

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Réf:

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:

MASTER

Thème

*Etude de la ligne du départ MT
30 kV de ZERIBET-EL-OUED I*

Présenté par :
KaraAbdeL Malek

Soutenu le : 29/05/ 2016

Devant le jury composé de :

M^{me}.Khelili Fatiha M.A. A Président
M^{me}.BechaHabiba M.A. A Encadreur
M^{me}.HadriHamida Amel M.C. A Examineur

Année universitaire : 2015 / 2016

Remerciements

Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de M'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et ToutDont je nécessitais pour l'accomplissement de Cettémémoire de fin d'études.

Je tiens d'abord à remercier très chaleureusement

Mme BECHA HABIBA qui m'a permis de bénéficier de son encadrement. Les conseils qu'elle m'a prodigué, la patience,

La confiance qu'elle m'a témoignés ont été déterminants

Dans la réalisation de mon travail.

Je remercie également tous les L'équipe de travail à SONALGAZ

Pour leurs aides pendant notre stage

Enfin, mes sincères remerciements à tous les enseignants du département Génie électrique pour leurs efforts,

Et nous remercions tous ce qui a contribués de près ou de loin

À l'élaboration de ce travail.

A MALEK

Dédicace

Je dédie ce modeste mémoire de fin d'étude à:

A mes chers parents source d'amour et de tendresse qui
sacrifient toujours pour me voir réussir

A mes chers frères AHMED et A RHHMAN et A ALIM et

A GHAFOUR

A mes sœur ILHAM

A toute mes amis

A toute la famille KARA

A tous les étudiants de la promotion de 2016

A Malek



Problématique.....	1
Introduction général.....	2
Chapitre I : Généralités Sur les Réseaux électriques MT	
Introduction.....	4
I. 1 Définition du réseau électrique	4
I.2 Classification des réseaux électrique.....	4
I.2.1Classe de tension.....	5
I.2.2 Fonctions des réseaux électriques.....	6
I.2.3 Structure topologique des réseaux.....	7
I.2.3.1 Réseaux radiaux.....	7
I.2.3.2 Réseaux bouclés.....	8
I.2.3.3 Réseaux maillés.....	8
I.2.4 Systèmes utilisés	9
I.3 Détermination des paramètres de la ligne d'un réseau.....	10
I.3.1 Détermination du diamètre et de la section d'un conducteur en brin.....	10
I.3.2 Résistance active d'une ligne	10
I.3.3 Réactance d'une ligne.....	11
I.4 Structure d'un réseau MT.....	12
I.5 Evolution des réseaux	12
I.5.1 Développement économique.....	12
I.5.2 Evolution des puissances.....	13
I.6 But de l'étude d'un réseau électrique.....	13

I.7 Avantages de l'utilisation du courant alternatif triphasé.....	13
I.8 Qualité de service	14
I.8.1 Qualité de tension	14
I.8.2 Qualité de la fréquence.....	14
I.8.3 Qualité de l'onde.....	15
I.8.4 Qualité de service.....	15
Conclusion.....	16

Chapitre II : étude du réseau actuel

Introduction.....	17
II.1 Description du poste 60/30 kv de AIN-NAGHA.....	17
II.2 Présentation du départ.....	17
II.3 Consistances du départ.....	17
II.4 Description et donnée technique du départ Z E O I	18
II.4.1 Données techniques.....	18
II.5 Caractéristiques des transformateurs de puissance.....	18
II.5.1 Au niveau du poste 220/60 KV de Biskra.....	18
II.5.2 Au niveau du poste 60/30 KV d'AIN-NAGHA.....	18
II.6 Stylisation du Schéma d'exploitation.....	18
II.6.1 Principe.....	18
II.6.2 Schéma Stylisé.....	19
II.7 Histogramme des charges.....	21
II.8 Calcul de la puissance appelée pour chaque poste.....	23
II.8.1 Calcul de la puissance appelé.....	23
II.8.1.1 Exemple de calcul.....	24
II.8.2 Calcul des puissances actives et réactives appelées pour chaque poste.....	24
II.8.2.1 Exemple de calcul.....	24
II.8.3 Les puissances appelées au Poste d'abonné.....	25
II.8.4 Les puissances appelées de Poste de distribution publique.....	29

II.8.5 Les puissances appelées au Poste Mixte.....	29
II.9 Calcul des paramètres physiques du réseau.....	34
II.10 Capacité de transit.....	36
II.11 Détermination des courants de charge dans les nœuds.....	36
II.11.1 Généralité.....	36
II.11.2 Les étapes suivre.....	37
II.11.3 Calcul de courant.....	37
II.11.4 L'emplacement des postes au niveau des nœuds.....	37
II.11.5 Les courants de charge dans les nœuds.....	39
Conclusion.....	40

Chapitre III : Calcul de la chute de tension

Introduction.....	41
III.1 Charge transitée dans le réseau.....	41
III.1.1 Calcul des Puissance transitée dans chaque tronçon.....	41
III.1.2 Méthode pratique pour le calcul des puissances transitées.....	41
III.1.2.1 Exemple.....	42
III.1.3 Schéma Stylisé de Départ.....	44
III.1.4 Calcul la chute de tension.....	45
III.1.4.1 Représentation vectorielle.....	45
III.1.4.2 Calcul de chute de tension dans les différents traçons.....	45
III.1.4.3 Chute de tension relative au nœud amont.....	46
III.1.4.4 Chute de tension relative au jeu de barre.....	46
III.1.5 Tension réelle dans chaque nœud.....	46
III.1.6 Calcul des courants transités dans les tronçons.....	48
III.1.6.1 Généralité.....	48
III.1.6.2 Calcul des courants transités.....	48
III.1.7 Calcul des pertes de la puissance.....	48
III.1.7.1 Généralité.....	48

III.1.7.2 Calcul des pertes actives et réactives.....	49
III.1.8 Interprétation des résultats.....	51
III.1.8.1 Chute de tension.....	51
III.1.8.2 Pertes de puissances actives.....	51
III.1.8.3 Courants transités.....	51
III.2. Prévisions de charge.....	52
III.2.1. Historique de la charge.....	52
III.2.2 Calcul du taux d'accroissement.....	53
III.2.3 Par exemple.....	53
Conclusion.....	54

Chapitre IV :propositions des variantes

Introduction.....	55
IV.1.1 Inconvénient de circulation de l'énergie réactive dans les réseaux électriques.....	55
IV.1.2 Compensation de l'énergie réactive.....	56
IV.1.3 Batteries de condensateurs.....	56
IV.1.4 Types de compensation.....	57
IV.1.4.1 Compensation individuelle.....	57
IV.1.4.2 Compensation globale.....	58
IV.1.4.3 Compensation partielle.....	59
IV.1.5 Calcul de la chute de tension Avec compensation.....	59
IV.1.5.1 Explication.....	59
IV.1.5.2 Procédure de calcul.....	59
IV.1.6 Disposition pratique.....	60
IV.1.7 Calcul de la puissance des condensateurs de compensation.....	60
IV.2 Variante 01.....	62
IV.2.1 Schéma Stylisé de Départ (avec compensation).....	63
IV.2.2 Des chutes de tension (avec compensation).....	64
IV.2.3 Des pertes et des courants transitent dans les tronçons (avec compensation).....	65

IV.2.4 Interprétation.....66

IV.3 Variante 02.....67

IV.3.1 Création d'un départ.....67

IV.3.2 Caractéristique du départ.....67

IV.3.3 Calcul de la chute de tension.....67

 IV.3.3.1 poste SONATRACH à vide.....67

 IV.3.3.2 Poste SONATRACH à charge.....67

IV.3.4 Schéma Stylisé (Création d'un départ).....68

IV.3.5 Calcul des chutes de tension dans les tronçons.....69

 IV.3.5.1 Départ (01).....69

 IV.3.5.2 Départ (2).....70

IV.3.6 Les courants transient et des pertes dans les tronçons.....71

 IV.3.6.1 Départ (01).....71

 IV.3.6.2 Départ (02).....72

IV.3.7 Interprétation.....73

Conclusion.....73

Conclusion général.....74

Liste de figures

Figures page

Fig.I.1 Systèmes utilisés de réseau électrique.....	6
Fig.II.1 Schéma Stylisé de Départde Z E O I.....	18
Fig.II.2 Histogramme des charges 2015 de Z E O I.....	20
Fig. III.1 Schéma Stylisé de Départ.....	42
Fig. III.2 Représentation vectorielle.....	43
Fig.IV.1 Schéma de la compensation individuelle.....	56
Fig.IV.2Schéma de la compensation globale.....	57
Fig.IV.3 schéma stylisé de départ (avec compensation).....	62
Fig.IV.4 Schéma Stylisé (Création d'un départ).....	67

Liste des tableaux

Tableaux	Page
Tab. I.1 Classe de tension.....	1
Tab. I.2 niveaux de tension normalisés.....	3
Tab. I.3 réactance d'une ligne.....	8
Tab. II.1 Histogramme des charges.....	19
Tab. II.2 Les puissances appelées au Poste d'abonné.....	22
Tab. II.3 Les puissances appelées de Poste de distribution publique.....	27
Tab. II.4 Les puissances appelées au Poste Mixte.....	30
Tab. II.5 paramètres physiques du réseau.....	32
Tab. II.6 Les résultats de calcul des paramètres du réseau.....	33
Tab. II.7 Capacité de transit.....	34
Tab. II.8 L'emplacement des postes au niveau des nœuds.....	35
Tab. II.8 Les courants de charge dans les nœuds.....	37
Tab. III.1 Chute de tension au jeu de barre.....	44
Tab. III.2 les courants transités dans les tronçons.....	48
Tab. III.3 Historique de charge.....	51
Tab. III.4 les prévisions de consommation de la puissance de l'année 2016 jusqu'à 2025.....	52
Tab. IV.1 Des chutes de tension (avec compensation).....	63
Tab. IV.2 Des pertes et des courants transités dans les tronçons (avec compensation).....	64
Tab. IV.3 Calcul des chutes de tension (D01).....	68
Tab. IV.4 Calcul des chutes de tension (D02).....	69

Liste des tableaux

Tab.IV.5 Les courants transients et des pertes dans les tronçons(D01).....	70
Tab.IV.6 Les courants transients et des pertes dans les tronçons(D02).....	71

Liste de symboles et acronymes

U :tension du réseau

U_n :(KV) : tension nominale

$\cos\varphi$:facteur de puissance

S (MVA) :la puissance apparente

f (Hz) : fréquence

S_{dp} (ins) :les puissances installées des postes de distribution publique

S_L (ins) :les puissances installées des postes de livraison

α :coefficient de consommation en distribution publique

β : coefficient de consommation en postes de livraison

S_a :la puissance appelée

P_a :lapuissance active appelée

Q_a :lapuissance réactive appelée

L (km) :longueur de la ligne

X (ohm) : réactance de la ligne

R (ohm) : résistance de la ligne

S (mm^2) : Section de câble

I (A) : courant

S_j : puissance transitée dans le tronçon j

S_{na} : puissance appelée par les nœuds aval de tronçon j

P_j, Q_j : puissance transitée par le tronçon j

R_j, X_j : résistance et réactance du tronçon j

U_{j-1} : tension au nœud amont du tronçon j

ΔU_j : chutes de tensions dans les différents tronçons

ΔU_{aj} : la chute de tensions relative au nœud amont

Liste de symboles et acronymes

ΔU_{bj} : la chute de tensions relative au jeu de barre

U_j : la tension réelle dans chaque nœud

Z : l'impédance

φ : l'angle de charge

Q_c : la quantité d'énergie réactive fournie par un condensateur

C : capacité du condensateur

S_n : puissance de l'année n

S_0 : puissance de l'année initiale

τ : Taux de d'accroissement

τ_{moy} : Le taux d'accroissement moyen pour n année

Problématique

Le problème qui se pose au distributeur est d'assurer à ses abonnés la puissance qu'ils demandent sous une tension sensiblement constante quel que soit la charge des réseaux et conformément au cahier des charges.

Dans le domaine de la distribution de l'énergie électrique, On est souvent appelé à développer une structure de réseau, renforcer une ou créer des postes pour :

- Diminuer la chute de tension
- Faciliter l'exploitation
- Diminue Les interruptions du courant
- Mise à la disposition de la clientèle une puissance satisfaisante

Notre travail est destiné à étudier et développer le départ MT 30 kV de ZERIBET –EL-OUED (Z-E-O-1) agence de AIN-NAGA centre de Biskra.

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:

MASTER

Thème

*Etude de la ligne du départ MT
30 kV de ZERIBET-EL-OUED I*

Présenté par :

Kara Abdel Malek

Avis favorable de l'encadreur :

M^{me}. Becha Habiba

signature

Avis favorable du Président du Jury

Md. Khelili Fatiha

signature

Cachet et signature

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:

MASTER

Thème :

*Etude de la ligne du départ MT
30 kV de ZERIBET-EL-OUED I*

Proposé par : M^{me}: Becha Habiba

Dirigé par : M^{me}: Becha Habiba

Résumé

La rédaction des chutes de tensions dans les réseaux d'alimentations énergiques c'est la solution, ainsi c'est réalisée d'une façon technique adéquate, ceci localisation du lieu propice du centre de charge et la distribution d'énergie électrique d'une façon rationnelle, le rôle de la batterie condensateur est la compensation de l'énergie réactive.

Cette étude technique peut être établie dans un site industriel et autre départs ainsi que des bureaux études spécialisé.

Mots clés : chute de tension, centre de charge, batterie condensateur .

ملخص

للحد من الإنخفاض في التوتر في الشبكات الكهربائية، تنجز هذه الدراسة بطريقة تقنية وإقتصادية، وذلك يكون بإيجاد الموقع المثالي لمركز الحمولة والتوزيع الجيد للطاقة، و دور بطارية المكثفة في تعويض الطاقة الرجعية .

نستطيع أن نأخذ كل المعطيات التقنية كقاعدة أساسية يمكن التركيز عليها في توسيع هذا البحث وتوظيفها في أبحاث أخرى .

كلمات المفتاح : مركز الحمولة،بطارية المكثفة،إنخفاض في التوتر.

Introduction générale

L'électricité est la forme la plus noble de l'énergie, car elle peut se transformer facilement avec un excellent rendement en n'importe quelle forme d'énergie.

- ❖ Être obtenue de n'importe quelle autre forme d'énergie quoique que le rendement de production ne soit pas toujours excellent.
- ❖ Être transformée et transportée à n'importe quelle distance par les lignes de transport. malheureusement elle présente l'inconvénient d'être la plus périssable de toutes les dérivées,
- ❖ Elle doit être utilisée aussi au moment où on la produit puisqu'il est impossible de la stocker en grande quantité.

Donc l'énergie électrique doit être immédiatement transportée de l'usine productrice vers les centres de consommation et c'est là qu'intervient le rôle important des réseaux électriques.

Pour réaliser la liaison nécessaire entre les centres de productions et ceux de consommations, il faut donc construire des lignes, Les tronçons de lignes sont raccordés entre eux dans des installations dites postes.

Ces derniers comprennent des appareils de coupures ; des transformateurs, des appareils de mesures, de contrôles, de commandes et divers autres appareils nécessaires au bon fonctionnement de l'ensemble.

Les postes constituent les nœuds des réseaux et les lignes forment les branches, ainsi on entendra par un système d'énergie électrique, l'ensemble des centres électriques du réseau électrique et la partie électrique du consommateur lié entre eux électriquement.

Le problème de la chute de tension est dû aux mauvais choix du centre de charge et la mauvaise planification des réseaux électrique et aussi la mauvaise compensation de l'énergie réactive, ceci peut nous amener à des pertes économiques, il faut que les techniciens réalisent des études sur la distribution de l'énergie électrique.

Le départ de ZERIBET –EL-OUED I était parmi le réseau électrique qui a un problème de chute de tension, pour cela, il faut que les techniciens trouvent une solution idéale pour la réduction de chute de tension de ce départ, c'est pour cela nous avons fait une étude sur le départ ZERIBET –EL-OUED I sur la base du stage que nous avons effectué à SONALGAZ.

Ce Travail est structuré comme suit :

- Le premier chapitre représente les généralités sur les réseaux électriques MT 30 kv
- Dans le deuxième chapitre on donne les données techniques du départ de Z E O I donner par SONALGAZ, calculé la puissance appelée par chaque poste , paramètre physique de réseaux, et déterminé des courants de charge dans les nœuds.
- Dans le troisième chapitre on calcule les charges transitées dans le réseau, la chute de tension, le courant transitant dans les tronçons, des pertes de la puissance et la prévision de charge.
- Dans le dernier chapitre, on propose des variantes pour diminuer la chute de tension.
- Ce travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les principaux résultats obtenus et on énumérera les perspectives à ce travail.

CHAPITRE 1

Introduction

L'électricité est la forme d'énergie la plus facile a utilisé, mais exige des technique et des investissements très important pour la faire aboutir jusqu'à l'utilisation, cela exige l'installation de divers réseaux qui doivent assurer la canalisation de cette énergie depuis la centrale jusqu'au plus simple utilisateur.

Les postes constituent les nœuds du réseaux, les lignes en forment les branches, ces branches constituent soit des artères et des antennes (ou dérivation) , soit des mailles(boucles).

I.1Définition du réseau électrique

Un réseau électrique est ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité il est constitué de lignes électrique exploitées.

Différents niveaux de tentions, connectées entre elles dans des postes électrique permettant de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension a l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production-transport-consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

I.2Classification des réseaux électrique

Les critères de classifications des réseaux électriques sont :

I.2.1 Classe de tension

Domaine de tension	Tension Alternatif	Tension Continu
Très basses tensions (T.B.T)	$U < 50$ Volts	$U < 120$ Volts
Basses tensions (B.T.A)	$50 \text{ V} < U < 500 \text{ V}$	$120 \text{ V} < U < 750 \text{ V}$
Basses - Moyennes tensions (B.T.B)	$500 \text{ V} < U < 1000 \text{ V}$	$750 \text{ V} < U < 1500 \text{ V}$
Hautes - Moyennes tensions(H.T.A)	$1 \text{ KV} < U < 50 \text{ kV}$	$1,5 \text{ KV} < U < 75 \text{ kV}$
Hautes Tensions (H.T.B)	$U > 50 \text{ kV}$	$U > 75 \text{ kV}$

Tab. I.1 Classe de tension

- T.B.T : Les tensions de cette catégorie sont utilisées dans les locaux très humides, il n'y a pas donc de réseaux propres à ces tensions.
- B.T.A : les réseaux de basse tension utilisant :
 - 115 V à 127 V
 - 220 V à 230 V (B1) 500 V à 600 V (B2)
 - 380 V à 400V

B1 : Sont spécifiques pour les moteurs et éclairage

B2 :Sont spécifiques pour les puissances

- B.T.B : On utilise 500V ,1 KV
- H.T.A : On utilise 3KV,(5à6KV) ,10 KV ,20KV.
- La tension de 10 KV a été adaptée pour les réseaux urbains.
- H.T.B: Les tensions les plus utilisées dans cette gamme sont :
330 KVà 500 Kv , 400KV (Europe occidentale).
- Les tensions 750kV et 1250 kV commencent à apparaître dans les pays industrialisés.

Chapitre I Généralités Sur Les Réseaux Electriques MT

Les réseaux électriques sont organisés à partir de quelques niveaux de tension normalisés.

Usage	Tensions Normalisées	Noms (standard Européen)
Grand transport national et interconnexion	225 kv /400 kv (THT) 90 kv /63 kv (HT)	HTB(50 kv a 400 kv) HTB 3 : 400 kv , HTB 2 :225 kv HTB 1 : 90 et 63 kv
Lignes inter-régionales. Répartition régionale	33 kv / 20 kv/ 15 kv (MT)	HTA(1 kv a 50 kv)
Répartition locale, Distribution Et Consommation	400 v 230 v Mono (BT)	BT < 1kv

Tab. I.2niveaux de tension normalisés

Le respect de ces niveaux garantit la sûreté des installations.

I.2.2Fonctions des réseaux électriques

D'après la fonction à remplir, on distingue 6 types de réseaux électriques :

1-Les réseaux **d'utilisations** doivent pouvoir alimenter un grand nombre de moteurs et d'appareils domestiques dont la puissance industrielle varie de quelques dizaines de watts à quelques kilowatts. Ce sont les réseaux, basse tension (B.T).

2-Les réseaux **industriels** qui sont aussi des réseaux d'utilisations nécessitant des puissances élevées. Ils peuvent utiliser soit la basse tension de 500 à 600 V soit la moyenne de 5 à 6 KV.

3-Les réseaux **dedistributions** qui ont pour fonction de fournir aux réseaux d'utilisations la puissance dont ils ont besoin. Il est important de noter que les réseaux de distributions sont conduits à utiliser au moins deux échelons de tensions. On installe dans un poste équipé d'un transformateur MT/B.T. et des plusieurs départs B.T.

4-Les réseaux de **répartitions** dits réseaux locaux ; ils fournissent la puissance aux réseaux de distributions mais ne peuvent pas la transiter que sur des distances limitées à 99Km Ils sont alimentés soit par des centrales locales (hydrauliques) soit surtout par postes de réseaux de transport.

- La puissance transitée 10 MW > 100 MW
- La tension de 40 KV > 100 KV

5-Les réseaux de **transports** qui assurent l'alimentation de l'ensemble du territoire grâce à des transits de puissances importantes sur des distances atteignant quelques centaines de kilomètres, la tension utilisée est : 110 à 1250 KV.

6-Les réseaux **d'interconnexion** constituent les liaisons entre les réseaux de transport ,de telles liaisons ont un double rôle : un rôle de sécurité et un rôle d'économie.

I.2.3 Structure topologique des réseaux

Les réseaux doivent assurer le transit de l'énergie électrique avec une sécurité suffisante, cette sécurité d'alimentation est augmentée soit :

- par les lignes aux appareillages plus solides
- par des circuits plus nombreux

Alors il y'a donc un compromis à réaliser entre le cout des investissements supplémentaires et la valeur de ce qu'ils permettent de sauver ce qui conduit à des topologies de réseaux différent.

I.2.3.1 Réseaux radiaux

Réseaux radiaux issu d'un poste d'alimentation est constitué de plusieurs artères dont chacune va en se ramifiant, cette structure nous permet d'avoir des points communs, de sorte que les réseaux soient bouclés mais non bouclé.

Car en un point est placé toujours un appareil de coupure, ouvert en régime normale, cette disposition permet en cas d'incidents sur une artère de reprendre l'alimentation.

Les réseaux radiaux sont des structures simples et peuvent être contrôlés et protégés par un appareillage simple, ce sont les réseaux les moins onéreux.

I.2.3.2 Réseaux bouclés

Les Réseaux bouclés sont alimentés à la fois par plusieurs sources, les postes sont ra cordés en coupure d'artère cette disposition permet lors d'une coupure, une continuité de service.

L'existence de plusieurs sources en parallèle augmente la sécurité d'alimentation en cas d'avarie de l'une d'elle (transformateurs) ou en d'avarie sur une boucle.

Dans ce dernier cas le tronçon avarie est isolé en deux fractions des réseaux. On voit que ce réseaux est un peu plus compliqué que le précédent, de plus complexes.

I.2.3.3 Réseaux maillés

Ce sont des Réseaux ou toutes les lignes sont bouclées formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet, de plus, le nombre de sources débitant en parallèle peut atteindre plusieurs dizaines.

Cette structure nécessite que tous les tronçons de ligne soient capables de supporter des surcharges permanentes et qu'ils soient munis à leurs deux extrémités de coupure les isolant en cas d'avarie.

I.2.4 Systèmes utilisés

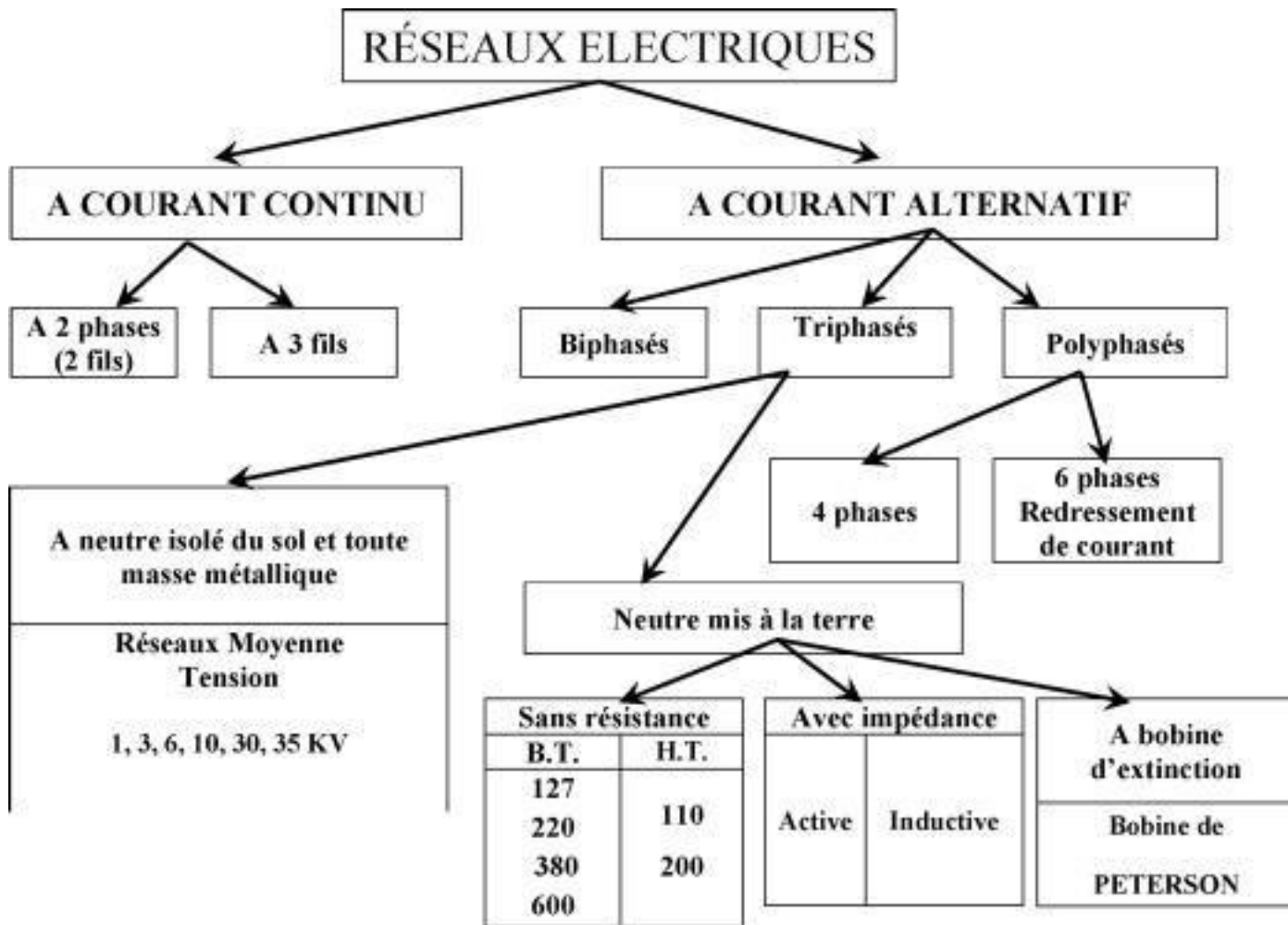


Fig.I.1Systèmes utilisés de réseau électrique

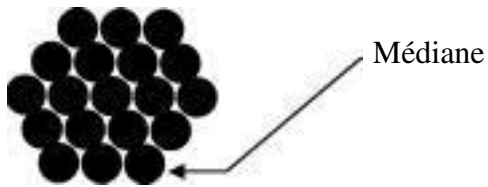
I.3 Détermination des paramètres de la ligne d'un réseau

I.3.1 Détermination du diamètre et de la section d'un conducteur en brin

Un fil conducteur existe en deux types:

- Plein : utilisé en basse et très basse tension.
- En brin : utilisé pour le transport.

Un conducteur constitué en brin d'Almélec est composé de plusieurs couches, liées pratiquement à la tension de service utilisée.



I.3.2 Résistance active d'une ligne

La résistance est l'impédance dans laquelle on ne peut emmagasiner de l'énergie. La résistance d'un conducteur, en courant alternatif et à température de service est déterminée à partir de la résistance en courant continu à 20°C, en tenant compte de l'influence de la température et des phénomènes liés à l'alimentation en courant alternatif.

Dans un conducteur parcouru par un courant alternatif, la densité de ce courant n'est pas uniforme mais elle est plus élevée à la périphérie qu'au centre du conducteur, ce phénomène est appelé effet de peau (effet pelliculaire).

Lorsque plusieurs conducteurs alimentés en courant alternatif sont placés à proximité ; des phénomènes d'induction provoquent également un déséquilibre de la densité du courant appelé «effet de proximité ». Ces deux phénomènes se traduisent par une augmentation de la résistance des conducteurs.

La résistance active de la ligne en courant alternatif est déterminée par :

$$R = r_0 \cdot L[\Omega]$$

r_0 :résistance propre (linéique) en Ω/Km .

L : la longueur de la ligne

I.3.3 Réactance d'une ligne

Le champ H créé par le courant de charge passant par le conducteur est à l'origine de l'apparition de la réactance (résistance réactive). En effet ce courant étant variable dans l'espace provoque un champ dans cet espace. Le flux magnétique autour d'un élément Al de ligne engendre.

une force électromotrice dont l'effet est opposé au courant de charge (Loi de Lenz).

Cet effet est exprimé par la réactance qui est proportionnelle à la force contre électromotrice. La réactance d'une ligne polyphasée est déterminée par l'effet mutuel équivalent de toutes les phases.

la réactance linéique est calculée comme suit :

$$X = x_0 \cdot L \text{ } [\Omega]$$

On donne à titre d'exemple quelques valeurs de X_0 :

La tension en (KV)	La réactance X_0 en (Ω /Km)
6 à 10	0,36
35	0,4
110	0,408
220	0,422

Tab. I.2 réactance d'une ligne

Pour les lignes en câbles, le calcul de X_0 est délicat, ainsi elle est déterminée expérimentalement à l'usine de fabrication où l'on donne les valeurs dans des catalogues.

I.4 Structure d'un réseau MT

Il est important de connaître les particularités de chaque type de réseau moyenne tension car cela à une influence sur la conception et l'exploitation des postes de transformation MT/BT, surtout en ce qui concerne :

- Les dispositifs de protection
- Les prises de terre-le régime du neutre

Le choix de l'appareillage-il y'a deux types de réseaux moyens tension :

- Réseau moyenne tension aérienne (zone rurale)
- Réseau moyenne tension souterrain (zone urbaine)

Ces réseaux peuvent alimenter différents types de postes de transformateur :

- postes d'extérieur (sur poteau, en maçonnerie)
- postes d'intérieur (ouvert, en cellule préfabriquée)

I.5 Evolution des réseaux

I.5.1 Développement économique

Le développement économique étant étroitement lié à l'accroissement de la consommation d'énergie électrique .nous pouvons avancer l'hypothèse que cet accroissement mesure le niveau de civilisation.

Il faut cependant souligner que les taux d'accroissement sont les plus élevés dans les pays en voie de développement.

I.5.2 Evolution des puissances

Pour des raisons économiques (comme il a été souligné plus haut) les puissances des unités de produites ou consommés, cependant, un facteur supplémentaires est à prendre en considération celui de la forme des courbes des charges, courbes représentant la variation de la puissance dans le temps (journée, semaine, année).

L'accroissement et de l'électrification des zones rurales.

I.6 But de l'étude d'un réseau électrique

En pratique, on ne peut pas obtenir une qualité parfaite qui suppose une fourniture continue à tension et a fréquence constante, mais on doit toujours chercher à s'en rapprocher le plus possible.

Pour cela, l'exploitant du réseau de distribution doit mettre a sa disposition des moyens destinés à réduire aussi bien le nombre que la durée des interruptions ainsi que le maintien de la tension voisine de sa valeur nominale.

L'étude de ces moyens pour l'obtenir d'une bonne qualité de service nécessite la connaissance du fonctionnement du réseau de distribution a ses états sain et d'incident.

I.7 Avantages de l'utilisation du courant alternatif triphasé

Avant on utilisait le courant continu pour le transport et la distribution de l'énergie électrique mais actuellement c'est le courant alternatif qui assure ses fonctions, par ce qu'il permet à travers les transformateurs d'adapter la tension a la puissance à transporter ou à distribuer donc assurant une liaison facile entre ces deux réseaux.

Ainsi que, la transformation, pas trop compliquée d'un champ sinusoïdal en un champ tournant, notamment si le courant alternatif est triphasé ce qui permet de réaliser des générateurs de puissances alternatives plus simples que les générateurs a courant contenue.

I.8 Qualité de service

Que signifie desservir la clientèle ?

Bien évidemment en premier lieu les clients attendent

-La permanence de la mise à disposition de l'électricité de livrée :

Tension, fréquence, qualité de l'onde, qualité de service.

I.8.1 Qualité de tension

Pour le fonctionnement normal des appareils, il est très important d'avoir la tension à leurs bornes dans les limites données, du fait qu'un écart important de la tension risque de provoquer des préjudices considérables aux appareils.

La tension à n important quel point du réseau électrique peut changer tout le temps on distingue :

- a) les changements longs de tension conditionnés par les variations des régimes de tension dans le centre d'alimentation et par les variations des charges du réseau, quand la vitesse de changement de la tension est inférieure à 1% par seconde, on appelle : les écarts de tension.
- b) les variations rapides de tension de courte durée conditionnées par les branchements des consommateurs puissants au réseau (les démarrages) ou par les court circuits.

Quand la vitesse de changement de tension est supérieure 1% par seconde on les appelle : les variations de tension .cette variation rapide de la tension constitue le phénomène appelé (flicker).

I.8.2 Qualité de la fréquence

La fréquence Est le critère la plus important pour les consommateurs de l'énergie électrique et pour les centrales électriques.

En ce qui concerne la fréquence, la déviation de sa valeur est admise dans les limites de 0.4% de la fréquence nominale qui est égale a 50 Hz. en général, on évalue la qualité de la fréquence selon la stabilité.

I.8.3 Qualité de l'onde

Le générateur alimentant un réseau d'énergie électrique est construit de façon à fournir une F.e.m.la plus proche possible d'une sinusoïdale d'où il faudra supprimer totalement les harmoniques en dentures de la fréquence fondamentale.

De telles sujétions entraîneraient un surcoût certainement excessif, eu égard à ce que la clientèle est prête à payer pour disposer d'un service de qualité.

De même pour assurer une qualité totale du produit livré, il faudrait que le distributeur consente des investissements colossaux :

- augmenter la puissance de court-circuit.
- multiplier les régulateurs de tension.
- disposer de filtre pour réduire les harmoniques.

En résumé, l'exploitant d'un réseau de distribution doit mettre en œuvre un ensemble de moyens destinés à réduire le nombre et la durée des interruptions et à maintenir la tension voisine de la tension nominale.

Mais il faut signaler que le distributeur d'électricité n'est pas seul responsable de la mauvaise qualité de l'électricité desservi.

Par exemple :

Les fours à arcs sont à l'origine de phénomènes de flickers , c.-à-d. de tension variable dans le réseau proche, la mise en court –circuit de démarrage de gros moteurs asynchrones crée des chutes de tension ressenties dans le voisinage comme des microcoupures.

Le maintien de la fréquence est une préoccupation aussi bien du distributeur que du producteur.

I.8.4 Qualité deservice

La qualité de service dépend également, des règles techniques de construction et d'exploitation du réseau électrique .Ainsi est-on assuré d'œuvrer au mieux de l'intérêt collectif .

Chapitre I Généralités Sur Les Réseaux Electriques MT

Le service est assuré au coût minimal et le produit n'est pas gaspillé puisque chaque utilisateur paie ce que coûte la fourniture.

Conclusion

Une fois Les généralités sont expliquées sur les réseaux MT, nous passons à l'étude de départ de

Z-E-O-1.

CHAPITRE II

INTRODUCTION

Lachute detension est le Problème du départ Z-E-O-1, pour calculer la chute de tension, il faut d'abord calculer la puissance appelée pour chaque poste, nous déduisons le schéma stylisé et nous calculons les charges transitées pour ce réseau.

II.1 Description du poste60/30kv de AIN-NAGHA

L'ensemble des installations raccordant deux réseaux a tentions différentes constitue un poste ou une sous –station mobile équipée par les différents appareils de réglage, demesure, decontrôle, de détection de défauts et de signalisation.

Au niveau de cette sous –station mobile, il existe cinq départ :ZERIBET-EL-OUED I

SONATRACH, EL-HAUCHE, REGMA, MEZIRAA

II.2 Présentation du départ

Le départ MT 30 KV Z-E-O-1est un départ aérien en antenne, issu de la cabine mobile 60/30 KV de AIN-NAGHA et de poste 60/30 KV ZERIBET HAMED.

Ce départ présente deux problèmes :

- sa longueur importante qui a engendre des chutes de tentions importantes.
- le nombre important de dérivationes raccordées sur la dorsale a augmenté le temps de coupure en cas d'incident.

II.3 Consistances du départ

Longueur de la dorsale : 71485 m en3×93.3 mm^2 Almélec

Nombre de postes : DP=109, Mixte=6,AB=165.

Puissance installée : 40 MVA

Puissance max appelée (Année2015) :11.5 MVA

II.4 Description et donnée technique du départ Z-E-O-1

II.4.1 Données techniques

Tension nominale : $U_n=30$ kV

Facteur de puissance au niveau JB : $\cos\varphi=0.85$

Facteur de puissance pour les pompages : $\cos\varphi=0.80$

Facteur de puissance pour les installations industrielles : $\cos\varphi=0.85$

Facteur de puissance pour les distributions publique : $\cos\varphi=0.83$

II.5 Caractéristiques des transformateurs de puissance

II.5.1 Au niveau du poste 220/60 KV de biskra :

Transformateur de puissance : 220/60 kv

Puissance : $S= 80$ MVA

Couplage : Y/Y

Tension de court-circuit : 12 %

Fréquence : 50 Hz

II.5.2 Au niveau du poste 60/30 KV d'AIN-NAGHA

Transformateur de puissance : 60/30 kv

Puissance : $S= 40$ MVA

Couplage : Y/Y

Tension de court-circuit : 10 %

Fréquence : 50 Hz

II.6 Stylisation du Schéma d'exploitation

II.6.1 Principe

Vu la complexité de l'étude du réseau a cause du nombre important des postes, il est nécessaire de procéder à des simplifications dans la structure du réseau pour en déduire la taille.

La stylisation permet donc de présenter le réseau sous forme d'un modèle mathématique simple, facile à être étudié.

Si la stylisation est faite d'une façon judicieuse elle n'a aucune influence sur les caractéristiques électrique du réseau et les calculs.

Pour se faire on doit suivre les étapes suivantes avec prudence et bon sens :

- ✓ Elimination des antennes sans importance et les ramener à la dorsale.
- ✓ Maintien des dérivations longues pouvant causer des chutes de tension.
- ✓ Maintien des nœuds représentant des consommateurs importants.
- ✓ Elimination des boucle sans importance et les ramener à la dorsale.

II.6.2 Schéma Stylisé

Notre réseau stylisé est représenté sur la figure (Fig.II.1):

Schéma Stylisé de Départ :

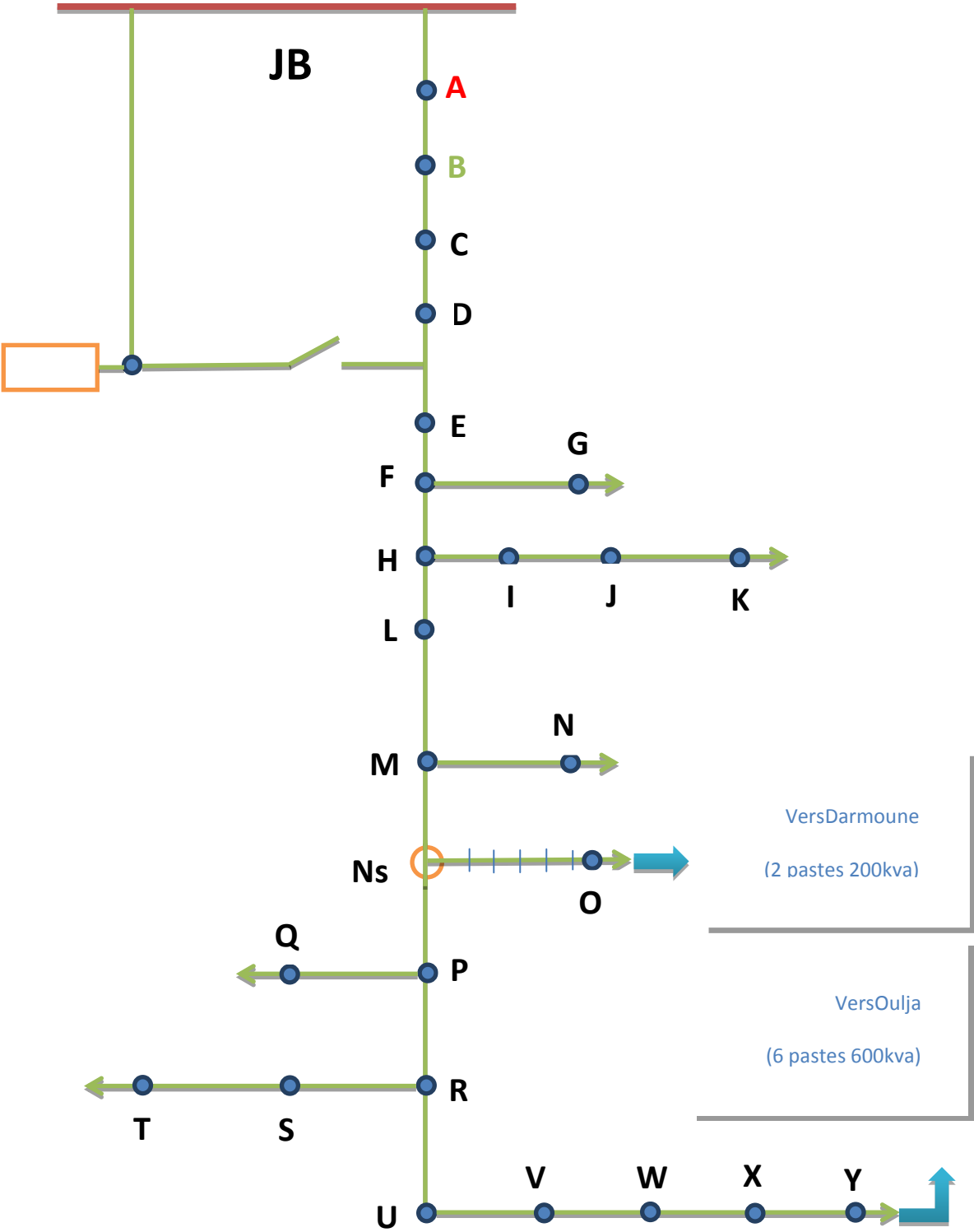


Fig.II.1Schéma Stylisé de Départ

II.7 Histogramme des charges

La puissance apparente mesurée pour chaque mois de l'année 2015 est donnée dans le tableau :

année	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sept	Oct	Nov	Déc
S(MVA)	5.01	5.83	6.56	7.87	9.45	11.32	11.5	10.96	9.5	10.23	8.96	8.89

Tab. II.1 Histogramme des charges

D'après le tableau (Tab. II.1) on peut construire l'histogramme des charges qui est représenté dans la figure (Fig. II.2) :

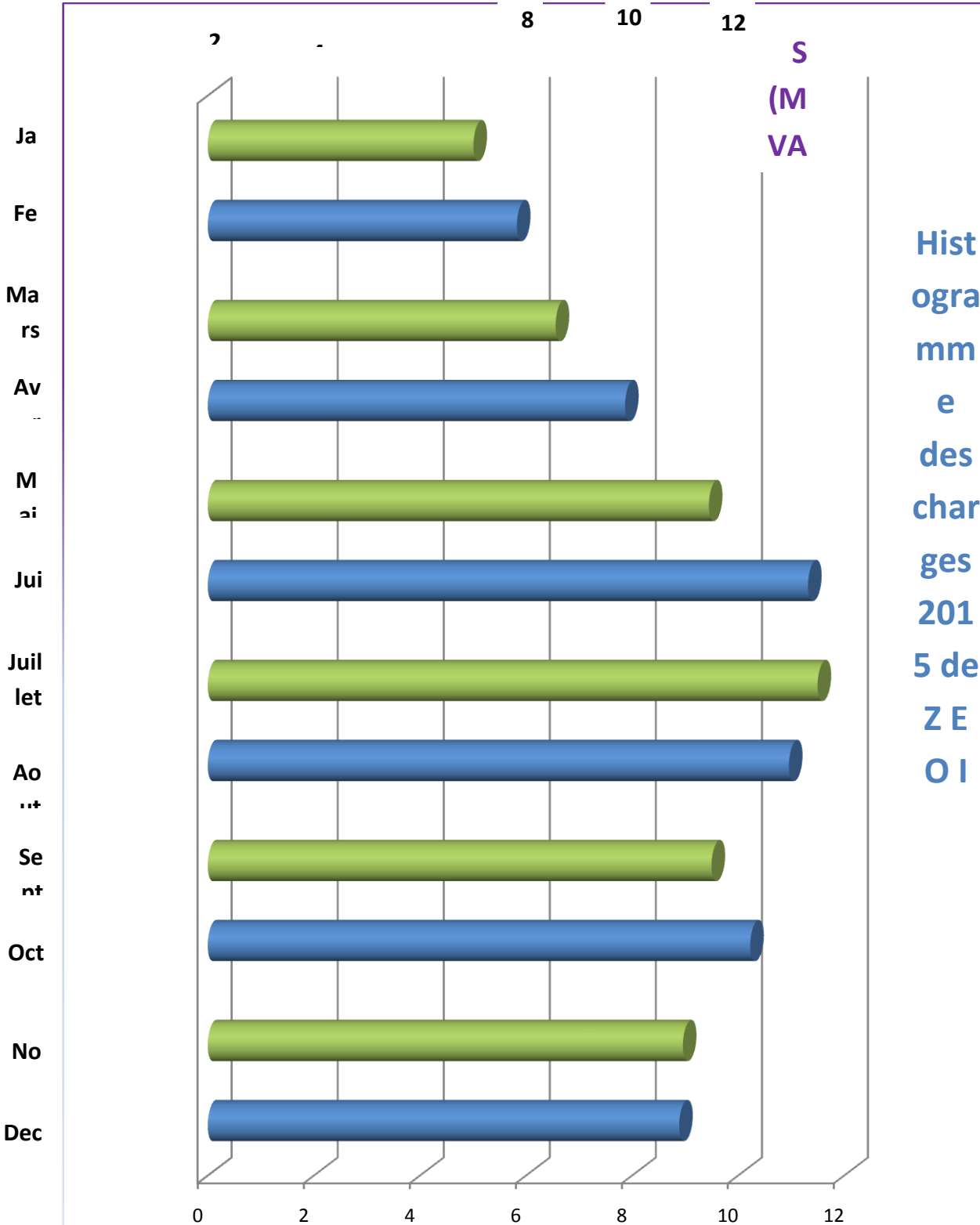


Fig.II.2 Histogramme des charges 2015 de Z-E-O-1

II.8 Calcul de la puissance appelée pour chaque poste

II.8.1 Calcul de la puissance appelée

Un poste électrique est caractérisé par :

- ✓ sa nature : sur poteau ou maçonné.
- ✓ sa fonction : abonnée, distribution publique, mixte.
- ✓ sa puissance installée : puissance délivrée par le transformateur de poste.

Les puissances données par les fiches technique de la SONALGAZ ne nous permettent pas d'effectuer les calculs car elles sont représentent les puissances installés et non celles consommées par la clientèle.

On détermine la puissance maximale appelée durant l'année par la procédure de la SONALGAZ :

$$S_{\max} = \alpha \cdot \sum_{i=1}^n S_{dp}(\text{ins}) + \beta \cdot \sum_{j=1}^m S_L(\text{ins})$$

$\sum S_{dp}(\text{ins})$: c'est la somme de toutes les puissances installées des postes de distribution publique.

$\sum S_L(\text{ins})$: c'est la somme de toutes les puissances installées des postes de livraison.

n : Nombre de postes de distribution public.

m : Nombre de postes des abonnées

α : coefficient de consommation en distribution publique, et donnée par SONALGAZ dans l'intervalle [40-60] %.

β : coefficient de consommation en postes de abonnées

$S_{\max} = 11.5$ MVA : la puissance maximale appelée de l'année 2015

$$\sum S_{dp}(\text{ins}) = 13.496 \text{ MVA,}$$

$$\sum S_{ab}(\text{ins}) = 20.412 \text{ MVA.}$$

Pour $\alpha=0.6$ on détermine β comme suit:

$$\beta = \frac{S_{\max} - \alpha \cdot \sum S_{dp}(\text{ins})}{\sum S_L(\text{ins})} = \frac{11.5 - 0.6 \times 13.496}{20.412} = 0.166$$

Maintenant on détermine S_a (la puissance appelée) pour chaque poste, pour cela on se basant sur les relations suivantes :

Si le poste de distribution publique alors:

$$S_{adp} = \alpha \times S_{dp} \text{ (ins).}$$

Si le poste de livraison alors:

$$S_{aab} = \beta \times S_{ab} \text{ (ins).}$$

Si le poste est mixte alors:

$$S_{aMixte} = \alpha \times S_{dp} \text{ (ins)} + \beta \times S_{ab} \text{ (ins)}$$

II.8.1.1 Exemple de calcul

$$S_a(\text{poste 15}) = 0.166 \times 100 + 0.6 \times 0 = 16.6 \text{ KVA}$$

$$S_a(\text{poste 307}) = 0.166 \times 0 + 0.6 \times 160 = 96 \text{ KVA}$$

II.8.2 Calcul des puissances actives et réactives appelées pour chaque poste

Les puissances actives et réactives sont données par les relations suivantes :

$$P_a = S_a \times \cos \varphi \dots \text{ (a)}$$

$$Q_a = S_a \times \sin \varphi \dots \text{ (b)}$$

D'où : $S_a = P_a + j.Q_a$

$$S_a = S_a \times (\cos \varphi + j.\sin \varphi)$$

Connaissant le facteur de puissance ainsi que la puissance appelée par chaque poste, on peut calculer les puissances actives et réactives appelées au niveau du poste par les expressions (a) et (b).

II.8.2.1 Exemple de calcul

$$P_a(\text{poste 15}) = 16.6 \times 0.83 \text{ KW}$$

$$P_a(\text{poste 307}) = 96 \times 0.85 \text{ KW}$$

$$Q_a(\text{poste 15}) = 16.6 \times 0.557 \text{ KVAR}$$

$$Q_a(\text{poste 307}) = 96 \times 0.526 \text{ KVAR}$$

On donne les résultats de calcul pour les autres postes dans les tableaux suivants :

II.8.3 Les puissances appelées au Poste d'abonné

On a $\cos(\phi)=0.83$

N de poste	S (ins)	Sa ab	Sa	Pa	Qa
15	100	16.6	16.6	13.78	9.25
16	100	16.6	16.6	13.78	9.25
157	100	16.6	16.6	13.78	9.25
14	63	10.46	10.46	8.68	5.83
386	100	16.6	16.6	13.78	9.25
248	100	16.6	16.6	13.78	9.25
319	100	16.6	16.6	13.78	9.25
247	63	10.46	10.46	8.68	5.83
355	100	16.6	16.6	13.78	9.25
290	160	26.56	26.56	22.04	14.79
85	100	16.6	16.6	13.78	9.25
127	50	8.30	8.30	6.89	4.62
455	100	16.6	16.6	13.78	9.25
86	50	8.30	8.30	6.89	4.62
234	100	16.6	16.6	13.78	9.25
224	100	16.6	16.6	13.78	9.25
87	100	16.6	16.6	13.78	9.25
396	50	8.30	8.30	6.89	4.62
258	160	26.56	26.56	22.04	14.79
340	100	16.6	16.6	13.78	9.25
322	100	16.6	16.6	13.78	9.25
184	100	16.6	16.6	13.78	9.25
380	100	16.6	16.6	13.78	9.25
175	100	16.6	16.6	13.78	9.25
303	100	16.6	16.6	13.78	9.25
269	100	16.6	16.6	13.78	9.25
358	100	16.6	16.6	13.78	9.25
189	100	16.6	16.6	13.78	9.25
450	100	16.6	16.6	13.78	9.25
173	100	16.6	16.6	13.78	9.25
252	100	16.6	16.6	13.78	9.25
348	100	16.6	16.6	13.78	9.25
346	100	16.6	16.6	13.78	9.25
199	40	6.64	6.64	5.51	3.70
282	100	16.6	16.6	13.78	9.25

341	100	16.6	16.6	13.78	9.25
89	100	16.6	16.6	13.78	9.25
289	100	16.6	16.6	13.78	9.25
381	100	16.6	16.6	13.78	9.25
95	50	8.30	8.30	6.89	4.62
349	100	16.6	16.6	13.78	9.25
347	100	16.6	16.6	13.78	9.25
288	100	16.6	16.6	13.78	9.25
190	100	16.6	16.6	13.78	9.25
287	100	16.6	16.6	13.78	9.25
344	100	16.6	16.6	13.78	9.25
354	100	16.6	16.6	13.78	9.25
261	100	16.6	16.6	13.78	9.25
262	100	16.6	16.6	13.78	9.25
263	100	16.6	16.6	13.78	9.25
266	100	16.6	16.6	13.78	9.25
461	100	16.6	16.6	13.78	9.25
264	100	16.6	16.6	13.78	9.25
342	100	16.6	16.6	13.78	9.25
343	100	16.6	16.6	13.78	9.25
265	100	16.6	16.6	13.78	9.25
207	100	16.6	16.6	13.78	9.25
250	100	16.6	16.6	13.78	9.25
251	100	16.6	16.6	13.78	9.25
243	100	16.6	16.6	13.78	9.25
215	100	16.6	16.6	13.78	9.25
286	100	16.6	16.6	13.78	9.25
223	100	16.6	16.6	13.78	9.25
193	100	16.6	16.6	13.78	9.25
170	100	16.6	16.6	13.78	9.25
182	100	16.6	16.6	13.78	9.25
158	100	16.6	16.6	13.78	9.25
99	63	10.46	10.46	8.68	5.83
383	100	16.6	16.6	13.78	9.25
280	100	16.6	16.6	13.78	9.25
212	100	16.6	16.6	13.78	9.25
472	50	8.30	8.30	6.89	4.62
312	160	26.56	26.56	22.04	14.79
313	160	26.56	26.56	22.04	14.79
314	160	26.56	26.56	22.04	14.79

317	100	16.6	16.6	13.78	9.25
209	50	8.30	8.30	6.89	4.62
323	100	16.6	16.6	13.78	9.25
98	160	26.56	26.56	22.04	14.79
235	160	26.56	26.56	22.04	14.79
236	160	26.56	26.56	22.04	14.79
237	160	26.56	26.56	22.04	14.79
356	100	16.6	16.6	13.78	9.25
213	100	16.6	16.6	13.78	9.25
284	100	16.6	16.6	13.78	9.25
255	100	16.6	16.6	13.78	9.25
174	100	16.6	16.6	13.78	9.25
382	100	16.6	16.6	13.78	9.25
162	100	16.6	16.6	13.78	9.25
305	100	16.6	16.6	13.78	9.25
271	100	16.6	16.6	13.78	9.25
163	100	16.6	16.6	13.78	9.25
241	50	8.30	8.30	6.89	4.62
194	100	16.6	16.6	13.78	9.25
279	100	16.6	16.6	13.78	9.25
195	100	16.6	16.6	13.78	9.25
196	100	16.6	16.6	13.78	9.25
293	100	16.6	16.6	13.78	9.25
197	50	8.30	8.30	6.89	4.62
257	100	16.6	16.6	13.78	9.25
230	100	16.6	16.6	13.78	9.25
177	100	16.6	16.6	13.78	9.25
188	100	16.6	16.6	13.78	9.25
439	160	26.56	26.56	22.04	14.79
102	350	58.10	58.10	48.22	32.36
106	350	58.10	58.10	48.22	32.36
422	250	41.50	41.50	34.44	23.11
104	100	16.6	16.6	13.78	9.25
159	560	92.96	92.96	77.16	51.78
304	100	16.6	16.6	13.78	9.25
399	160	26.56	26.56	22.04	14.79
384	100	16.6	16.6	13.78	9.25
357	100	16.6	16.6	13.78	9.25
130	100	16.6	16.6	13.78	9.25
225	100	16.6	16.6	13.78	9.25

234	100	16.6	16.6	13.78	9.25
216	160	26.56	26.56	22.04	14.79
164	100	16.6	16.6	13.78	9.25
388	100	16.6	16.6	13.78	9.25
311	100	16.6	16.6	13.78	9.25
298	100	16.6	16.6	13.78	9.25
114	100	16.6	16.6	13.78	9.25
116	100	16.6	16.6	13.78	9.25
350	100	16.6	16.6	13.78	9.25
126	63	10.46	10.46	8.68	5.83
141	100	16.6	16.6	13.78	9.25
169	100	16.6	16.6	13.78	9.25
183	100	16.6	16.6	13.78	9.25
389	160	26.56	26.56	22.04	14.79
231	160	26.56	26.56	22.04	14.79
116	100	16.6	16.6	13.78	9.25
385	160	26.56	26.56	22.04	14.79
142	100	16.6	16.6	13.78	9.25
157	100	16.6	16.6	13.78	9.25
335	100	16.6	16.6	13.78	9.25
351	100	16.6	16.6	13.78	9.25
336	100	16.6	16.6	13.78	9.25
171	100	16.6	16.6	13.78	9.25
143	100	16.6	16.6	13.78	9.25
404	100	16.6	16.6	13.78	9.25
373	160	26.56	26.56	22.04	14.79
362	160	26.56	26.56	22.04	14.79
363	160	26.56	26.56	22.04	14.79
276	100	16.6	16.6	13.78	9.25
328	100	16.6	16.6	13.78	9.25
119	50	8.30	8.30	6.89	4.62
221	100	16.6	16.6	13.78	9.25
168	100	16.6	16.6	13.78	9.25
249	100	16.6	16.6	13.78	9.25
275	50	8.30	8.30	6.89	4.62
390	100	16.6	16.6	13.78	9.25
281	100	16.6	16.6	13.78	9.25
186	100	16.6	16.6	13.78	9.25
421	100	16.6	16.6	13.78	9.25
150	100	16.6	16.6	13.78	9.25

306	100	16.6	16.6	13.78	9.25
129	100	16.6	16.6	13.78	9.25
135	100	16.6	16.6	13.78	9.25
238	160	26.56	26.56	22.04	14.79
272	100	16.6	16.6	13.78	9.25
398	160	26.56	26.56	22.04	14.79
149	50	8.30	8.30	6.89	4.62
417	2500	415	415	344.45	231.15
324	160	26.56	26.56	22.04	14.79

Tab. II.2 Les puissances appelées au Poste d'abonné

II.8.4 Les puissances appelées de Poste de distribution publiqueOn a $\cos(\phi)=0.85$

N de poste	S (ins)	Sa DP	Sa	Pa	Qa
307	160	96	96	81.60	50.50
81	100	60	60	51	31.56
214	100	60	60	51	31.56
80	160	96	96	81.60	50.50
83	100	60	60	51	31.56
82	100	60	60	51	31.56
84	160	96	96	81.60	50.50
415	100	60	60	51	31.56
375	100	60	60	51	31.56
376	100	60	60	51	31.56
377	100	60	60	51	31.56
378	100	60	60	51	31.56
366	100	60	60	51	31.56
367	100	60	60	51	31.56
368	100	60	60	51	31.56
426	50	30	30	25.50	15.78
427	50	30	30	25.50	15.78
361	100	60	60	51	31.56

428	50	30	30	25.50	15.78
432	160	96	96	81.60	50.50
431	50	30	30	25.50	15.78
433	50	30	30	25.50	15.78
430	50	30	30	25.50	15.78
434	50	30	30	25.50	15.78
429	50	30	30	25.50	15.78
467	100	60	60	51	31.56
435	50	30	30	25.50	15.78
460	160	96	96	81.60	50.50
459	160	96	96	81.60	50.50
365	50	30	30	25.50	15.78
436	50	30	30	25.50	15.78
437	50	30	30	25.50	15.78
90	160	96	96	81.60	50.50
453	100	60	60	51	31.56
454	100	60	60	51	31.56
91	160	96	96	81.60	50.50
92	160	96	96	81.60	50.50
260	100	60	60	51	31.56
458	50	30	30	25.50	15.78
381	100	60	60	51	31.56
93	100	60	60	51	31.56
468	160	96	96	81.60	50.50
94	100	60	60	51	31.56
463	63	37.80	37.80	32.13	19.88
457	160	96	96	81.60	50.50
473	100	60	60	51	31.56
456	100	60	60	51	31.56
438	100	60	60	51	31.56
268	100	60	60	51	31.56

96	100	60	60	51	31.56
97	100	60	60	51	31.56
402	63	37.80	37.80	32.13	19.88
145	160	96	96	81.60	50.50
146	160	96	96	81.60	50.50
147	100	60	60	51	31.56
148	160	96	96	81.60	50.50
394	100	60	60	51	31.56
403	100	60	60	51	31.56
387	250	150	150	127.50	78.90
405	250	150	150	127.50	78.90
406	250	150	150	127.50	78.90
100	100	60	60	51	31.56
101	160	96	96	81.60	50.50
106	350	210	210	178.50	110.46
105	250	150	150	127.50	78.90
295	100	60	60	51	31.56
310	100	60	60	51	31.56
107	160	96	96	81.60	50.50
108	100	60	60	51	31.56
449	100	60	60	51	31.56
401	100	60	60	51	31.56
109	100	60	60	51	31.56
299	410	246	246	209.10	129.40
110	100	60	60	51	31.56
111	100	60	60	51	31.56
112	100	60	60	51	31.56
113	100	60	60	51	31.56
115	100	60	60	51	31.56
353	100	60	60	51	31.56
233	160	96	96	81.60	50.50

302	160	96	96	81.60	50.50
232	160	96	96	81.60	50.50
117	100	60	60	51	31.56
118	100	60	60	51	31.56
411	160	96	96	81.60	50.50
447	160	96	96	81.60	50.50
448	160	96	96	81.60	50.50
412	160	96	96	81.60	50.50
413	160	96	96	81.60	50.50
414	160	96	96	81.60	50.50
464	100	60	60	51	31.56
444	160	96	96	81.60	50.50
445	160	96	96	81.60	50.50
446	160	96	96	81.60	50.50
442	160	96	96	81.60	50.50
443	160	96	96	81.60	50.50
379	160	96	96	81.60	50.50
411	160	96	96	81.60	50.50
120	100	60	60	51	31.56
325	50	30	30	25.50	15.78
121	100	60	60	51	31.56
122	100	60	60	51	31.56
123	100	60	60	51	31.56
124	50	30	30	25.50	15.78
136	100	60	60	51	31.56
137	160	96	96	81.60	50.50
138	320	192	192	163.20	100.99
139	160	96	96	81.60	50.50
352	100	60	60	51	31.56

Tab. II.3 Les puissances appelées de Poste de distribution publique

II.8.5 Les puissances appelées au Poste Mixte

N de poste	S (ins)	Sa AB	Sa DP	Sa	Cos (phi)	Pa	Qa
267	100	16.6	60	76.6	0.85	65.11	40.291
295	100	16.6	60	76.6	0.83	65.11	40.291
1	200	33.2	120	153.2	0.83	127.156	84.566
310	100	16.6	60	76.6	0.83	65.11	40.291
299	410	68.06	246	314.06	0.83	260.669	174.931
2	600	99.6	360	459.6	0.83	381.468	255.997

Tab. II.4 Les puissances appelées au Poste Mixte

II.9 Calcul des paramètres physiques du réseau

On prend pour valeurs de réactances linéiques :

$x=0.1$ ohm/km pour les câbles souterrains

$x=0.35$ ohm/km pour les lignes aériennes

Les valeurs des résistances linéiques sont données suivant la section et la nature du conducteur :

nature	Section(mm^2)	r (ohm/km)	x (ohm/km)
Almelec	34.4	0.958	0.35
	54.6	0.603	0.35
	93.3	0.357	0.35
Cuivre	70	0.3	0.1

Tab. II.5 paramètres physiques du réseau

On a:

$$Z= R +j. X$$

$R=r \times L$: Résistance de la ligne

$X=x \times L$: réactance de la ligne

L: longueur de la ligne

Z : impédance de la ligne

Les résultats de calcul des paramètres du réseau sont représentés dans le tableau suivant :

Tronçon N	Section (mm^2)	L (km)	R (ohm/km)	X (ohm/km)
1	93.3	2.327	0.830	0.814
2	93.3	8.43	3.009	2.950
3	93.3	1.688	0.602	0.590
4	93.3	6.529	2.330	2.285
5	93.3	3.283	1.172	1.149
6	93.3	4.118	1.470	1.441
7	34.4	5	4.79	1.75
8	93.3	4.12	1.470	1.442
9	34.4	3.469	3.323	1.214
10	34.4	1.591	1.524	0.5568
11	34.4	7.356	7.047	2.5746
12	93.3	9.935	3.546	3.4773
13	93.3	0.744	0.265	0.2604
14	54.6	2.6	1.567	0.9100
15	93.3	8.117	2.897	2.8410
16	70	2	0.6	0.2
17	93.3	3.805	1.358	0.4753
18	54.6	9.2	5.547	1.9414
19	93.3	5.712	2.039	0.7137
20	93.3	2.155	0.769	0.2692
21	34.4	2.289	2.192	0.7672
22	93.3	2.299	0.820	0.2870
23	93.3	5.73	2.048	0.7168
24	93.3	3.355	1.197	0.4189
25	93.3	12.138	4.333	1.5166
26	54.6	8.389	5.058	1.7703

Tab. II.6 Les résultats de calcul des paramètres du réseau

II.10 Capacité de transit

On appelle ainsi l'intensité du courant maximal admissible qu'un conducteur de section bien déterminé et sous une température donnée peut transiter sans aucun risque de détérioration celui-ci :

nature	Section (mm^2)	Cap de transit(A)	Temp de fonction (C)
Almelec	34.4	140	30
	54.6	190	30
	93.3	270	30
Cuivre	70	230	50

Tab. II.7 Capacité de transit

Le courant transité dans notre réseau est calculé par :

$$I = \frac{S_{app}(15)}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

$S_{app}(15)$: puissance totale appelée par le réseau en 2015

I : courant en tête du départ Z-E-O-1

$S_{app}(15) = 11.5 \text{ Mva}$

$U_n = 30 \text{ kv}$

$$I = \frac{11.5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 225 \text{ [A]}$$

II.11 Détermination des courants de charge dans les nœuds

II.11.1 Généralité

Connaissant les puissances actives et réactives appelées dans le réseau aux différents nœuds et la tension nominale, on peut calculer les courants dans chaque nœud.

Le calcul de ces courants nous permet de s'assurer du bon fonctionnement de notre réseau, c'est-à-dire de vérifier à chaque fois que notre réseaux est apte de transmettre la demande de la clientèle.

II.11.2 Les étapes suivre

Pour chaque nœud on fait la somme des puissances appelées P et Q de ses postes.

Calcul de la puissance appelée du nœud :

$$S_{app} = \sqrt{(\sum Pa^2 + \sum Qa^2)} \quad [KV_a]$$

II.11.3 Calcul de courant :

$$I = \frac{S_{app}}{\sqrt{3} \cdot U_n} [A]$$

Les résultats sont récapitulés dans les tableaux suivant :

II.11.4 L'emplacement des postes au niveau des nœuds

NOEUD	N des postes
A	14 ,15,16,157, 307
B	81, 247, 248, 319, 355, 386
C	80, 82, 83, 84, 85, 214, 290, 415
D	127, 366, 367, 368, 375,376,377,378,455
E	86,87, 224, 234, 426, 427,361 ,428
F	396, 429, 430, 431, 432, 433, 434
G	258,467,435,340,460,459,365,436,437,322,184,380,175,303,269 358, 189, 450, 173, 252, 348, 346
H	199,282,341,89,90,453,454,289,91,92,260,458
I	381,93,95,349,468,94,463,347,457,288,190
J	287,344,473,354,261,262,263,456,266,461,438,264,342,343, 265,207
K	250, 251, 243, 215, 267, 268, 286, 96, 97, 223
L	402,193,170,182,158,145,146,147,148,397
M	99,383,212,280,472,312,313,314,317,209,323,98,235,236,237, 356, 403, 213
N	284,255,174,382,162,305,271,163,241,194,279,195,196,293,

	197
O	257,230,177,188,387,439,405,406,102,100,101,106,422,105,104, 295,159,1
P	310,107,108,449,304,399
Q	401,384,357,130,225,234,216,164,109,388,311,299,110,111,112, 298, 113, 114, 115, 116, 350, 353,
R	126, 141, 169, 183
S	389,233, 302, 231, 232, 116, 117,
T	385,142,118,157,411,335,351,336 ,447,448,171,143,404,412,413, 414,464
U	373, 362, 363,
V	444, 445, 446, 442, 443, 379, 276, 328, 119
W	221, 411, 168, 120, 325, 249, 275, 121
X	390, 281, 186, 421, 122, 150, 123, 306, 124, 129
Y	135,238,272,398,149,137,138,136,139,352,2
Z	417,324

Tab. II.8 L'emplacement des postes au niveau des nœuds

II.11.5 Les courants de charge dans les nœuds

Nœud	$\sum p_a$ (KW)	$\sum Q_a$ (KVAR)	S_a (KVA)	I(A)
A	131.68	84.04	156.212	3.006
B	114.80	74.39	136.795	2.632
C	403.02	251.28	474.939	9.140
D	377.67	234.79	444.703	8.558
E	175.73	111.27	207.995	4.002
F	215.99	134.02	254.190	4.891
G	531.16	349.22	635.677	12.233
H	483.93	302.66	570.781	10.984
I	373.12	234.87	440.888	8.484
J	282.14	214.75	354.571	6.823
K	300.79	190.471	356.024	6.851
L	434.05	271.15	511.783	9.849
M	324.2	214.91	388.962	7.485
N	192.92	129.49	232.350	4.471
O	1170.97	749.58	1390.340	26.756
P	284.53	177.96	335.6	6.458
Q	804.5	507.67	951.290	18.307
R	41.34	33.58	53.260	1.024
S	353.66	221.89	417.505	8.034
T	723.88	454.91	854.953	16.453
U	66.12	44.37	79.627	1.532
V	524.05	326.12	617.238	11.878
W	257.33	161.77	303.954	5.981
X	257.33	134.02	290.138	5.849
Y	889.11	573.807	1058.192	20.365
Z	366.49	245.94	441.363	8.493

Tab. II.8 Les courants de charge dans les nœuds

Conclusion

Après avoir calculé la puissance appelée pour chaque poste, et avoir donné le schéma stylisé, ainsi le calcul des charges transités pour le réseau nous poussons pour le calcul du chute de tension pour chaque poste(nœud).

CHAPITRE III

Introduction

Pour assurer une bonne qualité de service, il faut que la tension aux points de consommation soit maintenue aux valeurs nominales.

III.1 Charge transitée dans le réseau

III.1.1 Calcul des Puissance transitée dans chaque tronçon

Etant données les Puissances appelées par les nœuds, on peut alors calculer les Puissance transitée dans les différent tronçons de notre réseau.

Le calcul des puissances nous permet par la suite de calculer les pertes de puissances, les chutes de tension ainsi que les tensions réelles dans les différents points de charge.

III.1.2 Méthode pratique pour le calcul des puissances transitées

Pour un réseau radial, le calcul des puissances transitées s'effectue de la manière suivante :

$$S_j = \sum_{i=j}^n S_{ni} \quad i=j \text{ à } n$$

Telle que:

S_j : puissance transitée dans le tronçon j

S_{ni} : puissances appelée par le nœud aval le tronçon j

On a:

$$S_j = P_j + Q_j$$

$$S_j = \sum_{i=j}^n (P_{ni} + jQ_{ni})$$

Or notre réseau présente une structure arborescente c'est-à-dire ramifiée, donc la formule précédente est applicable que pour certaines parties de celui-ci, elle n'est pas généralisée pour tout le réseau c'est pourquoi on doit adapter une méthode de calcul des puissances transitées propre à notre réseau.

Pour cela on calcule d'abord les puissances des tronçons en amont qui sont égales aux puissances appelées par les nœuds se trouvant aux extrémités libres des tronçons en questions.

III.1.2.1Exemple



$$P7=PG, Q7=QG$$

$$P6 =P7+PF+P8, Q6 =Q7+QF+Q8$$

Conformément au schéma stylisé du réseau fig(Fig. III.1),on peut généraliser la méthode

Décrite ci-dessus, on aboutira donc aux résultats suivants :

$P26=PY$	$P13= P14+P15+PM$
$P25=P26+PX$	$P12= P13+PL$
$P24= P25+PW$	$P11= PK$
$P23= P24+PV$	$P10 =P11+PJ$
$P22= P23+PU$	$P9= P10+PI$
$P21= PT$	$P8 =P9+P12+PH$
$P20 =P21+PS$	$P7 =PG$
$P19= P22+P20+PR$	$P6 =P7+P8+PF$
$P18 =PQ$	$P5 =P6+PE$
$P17 =P18+P19+PP$	$P4 =P5+PD$
$P16= Po$	$P3= P4+PC$
$P15=P16+P17$	$P2 =P3+PB$
$P14= PN$	$P1 =P2+PA$

La même chose pour les puissances réactives transitées :

$Q26=QY$	$Q13= Q14+Q15+QM$
$Q25=Q26+QX$	$Q12= Q13+QL$
$Q24= Q25+QW$	$Q11= QK$
$Q23= Q24+QV$	$Q10 =Q11+QJ$

$$Q_{22} = Q_{23} + Q_U$$

$$Q_9 = Q_{10} + Q_I$$

$$Q_{21} = Q_T$$

$$Q_8 = Q_9 + Q_{12} + Q_H$$

$$Q_{20} = Q_{21} + Q_S$$

$$Q_7 = Q_G$$

$$Q_{19} = Q_{22} + Q_{20} + Q_R$$

$$Q_6 = Q_7 + Q_8 + Q_F$$

$$Q_{18} = Q_Q$$

$$Q_5 = Q_6 + Q_E$$

$$Q_{17} = Q_{18} + Q_{19} + Q_P$$

$$Q_4 = Q_5 + Q_D$$

$$Q_{16} = Q_o$$

$$Q_3 = Q_4 + Q_C$$

$$Q_{15} = Q_{16} + Q_{17}$$

$$Q_2 = Q_3 + Q_B$$

$$Q_{14} = Q_N$$

$$Q_1 = Q_2 + Q_A$$

III.1.3 Schéma Stylisé de Départ

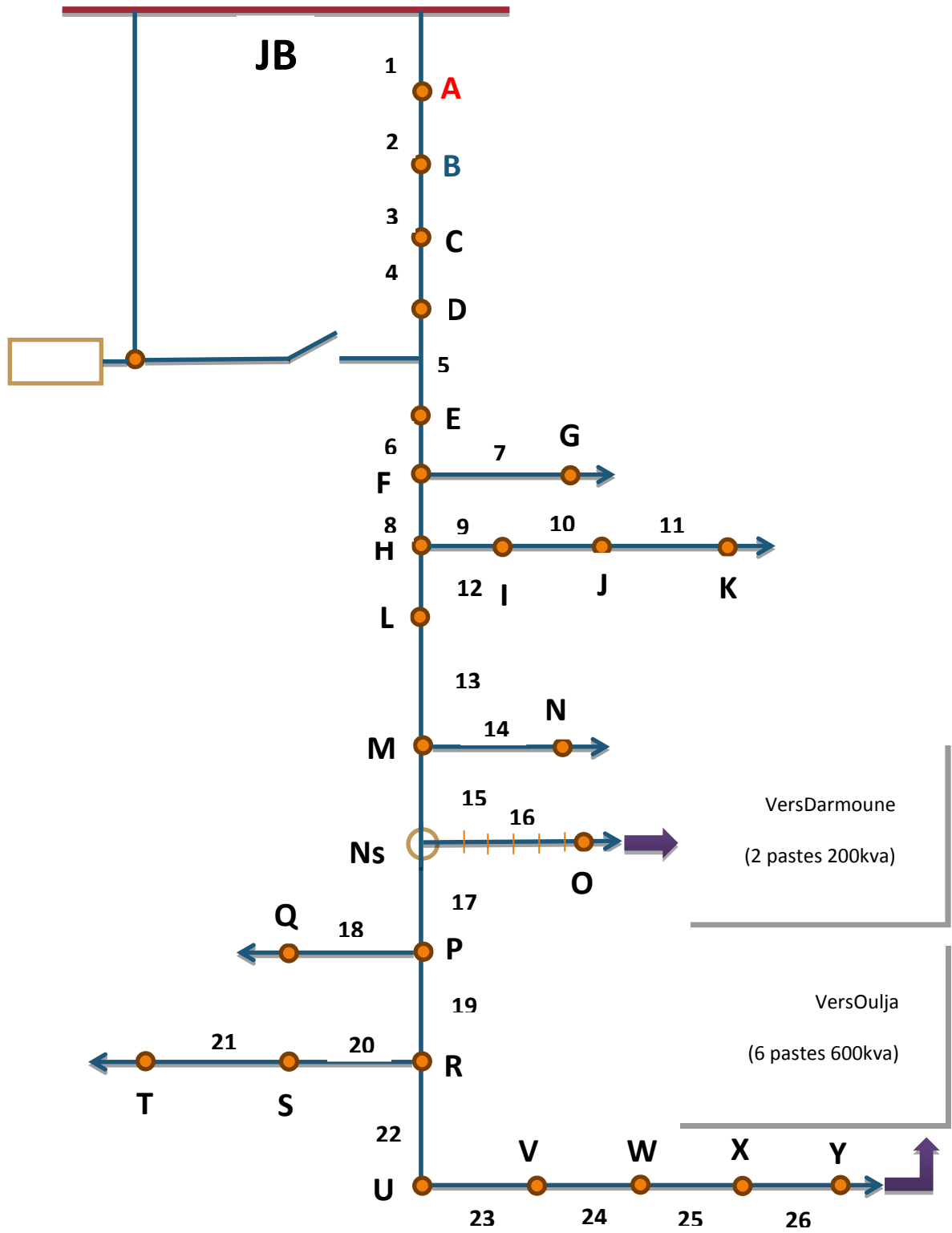


Fig. III.1 Schéma Stylisé de Départ

III.1.4 Calcul la chute de tension

Le distribution de l'énergie électrique a pour mission d'assurer une bonne qualité de service aux bornes des installations de son client, et cela en essayant toujours de maintenir la tension d'alimentation pour chaque abonné la plus proche possible de sa valeur nominale.

Cependant des contraintes viennent entraver la bonne marche du service et pouvant ainsi causer des chutes de tension indésirables :

- Les valeurs des résistances et des réactances qui sont assez grandes à cause des tronçons longs a sections faibles, alors R augmente avec l'augmentation de la longueur L et la diminution de la section.
- Les Puissances Actives et réactives circulant dans le réseau ayant des valeurs considérables de l'ordre de Méga.
- L'évolution importante de la charge en surface et en profondeur.

III.1.4.1 Représentation vectorielle

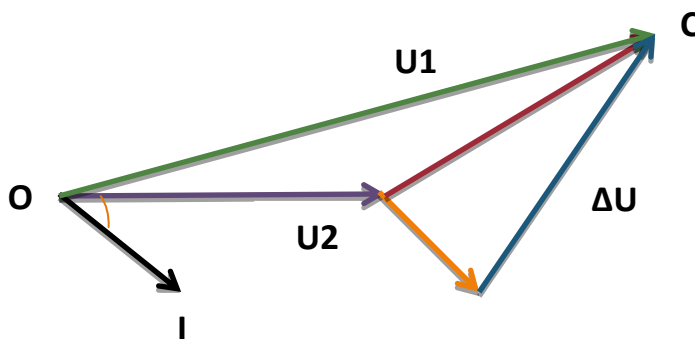


Fig. III.2 Représentation vectorielle

III.1.4.2 Calcul de chute de tension dans les différents traçons

Connaissant les puissances actives et réactives transitées aussi bien que les paramètres physiques du réseau, qu'on déjà calculés.

On peut facilement calculer les chutes de tension en utilisant la formule suivante :

$$\Delta U_j = \frac{P_j \cdot R_j + Q_j \cdot X_j}{U_j - 1}$$

Tell que :

P_j, Q_j : puissance transmise par le tronçon j

R_j, X_j : résistance et réactance de tronçon j

U_{j-1} : tension au nœud amont du tronçon j

III.1.4.3 Chute de tension relative au nœud amont

La chute de tension relative au nœud amont est donnée par :

$$\Delta U_{aj}(\%) = \frac{\Delta U_j}{U_{j-1}} \times 100$$

III.1.4.4 Chute de tension relative au jeu de barre

Chute de tension relative au jeu barre est égale a la somme de toutes les chutes de tension relative au nœud amont des tronçons précédent le tronçon considéré, en d'autre terme elle est égale a la chute de tension par rapport au jeu de barre du tronçon $j-1$ ajoutée de la valeur de la chute de tension par rapport au nœud amont.

$$\Delta U_b(\%) = \Delta U_b(j-1)(\%) + \Delta U_{aj}(\%)$$

III.1.5 Tension réelle dans chaque nœud

La tension réelle en chaque nœud c'est la tension délivrée, elle doit être égale a la tension d'émission mais a cause de la présence des chutes de tension dues à l'influence de plusieurs facteurs, elle est toujours inférieure à celle-ci.

Donc on essaie toujours de minimiser le plus possible cette chute de tension afin de se rapprocher de la tension d'émission.

$$U_j = U_{(j-1)} - \Delta U_j$$

Avec :

U_j : tension au nœud aval du tronçon j

$U_{(j-1)}$: tension au nœud amont du tronçon $j-1$

ΔU_j : Chute de tension relative au nœud amont

On donne les résultats de calcul dans le tableau suivant:

N de Tronçon	Puissance transite		$\Delta U(\text{kv})$	Ur�el	$\Delta U_a(\%)$	$\Delta U_b(\%)$
	Ptr (kw)	Qtr (kvar)				
1	9714.02	6235.748	0.438	29.562	1.46	1.46
2	9582.34	6151.708	1.5892	27.9728	5.68	7.14
3	9467.54	6077.318	0.3319	27.6409	1.20	8.34
4	9064.52	5826.038	1.2457	26.3952	4.71	13.05
5	8686.85	5591.248	0.6291	25.7661	2.44	15.49
6	8511.12	5479.978	0.7920	24.9741	3.17	18.66
7	531.16	349.22	0.1263	24.8478	0.50	19.16
8	7763.97	4996.738	0.7493	24.0985	3.10	22.26
9	956.05	640.091	0.1641	23.9344	0.685	22.945
10	582.93	405.221	0.0465	23.8879	0.194	23.139
11	300.79	190.471	0.1093	23.7786	0.459	23.598
12	6323.99	4053.987	1.5359	22.2427	6.90	30.498
13	5889.94	3782.837	0.1145	22.1282	0.517	31.015
14	192.92	129.49	0.0190	22.1092	0.085	31.1
15	5372.82	3438.437	0.1458	21.9634	0.663	31.763
16	1170.97	749.58	0.0388	21.9246	0.176	31.939
17	4201.85	2688.857	0.3186	21.606	1.474	33.413
18	804.5	507.67	0.2522	21.3538	1.181	34.594
19	3112.82	2003.227	0.3642	20.9896	1.736	36.33
20	1077.54	729.56	0.0488	20.9408	0.233	36.563
21	723.88	507.67	0.0944	20.8464	0.452	37.015
22	1993.94	1240.087	0.0955	20.7509	0.465	37.48
23	1927.82	1195.717	0.2316	20.5193	1.128	38.608
24	1403.77	869.597	0.0996	20.4197	0.487	39.095
25	1146.44	707.827	0.2958	20.1239	1.469	40.564
26	889.11	573.807	0.2739	19.850	1.379	41.943

Tab.III.1 Chute de tension au jeu de barre

III.1.6 Calcul des courants transités dans les tronçons

III.1.6.1 Généralité

Connaissant les puissances actives et réactives transités dans les réseau et la tension réelle aux différents nœuds, on peut le transités dans les tronçons.

Le calcul de ses courants nous permet de s'assurer du bon fonctionnement de notre réseau. C'est à dire de vérifier à chaque fois que notre réseau est apte de transmettre la demande de la clientèle.

Cela se réalise par la comparaison du courant transité dans chaque tronçon à la capacité de transit de celui-ci. Si le premier est inférieur au second autrement dit à $I_t < I_{cap}$. Alors le réseau est en bon état au point de vue transit sinon c'est à dire $I_t > I_{cap}$, alors le réseau présente un problème de dépassement de capacité.

III.1.6.2 Calcul des courants transités

Calcul des courants transités dans les tronçons s'effectue de la manière suivante :

$$S_j = \sqrt{3} U_{j-1} \times I_j$$

$$\text{D'autre part on a : } S_j = \sqrt{P_j^2 + Q_j^2}$$

Donc :

$$I_j = \frac{S_j}{\sqrt{3} U_{j-1}} = \frac{\sqrt{P_j^2 + Q_j^2}}{\sqrt{3} U_{j-1}}$$

U_{j-1} : tension au nœud amont du tronçon j

S_j : puissance transitée par le tronçon j

I_j : courant transité par le tronçon j

On donne les résultats de calcul dans le tableau () récapitulatif des transites dans les tronçons.

III.1.7 Calcul des pertes de la puissance

III.1.7.1 Généralité

Lors du transport et de distribution une quantité de l'énergie électrique se perd.

Ces pertes sont causatif : soit à la l'influence des paramètres physiques du réseau ou à la diminution de la tension à cause des chutes de tension énormes.

Elles sont données sous forme de pertes actives, ou pertes joules, et de pertes réactives.

III.1.7.2 Calcul des pertes actives et réactives

les pertes de puissance Sont calculées par :

$$\Delta P_j = 3R_j \cdot I^2$$

$$\Delta Q_j = 3X_j \cdot I^2$$

Sachant que :

$$I_j = \frac{S_j}{\sqrt{3}U_{j-1}} = \frac{\sqrt{P_j^2 + Q_j^2}}{\sqrt{3}U_{j-1}}$$

Après remplacement on trouver d'autres formules :

$$\Delta P_j = \frac{P_j^2 + Q_j^2}{10^3 \times U_{j-1}^2} \times R_j \dots \text{ (kw)}$$

$$\Delta Q_j = \frac{P_j^2 + Q_j^2}{10^3 \times U_{j-1}^2} \times X_j \dots \text{ (kvar)}$$

Les pertes de puissance relatives en pour-cent sont données par :

$$\Delta P \% = (\Delta P / P) \times 100$$

$$\Delta Q \% = (\Delta Q / Q) \times 100$$

On donne les résultats de calcul dans le tableau suivant:

N de Tronçon	Puissance transite		Ur�el (kv)	Δ Ptr (kw)	Qtr Δ (kvar)	Δ Ptr/Ptr (%)	Δ Qtr/ Qtr (%)	Itr(A)
	Ptr (kw)	Qtr (kvar)						
1	9714.02	6235.748	29.7	122.9	120.5	1.26	1.93	222.34
2	9582.34	6151.708	28	446.5	437.7	4.65	7.11	212.36
3	9467.54	6077.318	27.65	97.4	95.4	1.02	1.56	232
4	9064.52	5826.038	26.4	354.1	347.3	3.9	5.96	225.5
5	8686.85	5591.248	25.77	179.5	176	2.06	3.14	226.1
6	8511.12	5479.978	25	226.9	222.4	2.66	4.05	226.9
7	531.16	349.22	24.85	3.1	1.1	0.58	0.31	13.6
8	7763.97	4996.738	24.1	202.9	199.1	2.61	3.98	214.4
9	956.05	640.091	23.94	7.6	2.8	0.79	0.43	34.45
10	582.93	405.221	23.9	1.3	0.4	0.22	0.09	23.1
11	300.79	190.471	23.8	1.6	0.5	0.53	0.26	14.2
12	6323.99	4053.987	22.25	353.2	346.4	5.58	8.54	173.9
13	5889.94	3782.837	22.12	26.2	25.8	0.44	0.68	171.9
14	192.92	129.49	22.10	0.17	0.10	0.07	0.07	4.83
15	5372.82	3438.437	22	241.2	236.7	4.48	6.88	159.5
16	1170.97	749.58	21.92	2.4	0.7	0.2	0.09	39.21
17	4201.85	2688.857	21.6	70.3	24.6	1.67	0.91	127.9
18	804.5	507.67	21.35	10.8	3.8	1.34	0.74	26.05
19	3112.82	2003.227	21	61.3	21.5	1.96	1.07	95.49
20	1077.54	729.56	20.94	3	1	0.27	0.13	34.13
21	723.88	507.67	20.85	3.9	1.4	0.53	0.27	22.98
22	1993.94	1240.087	20.75	10.4	3.6	0.52	0.29	62.02
23	1927.82	1195.717	20.51	24.5	8.6	1.27	0.71	60.11
24	1403.77	869.597	20.41	7.8	2.7	0.55	0.31	43.91
25	1146.44	707.827	20.12	18.9	6.6	1.64	0.93	35.84
26	889.11	573.807	19.85	14	4.9	1.57	0.85	30.36

Tab.III.2 les courants transités dans les tronçons

III.1.8 Interprétation des résultats

III.1.8.1 Chute de tension

D'après les résultats de calcul, les premières valeurs qui ont retenu l'attention sont celles des chutes de tension qui dépassent la valeur admissible (12%) pour la majorité des points de charge du réseau.

Arriver au tronçon 4 : la chute de tension relative au jeu barre passe à la valeur (13.05) ; dépassent ainsi la valeur admissible imposée (12%) et engendrant de très grandes chutes de tension dans la suite des tronçons en aval ; pour atteindre la valeur (40.6%).

III.1.8.2 Pertes de puissances actives

D'après nos résultats nous remarquons que les pertes des puissances actives relatives ne dépassent pas (10%).

III.1.8.3 Courants transités

Dans notre réseau et d'après le calcul, tous les tronçons ne représentent aucune défaillance du point de vue dépassement du courant admissible.

III.2. Prévisions de charge

III.2.1. Historique de la charge

L'historique nous renseigne sur l'évolution de la charge durant une période les prévisions sont indispensables par une très grande variété horizons temporels a une dizaine d'année à l'avance pour les études de planification.

La planification des réseaux doit prendre en compte les incertitudes des toute sorte qui affectent l'avenir en particulier l'implantation des moyens de production le évolution du réseau sur une très longue période et les prévisions de consommation afin d'étudier les renforcements du réseau.

En particulier pour la prévision à long terme de la demande globale il est indispensable de prendre en compte les évolutions de la structure de la consommation dues aux d'accroissement différencies des dives usagers de 'l'électricité.

La production -distribution d'électricité se distinguent des autres activités commerciales :

- La nécessité d'une programmation a long terme des moyens de production est impérieuse il faut prévoir à chaque instant la disponibilité d'une puissance installée capable de satisfaire la demande.
- Pour chaque zone géographique, qui peut très largement déborder le cadre d'une seule nation il fait élaborer une prévision de demande en électricité, et engager 8à10 ans à

L'avance.

- La charge évolue suivant les différentes localités alimentées qui sont à vocation agricole et qui se développent continuellement surtout avec la politique de la mise en valeur des terres

Compte tenu de l'historique de la charge (voir T.1) et des différents projets qui vont apparaitre, on a pris comme taux d'accroissement annuel 5% de l'année2015 a2016 et 8% de l'année 2016 a2025.

-le taux d'accroissement 5% est celui en profondeur

- le taux d'accroissement 8% est celui en surface

On Essaye Après de confirmer la pratique à l'aide de la théorie pour l'ajustement d'un ensemble de point pour avoir une courbe.

Année	2011	2012	2013	2014	2015
Charge(A)	85	99	108	187.30	203.61
Puissance(MVA)	4.71	5.66	6.06	10.36	11.5
	-	0.201	0.070	0.709	0.110

Tab.III.3 Historique de charge

III.2.2 Calcul du taux d'accroissement

Pour trouver le taux d'accroissement on utilise la formule suivant :

$$S_n = S_0(1 + \tau)^n$$

S_n : puissance de l'année n

S_0 : puissance de l'année initiale

n : nombre d'années

τ : Taux d'accroissement

On a: n=1, on détermine τ :

$$\tau_1 = \frac{S_1 - S_0}{S_0}$$

III.2.3 Par exemple :

$$\tau_1 = \frac{5.66 - 4.71}{4.71} = 0.201$$

De la même façon on détermine les autres valeurs de son récapitulées dans le tableau (Tab.III.2), puis on détermine le taux d'accroissement moyen pour n années :

$$\tau_{\text{moy}}(\%) = \frac{\sum \tau(\%)}{n} = 0.272$$

De la valeur de τ_{moy} on peut déterminer les consommations prévues.

D'après les demandes des abonnées on a calculé la puissance totale à installer qui est :

$$S_i = 14270 \text{ KVA}$$

On prend le taux estimé est de 5% en profondeur, et pour les autres années l'estime 8% en surface.

D'après la formule suivante on a déterminé la consommation de l'année 2016 et les autres années :

$$S_n = S_{n1} (1 + \tau) + S_{prev}$$

$$S_{2016} = 11.5 \times (1 + 0.05) + 7.135 = 19.20 \text{ MVA}$$

$$S_{2017} = 19.20 \times (1 + 0.08) = 20.75 \text{ MVA}$$

Les résultats trouvés données dans le tableau suivant :

Année	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
$\tau \%$	5	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
S (MVA)	11.5	19.20	20.75	22.41	24.20	26.13	28.22	30.47	32.90	35.53	38.37

Tab.III.4 les prévisions de consommation de la puissance de l'année 2016 jusqu'à 2025

Conclusion

Pour diminuer cette chute de tension, on a recours à proposer des solutions.

D'abord, on essaiera de réduire les chutes de tension à l'aide des batteries de condensateurs (compensation).

CHAPITRE IV

Introduction

Un élément du réseau possédant une self ou une capacité met en jeu une forme de puissance particulière appelée puissance réactive celle-ci a l'inverse de la puissance active, peut être restituée après avoir été absorbée.

Son transit dans les réseaux constitue cependant une gêne, le transit de la puissance réactive à travers des éléments du réseau produit des chutes de tension .les pertes actives et réactives.

La circulation de la puissance réactive dans les transformateurs et les conducteurs d'alimentation provoque une augmentation des pertes joules et des chutes de tension ,pour pallier a ces inconvénients ,en l'absence de mesure de compensation de cette puissance ,il est nécessaire de sur dimensionner les transformateurs, les conducteurs et également les appareillages de commande.

On peut également remarque qu'une consommation élevée d'énergie réactive peut obliger à remplacer prématurément un transformateur d'alimentation lors d'une extension de l'installation existante, c'est pourquoi, pour éviter ce remplacement on a recours à produire cette énergie aussi près que possible de son lieu d'utilisation.

IV.1.1 Inconvénient de circulation de l'énergie réactive dans les réseaux électriques

Les réseaux de distribution (moyenne et basse tension) sont toujours consommateurs d'énergie réactive.

D'une part parce que les consommateurs d'énergie électrique se servent le plus souvent de champ magnétique tandis que le champ électrique est rarement utilisé et cela est dû à la construction de leurs équipements et installations.

D'autre part les transformateurs, les lignes et les câbles c'est à dire les équipements du réseau présentent des capacités négligeables devant leurs fortes selfs donc la fourniture de l'énergie réactive liée a la capacité est assez faible ,devant celle liée a la self inductance alors la différence $Q=Q_m-Q_e$ est positive d ou la consommation de l'énergie réactive.

Le transit de la puissance dans le réseau influe négativement sur la qualité du service, par l'accroissement des pertes de puissance ainsi que les chutes de tension.

IV.1.2 Compensation de l'énergie réactive

La compensation de l'énergie réactive procure des économies dans l'exploitation des réseaux de distribution par la diminution des pertes de puissances et l'amélioration de la qualité de la tension, cette compensation se fait :

- Soit par la fourniture de l'énergie réactive en installant des batteries de condensateurs aux points du réseau ou la consommation de celle-ci est considérable.
- soit par la diminution de la réactance de la ligne.

Pour les réseaux de distribution, on a deux niveaux de tension, la moyenne et la basse tension, néanmoins chaque niveau lui est approprié des caractéristiques bien spécifiques en matière de tension, de puissances active et réactive et de courant, par conséquent il est indispensable de spécifier pour chaque niveau, la catégorie des batteries à utiliser dans la compensation et puis la façon dont elles vont être installées.

Puisqu'on est devant de l'étude d'un réseau moyenne tension (30kv), on consacre notre concentration sur les batteries de condensateurs à moyenne tension.

Théoriquement on a la formule de la chute de tension :

En gardant P et R constantes, et pour que $\frac{\Delta U}{U}$ % diminue

On peut jouer sur deux facteurs : $\frac{\Delta U}{U}$ % diminue \iff X diminue ou Q diminue

IV.1.3 Batteries de condensateurs

Les Batteries de condensateurs destinées à un système triphasé de 30 kV et 50 HZ, avec une tension de tenue au de 170kV, sont constitués d'unités appelées gradins dont la puissance normale, nominalisée utilisées par SONALGAZ est soit 2400kvar, 1200kvar, 315Kvar.

Elles sont connectées en étoile avec une mise à la terre et protégées par des parafoudres

Dont le rôle est d'abaisser la tension de tenue au choc.

L'emplacement optimal d'une batterie dans un réseau MT est situé de la ligne, alors le point d'installation de la batterie est d'autant meilleur que la réduction des pertes est maximale.

IV.1.4 Types de compensation

IV.1.4.1 Compensation individuelle

Elle se réalise par l'emplacement d'une batterie de condensateur en chaque poste permettant ainsi de compenser l'énergie réactive circulant dans les équipements du poste et qui influe sur l'efficacité de ceux-ci.

Au point de vue technique, l'installation de batteries de condensateur au niveau de chaque point de consommation, c'est à dire la fourniture de l'énergie réactive par des sources localisées à coté de chaque appareil est d'une grande fiabilité.

Economiquement la compensation individuelle n'est pas rentable à cause des dépenses considérables entraînées par la division de la production de l'énergie réactive qui nécessitent l'installation de l'appareillage de commande et de protection accompagnant les batteries de condensateur.

Donc on ne peut pas réaliser ce type de compensation du moment que les puissances réactives (appelées) circulant dans les postes peu vent être inférieures aux valeurs normalisées.

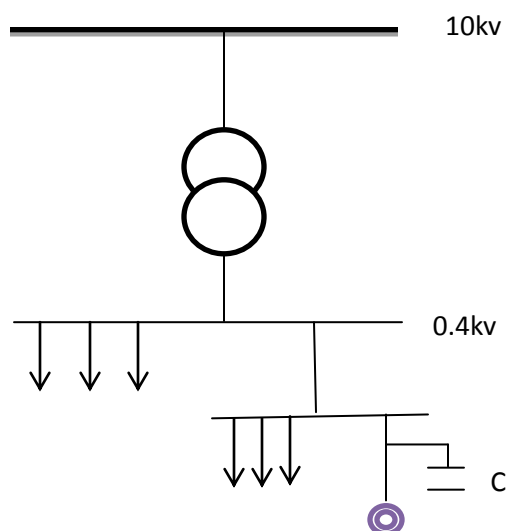


Fig.IV.1 Schéma de la compensation individuelle

IV.1.4.2 Compensation globale

La compensation globale est réalisée par installation d'une batterie de condensateur fractionné en gradins, en tête du départ.

La mise en ou hors service se fait par l'intermédiaire d'un relais var métrique, celui à fonctionne automatiquement selon la demande de fourniture de la puissance réactive.

Cette compensation conduit à des dépenses minimales en comparaison avec la compensation individuelle mais techniquement, elle n'est pas fructueuse car elle présente de très fortes chutes de tension.

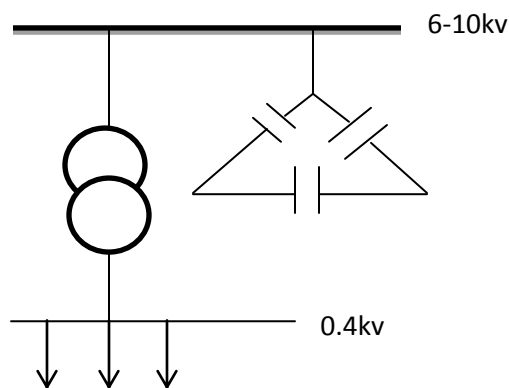


Fig.IV.2Schéma de la compensation globale

IV.1.4.3 Compensation partielle

Elle consiste à placer pour chaque groupe de poste une batterie de condensateur pouvant fournir de l'énergie réactive compensant celle circulant dans le réseau, atténuant ainsi les pertes de puissance et les chutes de tension.

Ce type de compensation est praticable pour notre réseau, techniquement et économiquement.

IV.1.5 Calcul de la chute de tension Avec compensation

IV.1.5.1 Explication

Durant notre étude avec compensation, on asseye de compenser le maximum d'énergie réactive, presque la totalité d'énergie réactive provenant de la source afin d'améliorer la qualité de service.

IV.1.5.2 Procédure de calcul

Si on a le réseau ci-contre

Après l'installation d'une Batteries de condensateurs(Q_c) la chute de tension se calcule comme suit :

$$\Delta U_{JB-1} = \frac{P_1.R_1 + (Q_1 - Q_c).X_1}{U_{JB}}$$

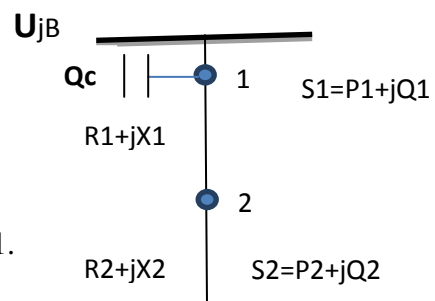
$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_2.R_2 + Q_1.X_2}{U_{JB} - \Delta U_{JB-1}}$$

(P_1, Q_1) les puissances actives, réactives appelée par le noeud 1.

(P_2, Q_2) les puissances actives, réactives appelée par le noeud 2.

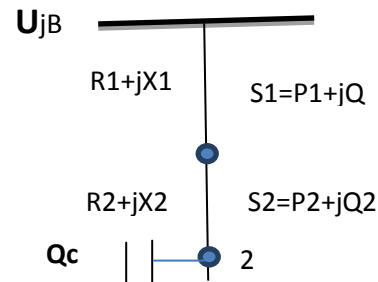
(R_1, X_1) et (R_2, X_2) sont respectivement résistances et réactances des tronçons JB-1 et 1-2.

Si on installe Q_c au noeud (2) comme indiqué sur le schéma ci-contre, les expressions des chutes de tension deviennent :



$$\Delta U_{jB-1} = \frac{P1.R1+(Q1-QC).X1}{U_{jB}}$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P2.R2+(Q2-QC).X2}{U_{jB} - \Delta U_{jB-1}}$$



IV.1.6 Disposition pratique

Avant toute installation des batteries de condensateurs il faut vérifier qu’il n’existe pas au point prévu pour le raccordement des tensions d’harmonique supérieure importante (a l’aide d’un oscillographe).

Adopter pour la batterie de condensateurs installé dans les postes HT/MT une puissance assez éloignée de celle qui correspond a la condition de résonance.

$$Q = \frac{U^2}{N^2.X}$$

N=3, 5,7...

Utiliser une self anti harmonique en sérié avec la batterie de condensateur s’il y’a contrainte.

IV.1.7 Calcul de la puissance des condensateurs de compensation

Sur une installation de puissance réactive Q, et de puissance apparente S, on installe une batterie de condensateur de puissance Qc.

La puissance réactive passe de Q a Q’ : Q’=Q-Qc

La puissance apparente passe de S a S’

La puissance apparente après la compensation S’ est donc diminuée.

La quantité d’énergie réactive fournie par un condensateur est :

Avec :

U :tension aux bornes du condensateur

C : capacité du condensateur

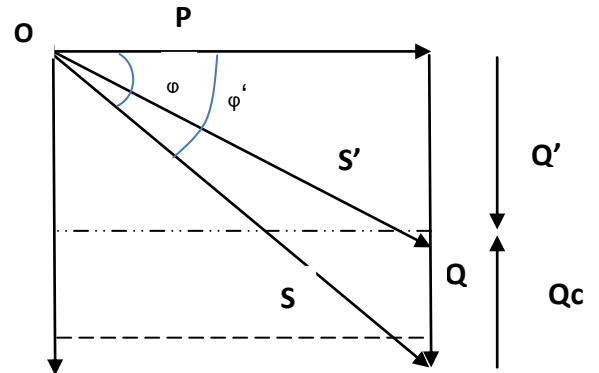
$\omega=2.\Pi.f$: pulsation du réseau d'alimentation.

Si nous avons un couplage triangle alors trois condensateurs

La capacité des condensateurs se calcule par :

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

$$Q_c = U^2 . c . \omega$$



Pour compter le retard causé par l'énergie réactive transitée dans le réseau on utilise la formule suivante :

$$Q_a - P . (tg_{\phi} - tg_{\phi'}) \dots \quad (*)$$

Démonstration la formule (*) : $Q' = Q - Q_c$

Implique que : $Q_c = Q - Q'$

$$Q - P . tg_{\phi} \text{ et } Q' = P . tg_{\phi'}$$

$$\text{Donc : } Q_a = P (tg_{\phi} - tg_{\phi'})$$

$$Q_c = Q_a (1.25)$$

On a:

$$, tg_{\phi'} = 0.2, tg_{\phi} = \frac{Q}{P}$$

Tell que :

P : puissance active transitée

Q : puissance réactive transitée

φ : l'angle de charge

On a installé les batteries aux nœuds « E » et « V » car les tronçons 5 et 23 présente une grande puissance réactive.

IV.2 Variante 01

On place les batteries de condensateurs aux nœuds « E » tronçon « 5 »

$$Q_c(5) = P_{tr} \times (tg_{\varphi} - tg_{\varphi}')^2$$

$$P_{tr} = 8686.85 \text{ kW}, Q_{tr} = 5591.248 \text{ kvar}$$

$$tg_{\varphi} = Q(5)/P(5) = 0.64, tg_{\varphi}' = 0.2$$

$$Q_a = 8686.85 \times (0.64 - 0.2) = 3822.214 \text{ kvar}$$

$$Q_c5 = 1.25 \times Q_a = 1.25 \times (3822.214)$$

$$\text{Donc : } Q_{c5} = 4777.767 \text{ kvar}$$

$$Q'(5) = Q(5) - Q_c(5) = 5591.248 - 4777.767 = 813.481$$

$$\text{Donc : } Q'(5) = 813.481 \text{ kvar}$$

On calcul tout les nouvelles puissance réactives du traçons dès la dorsal amont le nœud5 (voir le tableau)

On place les batteries de condensateurs aux nœuds « V » tronçon « 23 »

$$P_{tr} = 1993.94, Q_{tr} = 1240.087$$

$$tg_{\varphi} = Q(23)/P(23) = 0.62, tg_{\varphi}' = 0.2$$

$$Q_a = 1993.94 \times (0.62 - 0.2) = 837.4548 \text{ Kvar}$$

$$Q_{c23} = 1.25 \times Q_a = 1.25 \times (837.4548)$$

$$\text{Donc : } Q_{c23} = 1046.82 \text{ kvar}$$

$$Q'(23) = Q(23) - Q_c(23) = 1240.087 - 1046.82 = 193.267$$

$$\text{Donc : } Q'(23) = 193.267 \text{ kvar}$$

IV.2.1 Schéma Stylisé de Départ (avec compensation)

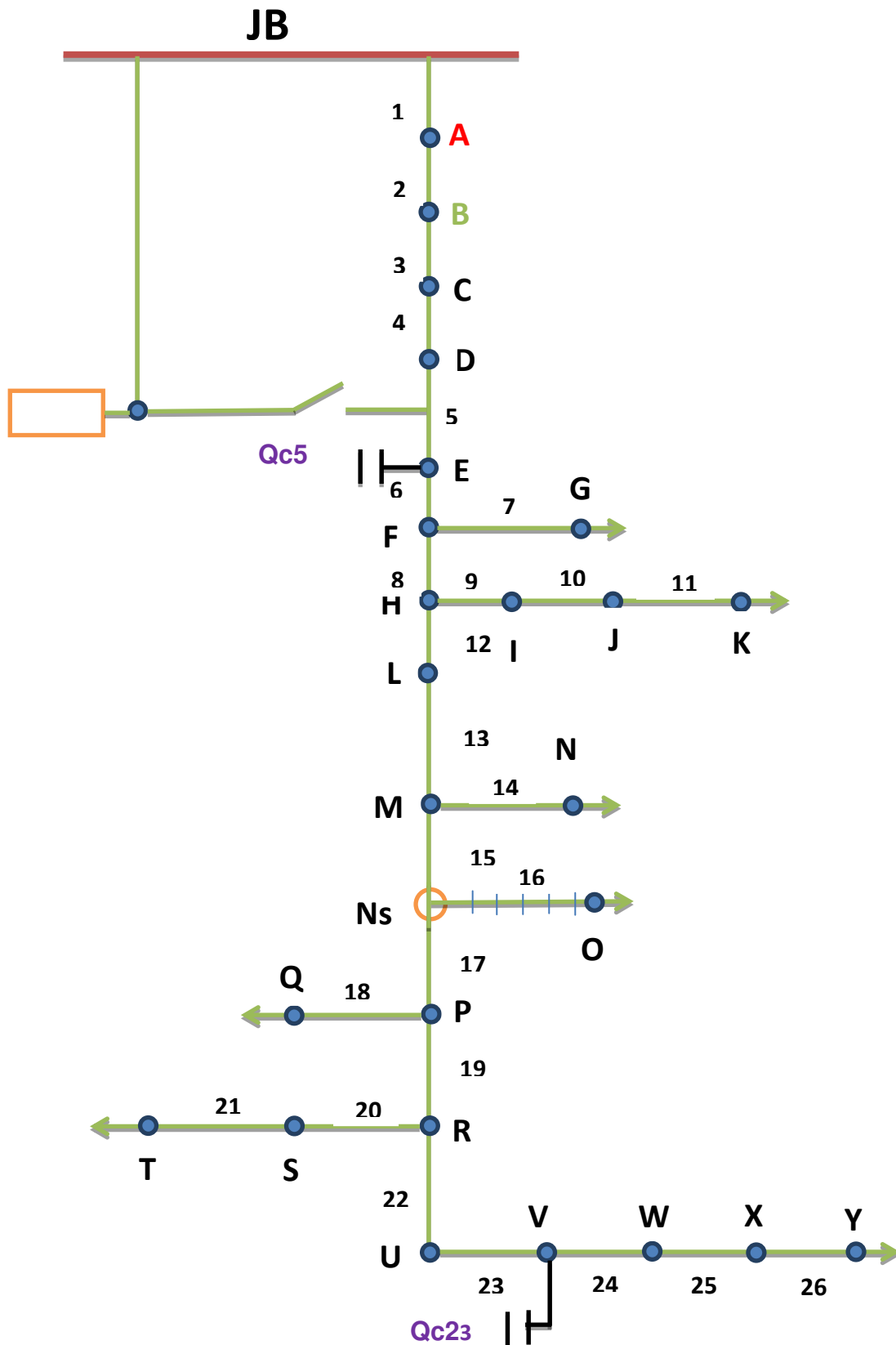


Fig.IV.3 schéma stylisé de départ (avec compensation)

IV.2.2 Des chutes de tension (avec compensation)

N de Tronçon	Puissance transite		$\Delta U(kV)$	Ur�el	$\Delta U_a(\%)$	$\Delta U_b(\%)$
	Ptr (kw)	Qtr (kvar)				
1	9714.02	1452.581	0.3082	29.692	1.02	1.02
2	9582.34	1371.781	1.096	28.596	3.69	4.71
3	9467.54	1300.481	0.215	28.381	0.75	5.46
4	9064.52	1049.481	0.8287	27.552	2.91	8.37
5	8686.85	813.481	0.4034	27.149	1.46	9.83
6	8511.12	4576.4	0.7037	26.4453	2.58	12.41
7	531.16	326.5	0.115	26.330	0.43	12.84
8	7763.97	4114.9	0.658	25.672	2.49	15.33
9	956.05	812.9	0.1581	25.514	0.61	15.94
10	582.93	546.9	0.046	25.468	0.18	16.12
11	300.79	323	0.115	25.353	0.45	16.57
12	6323.99	3023.067	1.29	24.063	5.36	21.93
13	5889.94	2752.067	0.09	23.973	0.37	22.3
14	192.92	107	0.01	23.963	0.04	22.34
15	5372.82	2460.267	0.94	23.023	0.04	22.38
16	1170.97	803	0.037	22.986	0.16	22.54
17	4201.85	1657.267	0.282	22.704	0.01	22.55
18	804.5	524	0.241	22.463	0.01	22.56
19	3112.82	957.267	0.309	22.154	0.013	22.563
20	1077.54	671	0.044	22.11	0.19	22.753
21	723.88	451	0.087	22.023	0.40	23.15
22	1993.94	258.967	0.077	21.946	0.35	23.50
23	1927.82	193.267	0.186	21.76	0.85	24.35
24	1403.77	869.597	0.093	21.667	0.43	24.783
25	1146.44	707.827	0.278	21.389	0.012	24.79
26	889.11	573.807	0.257	21.132	0.012	24.80

Tab.IV.1 Des chutes de tension (avec compensation)

IV.2.3 Des pertes et des courants transients dans les tronçons (avec compensation)

N de Tronçon	Puissance transite		Uréal (kv)	Δ Ptr (kw)	Δ Qtr (kvar)	Δ Ptr/Ptr (%)	Δ Qtr/ Qtr (%)	Itr (A)
	Ptr (kw)	Qtr (kvar)						
1	9714.02	1452.581	29.7	89	87.3	0.91	5.62	189.02
2	9582.34	1371.781	28.6	319.6	313.4	3.33	22.84	188.17
3	9467.54	1300.481	28.4	67.2	65.9	0.70	5.06	192.91
4	9064.52	1049.481	27.5	240.5	235.9	2.65	22.47	185.5
5	8686.85	813.481	27	118	115.7	1.35	14.22	183.17
6	8511.12	4576.4	26.4	188.3	184.6	2.21	4.03	206.63
7	531.16	326.5	26.3	2.7	0.97	0.5	0.29	13.63
8	7763.97	4114.9	25.7	162.9	159.7	2.09	3.88	192.16
9	956.05	812.9	25.5	7.9	2.9	0.82	0.35	28.19
10	582.93	546.9	25.5	1.5	0.54	0.25	0.09	17.95
11	300.79	323	25.4	2.1	0.77	0.7	0.23	9.99
12	6323.99	3023.067	24	270	264.8	4.26	8.75	159.32
13	5889.94	2752.067	24	19.4	19.1	0.32	0.69	156.39
14	192.92	107	23.9	0.13	0.76	0.67	0.71	5.30
15	5372.82	2460.267	23	177.1	173.7	3.29	7.06	142.75
16	1170.97	803	22.9	2.3	0.76	0.19	0.09	203.87
17	4201.85	1657.267	22.7	52.4	18.3	1.24	1.1	35.49
18	804.5	524	22.5	9.9	3.5	1.23	0.66	23.46
19	3112.82	957.267	22.1	41.8	14.7	1.34	1.53	78.01
20	1077.54	671	22.1	2.5	0.88	0.23	0.31	32.53
21	723.88	451	22	3.3	1.1	0.45	0.24	23.54
22	1993.94	258.967	21.9	6.8	2.4	0.34	0.93	49.2
23	1927.82	193.267	21.7	16	5.6	0.83	2.9	47.64
24	1403.77	869.597	21.6	6.9	2.4	0.50	0.27	34.97
25	1146.44	707.827	21.4	16.7	5.8	11.43	0.82	32.74
26	889.11	573.807	21	12.4	4.3	1.39	0.75	28.54

Tab.IV.2 Des pertes et des courants transients dans les tronçons (avec compensation)

IV.2.4 Interprétation

D'après les résultats obtenus on constate que la chute de tension n'est pas souhaitable elle est supérieure à la chute admissible ce qui ne satisfait pas les conditions citées pour le réseau.

On doit choisir une autre variante

IV.3 Variante 02

IV.3.1 Création d'un départ

Cette solution consiste à créer un départ qui sera pris à partir du départ sonatrach jusqu'au nœud Ns, le choix du lieu où aboutira le départ n'est pas fait fortuitement mais après une analyse bien détaillée de tous les points de charges de notre réseau ; ceci dit on peut faire notre choix selon les raisons principales :

- ✓ Le tronçon(15) ayant une importante chute de tension.
- ✓ Pour remédier à cet inconvénient, on procédera par une ouverture au niveau de celui-ci.
- ✓ La proximité de l'implantation de SH à Ain-Naga au point Ns.
- ✓ Le point de vue économique et technique.

IV.3.2 Caractéristique du départ

Le nouveau départ qui est pris à partir du départ Sonatrach jusqu'au point Ns, la longueur du nouveau départ jusqu'au nœud Ns est de 28km,

On a conservé la section 93.3mm², dont les valeurs de r et x sont : r=0.335 Ω /km et x =0.35 Ω /km

On a choisi cette variante dans le but de diminuer les chutes de tension.

IV.3.3 Calcul de la chute de tension

IV.3.3.1 poste SONATRACH à vide

Ptr15=1740 kW, Qtr15=1169kvar

R=r×l=0.335×23.1=7.738 Ω

X=x×l=0.35×23.1=8.085 Ω

$$\Delta U (\%) = \frac{(7.738 \times 1740 + 8.085 \times 1169)}{1000 \times 30^2} \times 100 = 2.54 \%$$

IV.3.3.2 PosteSONATRACH à charge

Ptr15=7043.7 kW, Qtr15=46.14kvar

$$\Delta U (\%) = \frac{(7.738 \times 7043.7 + 8.085 \times 4614)}{1000 \times 30^2} \times 100 = 10.2\%$$

IV.3.4 Schéma Stylisé (Création d'un départ)

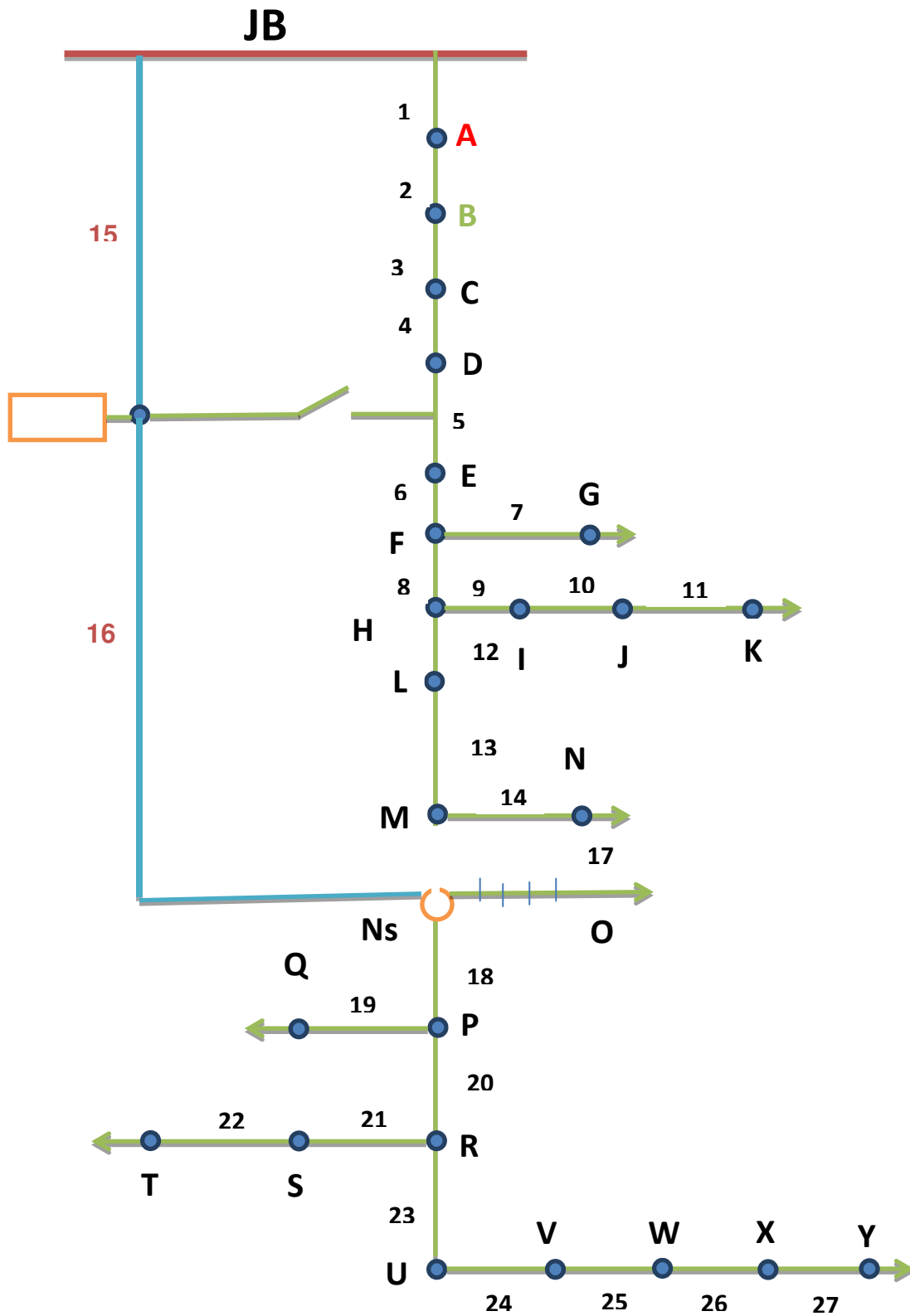


Fig.IV.4 Schéma Stylisé (Création d'un départ)

IV.3.5 Calcul des chutes de tension dans les tronçons

IV.3.5.1Départ (01)

N de Tronçon	Puissance transite		$\Delta U(\text{kV})$	Uréel(kV)	$\Delta U_a(\%)$	$\Delta U_b(\%)$
	Ptr(kW)	Qtr(kvar)				
1	4390.33	2861.3	0.192	29.81	0.639	0.64
2	4267.43	2780.5	0.679	29.13	2.279	2.92
3	4157.43	2709.2	0.136	28.99	0.465	3.38
4	3760.33	2458.2	0.477	28.52	1.647	5.03
5	3386.33	2222	0.22	28.3	0.772	5.8
6	3219.03	2116	0.265	28.03	0.935	6.74
7	493.58	326	0.108	27.92	0.387	7.12
8	2510.75	1654.7	0.209	27.82	0.745	7.48
9	1208.31	812.98	0.186	27.64	0.669	8.15
10	798.71	546.92	0.056	27.85	0.203	8.35
11	479.9	323	0.163	27.42	0.591	8.94
12	859.74	562.78	0.173	27.65	0.622	8.1
13	435.34	291.78	0.007	27.64	0.024	8.13
14	192.92	107	0.01	27.63	0.04	8.17

Tab.IV.3 Calcul des chutes de tension(D01)

IV.3.5.2Départ (2)

N de Tronçon	Puissance transite		$\Delta U(kV)$	Ur�el(kV)	$\Delta U_a(\%)$	$\Delta U_b(\%)$
	Ptr(kw)	Qtr(kvar)				
15	7043.7	4614	3.06	26.94	10.2	10.2
16	5303.7	3445	3.1	23.84	11.51	21.7
17	1247	803	0.034	23.81	0.141	21.8
18	4056.73	2642	0.364	23.48	1.529	23.2
19	813.38	524	0.266	23.21	1.132	24.4
20	2969	1942	0.407	23.07	1.735	25
21	1044.2	671	0.055	23.01	0.237	25.2
22	700.7	451	0.085	22.93	0.371	25.6
23	1886.6	1243.7	0.106	22.96	0.46	25.4
24	1829.1	1178	0.256	22.71	1.114	26.5
25	1316.2	853	0.115	22.59	0.506	27.1
26	1067.3	693	0.322	22.27	1.427	28.5
27	889.11	573.807	0.257	21.132	0.012	28.51

Tab.IV.4 Calcul des chutes de tension(D02)

IV.3.6 Les courants transients et des pertes dans les tronçons

IV.3.6.1 Départ (01)

N de Tronçon	Puissance transite		ΔP (kW)	ΔQ (kvar)	$\Delta P/P(\%)$	Itr (A)
	Ptr (kw)	Qtr (kvar)				
1	4390.33	2861.3	23.77	24.84	0.5414	101
2	4267.43	2780.5	82.453	86.13	1.9321	98.77
3	4157.43	2709.2	16.394	17.12	0.3944	98.46
4	3760.33	2458.2	52.51	54.86	1.3964	89.57
5	3386.33	2222	22.172	23.18	0.6548	82.1
6	3219.03	2116	25.56	26.71	0.794	78.7
7	493.58	326	2.2286	0.78	0.4515	12.2
8	2510.75	1654.7	15.88	16.59	0.6325	62.01
9	1208.31	812.98	9.5047	3.326	0.7866	30.26
10	798.71	546.92	1.9152	0.683	0.2398	20.25
11	479.9	323	3.4063	1.192	0.6841	12.44
12	859.74	562.78	4.5396	4.743	0.528	21.35
13	435.34	291.78	0.0895	0.093	0.0205	10.96
14	192.92	107	0.076	0.044	0.0478	4.009

Tab.IV.5 Les courants transients et des pertes dans les tronçons(D01)

IV.3.6.2 Départ (02)

N de Tronçon	Puissance transite		$\Delta P(\text{kw})$	$\Delta Q(\text{kvar})$	$\Delta P/P(\%)$	Itr(A)
	Ptr(kw)	Qtr(kvar)				
15	7043.7	4614	609.61	636.9	8.6546	162.2
16	5303.7	3445	516.94	540.1	9.7467	135.7
17	1247	803	1.9895	0.774	0.1595	35.96
18	4056.73	2642	52.537	54.93	1.2951	117.4
19	813.38	524	9.5005	5.47	1.168	23.82
20	2969	1942	43.688	45.65	1.4715	87.35
21	1044.2	671	2.0901	2.183	0.2002	31.1
22	700.7	451	3.001	1.05	0.4283	20.93
23	1883.6	1243.7	7.3715	7.697	0.3914	56.56
24	1829.1	1178	17.226	18	0.9418	54.77
25	1316.2	853	5.6442	5.897	0.4288	39.93
26	1067.3	693	12.9	13.48	1.2087	32.56
27	889.11	573.807	10.834	6.237	1.2595	26.64

Tab.IV.6 Les courants transisent et des pertes dans les tronçons(D02)

IV.3.7 Interprétation

Pour le départ (01), on constate d'après les résultats de calcul, que les valeurs des chutes de tension diminuent visiblement pour descendre au-dessous de la valeur admissible ($\Delta U_b\% = 8.17$) au point le plus éloigné

Mais pour le départ (02), malgré cette amélioration, les résultats de calcul de la chute de tension depuis les premières valeurs (tronçon 16) dépassent la valeur admissible (12%), ce dépassement rapide est sans doute dû à la longueur importante du départ créé (tronçon 15 $L = 23.1$ km),

(tronçon 15 $L = 28$ km)

Donc une autre solution s'impose pour un deuxième départ, la chute de tension admissible est dépassée.

Conclusion

Après l'étude des deux variantes précédentes, les résultats obtenus ne sont pas satisfaisants, alors on a recours à une troisième variante plus efficace, dont on propose une réalisation d'un poste 60/30 kv, cette variante sera la meilleure, par ce que le problème du a la longueur importante du départ et l'évolution rapide.

Si le choix du lieu d'implantation du poste est judicieux, celui-ci satisfera les besoins en énergie électrique de toute la région et avec une bonne qualité de service.

Conclusion générale

L'étude d'un tel projet nous a permis d'acquérir plusieurs connaissances dans le domaine des réseaux électriques et en particulier l'étude avec soin de l'axe alimentant le village de Z-E-O-1

Le point essentiel qu'on a traité c'est bien l'étude de la chute de la tension qui est le problème de cet axe et qui représente le problème majeur des réseaux.

D'après les résultats obtenus pour l'année 2015 on a remarqué que les valeurs de la chute de tension pour les points les plus éloignés dépassent la valeur admissible (12%) imposée par la SONALGAZ, notamment pour le point le plus éloigné.

En ce qui concerne les valeurs des courants transités, elles sont toutes inférieures à la valeur admissible donc il n'y a pas de dépassement de capacité de transit dans les conducteurs.

Pour atténuer les chutes de tension, nous avons proposé les solutions suivantes :

- ✓ compensation des chutes de tension par l'installation de batteries de condensateurs
- ✓ la création d'un nouveau départ pris à partir du départ 30 KV SONATRACH, issu de la cabine 60/30 KV de AIN-NAGHA et injecté dans le nœud Ns.

L'étude du projet, nous a permis de joindre la pratique à la théorie et de développer nos connaissances et d'acquérir de l'expérience au niveau de SONALGAZ.

Comme il est nécessaire de rappeler que ce projet reste ouvert pour ceux qui veulent détailler encore plus.....

Bibliographie

- [1] Document de SONALGAZ « Rencontre avec la clientèle moyenne tension », septembre 2014-2015
- [2] **Mr. Zellagui Mohamed**, « Étude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV) », Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme MAGISTERE. Spécialité électrotechnique, Université de Constantine, juillet 2010.
- [3] **Khelif M'ed laid, Azoui Hichame**, « Etude de la ligne MT-30 KV ENASEL II », Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme Master. Spécialité électrotechnique, Université de Biskra, Juin 2011.
- [4] **Debabeche Riadh, Ben salah Malek**, « Renforcement en énergie électrique du départ MT 30 KV DE ZARIBET EL OUED », Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état. Spécialité électrotechnique, Université de Biskra, Juin 1999
- [5] **J.L.LILIEN**, « Transport et Distribution de l'Énergie Électrique ». Cours donné à l'institut d'électricité Montefiore Université de Liège, 2006.