_t)^2}$  (III.4)

Avec :

$P_{inst}$ : puissance installée

$n$  : Nombre de récepteurs.

$P_{ni}$  : Puissance active nominale du récepteur  $i$ .

$P'_t$  : puissance installée en tenant compte des facteurs de simultanéité et d'utilisation.

$Q'_t$  : puissance réactive en tenant compte des facteurs de simultanéité et d'utilisation

$S'_t$  : puissance apparente

**III.6.1 La charge totale tenant compte du facteur d'extension ( $K_e=1.2$ )**

- $P=K_e * P'_t$  (III.5)

- $Q=K_e * Q'_t$  (III.6)

- $S=\sqrt{P^2 + Q^2}$  (III.7)

**III.6.2 Calcul de bilan de puissance**

On utilise les formules citées précédemment (III.1) (III.2) (III.3) (III.4)(III.5)(III.6) (III.7)

Les résultats de calcul sont mentionnés dans les tableaux III.8 et III.9.

**Tableau III.8** : Bilan de puissance du TGBT basse tension

Charge	$P_{inst}$ (kW)	Sans l'extension			Avec l'extension $K_e=1.2$		
		$P'_t$ (kW)	$Q'_t$ (kVA)	$S'_t$ (kVAr)	$P$ (kW)	$Q$ (kVAr)	$S$ (kVA)
<b>TGB</b> <b><math>K_s=0.6</math></b>	784	352.8	209.339	410.232	423.36	251.206	492.279

**Tableau III.9** : Bilan de puissance de la partie MT

Charge $J_{dba}$	$P_{inst}$ (kW)	Sans l'extension			Avec l'extension $K_e=1.2$		
		$P'_t$ (kW)	$Q'_t$ (kVA)	$S'_t$ (kVAr)	$P$ (kW)	$Q$ (kVAr)	$S$ (kVA)
<b><math>J_{dba1/2}</math></b> <b><math>K_s=0.75</math></b>	900	506.25	300.391	588.662	607.524	360.483	706.42
<b><math>J_{dba2/2}</math></b> <b><math>K_s=0.75</math></b>	1800	1012.5	600.782	1177.325	1215	720.938	1412.790
<b><math>J_{dba}</math></b>	2700	1518.75	901.173	1765.988	1822.524	1081.421	2119.213

### III.7 Dimensionnement des batteries de condensateurs à installer (cas pratique)

Afin d'améliorer le facteur de puissance des deux TGBT à 0,93 ( $\tan \varphi' = 0,395$ ), nous avons opté pour les choix suivants :

#### III.7.1 Pour la partie BT

##### a) Choix du mode de compensation

Nous avons opté pour une compensation globale car aucun récepteur ne consomme une puissance réactive importante par rapport aux autres récepteurs.

##### b) la puissance des condensateurs à installer $Q_c$

La puissance réactive des condensateurs est donnée par la relation :

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

$$C = \frac{Q_c}{3\omega U^2}$$

Application numérique :

Pour :  $\tan \varphi = 0.593$ ,  $\tan \varphi' = 0.395$  et  $P=423.36$  kW

$$Q_c = 83.825 \text{ kVAr}$$

Et pour :  $U=400$ V

$$C = 0.556 \text{ F}$$

##### c) Choix du système de compensation

Pour le choix du système de compensation on calcule le rapport  $Q_c/S_n$

On a :  $\frac{Q_c}{S_n} = 13.30\%$  qui est inférieure à 15 %, donc la compensation fixe est la mieux adaptée

dans ce cas, 6 gradins de 15 kVAr donneront la quantité suffisante d'énergie.

#### III .7.2 Pour la partie MT

##### a) Détermination de la puissance réactive à compenser

Pour  $P=1822.524$  kW et  $\tan \varphi = 0.593$ ,  $\tan \varphi' = 0.395$

$$Q_c = 360.859 \text{ kVAr}$$

Et pour :  $U=5500$ kV

$$C = 12.663 \text{ m.F}$$

**b) Choix du mode de compensation**

Pour déterminer le mode de compensation qu'on doit utiliser pour la partie MT on doit s'assurer que la puissance de la batterie vérifie la relation suivante :

$$Q_c \leq 0,9 \sqrt{3} U_n I_0$$

Avec

$$I_0 = 2I_n (1 - \cos \varphi_n)$$

Application numérique :

Pour :

$$I_n = 65 \text{ A et } \cos \varphi = 0.86$$

$$I_0 = 18.2 \text{ A}$$

$$0.9 * \sqrt{3} * 400 * 18.2 = 156.040 < Q_c$$

La relation précédente n'est pas vérifiée de ce fait on ne peut pas utiliser la compensation individuelle aux bornes des moteurs HT. Donc nous allons réaliser une compensation globale pour chaque demi-jeu de barre.

**III.7.3 Détermination de la puissance réactive dans les demi-jeux barre**

Bilan du demi-jeu de barre1

$$\text{Pour : } P_1 = 607.525 \text{ kW} \Rightarrow Q_{c1} = 120.289 \text{ kVAr}$$

Bilan du demi-jeu de barre2

$$\text{Pour : } P_2 = 1215 \text{ kW} \Rightarrow Q_{c2} = 240.57 \text{ kVAr}$$

**III.7.4 Choix du système de compensation dans le cas du jeu de barre MT**

Le rapport  $\frac{Q_c}{S_n} = 7.21\%$  qui est inférieur à 15%, donc la compensation fixe est la mieux adaptée, mais suivant le système d'exploitation de notre jeu de barre on ne fait pas fonctionner tous les moteurs MT au même moment. De ce fait, une compensation automatique est suggérée pour une meilleure utilisation des batteries de compensation et aussi éviter les risques de surtension sur le jeu de barre.

**III.8 Schéma unifilaire de la station de Beni-Mansour : ( Figure III.1)**

(Représenté sur la page suivante)

### III.9 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons élaboré le bilan de puissance qui nous a permis de connaître le niveau de consommation en énergie électrique, ainsi que la disponibilité de l'énergie au sein de la station de Beni Mansour. Nous avons déterminé les puissances utiles des différents récepteurs, ainsi que la puissance globale afin de déduire le facteur de puissance. Pour cela on a établi la méthode des deux coefficients : coefficients d'utilisation et coefficients de simultanéité.

D'après les résultats obtenus dans ce chapitre, on constate que l'installation électrique de la Station présente un facteur de puissance moyen entraînant des pertes d'énergie importantes non exploitées. La bonne maîtrise de la puissance réactive consommée par l'installation permet alors de limiter les impacts économique, diminuer la facture énergétique d'une part et d'obtenir une exploitation optimale d'autre part.

## IV.1 Introduction

Toute étude dans le domaine d'électricité est basée sur la connaissance de la consommation des récepteurs, et par conséquent les dimensions des équipements de transit de puissance et des protections électrique.

Notre étude dans ce chapitre consiste à dimensionner les sections des câbles des différents départs de l'installation, et de prévoir leurs protections électriques associées de manière à assurer la protection des personnes et des biens, et la continuité de service.

## IV.2 Dimensionnement des câbles

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

- Un échauffement normal de l'âme conductrice qui ne détériore pas les propriétés isolantes des constitutions de l'enveloppe et de la gaine lorsqu'elle transite l'intensité admissible en régime permanent.
- Une chute de tension inférieure à celle tolérée.
- Une bonne tenue à une surintensité de courte durée due à un court-circuit.
- Des conditions de sécurité telle que la protection contre les contacts indirects.
- Une condition économique qui consiste à rechercher la section qui, en régime permanent, rend minimale la somme du coût d'investissement et du coût d'exploitation.

### IV.2.1 Détermination des courants influençant sur la section

#### a) Courant d'emploi

Le courant d'emploi  $I_e$  est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit en service normale. Le calcul de ce courant nécessite la connaissance de la puissance réellement consommée par chaque canalisation, qui tient compte des coefficients de simultanéité, d'utilisation et d'extension.

$$I_e = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (\text{IV.1})$$

#### b) Courant fictif

Le courant fictif  $I_f$  est la correction maximum du courant d'emploi, qui réellement transite dans une canalisation électrique. Ce courant dépend des caractéristiques suivantes:

- Isolation du câble (PVC, PRC ou caoutchouc);
- Le nombre de câble;
- La température ambiante;
- Mode de pose.

Le courant fictif est donné par l'expression suivante :

$$I_f = \frac{I_s}{K_1 \cdot K_2} \quad (\text{IV.2})$$

Avec :

**K1** : coefficient d'influence de température d'emploi et type d'isolation du conducteur, il est donné dans le tableau des valeurs du facteur de correction K1 (Tableau A1 de l'annexe).

**K2** : facteur de correction dans le cas où plusieurs câbles sont posés sur chemins de câble jointivement en nappe horizontale ou verticale. Lorsque l'on a plusieurs couches, on prend comme facteur le produit des facteurs de disposition horizontale et verticale (influence de mode de pose), ce facteur est donné dans le tableau des valeurs du facteur de correction K2 (Tableau A2 de l'annexe)

### c) Courant admissible [14]

C'est la valeur maximale du courant qui peut parcourir en permanence, dans les conditions données, un conducteur, sans que sa température de régime permanent soit supérieure à la valeur spécifiée (Tableau A4 de l'annexe).

$$I_{adm} > I_f \quad (\text{IV.3})$$

## IV.2.2 Calcul et choix des sections des câbles

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

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

Le choix du câble est obtenu d'après le mode de pose, la nature de l'isolation et le nombre d'âmes conductrices du circuit. Le courant admissible correspond au courant fictif, on déduit ensuite la section à partir du tableau des courants admissibles des sections des câbles utilisés (Tableaux A4 de l'annexe).

### IV.2.2.1 La section technique

La détermination de cette section consiste à trouver la section normalisée appartenant aux types de câbles choisis, qui satisfait les trois conditions suivantes :

- Echauffement normal;
- Chute de tension;
- Surcharge due au court-circuit.

**a) Calcul de la section selon l'échauffement**

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

- Le mode de pose;
- Le type de câble à installer;
- La température ambiante;
- La nature de l'isolant;
- L'intensité nominale du courant d'emploi  $I_e$ ;
- La nature du sol (pour le câble enterré).

**Tableau IV.1** : Résultats de calculs des sections des câbles des batteries de compensation.

Désignation	$I_e$ (A)	K	$I_f$ (A)	S (mm <sup>2</sup> )
Batterie de compensation BT	329,336	0,678	485,31	185
Batterie de compensation MT	103,109	0,678	152,078	185

**Tableau IV.2** : Résultats de calculs des sections des câbles des différents départs de la partie BT de la station.

Désignation	$I_e$ (A)	K	$I_f$ (A)	$S_j$ (mm <sup>2</sup> )
Principale	909,32	0,609	1493,13	3*240
S /S	256,786	0,678	378,405	185
A1	41,958	0,652	64,34	10
A3	41,958	0,652	64,34	10
B1	30,210	0,652	46,33	10
B2	6,713	0,652	10,29	4
B3	6,713	0,652	10,29	4
A5	201,401	0,652	308,89	95
A7	5,035	0,652	7,722	4
A9	16,783	0,652	25,740	4
A11	8,403	0,652	12,888	16

B4	100 ,700	0,652	154,447	25
B7	3 ,356	0,652	5,147	4
B9	134,267	0,652	205,930	35
DP	6,713	0,652	10,296	10
F5	25,175	0,652	38,611	25
H5	6,713	0,652	10,29	4
F7	58,823	0,678	86,759	2,5
H8	134,267	0,652	205,930	25
F9	8,403	0,652	12,888	16
G7	16,783	0,652	25,740	10
G9	134 ,267	0,652	205,930	35
F11	60,420	0,652	92,668	10
PL	1,678	0,678	2,474	10
PT	1,678	0,678	2,474	10
MCC	3,356	0,678	4,949	10
ESD	3,356	0,678	4,949	10

**Tableau IV.3** : Résultats de calculs des sections des câbles des différents départs de la partie MT de la station.

Départ	$I_e(A)$	K	If (A)	S (mm <sup>2</sup> )
Principale	524,863	0 ,609	861,844	3*240
Pompe booster	21,5	0,739	29,093	3*50
Pompe Principale	65	0,739	87,956	3*50

#### b) Vérification de la chute de tension (25)

L'impédance d'un câble est faible mais non nulle, lorsqu'il est traversé par le courant de service, il y a chute de tension entre son origine et son extrémité.

La norme NF C 15-100 impose que la chute de tension entre l'origine de l'installation BT et tout point d'utilisation n'excède pas les valeurs indiquées dans le tableau ci-dessous:

Branchement	Eclairage	Autre usages
Alimentation par le réseau BT de distribution publique	3%	5%
Alimentation par poste privé HT/BT	6%	8%

**Tableau IV.4:** Valeurs limites admise de chute de tension

Lorsque la chute de tension est supérieure aux valeurs du tableau ci-dessus, il sera nécessaire d'augmenter la section de certains circuits jusqu'à ce que l'on arrive à des valeurs inférieures à ces limites.

Le calcul de la chute de tension des différents conducteurs sont résumé dans le tableau ci-après :

Type distribution	Nature de la chute de tension	Chute de tension V	Chute de tension en %
Monophasé	Entre phase	$\Delta U = 2 I_e (R \cos \varphi + \lambda l \sin \varphi)$	$100 * \frac{\Delta U}{U_n}$
	Entre phase et neutre	$\Delta U = 2 I_e (R \cos \varphi + \lambda l \sin \varphi)$	$100 * \frac{\Delta U}{V_n}$
Triphasé équilibré	Entre phase	$\Delta U = \sqrt{3} I_e (R \cos \varphi + \lambda l \sin \varphi)$	$100 * \frac{\Delta U}{U_n}$
	Entre phase et neutre	$\Delta U = \sqrt{3} I_e (R \cos \varphi + \lambda l \sin \varphi)$	$100 * \frac{\Delta U}{V_n}$

**Tableau IV.5:** Chute de tension des différents conducteurs

$I_e$ : Courant d'emploi (A)

$V_n$  : Tension nominale simple (V)

$U_n$  : Tension nominale composée (V)

$\lambda$  : Réactance linéique des conducteurs, pour un câble tripolaire est de 0.08  $\Omega$ /Km

$l$  : Longueur du câble (km)

$\varphi$  : Déphasage entre le courant et la tension

$R$  : Résistance d'un conducteur ( $\Omega$ ) :

$$R = \rho * \frac{l}{S} \tag{IV.5}$$

Pour le cuivre :  $\rho = 22,5 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km}$

Pour l'aluminium :  $\rho = 36 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km}$

Application numérique

On résume les résultats de calcul des différentes canalisations dans les tableaux (IV.5 et IV.6)

**Tableau IV.6** : Calcul de la chute de tension dans les câbles des départs de la BT .

Départ	R (m $\Omega$ )	$\lambda(\Omega/\text{Km})$	$\cos \varphi$	L(km)	$\Delta U(\%)$	S(mm <sup>2</sup> )
Principale	4,86	0,08	0,93	0,04	1,29	185
S/S	1,21	0,08	0,93	0,01	0,157	185
A1	22,5	0,08	0,93	0,01	0,405	10
A3	22,5	0,08	0,93	0,01	0,405	10
B1	360	0,08	0,93	0,16	4,675	10
B2	450	0,08	0,93	0,08	1,287	4
B3	337,5	0,08	0,93	0,06	0,965	4
A5	4,73	0,08	0,93	0,02	0,457	95
A7	337,5	0,08	0,93	0,06	0,724	4
A9	56,2	0,08	0,93	0,01	0,232	4
A11	22,1	0,08	0,93	0,015	0,080	16
B4	13,5	0,08	0,93	0,015	0,596	25
B7	112,5	0,08	0,93	0,02	0,160	4
B9	12,8	0,08	0,93	0,02	0,764	35
DP	135	0,08	0,93	0,06	0,389	10
F5	54	0,08	0,93	0,06	0,596	25
H5	450	0,08	0,93	0,08	1,287	4

F7	900	0,08	0,93	0,1	22 ,520	2.5
H8	54	0,08	0,93	0,06	3,181	25
F9	21	0,08	0,93	0,015	0,076	16
G7	22,5	0,08	0,93	0,01	0,800	10
G9	12 ,6	0,08	0,93	0,02	0,753	35
F11	22,5	0,08	0,93	0,01	0,584	10
PL	225	0,08	0,93	0,1	0,163	10
PT	33,75	0,08	0,93	0,015	0,024	10
MCC	33,75	0,08	0,93	0,015	0,048	10
ESD	33,75	0,08	0,93	0,015	0,048	10

**Tableau IV.7 :** Calcul de la chute de tension dans les câbles des départs de la MT .

Départ	R (mΩ)	$\lambda(\Omega/Km)$	$\cos \varphi$	L(km)	$\Delta U(\%)$	S(mm <sup>2</sup> )
Principale	13,5	0.08	0.93	0.04	0,22	3*240
Pompe booster	31,5	0.08	0.93	0,07	0,020	3*50
Pompe principale	31,5	0.08	0.93	0,07	0,064	3*50

#### IV.2.2.2 Section économique

On peut dire que la section d'un câble est bonne économiquement lorsque le câble peut en service pendant une longue durée (30 à 40 ans) même en cas d'accroissement prévisible de la charge au fil des années, et il doit aussi avoir des faibles pertes par effet joule.

#### IV.3 Choix des éléments de protection

Le choix d'un dispositif de protection est une étape importante de la conception d'un réseau électrique. Le rôle fondamental de cette protection est d'assurer la protection des personnes et

des biens, ainsi que la continuité de service, c'est-à-dire la permanence de l'alimentation des différents récepteurs.

### IV.3.1 Les différents types de protection

L'activité de l'appareil est basée sur la nature du dispositif de protection et cela dépend du type de protection visé :

- ✓ Contre les surcharges ;
- ✓ Contre les courts circuits.

#### a) Protection contre les surcharges

Pour réaliser une protection efficace contre les surcharges, on doit prévoir la coupure d'un circuit avant un échauffement anormal pouvant provoquer des dégâts

Selon la norme NFC 15 100, deux conditions sont à respecter :

$$I_e \leq I_n \leq I_z \quad (\text{IV.6})$$

$$I_2 \leq 1,45I_z \quad (\text{IV.7})$$

Avec :

$I_e$  : Courant d'emploi

$I_n$  : Courant nominal du dispositif de protection

$I_z$  : Courant admissible dans la canalisation

$I_2$  : Courant de fonctionnement du dispositif de protection dans le temps conventionnel.

#### b) Protection contre les courts-circuits

Le pouvoir de coupure de l'appareil de protection doit être au moins supérieur ou égale au plus fort courant de court-circuit.

$$I_{cc \max} \leq P_{dc} \quad (\text{IV.8})$$

Avec :

$I_{cc}$  : Intensité de court-circuit

$P_{dc}$  : Pouvoir de coupure de l'appareil de protection

## IV.4 Calcul des courants de court-circuit

Les courants de court-circuit dans les réseaux électrique apparaissent lors du vieillissement des câbles ou des matériels ou encore des fautes commises par le personnel. et à calculer, pour chacun de ses tronçons, R et X, puis les additionner arithmétiquement.

### IV.4.1 Objectifs de calcul des courants de court-circuit

Le calcul des courants de court-circuit sert à choisir et régler convenablement le dispositif de protections. Deux valeurs de courant de court-circuit doivent être connues :

**a) Le courant maximal de court-circuit:**

Ce courant correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes aval de l'organe de protection, il doit être calculé avec une bonne précision afin de déterminer :

- Le pouvoir de coupure PDC des disjoncteurs ;
- Le pouvoir de fermeture des appareils ;
- La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.

**b) Le courant minimal de court-circuit**

Le calcul de ce courant est indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles, en particulier quand :

- La longueur des câbles est importante ou lorsque la source est relativement impédance (générateurs, onduleurs).
- La protection des personnes repose sur le fonctionnement des disjoncteurs ou des fusibles, c'est essentiellement le cas avec les schémas de liaison à la terre TN ou IT

**IV.4.2 Calcul des courants de court-circuit  $I_{cc} 3\phi$** 

Il existe plusieurs méthodes de calcul des courants de court-circuit, parmi lesquelles on peut citer :

- La méthode des impédances ;
- La méthode des composantes symétriques.

Pour notre calcul on adoptera la méthode des impédances. Puisque l'installation est alimentée à partir d'une source triphasée équilibrée qui est très éloignée électriquement et on calculera l'intensité du courant de court-circuit, qui provoque des arcs électriques les plus intenses et qui est le court-circuit triphasé.

La disposition d'un réseau de distribution de moyenne ou basse tension peut être généralisée selon le schéma ci-après, dans lequel on retrouve toujours les éléments suivants :

- ✓ Le réseau amont ;
- ✓ Le ou les transformateurs ;
- ✓ Un ou des disjoncteurs ;
- ✓ Des câbles, des jeux de barres, des canalisations préfabriquées.

La méthode consiste à décomposer le réseau en tronçons et à calculer, pour chacun de ses tronçons, R et X, puis les additionner arithmétiquement.

### IV.4. 3 Impédances équivalentes des composants du réseau

#### 1. Impédance équivalente du réseau au portique d'arrivée

La puissance de court-circuit du réseau MT (S<sub>cc</sub> = puissance de court-circuit) est donnée par le distributeur d'énergie, l'impédance du réseau amont ramené au secondaire du transformateur est donnée par la relation :

$$R_{\text{amont}} = \frac{U^2}{P_{\text{cc}}} * \text{Cos}(\varphi) * 10^{-3}$$

$$X_{\text{amont}} = \frac{U^2}{P_{\text{cc}}} * \text{Sin}(\varphi) * 10^{-3}$$

Avec :

Z : l'impédance du réseau amont (mΩ)

X : la réactance du réseau amont (mΩ)

R : la résistance du réseau amont (mΩ)

U : la tension du réseau (V)

P<sub>cc</sub> : la puissance de court-circuit (MVA)

**AN:** on a U = 30 kV, P<sub>cc</sub> = 380 MVA, Cos(φ) = 0,93

$$Z_{\text{amont}} = 2,36 \text{ m}\Omega$$

$$R_{\text{amont}} = 2,01 \text{ m}\Omega$$

$$X_{\text{amont}} = 2,31 \text{ m}\Omega$$

Pour ramener la valeur d'une impédance du primaire au secondaire d'un transformateur, il est suffisant de la diviser par le carré du rapport de transformation du transformateur.

Le rapport de transformation K d'un transformateur est égal à :

$$K = \frac{U_{n1}}{U_{n2}}$$

Avec : U<sub>n1</sub> : tension nominale du primaire du transformateur (kV)

U<sub>n2</sub> : tension nominale du secondaire du transformateur (kV)

Ce qui nous donne :

$$K = 30/5.5 = 5.45$$

$$R_{\text{amont ramener}} = \frac{R_{\text{amont}}}{K^2} = 0,078 \text{ m}\Omega$$

$$X_{\text{amont ramener}} = \frac{X_{\text{amont}}}{K^2} = 0.067 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{\text{amont ramener}} = \frac{Z_{\text{amont}}}{K^2} = 0.077 \text{ m}\Omega$$

## 2. Impédance du transformateur principal

L'impédance équivalente d'un transformateur vue par le secondaire est donnée par l'expression suivante :

$$Z_T = \frac{V_{cc} * U_n^2}{100 * S_n}$$

$$R_T = \frac{P_{cu} * U_n^2}{S_n^2}$$

$$X_T = \sqrt{Z^2 - R^2}$$

Avec :

$V_{cc}$  : tension de court-circuit (%)

$U_n$  : tension nominal du transformateur (kV)

$S_n$  : puissance nominal du transformateur (kVA)

$P_{cu}$  : pertes dans le cuivre à pleine charge (kW)

**AN :**

Les données des deux transformateurs BT et MT sont représentés dans le tableau ci-dessous ainsi que les valeurs des impédances :

U	Vcc (%)	Pcu (kW)	R <sub>T</sub> (mΩ)	X <sub>T</sub> (mΩ)	Z <sub>T</sub> (mΩ)
TR 002A	4.5	8.8	3.54	10.85	11.42
TR 001A	7.5	41	49.61	451.029	453.75

**3. Impédance du câble (C) reliant le transformateur et le disjoncteur D :**

$$R_C = \rho \frac{L}{S}$$

$$X_C = 0.08 L$$

$$Z_C = \sqrt{X^2 + R^2}$$

Avec

$\rho$  : la résistivité du câble (cuivre) en (m $\Omega$ .mm<sup>2</sup> / m)

L : la longueur du câble en (m)

S : la section du câble en (mm<sup>2</sup>)

Les résultats de calculs sont représentés ci-dessous

Transformateurs	$\rho$ (m $\Omega$ .mm <sup>2</sup> / m)	L (m)	S (mm <sup>2</sup> )	R(m $\Omega$ )	X (m $\Omega$ )	Z(m $\Omega$ )
TR 002A	22,5	35	240	3,28	2,8	4,31
TR 001A	22,5	37	185	4,5	2,96	5,38

**4. Impédance des jeux de barre et disjoncteur**

L'impédance équivalente des jeux de barre et disjoncteur sera tenue négligeable conformément aux normes de CEI. Ceci améliore la protection en moyenne tension.

**VI.4.4 Calcul du courant de court-circuit aux différents points à protéger****a. premier point à protéger**

Après avoir calculé toutes les impédances, on va procéder au calcul de l'impédance équivalente (court-circuit) et de déterminer le courant de court-circuit au premier point à protéger qui est illustrer dans le schéma unifilaire.

Vu que les impédances du disjoncteur et du jeu de barre sont négligés on aura donc :

$$Z_{CC1} = \sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}$$

$$\sum R = R_{\text{amont}} + R_{C1} + R_C.$$

$$\sum X = X_{\text{amont}} + X_{C1} + X_C$$

Pour calculer le courant de court-circuit on utilisera l'équation suivante :

$$U = \sqrt{3} * Z_{CC1} * I_{CC1} \Rightarrow I_{CC1} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_{CC1}}$$

$$I_{CC1} = 16,76 \text{ kA}$$

On récapitule les résultats de calcul des impédances des différents tronçons dans le tableau ci-dessous :

Partie de tronçon	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)
Réseau amont	2,01	2,31	2,36
Transformateur TR 001A	49,61	451,029	453,75
Transformateur TR 001B	49,61	451,029	453,75
Transformateur TR 002A	3,54	10,85	11,42
Transformateur TR 002B	3,54	10,85	11,42
Câble C1	9,36	6,18	11,20
Câble C2	4,5	2,96	5,38
Câble C3	3,28	2,8	4,31
Câble C4	31,5	5,6	32
Câble C5	31,5	5,6	32
Câble C	13,5	2,4	13,71
Câble C'	11,25	2	11,42

On récapitule les résultats de calcul de court-circuit dans les différents points à protéger dans le tableau suivant :

Point à protéger	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)	I <sub>CC</sub> (kA)
1	13,56	2,4	13,77	16,76
2	7,54	13,70	15 ,64	14,76
3	13 ,56	2 ,2	13,77	16 ,76
4	49,99	451 ,31	454,07	7
5	81,49	456,91	464,12	6,84

**Tableau IV.8 :** courant de court-circuit des différents points à protéger.

#### IV.5. Choix des éléments de protection

Le choix d'un dispositif de protection est une étape importante de la conception d'un réseau électrique. Le rôle fondamental de cette protection est d'assurer la protection des personnes et des biens, ainsi que la continuité de service, c'est -à-dire la permanence de l'alimentation des différents récepteurs.

##### IV.5.1. Les différents types de protection [28]

L'activité de l'appareil est basée sur la nature du dispositif de protection et cela dépend du type de protection visé :

- Contre les surcharges ;
- Contre les courts circuits.

##### a) Protection contre les surcharges [9]

Pour réaliser une protection efficace contre les surcharges, on doit prévoir la coupure d'un circuit avant un échauffement anormal pouvant provoquer des dégâts

Selon la norme NFC 15 100, deux conditions sont à respecter :

$$I_e \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45$$

Avec :

Ie : Courant d'emploi

In : Courant nominal du dispositif de protection

Iz : Courant admissible dans la canalisation

I2 : Courant de fonctionnement du dispositif de protection dans le temps conventionnel.

### b) Protection contre les courts-circuits

Le pouvoir de coupure de l'appareil de protection doit être au moins supérieur ou égale au plus fort courant de court-circuit.

$$I_{ccmax} \geq Pdc$$

Avec :

Icc: Intensité de court-circuit

Pdc: Pouvoir de coupure de l'appareil de protection.

## IV.5.2. Les divers moyens de protection

### IV.5.2.1. Protection par disjoncteur

Un disjoncteur est un interrupteur à ouverture automatique qui permet d'interrompre le courant lors d'un court-circuit ou d'une surcharge, par rapprochement et séparation de contacts, jusqu'aux valeurs les plus élevées des courants de défaut. Les conditions de déclenchement sont ajustables au niveau des relais.

La caractéristique essentielle qui nous intéresse ici est le pouvoir de coupure qui définit le courant maximal que le disjoncteur est capable d'interrompre. Les disjoncteurs possèdent une bonne endurance mécanique, largement suffisante pour tous les besoins usuels.

L'endurance électrique dépend beaucoup du courant coupé. Un appareil est généralement capable de couper plusieurs fois un courant correspondant à son pouvoir de coupure. Comme, en plus, le courant de défaut atteint rarement cette valeur, il suffit de refermer le disjoncteur pour remettre en service après réparation du défaut.

#### a) Calibre des disjoncteurs

Les calibres des déclencheurs des disjoncteurs sont choisis en adoptant la valeur standardisée immédiatement supérieure au courant d'emploi :

$$I_n \geq I_e$$

Avec :

In : Courant nominal de disjoncteur

Ie: Courant d'emploi

### **b) Courant de réglage**

C'est le courant maximal que peut supporter le disjoncteur, sans déclenchement. Il peut être réglable de  $0,7 I_n$  à  $1 I_n$  pour déclencheurs thermiques, de  $0,4 I_n$  à  $I_n$  pour les déclencheurs électroniques.

### **c) Pouvoir de limitation [30]**

Le pouvoir de limitation d'un disjoncteur traduit sa capacité plus ou moins grande à laisser passer, sur un court-circuit, un courant inférieur au courant de défaut présumé.

### **d) Pouvoir de coupure**

C'est la plus grande intensité de courant de court-circuit (présumé) qu'un disjoncteur peut interrompre sous une tension donnée en respectant la condition suivante :

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

### **e) Principes de fonctionnement**

Le disjoncteur assure la protection des canalisations selon deux principes :

#### **•Principe thermique**

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

#### **•Principe magnétique**

Si un défaut apparaît dans le circuit aval du disjoncteur, l'impédance du circuit diminue et le courant augmente jusqu'à atteindre la valeur du courant de court-circuit.

Dès cet instant, le courant de court-circuit provoque une violente aimantation de l'armature mobile. Cela a comme conséquence d'ouvrir le circuit aval du disjoncteur en 0,1sec au maximum.

### **IV.5.2.2 Protection par fusible**

Ce sont des appareils de protection dans la fonction est d'ouvrir par fusion, d'un ou de plusieurs parties du circuit lorsque le courant dépasse une valeur donnée pendant un temps déterminée.

Il ne sert qu'une fois et doit être remplacé à l'identique après usage : il n'est donc économique que dans les gammes de tensions et courants où il reste très bon marché et à condition de protéger les circuits où les défauts sont rares. Il reste très utilisé en basse tension, pour la protection des circuits terminaux [29].

#### a) La tension nominal d'un fusible $U_n$

C'est la tension à laquelle se rapporte le pdc, elle doit être vérifiée par rapport à la tension de service :

$$U_n \geq U_{\text{service}}$$

#### b) Pouvoir de coupure

Les fusibles ont un excellent pouvoir de coupure appréciée dans le cas court-circuit important grâce à leur rapidité de fusion du fait que le courant de défaut est éliminé avant d'atteindre sa valeur maximale. C'est ce qu'on appelle la limitation qui à l'avantage de réduire les contraintes thermiques, provoquées par un court-circuit.

### IV.5.2.3 Association fusible-disjoncteur

L'association fusible amont disjoncteur aval permet de réaliser économiquement la protection des petits départs dans des installations susceptibles, lors d'un défaut, de développer des courants de court-circuit élevés. Cette association impose de :

- Choisir le calibre des fusibles approprié au type du disjoncteur et à l'intensité de réglage des déclencheurs
- Placer les fusibles en amont du disjoncteur.
- Ne pas mettre de fusible sur le conducteur neutre.

N°	$I_{cc}$ (kA)	$I_N$ (A)	Pdc (kA)	Type de disjoncteur
1-(Disj-TR002B)	16,76	2000	25	150VCP-W40C
2- (Départ BT)	14,76	2000	65	150VCP-W40C
3-(Disj-TR001B)	16,76	2000	25	150VCP-W40C
4-(Départ MT)	7	1200	25	75VCP-W500
5- (Départ moteur pompe)	6,84	1200	25	75VCP-W500

**Tableau IV.9** : Types de disjoncteurs employés.

**VI.6 Conclusion**

Ce chapitre nous a permis de maîtriser la méthodologie du choix des sections des câbles à utiliser au niveau de chaque canalisation, tout en respectant les caractéristiques électriques de notre installation. A cet effet on a vérifié les sections des câbles par le calcul de la chute de tension. Nous avons aussi calculé les courants de court-circuit qui nous ont permis de choisir les pouvoirs de coupure des disjoncteurs.

## Conclusion Générale

L'objectif de notre travail est de répondre aux problèmes posés par la station de Beni Mansour à savoir la consommation d'énergie réactive, le surcoût économique et le risque sur les équipements électriques de l'entreprise.

Pour les raisons évoquées ci-dessus on doit réduire cette énergie réactive par un dimensionnement d'un système de compensation. Ce travail sera complété par le dimensionnement des éléments de protection et les sections des câbles.

Dans ce cadre nous avons initié notre travail par une présentation de l'entreprise et son installation électrique, où nous avons recueilli les données de l'installation, qui nous ont permis d'élaborer un bilan de puissance afin de déterminer la puissance totale de la Station.

Après avoir étudié les différents modes et systèmes de compensation d'énergie réactive par batteries de condensateurs nous avons proposé une compensation fixe pour la partie BT de la Station et une compensation automatique globale pour chaque demi-jeu de barre de la partie MT.

Ensuite, nous avons dimensionnés les sections des câbles en fonction des chutes de tension, comme nous avons calculé les courants de courts circuits éventuels pour les divers départs de chaque partie

**Tableau A1 :** Valeurs du facteur de correction K1

Température Ambiante T (C°)	Isolation		
	Caoutchou	PRC	PVC
10	1.29	1.17	1.22
15	1.22	1.13	1.17
20	1.15	1.09	1.12
25	1.07	1.04	1.07
30	1	1	1
35	0.93	0.95	0.93
40	0.82	0.9	0.87
45	0.71	0.87	0.79
50	0.58	0.82	0.71
55	-	0.76	0.61
60	-	0.71	0.5

**Tableau A2:** Valeurs du facteur de correction K2

Disposition des câbles	Nombre de câbles				
	2	3	4 ou 5	6 ou 8	9 et plus
Plan horizontal	0.85	0.78	0.75	0.72	0.7
Plan vertical	0.80	0.73	0.7	0.68	0.66

**Tableau A3:** repaire des colonnes pour le choix de section

Modes de pose	Isolation	Caoutchouc Polychlorure De vinyle		Butyle PRC Ethylène- propylène	
		N° d'âmes Du circuit	3 Ames	2 Ames	3 âmes
Conduits apparents		2	3	4	5
Conduits encastrés		2	3	4	5
Moulures, plinthes		2	3	4	5
Fixation aux parois	{ (1)	4	5	6	7
	{ (2)	3	4	5	6
Fixation aux plafonds	{ (1)	4	5	6	7
	{ (2)	3	4	5	6
Chemins de câbles, tablettes	{ (1)	4	5	6	7
	{ (2)	3	4	5	6
Corbeaux		3	4	5	6
Goulottes		2	3	4	5
Gouttières		3	4	5	6
Gaines		2	3	4	5
Conduits dans caniveaux ouverts		1(a)	2(a)	3(a)	4(a)
Conduits dans caniveau fermé		1	2	3	4
Caniveaux ouverts		2(a)	3(a)	4(a)	5(a)
Caniveaux fermés		2	3	4	5
Caniveaux remplis de sable		*	*	*	*
Vides de construction		2	3	4	5
Alvéoles		2	3	4	5
Blocs alvéoles		2	3	4	5
Huisseries	{ (1)	3	4	5	6
	{ (2)	2	3	4	5
Encastrement direct		-	-	-	-
Enterré directement		*	*	*	*
Enterré avec protection		*	*	*	*
Enterré dans fourreau		*	*	*	*
Canalisations préfabriquées		-	-	-	-
Sur isolateurs	{ (1)	5	6	7	8
	{ (2)	4	5	6	7
Lignes aériennes		5	6	7	8
Immergé		*	*	*	*

(1) Câbles unipolaires  
(2) Câbles multipolaires  
(a) Les valeurs peuvent être majorées de 5 %  
(b) à l'étude  
- Conditions particulières

Tableau A4 : Courants admissibles des sections des câbles

Nature du câble	Section minimale des âmes (mm <sup>2</sup> )	Repères de colonnes							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Ames en cuivre	1.5	14	15.5	17.5	19.5	22	24	27	29
	2.5	19	21	24	26	30	33	37	40
	4	25	28	32	35	40	45	50	55
	6	32	36	44	46	52	58	64	70
	10	44	50	57	63	71	80	88	97
	16	59	68	76	85	96	107	119	130
	25	75	89	101	112	127	142	157	172
	35	97	114	125	138	157	175	194	213
	50		134	151	168	190	212	235	257
	70		171	192	213	242	270	299	327
	95		207	232	258	293	327	362	396
	120		239	269	299	339	379	449	458
	150		275	309	344	390	435	481	527
	185		314	353	392	444	496	549	602
	240		369	415	464	522	584	645	707
Câbles unipolaires seulement	300		420	472	525	595	665	735	805
	400		490	552	613	695	779	859	940
	500		550	618	687	780	870	960	1050
	630		635	705	782	885	995	1095	1200
	800		700	790	875	990	1115	1235	1350
	1000		790	890	990	1120	1250	1380	1510
Ames en aluminium	16	34	39	44	49	55	62	69	76
	25	46	53	59	66	75	83	93	101
	35	58	69	79	87	99	114	122	134
	50	76	86	97	108	125	138	154	166
	70		105	118	131	154	168	183	200
	95		133	150	166	192	213	234	256
	120		161	161	200	232	258	282	309
	150		186	240	236	269	299	327	357
	185			240	268	309	344	375	411
	240			275	305	353	292	428	469
Câbles unipolaires seulement	300			370	410	472	525	575	628
	400			432	479	552	613	670	732
	500			485	537	618	687	750	822
	630			550	540	705	782	855	935
	800			620	685	790	875	955	1050
	1000			709	772	890	990	1075	1180

# ANNEXE

# Chapitre I

## Généralités sur les réseaux électriques industriels

# Chapitre II

Compensation d'énergie  
réactive : principe et  
mise en œuvre

# Chapitre IV

Dimensionnement des sections  
des câbles et choix des  
éléments de protection

# Conclusion générale

# Introduction générale

# Préambule

# Sommaire