

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



Mémoire de Fin d'Étude

Présenté à

L'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

En Réseaux électriques

Présenté par

Tedjani Ahmed et Moumen Sad Brahim

Thème

**Analyse Electro-Statistique Et Géospatial Du Réseau
De Distribution D'El Oued (Départ Centre Ville)**

Soutenu le 27/05/2017. Devant le jury composé de :

Mr. Merazga Ezz Edine

Maitre de conférences Président

Mr. Guia Talal

Maitre de conférences Rapporteur

Mr. Mida driss

Maitre de conférences Examineur

Année Universitaire 2016/2017

ملخص

إن تحليل الشبكات الكهربائية يعتبر أساسى ومهم لتخطيط وتصميم الشبكة ومراحل تشغيلها ، هذا البحث يدرس تحليل و نمذجة الشبكة الكهربائية الحالية لمنطقة الوادي

يستخدم هادى سعادت toolboxes في هذا الموضوع من أجل حل مشاكل سريان الطاقة وسريان الطاقة الأمثل وللدارات المقصرة لنظام ثلاثى الطور متوازن باستخدام MATLAB.

أما الجانب الإحصائى ، فبرامج التحليل الإحصائى التفاعلى تستخدم وتعرض وزيادة على ذلك ، يقدم هذا البحث نماذج إحصائية.وهي تصف العوامل الرئيسية المؤثرة على طلب الطاقة في منطقة الوادي.

وبالإضافة إلى ذلك ،تطبيق GIS (نظم المعلومات الجغرافية) في مجال الكهرباء وسيكون له اعتبار في هذا العمل ، و سيتم تطبيقها عن الشبكة القائمة والمقترحة في منطقة الوادي لمستوى الجهد 30 كيلو فولت . هذه التطبيقات هي : العرض السطحي، والعرض ثلاثى الأبعاد ، العرض التخطيطي، ومع تدفق الطاقة، التحليل الخارجى، وتحليل الجيوإحصائية والتكامل GIS مع برنامج Google Earth وMATLAB.

الكلمات المفتاحية :

تحليل أنظمة الطاقة - نمذجة - toolboxes - تدفق الطاقة - الإحصائيات - منطقة الوادي - GIS - العرض السطحي - العرض ثلاثى الأبعاد.

Résumé

L'analyse des réseaux électriques est fondamentale à la planification, la conception, et aux stades de fonctionnement du réseau. Cette recherche étudie la modélisation et l'analyse du réseau électrique existant et propose pour la région d'El Oued.

Hadi SaadatToolboxes est utilisé dans cette thèse pour résoudre les problèmes d'écoulement de puissance, écoulement de puissance optimal et des courts circuits triphasés équilibrés utilisant MATLAB.

Pour un aspect statistique, un logiciel d'analyse statistique interactif est utilisé et présenté. De plus, la présente recherche propose des modèles statistiques, Ils décrivent les principaux facteurs influencés sur la demande d'énergie dans la région d'el oued.

En outre, les applications des GIS (système d'information géographique) dans le domaine électrique sont mises en valeur dans ce travail, il sera appliqué au réseau existant et proposé de la région d'el oued aussi bien que pour le niveau de tension 30kV. Ces applications sont : visualisation superficielle, visualisation en trois dimensions, visualisation schématique, il donne le sens de flux de puissance, analyse extérieure, analyse géostatistique et intégration des GIS avec la Google-Earth et MATLAB.

Mots clés :

L'analyse des réseaux électriques – Modélisation – Toolboxes – Ecoulement de puissance – Statistique – région d'el oued – système d'information géographique – visualisation superficielle - visualisation en trois dimensions.

Abstract

Analysis of power grids is fundamental to planning, design, and at the operating stages of the network. This research studies the modeling and analysis of the existing and proposed electrical network for the El Oued region.

Hadi SaadatToolboxes is used in this thesis to solve problems of power flow, optimal power flow and balanced three-phase short circuits using MATLAB.

For statistical aspect , interactive statistical analysis software is used and presented . In addition, the present research proposes statistical models. which describe the main factors influencing energy demand in the El Oued region.

More over, the applications of GIS (geographic information system) in the electrical field are highlighted in this work, It will be applied to the existing and proposed network of the el oued region as well as for the voltage level 30kV. These applications are: superficial visualization, three-dimensional visualization, schematic visualization, it gives sense of power flow, external analysis, geostatic analysis and integration of GIS with Google Earth and MATLAB.

Keywords :

Analysis of electrical networks - Modeling - Toolboxes - Power flow - Statistics - El oued region - Geographic information system - Surface visualization - Three-dimensional visualization

Remerciements

En début nous tenons à remercier dieu le tout puissant que il nous a donné durant toutes ces longues années la volonté, la santé et la patience pour terminer ce travail.

Alors , nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Mr. Guia Talal pour avoir d'abord proposée ce thème, et suivi continuel tout le long de la réalisation de ce mémoire et qui n'a pas cessée de nous donner ses conseils.

Nous tenons à remercier vivement toutes personnes qui nous ont aidés à élaborer et réaliser ce mémoire, ainsi à tous ceux qui nous ont aidés de prés ou de loin à accomplir ce travail.

Nos remerciements vont aussi à tous les enseignants qui ont contribué à notre formation par ailleurs.

En fin, nous tenons à exprimer notre reconnaissance à tous nos amis et collègues pour le soutien moral et matériel .

Dédicace

Je dédie ce modeste mémoire à::

- ✓ *À tous mes famille , et plus particulièrement
mon père et ma mère , mes sœurs et mon
frères tout à son nom .*
- ✓ *À tous mes chers amis et mes collègues .*
- ✓ *Et à tous ce qui ont mes enseignants en long
de ma vie scolaire .*

Sommaire

Résumé

Remerciements

Dédicaces

Sommaire

Liste des acronymes et les Symboles

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale

Chapitre I : Introduction et revue de l littérature à les applications pour l'analyse du réseau électrique

I.1.	Introduction	03
I.2.	Les applications pour l'analyse du réseau Electrique	03
I.2.1.	Application du logiciel ETAP (Program de Analyse Transitoire Electrique)	03
I.2.2.	Application logiciel PSAT (Power System Analysis Toolbox)	04
I.2.3.	Application du logiciel CYMDIST (Distribution system modeling using)	05
I.2.4.	Application le logicielle EMTP (Electro Magnetic Transients Program)	05
I.2.5.	Comparaison entre CYMDIST et EMTP-RV	06
I.2.6.	La cartographie thématique	07
I.2.7.	Application Architecture	09
I.3.	Application de l'arcGIS (système d'information géographique)	10
I.4.	Conclusion	12

Chapitre II: rappel théorique de l'analyse de puissance électrique

II.1.	introduction	14
II.2.	Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance	14
II.3.	modélisation des éléments du réseau	15
II.3.1.	Les générateurs	15
II.3.2.	Les lignes de transport	15
II.3.3.	Transformateur	16
II.3.4.	Les charges	17
II.3.5.	Elément shunt	17
II.4.	Problème d'écoulement de puissance	18
II.5.	Types des jeux de barre	18

II.5.1.	J.d.B de référence (slack bus)	18
II.5.2.	J.d.B de contrôle (P.V bus)	18
II.5.3.	J.d.B de charge (P.Q bus)	18
II.6.	Formulation des équations de l'écoulement de puissance	19
II.7.	Equations de l'écoulement de puissances dans les lignes	20
II.8.	Classification des variables de l'écoulement de puissance	21
II.8.1.	Variables de perturbation	21
II.8.2.	Variables d'état	21
II.8.3.	Variables de contrôle	22
II.9.	Méthodes de Résolution du problème de l'écoulement de puissance	22
II.9.1.	Methode du Newton – raphson	23
II.9.2.	Methode de gauss – seidel	24
a.	Test d'arrêt	25
b.	Accélération de la méthode	25
II.10.	Conclusion	25

Chapitre III : description et analyse de réseau HTA d'el-oued poste source tiksebt

III.1.	Introduction	27
III.2.	Génialité sur le réseau de distribution HTA	27
III.2.1.	Composition d'un de barre HTA	27
III.2.2.	les postes sources HTB/HTA	28
III.2.3.	Réseaux de distribution HTA	28
III.2.3.1.	Constitution des réseaux de distribution HTA	28
III.2.3.1.1.	Réseaux HTA aériens	28
III.2.3.1.2.	Réseaux HTA souterrains	28
III.2.4.	Le poste HTA/BT	28
III.2.4.1.	Types de postes HTA	29
III.3.	Etude de réseau de distribution HTA d'El-Oued (postsources tiksebt)	31
III.3.1.	Description du poste source teksept 220/30 kv	31
III.3.2.	Caractéristiques de transformateur du poste source	31
III.3.3.	Types de postes HTA utilisé dans réseau d'el-oued	31
III.3.4.	Caractéristiques physiques du réseau de distribution d'el-oued (post source tiksebt)	32
III.3.4.1.	Nombre des départs HTA	32
III.3.4.2.	Variation de longueur de réseau (Km)	32
III.3.4.3.	Nombre des postes	33
III.3.5.	Analyse et évolution du puissance de réseau MT de poste source Teksibt	34
III.3.5.1.	La tension de post source teksibt	34

III.3.5.2.	Le courant de post source teksibt	34
III.3.5.3.	La puissance de post source teksibt	35
III.3.5.4.	Analyses statistique des incidents de réseaux HTA de poste source teksibt	36
III.4.	conclusion	36

Chapitre IV: Application du GIS sur le réseau électriques 30kV d'El-oued(départ centre ville)

IV.1.	Introduction :	38
IV.2.	Description de départ de centre ville	38
IV.2.1.	L'impudence de départ centre ville	38
IV.2.2.	L'admittance de départ centre ville	39
IV.3.	Statistiques l'influence de facteurs climatologique sur la puissance de départ centre ville	40
IV.3.1.	les variations la charge dans le jour d'été 2016	40
IV.3.2.	modélisation mesurable de la charge en fonction de la température	41
IV.3.2.1.	Estimation du modèle	42
IV.3.2.2.	diagnostique du modèle	42
IV.3.2.3.	Comparaison du modèle estimée et l'originale.	42
IV.3.2.4.	Analyse électrique du modèle	43
IV.3.3.	modélisation mesurable de la charge en fonction de l'indice de chaleur	43
IV.3.3.1.	Estimation du modèle	44
IV.3.3.2.	diagnostique du modèle	44
IV.3.3.3.	Comparaison du modèle estimée et l'originale.	45
IV.3.3.4.	Analyse électrique du modèle	45
IV.3.4.	Modélisation mesurable de la puissance en fonction de l'humidité	46
IV.3.4.1.	Estimation du modèle	46
IV.3.4.2.	diagnostique du modèle	47
IV.3.4.3.	Comparaison du modèle estimée et l'originale.	47
IV.3.4.4.	Analyse électrique du modèle	48
IV.4.	Résolution de problème d'écoulement de puissance dans départ centre ville	48
IV.4.1.	programme de calcule méthode gauss Seidel par matlab	48
IV.5.	Analyse spatiale de départ centre ville	51
IV.5.1.	le perte dans les lignes	51
IV.5.2.	La puissance demande	55
IV.5.3.	La chute de tension	58
IV.6.	Conclusion	60
	Conclusion générale	61
	Bibliographique	
	Annexe	

Liste des figures

Chapitre I :Introduction et revue de la littérature a Les applications pour l'analyse du réseau Electrique

Figure (I.1): Simulation du réseau d'application avec le logiciel ETAP.....	4
Figure(I.2) : Interface graphique du PSAT.....	4
Figure (I.3): Cas d'un réseau réel.....	5
Figure (I.4) : Modèle EMTP pour un transformateur monophasé à n enroulements.....	6
Figure (I.5) : Zonage final de la demande et du réseauen Mayenne.....	7
Figure (I.6) :Pourcentage de clients résidences secondaires par commune.....	8
Figure (I.7) : Support de la solution de l'algorithme ARPM du ModèleAPM pour l'instance de données du réseau réel.....	9
Figure (I.8) : Support de la solution de l'algorithme AAFCLM pour l'instance de données du réseau réel.....	10
Figure (I.9) : Support de la solution approximative du ModèleAPLM pour les données du réseau réel.....	10
Figure (I.10): réseau de distribution en forme réel	10
Figure(I.11): Réseau de planification à long terme créé par ArcGIS et exporté vers Google Earth avec l'association de toutes les couches les données.....	11

Chapitre II: rappel théorique de l'analyse de puissance électrique

Figure (II-1) : Modèles d'un générateur.....	15
Figure (II-2) : Modèle d'une ligne par un schéma en Π équivalent.....	16
Figure(II-3) :Modèle d'un transformateur.....	16
Figure (II-4) : Modèle d'une charge électrique sous forme d'une impédance constante.....	17

Chapitre III : description et analyse de réseau HTA d'el-oued poste source tiksebt

Figure (III- 1): impédance de poste HTA/BT.....	27
Figure (III- 2): Poste HTA/BT.....	29
Figure(III-3): Poste Livraison.....	29
Figure (III- 4): Poste de distribution publique.....	29

Figure (III- 5): Exemple de raccordement d'un poste sur poteau.....	30
Figure (III- 6): Schéma général d'un poste ouvert.....	31
figure (III-7): variation de nombre de départ HTB/HTA d'el-oued.....	32
Figure(III-8): la courbe de variation du longueur de réseau mt de post source teksept.....	33
figure (III-9): variation de nombre de poste HTA/BT d'el-oued	33
figure (III-10): variation de tension de post source HTB/HTA teksibt.....	34
figure (III-11): variation de courant de post source HTB/HTA teksibt.....	35
figure (III-12): variation de puissance de post source HTB/HTA teksibt.....	35
figure(III-13) rapport mensuel que montre nombre d'incident.....	36

Chapitre IV: Application du GIS sur le réseau électriques 30kV d'El-oued(départ center ville)

Figure(IV-1): variation de la puissance apparent en jour d'été.....	41
Figure (IV-2): variation de température.....	14
Figure (IV-3) : comparaison la courbe de puissance réelle et parfait par effet De température.....	43
Figure(IV-4): variations l'indice du chaleur.....	44
Figure (IV-5) : comparaison la courbe de puissance réelle et parfait par effet d'indice de chaleur.....	45
Figure(IV-6): variations humidité.....	46
Figure (IV-7) : comparaison la courbe de puissance réelle et parfait par effet humidité.....	48
Figure(IV-8): le perte de puissance réactive.....	51
Figure(IV-9): analyse spatiale de perte de puissance réactive sur arcGIS.....	51
Figure(IV-10): le perte de puissance active.....	52
Figure(IV-11): analyse spatiale de perte de puissance active sur arcGIS	52
Figure(IV-12): le perte de puissance réactive été.....	53
Figure(IV-13): analyse spatiale de perte de puissance active été sur arcGIS.....	53
Figure(IV-14): le perte de puissance active été	54
Figure(IV-15): analyse spatiale de perte de puissance active été sur arcGIS.....	54
Figure(IV-16): la puissance demande active et réactive hiver	55
Figure(IV-17): analyse spatiale de la demande de puissance active hiver sur arcGIS.....	55
Figure(IV-18): analyse spatiale de demande de puissance active hiver sur arcGIS.....	56
Figure(IV-19): la puissance demande active et réactive été	57

Figure(IV-20): analyse spatiale de demande de puissance active été sur arcGIS	57
Figure(IV-21): analyse spatiale de demande de puissance active hiver sur arcGIS	58
Figure(IV-22): le chute de tension hiver.....	58
Figure(IV-23): analyse spatiale chute de tension hiver sur arcGIS.....	58
Figure(IV-24): le chute de tension été.....	59
Figure(IV-25): analyse spatiale de chute de tension été sur arcGIS.....	59

Liste des tableaux

Chapitre II: rappel théorique de l'analyse de puissance électrique

Tableau(II.1) : Types des variables des Jeux de barres existent.....	18
--	----

Chapitre IV: Application du GIS sur le réseau électriques 30kV d'El-oued(départ center ville)

Tableau (IV-1) : l'impudence de lignes de départ center ville.....	39
Tableau (IV-2) : l'admittance des lignes de centre ville.....	39
Tableau(IV-3): d'estimation du modèle de la puissance apparent et la température.....	42
Tableau(IV-4): variations l'indice du chaleur.....	44
Tableau(IV-5): variations la puissance par humidité.....	47
Tableau(IV-6): la puissance de jeux de barre et les pertes de la ligne et la chut de tension en été.....	49
Tableau(IV-7): la puissance de jeux de barre et les pertes de la ligne et la chut de tension en hiver.....	50

Liste des acronymes et les symboles

Acronymes

ArcGIS	: Système d'Information Géographie
ETAP	: Program de Analyse Transitoire Electrique
EMTP	: Program de Electromagnétique Transitoire
PDs	: productions décentralisées
PSAT	: Power System Analysis Toolbox
FACTS	: Flexible AC transmission system
TCSC	: Thyristor-Controlled Series Capacitor. :
CYMDIST	: Distribution system modeling using
MANA	: Modified augmented nodal analysis:
BCDSE	: Branch current distribution state estimator
EMTP	: Electro Magnetic Transients Program
MDE	: Maîtrise de la Demande d'Electricité
EDF	: Électricité De France
MODELEALM	: Modèle de l'Architecture du réseau de distribution de Longueur Minimale
MODELEALMC	: Modèle de l'Architecture du réseau de distribution de Longueur Minimale avec des Capacités
MODELEARPM	: Modèle de l'Architecture du Réseau de distribution des Pertes Minimales
MODELEUAFCLM	: Modèle de l'Architecture : Union des arborescences de flot de coût linéaire minimum
MODELEAPLM	: Modèle de l'Architecture du réseau de distribution des Pertes minimales

symbole

V_i	: Module de la tension au noeud i.
V_m	: Module de la tension au noeud m.
V_{min}, V_{max}	: Respectivement limites (minimale et maximale) de la tension.
δ_m	: la phase de la tension au jeu de barres m

I_i	: Module de la courant au noeud i .
I_m	: Module de la courant au noeud m .
P_g	: Puissance active générée.
Q_g	: Puissance réactive générée.
Π	: modèle la ligne électrique.
Z	: Les différentes impédances.
A_{im}	: le déphasage du déphaseur de la puissance active.
$P.V$ bus	: les grandeurs de la tension et la puissance active sont spécifiées.
$P.Q$ bus	: la puissance totale injectée est spécifiée pour chacun d'eux.
PL	: Perte active totale.
QL	: Perte réactive de consommation.
Sim	: Puissance apparente transitée dans la ligne $i-m$.
Sim_{max}	: Puissance apparente maximale transitée dans la ligne $i-m$.
P_{im}	: Puissance active transitée dans la ligne $i-m$.
Q_{im}	: Puissance réactive transitée dans la ligne $i-m$.
Y_{im}	: les elument im de la matrice admittance
$.Y_{ii}$	: les elument diagonale de la matrice admittance
$.Y_{buse}$	: matrice d'admittance .
S	: Puissance apparente.
S_b	: Valeur de base.
S_d	: Puissance apparente demandée.
SG	: Puissance apparente générée.
NR	: Newton-Raphson.
P_{gi}	: la quantité de génération en mégawatts au générateur i .
PD	: La puissance active demandée.
QD	: La puissance reactive demandée.
SVC	: static var Compensator
P_u	: La grandeur en unité relative (grandeur réduite)
I_{bus}	: Vecteur des courants complexes injectés aux jeux de barre
t_t	: valeur critique depuis le tableau statistique
t_c	: valeur calculer de t-statistique
F_t	: valeur de probabilité depuis le tableau du Fisher
F_c	: valeur calculer de Fisher

Introduction générale

L'énergie électrique est fournie par la centrale sous forme d'une tension sinusoïdale triphasé équilibre , mai ce signal subit de altération durant son transport jusqu'à son arrivée chez le client , les dégradation peuvent être causées par des incident climatiques (foudre) , de dysfonctionnement de matériel sur le réseau (saturation des transformateur ,ouverture de disjoncteur) et beaucoup plus fréquemment par l'utilisation d'appareille électrique faisant intervenir des composant d'électronique de puissance [1].

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Il devient de plus en plus difficile d'obtenir des endroits de passage pour construire des nouvelles lignes de transport ou de distribution. Pour ces raisons, les compagnies d'électricité cherchent à augmenter la puissance que peuvent transportées les lignes existantes, sans autant compromettre leur fiabilité et stabilité. Idéalement, on aimerait les charger jusqu'aux limites de la capacité thermique des conducteurs et utiliser toutes les lignes pour supporter la charge électrique [2]

Ce mémoire a pour objectif d'analyse de réseau de distribution électrique moyenne tension en utilisant un programme de système d'information géographique GIS et d'étudier les facteurs influents sur la puissance électrique quels que soient internes comme la charge ou externe comme les facteurs de climat dans ce cas on a choisi le réseau de distribution moyenne tension d'el oued pour l'analyse et d'appliquer le programme de système d'information géographique GIS pour découvrir tous les problèmes liés de chaque partie de réseau et prendre les mesures et les solution nécessaires pour affronter à ces problèmes de la puissance transit a le consommateur d'une manière plein de sécurité, notre étude dans ce travail contient les chapitre suivant :

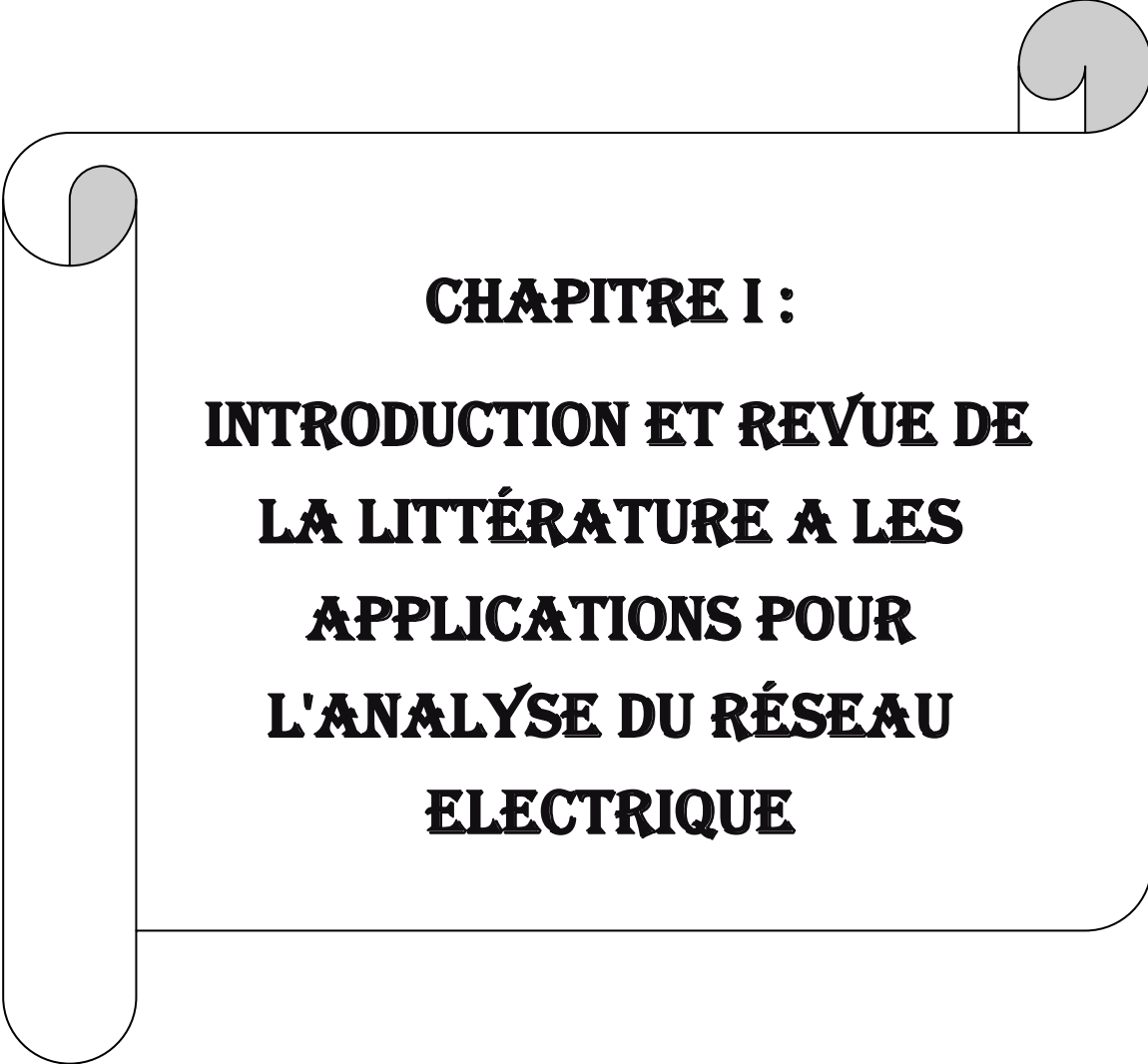
Premier chapitre :introduction et revue de littérature, dans cette partie nous écrivons une introduction et nous allons parlerons sur les logiciels utilisé dans l'analyse de réseau fait par d'autres recherches

Deuxième chapitre: rappel théorique de l'analyse de puissance électrique, dans cette partie nous montrerons la modélisation des éléments du réseau et nous parlerons sur l'écoulement de puissance.

Troisième chapitre: description et analyse du réseau électrique MT d'el oued (poste source tiksebt), dans cette partie nous offrirons la description et l'analyse du réseau MT d'el oued et la dimension qui contient et la composition des lignes

Quatrième chapitre: application du GIS sur le réseau électriques 30kV d'El-oued (départ centre ville) , dans cette partie nous appliquons l'étude spatiale que montre l'influence de facteur climatologie sur la consommation de puissance électrique et nous résoudrons le problème d'écoulement de puissance par l'un des méthodes de solution Gauss-Seidel et en fin nous introduisons les résultats d'analyse obtenus dans le programme de system d'information géographique (GIS) pour afficher les résultat sur un surface géographique du zone

Finalement, on terminera ce mémoire par une conclusion générale qui résume les résultats obtenus et expose quelques perspectives du recherche envisagées.

A decorative graphic consisting of a large, light gray scroll-like shape with a black outline. The scroll is oriented horizontally, with its top edge curved upwards and its bottom edge curved downwards. The text is centered within the scroll.

CHAPITRE I :

INTRODUCTION ET REVUE DE LA LITTÉRATURE A LES APPLICATIONS POUR L'ANALYSE DU RÉSEAU ELECTRIQUE

I.1.Introduction:

L'étude géographique de réseau électrique est important par ce quelle présente la résultat très claire avec forme réel , il y a plusieurs logiciels que aide à l'étude géographique de réseau électrique pour ces la nous présentons les logiciels utilises pour l'analyse du réseau électrique en première partie et en deuxième partie nous écrivons l'utilisation de l'arcGIS dans le réseau électrique.

I.2. Les applications pour l'analyse du réseau électrique :

I.2.1. Application du logiciel ETAP (Program d'Analyse Transitoire Electrique)

TRAN KHANH VIET DUNG, AOÛT 2009 [3] : Dans cette recherche ils ont traité le régime permanent de fonctionnement du réseau. Tout d'abord, il ont établi un réseau d' application représentant le réseau de distribution électrique utilisé en Amérique du Nord figure (I.1). Ce réseau est triphasé, son neutre est distribué et mis à la terre régulièrement. Ce réseau d'application a été, ensuite, simulé avec des logiciels industriels (EMTP (Program d'Electromagnétique Transitoire) et ETAP). Les résultats d'écoulement de puissance obtenus par ces deux logiciels sont totalement cohérents, les erreurs obtenus par ces calcules sont faibles (1.78 % pour la tension et 2.15 % pour le courant). Enfin, une nouvelle méthode pour calculer l'écoulement de puissance et traiter les déséquilibres fut proposée. Cette méthode est basée sur deux techniques: (i) technique de réduction de l'ordre d'impédance du réseau, (ii) technique d'identification du sens de la puissance.

L'étude analytique et la modélisation ont été aussi présentées. Les résultats obtenus par la méthode proposée sont cohérents avec les résultat obtenus par les logiciels industriels (EMTP et ETAP). Les erreurs maximales du courant et de la tension sont respectivement de 1.21% et 1.42%. La méthode proposée fut alors utilisée pour le traitement des déséquilibres du réseau triphasé électrique dus à l'intégration d'unités de PD monophasées. Les études paramétriques en variant la puissance et la position des PD ont été également effectuées. Les résultats montrent que l'amplitude et le taux de déséquilibre de la tension du réseau dépassent les limites autorisées lorsque la puissance des PD intégrées atteint le pourcentage de 15% de la puissance totale du réseau.

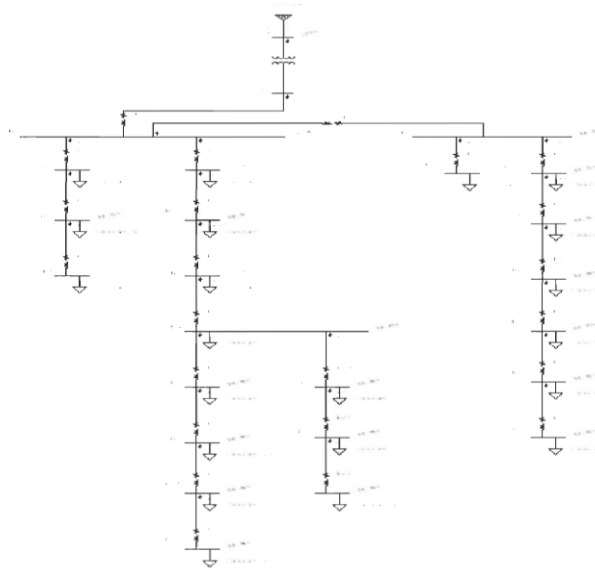
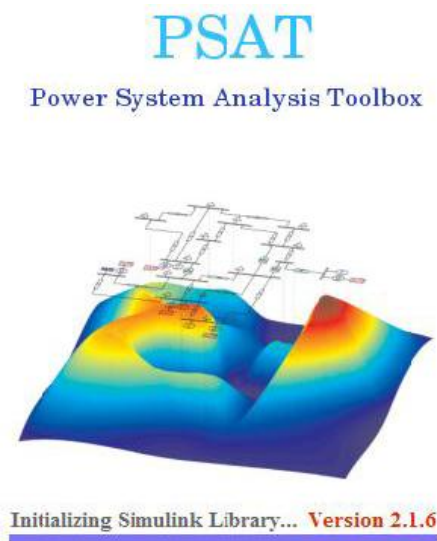


Figure (I.1): Simulation du réseau électrique de type Nord Américain avec le logiciel ETAP

I.2.2. Application logiciel PSAT (power system analysis toolbox)

Noui Issam Juin 2012 . Il a cite dans sa mémoire: PSAT est un logiciel librement distribués conçu par Federico Milano basé sur le MATLAB pour l'analyse et l'optimisation des réseaux électriques. L'interface graphique interactive du PSAT permet à l'utilisateur de calculer :

- Ecoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson.
- Accroissement continue de la charge (Continuation power flow)
- Optimisation de l'écoulement de puissance (Optimal power flow)
- Analyse de la stabilité des réseaux électriques.
- Intégration des systèmes FACTS dans les réseaux de transport. [4]



Figure(I.2) : Interface graphique du PSAT

Noui, 2012: Le logiciel PSAT est utilisé pour démontrer l'importance d'intégrer de dispositif FACTS type série (TCSC) dans les réseaux pratiques.

I.2.3. Application du logiciel CYMDIST (Distribution system modeling using)

Assane Gueye, 2014. Il a cite dans sa mémoire: Ce projet de recherche a ajoute la notion du contrôle de tension à l'analyse de répartition de puissance basée sur l'analyse nodale modifiée augmentée. Cette méthode a été implémentée dans le logiciel commercial CYME 7.1 qui fournit dorénavant une analyse de répartition de puissance basée sur MANA . [5]

Liu H, D Liu et Q Liu, 2013. Il a cite dans sa mémoire : on utilise le logiciel CYME apporte les installations pour le planification du réseau de distribution , améliorer la fiabilité , l'efficacité , la capacité et la planification du réseau de distribution , le pose d'une base solide pour le futur réseau de distribution pour être intelligent et efficace. [6]

MOURAD HOUARI , AVRIL 2014 . Il a cite dans sa mémoire : Le BCDSE est implémenté dans CYMDIST. Il a été testé sur de nombreux réseaux de distributions d'Hydro-Québec et il a donné une grande satisfaction figure (I.3). [7]

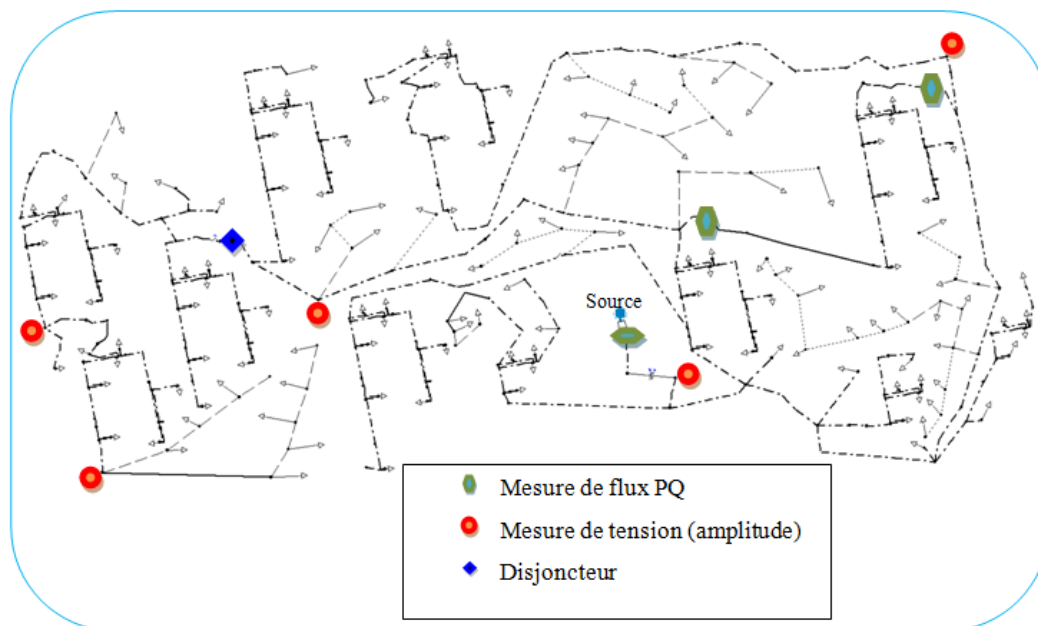


Figure (I.3): Cas d'un réseau réel

I.2.4. Application le logicielle EMTP (Electro Magnetic Transients Program)

Cette logiciel est utiles et exploite par plusieurs rechercher présente par suite:

Liu, T.2011. Il a cite dans sa mémoire: Le simulateur EMTP offre la possibilité utiliser des langages scripts . [8]

Ahmad A , 1992. Il a cite dans sa mémoire : EMTP (Electro Magnetic Transients Program) est un programme de simulation des régimes transitoires et permanents des réseaux électriques, qui est considéré comme un standard dans les études temporelles et fréquentielles. [9]

Lemaire, M,A 2011, Il a cite dans sa mémoire : Ce travail du recherche a permis de démontrer la capacité de créer des modèles mathématiques des éléments présentés dans le réseau électrique de l'avion . Il a aussi présenté les possibilités offertes par l'utilisation du logiciel de simulation EMTP-RV pour la modélisation et la simulation du réseau complet. Le savoir-faire développé dans le domaine de l'énergie électrique a été adapté aux réalités du secteur de l'aéronautique. [10]

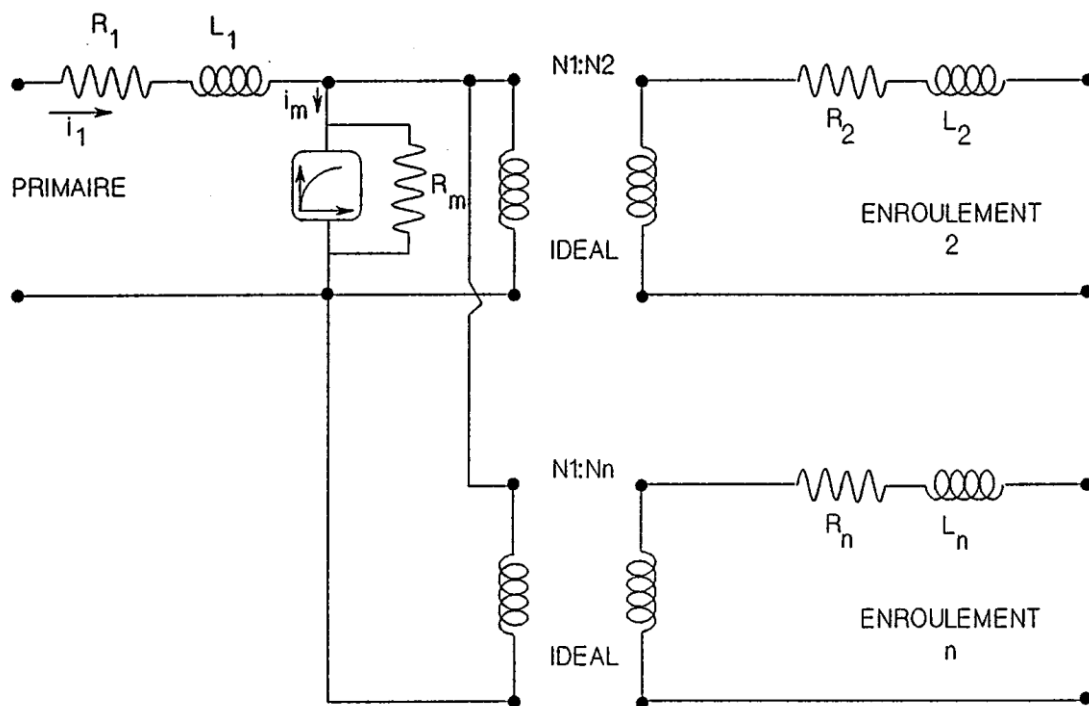


Figure (I.4) : Modèle EMTP pour un transformateur monophasé à n enroulements

I.2.5. Comparaison entre CYMDIST et EMTP-RV

Peralta, J, 2007, Il a cite dans sa mémoire : Le solutionneur itératif rapide CYMDIST présente le plus bas temps de simulation, mais aussi le plus grand nombre d'itérations dû au grand nombre des boucles dans le système. EMTP-RV prend moins de temps dans la lecture des données, mais en prends plus pour le processus itératif en comparaison avec la méthodologie proposée, ce qui semble être un avantage pour cette dernière. [11]

I.2.6. La cartographie thématique

Nadaud, F 2005 . Il a cite dans sa mémoire :

Zonage final de la demande et du réseau en Mayenne

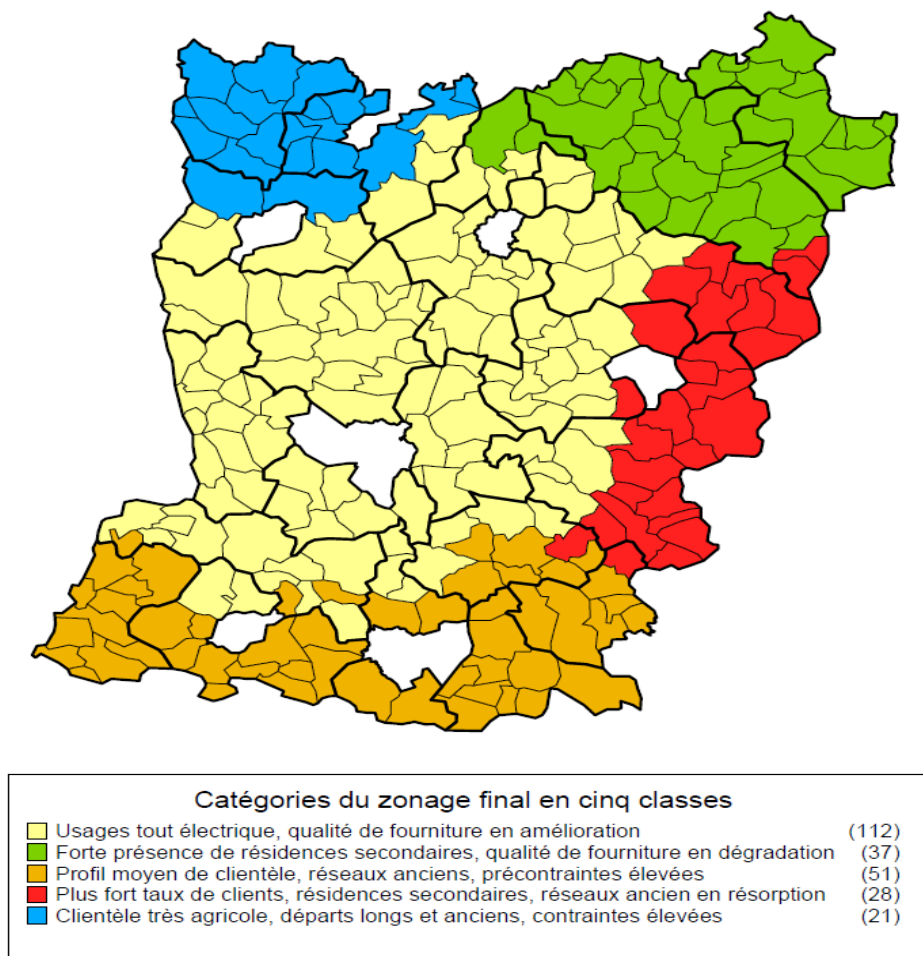
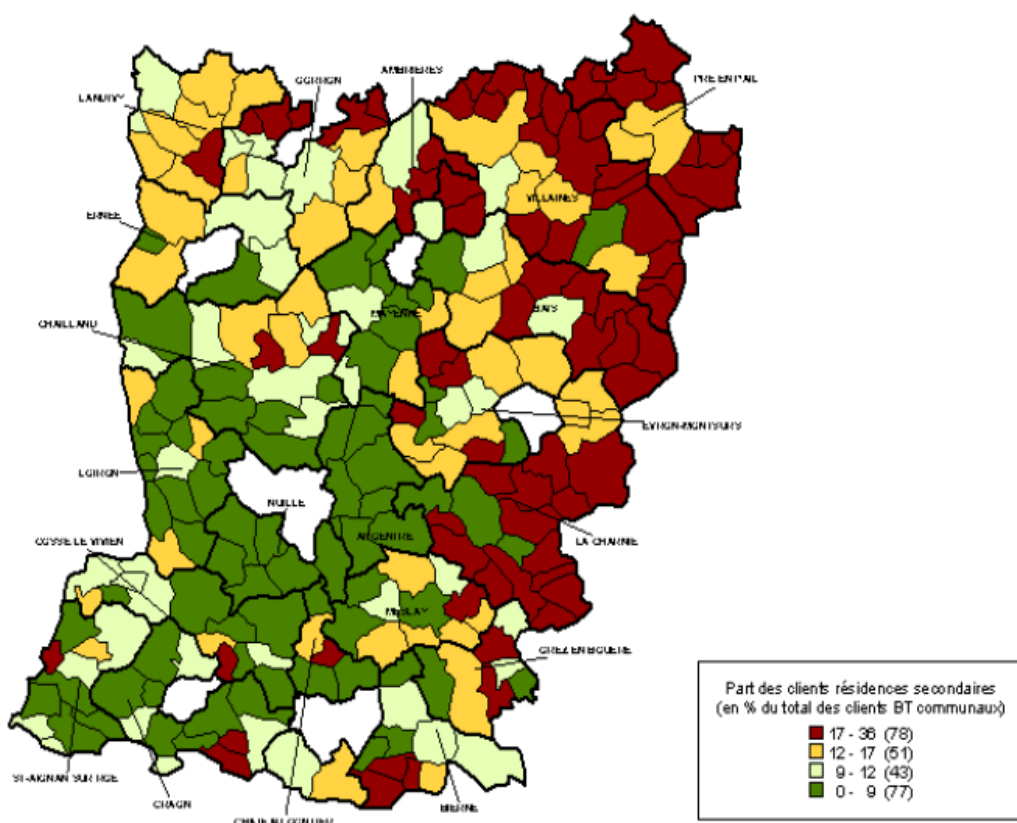


Figure (I.5) :Zonage final de la demande et du réseau en Mayenne

Le quatrième apport est le développement d'une méthodologie d'optimisation du repérage spatial des potentiels de MDE sur réseaux ruraux. Cette méthodologie propose un ensemble d'outils d'analyse statistique permettant de croiser les déterminants de la demande avec ceux des réseaux électriques afin de repérer des zones MDE pertinentes à la fois sur le plan des usages et celui des contraintes de réseau. Cette approche géographique du réseau et de la demande prend en compte la diversité géographique de l'espace rural selon ces deux dimensions. L'idée clef est que l'espace rural se structure en zones présentant une unité territoriale en terme de localisation des activités et de la population qui se traduit par une homogénéité statistique. Ceci renvoie à la notion de zonage qui permet de regrouper des objets spatiaux selon leurs similitudes à l'aide de méthodes d'analyses des données spatialisées et d'hypothèses sur les coûts de développement des réseaux. On peut évaluer ainsi les potentiels techniques accessibles sur les cinq zones de demande de même que les catégories de clients

participants. Cette analyse géostatistique de la demande et du réseau permet d'élaborer des projets MDE génériques à l'échelle d'un département en maximisant leur efficacité en termes collectifs. [12]

Dans la figure (I.5) Il convient de définir les règles qui ont présidé à la constitution des cartes présentées. L'objectif de la cartographie thématique est de représenter les configurations territoriales afin de mettre en relation les associations entre déterminants structurels et configurations locales de la demande et du réseau par simple comparaison de plusieurs cartes thématiques



Figur (I.6) :Pourcentage de clients résidences secondaires par commune

Les clients résidences secondaires ont été définis à partir du fichier client d'EDF (on suppose qu'un contrat est une résidence secondaire quand l'adresse de règlement diffère de l'adresse de livraison). Noter qu'il s'agit d'une actualisation partielle du recensement. La géographie des résidences secondaires apparaît très nettement sur la carte. D'une part, on trouve une très faible proportion des clients résidences secondaires autour des trois principaux pôles urbains. Les périphéries de Laval et dans une moindre mesure de Mayenne comptent peu de clients résidences secondaires et ceci sur une couronne d'environ trois communes de large pour Laval. Les fortes concentrations de clients résidences secondaires se trouvent très nettement dans une bande qui s'étend à l'est de Mayenne jusqu'au sud du département. La zone nord-est de la Mayenne ne comprend que des communes qui ont 12 % ou plus de clients résidences

secondaires. Ainsi, on peut supposer que la présence moindre des clients agricoles dans cette zone s'explique probablement par l'abondance des résidences secondaires. Le nord-ouest compte tout de même un certain nombre de communes ayant des taux de clients résidences secondaires élevés. [12]

I.2.7. Application Architecture

Gladkikh , Egor 2015 , Il a cite dans sa mémoire : elles ont développé différents modèles d'architectures de réseaux de distribution électrique. Chaque modèle a été formulé sous forme d'un problème d'optimisation combinatoire.

- Premier modèle: Modèle de l'architecture du réseau de distribution de longueur minimale (Modèle APLM) .
- Deuxième modèle: Modèle de l'architecture du réseau de distribution des pertes minimales (Modèle ARPM) .
- Troisième modèle: Modèle de l'architecture du réseau de distribution de l'union des arborescences de flot de coût linéaire minimum (Modèle UAFCLM) .
- Quatrième modèle: Modèle de l'Architecture de réseau de distribution de pertes minimales dans le réseau de distribution de longueur minimale (Modèle APLM). Les trois premiers (Modèle ALM, Modèle APM, Modèle UAFCLM) sont des modèles d'optimisation mono-objectif et le Modèle APLM a pour objectif la minimisation de la longueur et des pertes. [13]

Le figure suivent présente la résultat des modèles :

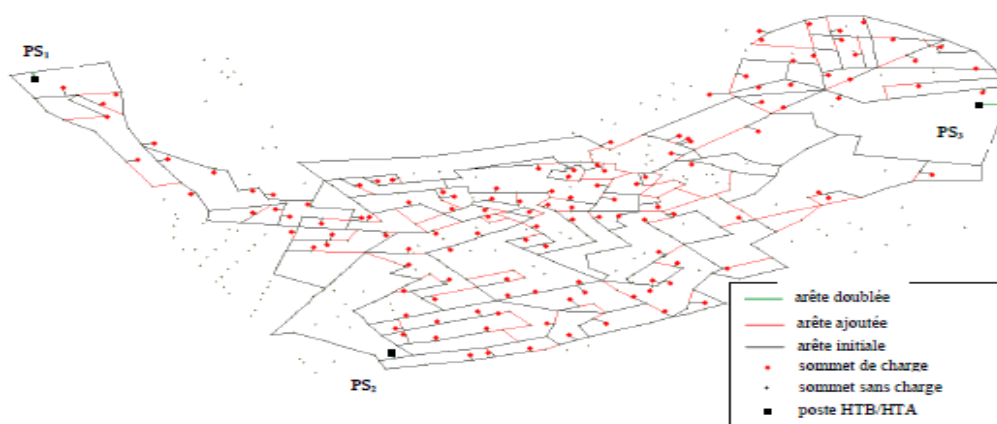


Figure (I.7) : Support de la solution de l'algorithme ARPM du Modèle APM pour l'instance de données du réseau réel.

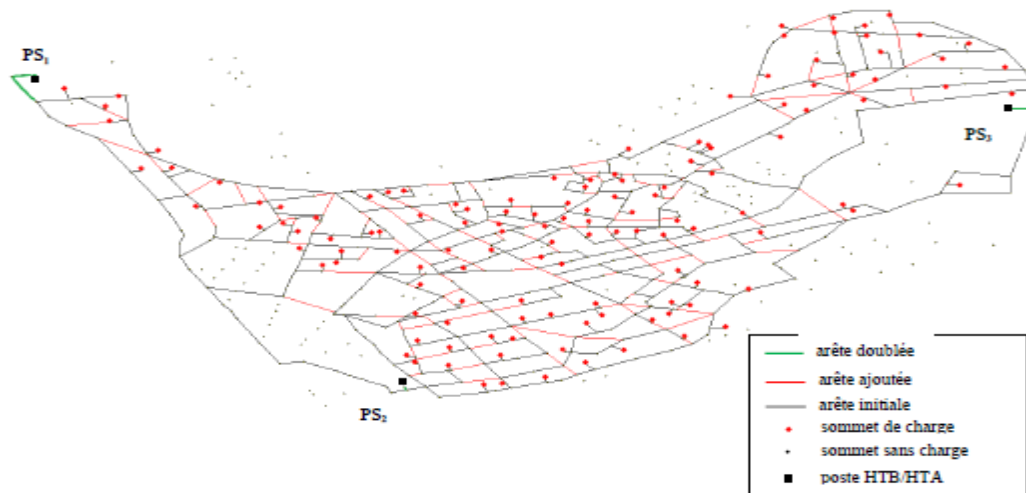


Figure (I.8) : Support de la solution de l'algorithme AAFCLM pour l'instance de données du réseau réel.

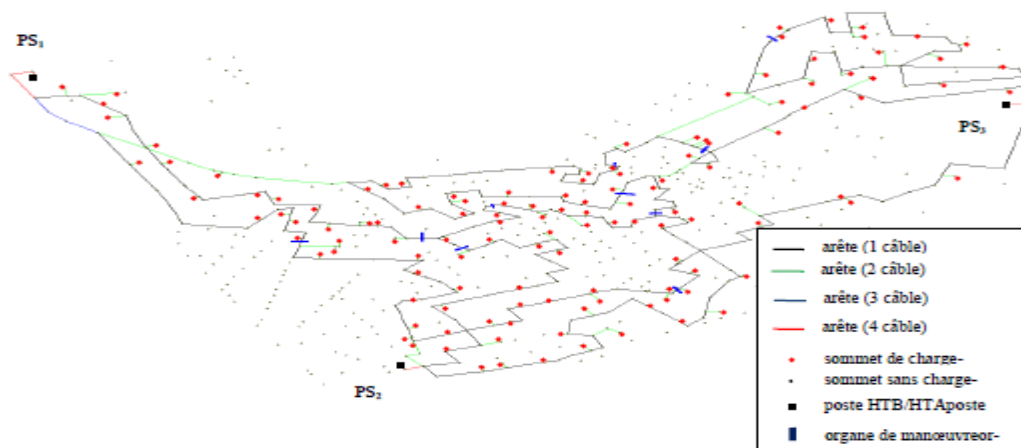


Figure (I.9) : Support de la solution approximative du Modèle APLM pour les données du réseau réel

I.2.8. Application de l'arcGIS (système d'information géographique) :

Philip Hartley Smith , 2005 . Il a cite dans sa mémoire :

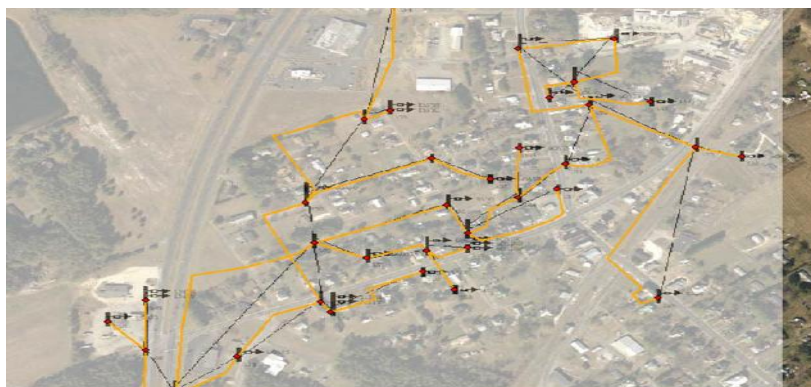
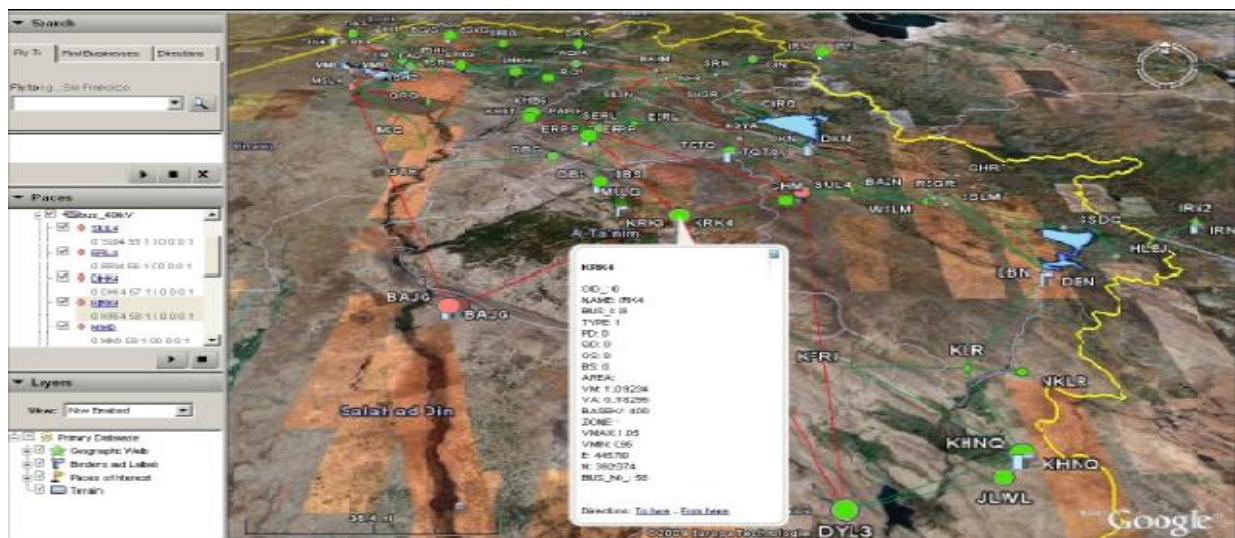


Figure (I.10): réseau de distribution en forme réel

Bien que cette recherche documente une intégration à petite échelle «Il met en évidence la capacité du SIG à amorcer une intégration complète de l'information sur les services d'électricité. La technique d'intégration et le rôle du SIG dans l'enveloppe de l'ensemble du système d'information peuvent prendre des nombreuses formes.

Toutefois, grâce à cette recherche, il est évident qu'à un niveau fondamental, l'intégration d'une composante spatiale à l'analyse des systèmes de puissance étend la capacité à des nouveaux domaines. [14]

Ismaeel Khorsheed Abdel-Rahman , 2009. Il a cite dans sa mémoire :



Figure(I.11): Réseau de planification à long terme créé par ArcGIS et exporté vers Google Earth avec l'association de toutes les couches les données.

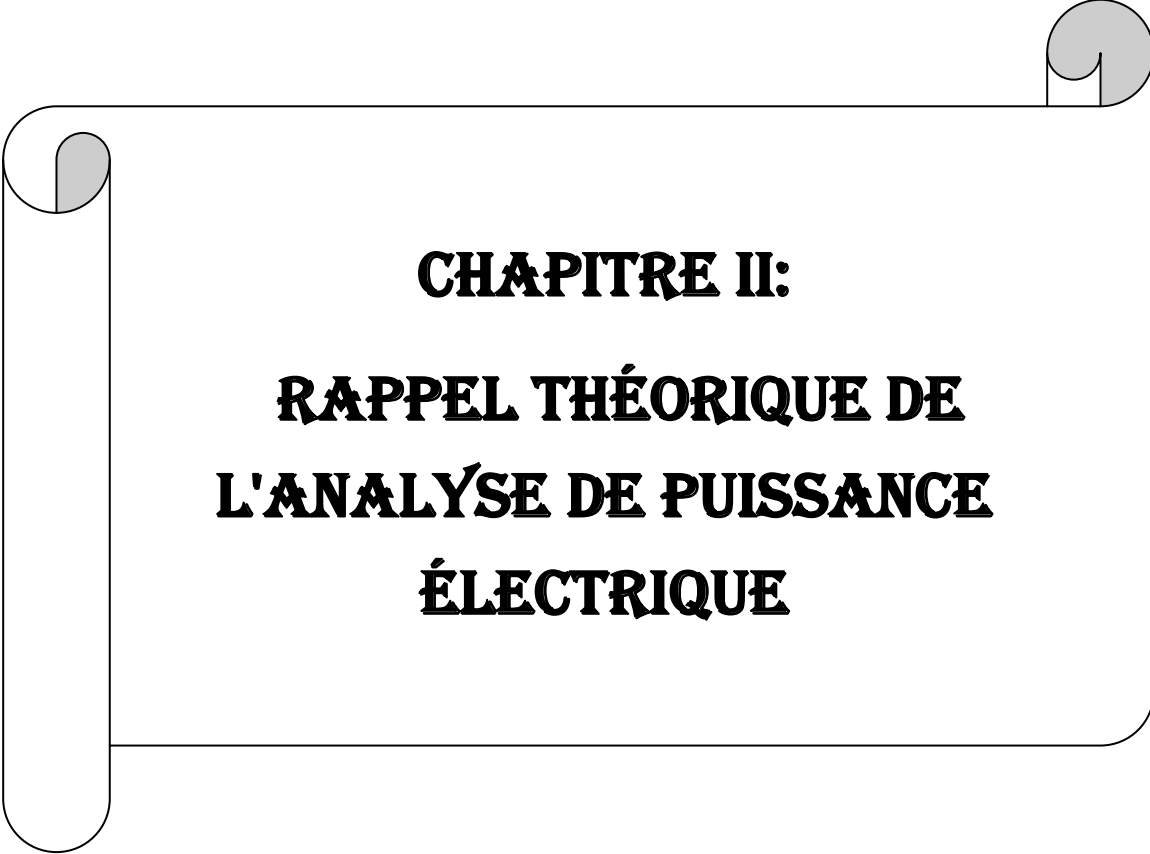
Le GIS est un bon outil utilisé pour visualiser le résultat du écoulement de puissance sur un carte en deux dimensions ou trois dimensions et multi-couches, analyse des données en contour et géostatistique, en spécifiant la direction du écoulement de puissance dans les lignes, arcGIS peuvent L'organisation du réseau par des différents schémas, aussi l'exportation des couches GIS reliée avec Google Earth en créant des couches KML et pour établir un lien avec MATLAB par des couches "shapefile". [15]

James Momoh , Lamine Mili , Il a cite dans sa mémoire : L'un des plus représentations naturelles de l'actif d'un système d'alimentation est que un système d'information géographique (GIS). Un GIS est fondamentalement une base de données les objets, dont chacun peut être indexé par un emplacement en termes d'une coordonnée, et d'élévation couplé avec une interface graphique qui affiche ces objets sur une carte. unités de génération, les lignes électriques, les transformateurs, les sous stations, et bâtiments ou autres sites où se produisent

des charges peuvent être représentés dans une base de données SIG et affiché sur un écran d'ordinateur de sorte que l'apprenant ou un enseignant peut voir clairement la composants qui constituent le système d'alimentation en cours d'étude. De plus SIG offre une connexion qui permet de relier les bases de données physiques et économiques de l'électricité grille pour les bases de données disponibles sociopolitiques, ouvrant la possibilité d'étudier l'effet de la politique publique, la perception du public, et d'autres facteurs socio-politiques qui influencent les décideurs des systèmes réels. Le couplage du système de SIG pour le programme de simulation . [16]

I.3. Conclusion :

Dans cette chapitre nous avons presentons quelle que logicielle utilisable dans lanalyse de réseau électrique que presente un role de clair du resultat d'analyse de réseau électrique et nous trouvons l'utilisation de l'arcGIS est peu mais cette logicielle donne un resultat plus près de la réalité et plus clair pour ce nous choisi cette logicielle pour application dans mon etude.

A decorative graphic of a scroll with a grey shadow, framing the chapter title.

CHAPITRE II:

RAPPEL THÉORIQUE DE L'ANALYSE DE PUISSANCE ÉLECTRIQUE

II.1. Introduction :

Le réseau est modélisé par un multi-graphe G dont les arcs représentent les lignes entre deux nœuds électriques, appelés « bus ». À chaque bus, de l'électricité est produite ou consommée ou en transit à travers les lignes vers d'autre bus. [17] cette différence de nœud dans le réseau nous oblige d'analyse et l'étude l'écoulement de puissance distribué dans le réseau .

L'analyse de puissance électrique est un Component très important dans l'étude de réseau électrique, est permettent de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux par ce quelle permet d'avoir le solution des grandeurs d'un réseau électrique comme les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes , Les pertes et les courants s'en déduisent . et cette analyse sont en fonctionnement normal et équilibré en régime permanent.

Ce chapitre traite l'analyse de l'écoulement de puissance ainsi que les méthodes de résolution de ce problème.

II.2. Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance

L'objectif primordial des opérateurs des réseaux électriques est d'assurer la continuité de service (alimentation de leurs abonnés), tout en respectant plusieurs exigences. Les tensions et la fréquence de réseau doivent d'être dans les limites acceptables:

- 1- $V_{min} < V < V_{max}$
- 2- $F_{min} < F < F_{max}$
- 3- La forme d'onde du courant et de la tension doit d'être sinusoïdale (éviter les harmoniques).
- 4- Les lignes de transmission doivent fonctionner dans leurs limites thermiques et de stabilité ($P_{tr} < P_{max}$)
- 5- La durée de coupure de l'alimentation doit être le minimum possible.
- 6- En outre (plus), à cause de dérégulation (ouverture) du marché d'électricité, le cout de kWh doit être le plus bas possible.
- 7- Pour évaluer toute ces conditions, on doit possède à des méthodes qui détermine l'état des grandeurs électrique, en doit calculer ainsi les tensions (modules et arguments) au niveau de tous les jeux de barres qui forme le réseau. Ainsi que toutes les puissances qui transite les lignes de transmission. [18]

II.3. modélisation des éléments du réseau

II.3.1. Les générateurs :

Les générateurs peuvent fournir une puissance active et fournir ou absorber une puissance réactive dans certaines limites. Les groupes importants tentent de maintenir à leurs bornes un niveau de tension donné.

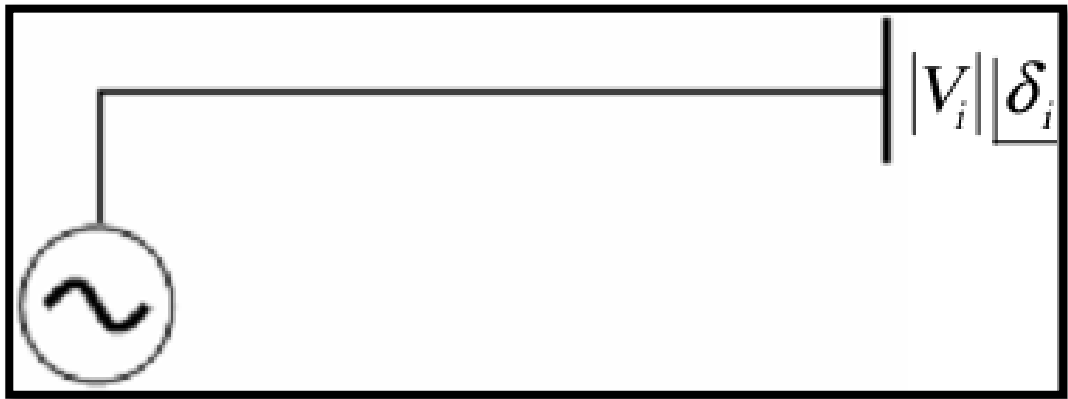


Figure (II-1) : Modèles d'un générateur

II.3.2. Les lignes de transport :

La ligne de transport est modélisée par le schéma unifilaire en π présente par la figure(II-2) paramètres distribués.

Ces paramètres dépendent de la nature du conducteur et de leurs géométries :

- les paramètres linéaires en série par phase :

r : résistance linéique ou série (Ω/km).

x : réactance linéique ou série (Ω/km).

- les paramètres shunt par phase :

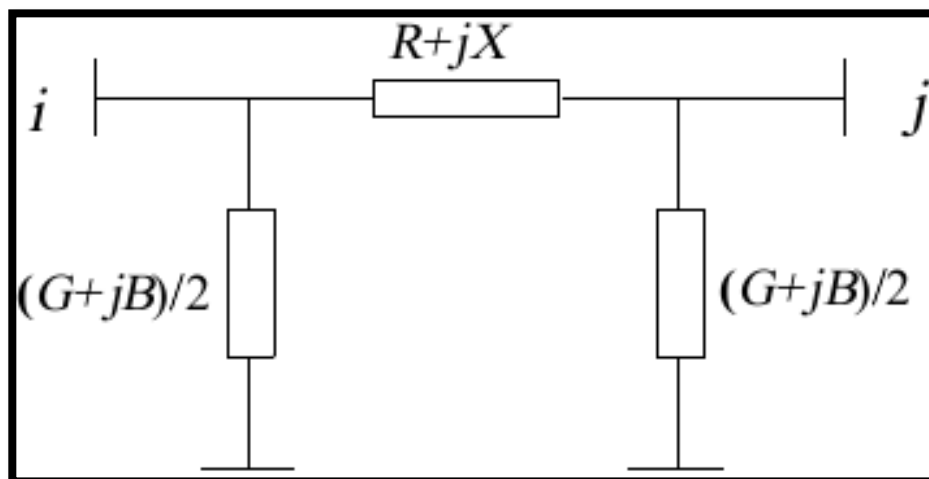
b : susceptance shunt ($1/\Omega.km$).

g : conductance shunt ($1/\Omega.km$).

Dans la plupart des cas, la conductance shunt est négligeable ($g \approx 0$).

Les lignes électriques peuvent être classées suivant plusieurs critères:

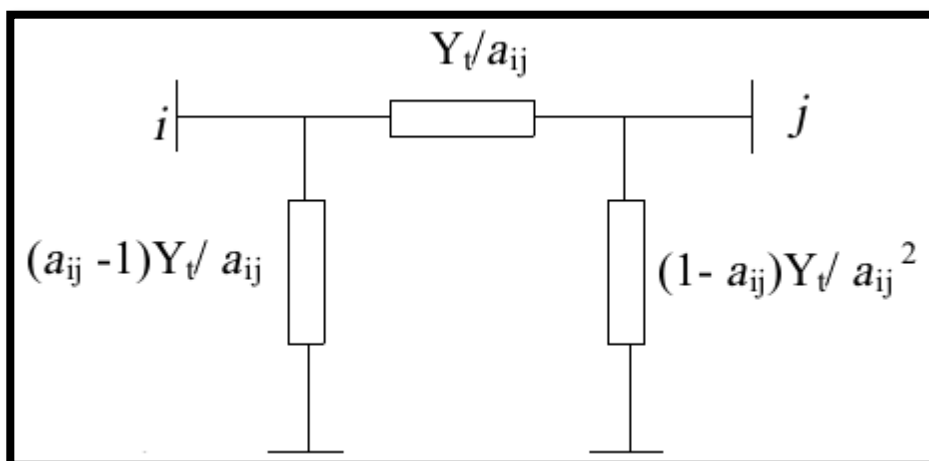
- Situation dans l'espace : lignes aériennes, lignes souterraines (câbles),
- Classe de tension : lignes à basse tension ($< 1kV$) et ligne à haute tension ($> 1kV$),
- Suivant la longueur:-Ligne courte $L < 80km$,
 - Ligne moyenne $80km < L < 240km$.
 - -Ligne longue $L > 240km$. [22]

Figure (II-2) : Modèle d'une ligne par un schéma en Π équivalent

II.3.3. Transformateur :

Le transformateur est un appareil statique très robuste. Il est utilisé pour modifier la présentation de l'énergie électrique en alternative, afin de la rendre aussi commandée que possible à tous les stades de la production, de la distribution et de l'utilisation.

C'est cette facilité de transformation qui explique l'abandon du continu pour l'alternatif dans les réseaux de distribution



Figure(II-3) :Modèle d'un transformateur

Dans le réseau d'énergie électrique les transformateurs rencontrés sont:

- les transformateurs fonctionnant en régime nominal c'est-à-dire avec un rapport de transformation nominale.
- les transformateurs à pas variables, le rapport de transformation est réglable.

- les transformateurs déphaseurs dont le rapport de transformations peut être représenté par un nombre complexe.[22]

II.3.4. Les charges :

La consommation d'énergie électrique est le fait de tous les secteurs de la vie économique : industries, services, ménages. Elle se présente sous des formes très diverses : moteurs synchrones et asynchrones, appareils de chauffage,

Au contraire des générateurs, nous ne pouvons individualiser chaque consommation. C'est l'agrégat de consommation en un noeud du réseau qui constitue la charge (Load) caractérisant ce nœud

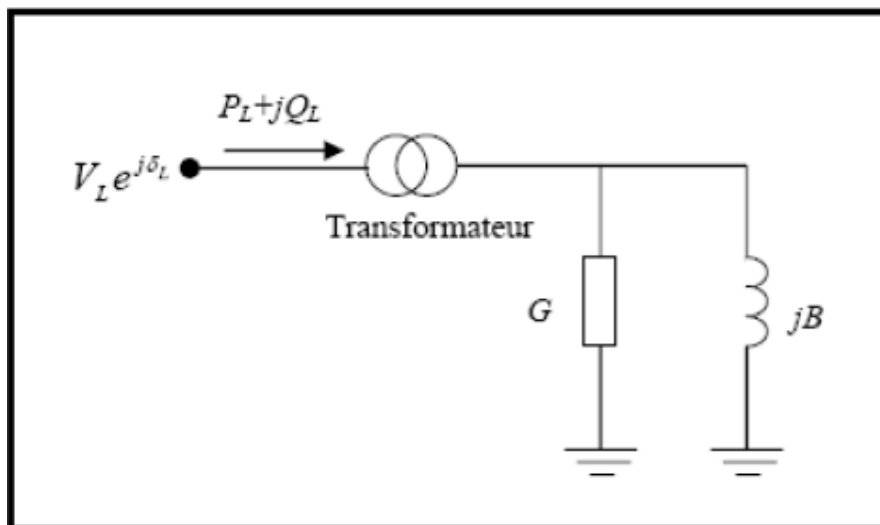


Figure (II-4) : Modèle d'une charge électrique sous forme d'une impédance constante

La puissance appelée par la charge varie avec la tension et la fréquence. Toutefois, une analyse en régime stationnaire suppose la constance de la fréquence. Dans le cadre, nous supposons qu'une charge peut être vue comme consommatrice de puissances active et réactive (P_L, Q_L) constantes. Q_L peut être positive (cas d'une charge inductive) ou négative (cas d'une charge capacitive). Un noeud intermédiaire (poste d'aiguillage) qui n'est pas relié directement à une charge et/ou un générateur sera considéré comme un noeud « charge » dont les valeurs de P et Q sont nulles.[22]

II.3.5. Élément shunt :

Dans la plupart des cas, les éléments shunt sont des dispositifs destinés à la compensation de l'énergie réactive et la tenue de la tension à savoir batteries de condensateurs et inductance fixes, compensateur synchrones ou compensateur statique (svc) chaque élément connecté au réseau sera modélisé suivant le cas une admittance équivalente ou une injection de puissance [21]

II.4. Problème d'écoulement de puissance

Celui-ci du p est déterminé par la spécification du reste, D'autre part, la puissance perdue dans doit être égale la somme du perte RI^2 dans le système de transmission. Un problème se pose parce que ces pertes ne sont pas connues avec précision avant le calcul d'écoulement de puissance. La résolution de ce problème de perte est pris comme considération dans trois les calculs du puissance p du chaque nœud du réseau. [19]

II.5. Types des jeux de barre :

Dans l'analyse d'écoulement de puissance, les jeux de barre du système sont classés en trois catégories [21] Jeux de Barre de référence (slack bus) et de contrôle (P.V bus) et charge (P.Q bus). Pour des conditions aux jeux de barres connues. On associe à chaque J.d.B quatre quantités. La puissance active, la puissance réactive, le module de la tension et l'angle de phase, deux de ces quatre quantités sont spécifiées

II.5.1. J.d.B de référence (slack bus) :

Le rôle de ce jeu de barre est de fournir la puissance supplémentaire nécessaire pour compenser la perte de transmission, car celle-ci ne sont pas connues d'avance. [21] Dans un nœud k (nœud de référence ou slack bus), on spécifie la phase et le module de la tension. Les valeurs à déterminer sont les puissances active et réactive. [22]

II.5.2. J.d.B de contrôle (P.V bus) :

Ce type de jeux de barres est connecté avec un générateur. Au niveau de ce jeu de barres, P_i et V_i sont des grandeurs spécifiées (connues). Donc, Q_i n'est pas connue à l'avance étant donné que Q_{Gi} est inconnue est aussi δ_i [18]

II.5.3. J.d.B de charge (P.Q bus):

Pour ce type de nœuds, on associe généralement les charges. Ces dernières sont caractérisées par la consommation des puissances active et réactive. On peut aussi associer des générateurs avec des puissances active et réactive fixées. Les variables à déterminer sont le module et la phase de la tension. [22]

Le tableau suivant résume tous les types des variables existants [18]:

Type de Jeux de barre (JB)	Variable connues	Variable inconnues	Existence dans le réseau (%)
Charge (P, Q)	P, Q	$ V , \delta_i$	≥ 80
Contrôle (P, V)	$P, V $	Q, δ_i	≤ 20
Référence (slackbus)	$ V , \delta_i$	P, Q	1

Tableau(II.1) : Types des variables des Jeux de barres existents

II.6. Formulation des équations de l'écoulement de puissance

Pour un réseau électrique avec n jeux de barres, les équations des tensions nodales du système sont exprimées par la relation matricielle [21]:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \vdots \\ \bar{I}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & \cdots & \bar{Y}_{1N} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & \cdots & \bar{Y}_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \bar{Y}_{N2} & \cdots & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \vdots \\ \bar{V}_N \end{bmatrix} \quad (\text{II.1})$$

Ou encoure

$$\bar{I}_{bus} = \bar{Y}_{bus} \times \bar{V}_{bus} \quad (\text{II.2})$$

Où $\bar{I}_{bus}$ est le vecteur des courants complexes injectés à chaque jeu de barres, $\bar{V}_{bus}$ est le vecteur des tensions complexes de chaque jeu de barres et $\bar{Y}_{bus}$ est la matrice admittance nodale du système.

La matrice admittance nodale est formée sur la base des composants du réseau électrique (lignes de transmission, transformateurs, batteries de condensateurs et réactances), Chaque composant du réseau peut être connecté entre deux jeux de barres i et m . ou entre un jeu de barre i et le jeu de barre de référence (jeu de barre 0) . les 'élément de la matrice admittance peuvent être obtenus en fonction d'admittance des composant de réseau en appliquant les règles suivant :

- $\bar{Y}_{ii}$ les éléments diagonale ii ,est égal à la somme des admittance de tout le composant connecte a jeu de barre i soit :

$$\bar{Y}_{ii} = \sum_{\substack{m=0 \\ m \neq i}}^N \bar{Y}_{im} \quad (\text{II.3})$$

- $\bar{Y}_{im}$ les éléments hors diagonale im ,est égal à la somme négative des admittance de tout le composant connecte a jeu de barre i et m , c'est-à-dire :

$$\bar{Y}_{im} = - \sum_{m \neq i} \bar{Y}_{im} \quad (\text{II.4})$$

D'après l'équation (II.1) le courant net injecté à un jeu de barres i , peut s'écrire [19]:

$$\bar{I}_i = \sum_{m=1}^N \bar{Y}_{im} \times \bar{V}_m \text{ avec } i = 1 \dots N \quad (\text{II.5})$$

Les grandeurs complexes $\bar{V}_m$ et $\bar{Y}_{im}$ sont représentées sous la forme polaire ou rectangulaire suivantes :

$$\bar{V}_m = V_m \cos \delta_m + jV_m \sin \delta_m = e_m + jf_m \quad (\text{II.6})$$

$$\bar{Y}_{im} = Y_{im} \cos \theta_{im} + jY_{im} \sin \theta_{im} = G_{im} + jB_{im} \quad (\text{II.7})$$

Où δ_m est la phase de la tension au jeu de barres m , θ_{im} est la phase de l'élément im de la matrice admittance e_m et f_m , et sont, respectivement, la partie réelle et la partie imaginaire de $\bar{V}_m$ et G_{im} sont respectivement, la partie réelle (ou conductance) et la partie imaginaire (ou susceptance) de $\bar{Y}_{im}$

L'expression de la puissance apparente injectée à un jeu de barres i s'obtient par [21]:

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{V}_i I_i^* = \bar{V}_i \sum_{m=1}^n \bar{Y}_{im}^* \bar{V}_m^* \text{ avec } i = 1 \dots n \quad (\text{II.8})$$

Où P_i et Q_i sont, respectivement, l'injection des puissances active et réactive au jeu de barres i .

En remplaçant (II.6) et (II.7) dans (II.8), on a:

$$P_i = \sum_{m=1}^n V_i V_m Y_{im} \cos(\delta_i - \delta_m - \theta_{im}) \text{ avec } i = 1 \dots n \quad (\text{II.8})$$

$$Q_i = \sum_{m=1}^n V_i V_m Y_{im} \sin(\delta_i - \delta_m - \theta_{im}) \text{ avec } i = 1 \dots n \quad (\text{II.9})$$

Cet ensemble de $2n$ équations non linéaires constitue la forme polaire des équations de l'écoulement de puissance. Pour un profil de tension et une topologie du réseau donnés, ces équations donnent les injections de la puissance active P_i et la puissance réactive Q_i au niveau d'un jeu de barres i . Ces dernières sont décrites par les relations [21] :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \text{ avec } i = 1 \dots \quad (\text{II.10})$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \text{ avec } i = 1 \quad (\text{II.11})$$

Où P_{Gi} , P_{Di} , Q_{Gi} et Q_{Di} sont, respectivement, la puissance active générée, la puissance active demandée, la puissance réactive générée et la puissance réactive demandée au jeu de barres i .

Finalement, les équations d'équilibre de puissance sont de la forme [21]

$$P_{Gi} = P_{Di} + \sum_{m=1}^n V_i V_m Y_{im} \cos(\delta_i - \delta_m - \theta_{im}) \text{ avec } i = 1 \dots n \quad (\text{II.12})$$

$$Q_{Gi} = Q_{Di} + \sum_{m=1}^n V_i V_m Y_{im} \sin(\delta_i - \delta_m - \theta_{im}) \text{ avec } i = 1 \dots n \quad (\text{II.13})$$

II.7. Equations de l'écoulement de puissances dans les lignes

La détermination des valeurs des puissances réparties dans les lignes de transport est indispensable afin de localiser les lignes électriques surchargées, de calculer la valeur de pertes de puissance et de déterminer les contraintes qui sont forcées. Le courant de la branche entre les deux jeux de barres i et m , qui a le sens positif de i vers k

est donné par[20]:

$$I_m = (V_i - V_m)Y_{im} + V_i Y_p \quad (\text{II.14})$$

Avec Y_{im} : l'admittance de la ligne entre les deux jeux de barres i et m

Y_p : l'admittance shunt au jeu de barres i

$V_i Y_p$: la contribution shunt du courant au jeu de barres i.

$$P_{im} - jQ_{im} = V_i^* I_{im} \quad (II.15)$$

$$P_{im} - jQ_{im} = V_i^* (V_i - V_m) Y_{im} + V_i^* V_i Y_p \quad (II.16)$$

$$P_{mi} - jQ_{mi} = V_i^* (V_m - V_i) Y_{im} + V_m^* V_m Y_p \quad (II.17)$$

La valeur des pertes de puissance dans la ligne entre les deux jeux de barres i et m est la somme algébrique de la répartition des puissances déterminées à partir des relations (II.16) et (II.17).

II.8. Classification des variables de l'écoulement de puissance

II.8.1. Variables de perturbation

Parmi les variables des équations de l'écoulement de puissance, les variables de la demande (charge) P_D et Q_D qu'elles ne sont pas contrôlables car elles dépendent seulement des abonnés de la puissance. Les variables de perturbation avec cette définition constituent les composantes du vecteur de perturbation P [18].

$$P = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_n \\ Q_1 \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ P_{D2} \\ \vdots \\ P_{Dn} \\ Q_{D1} \\ Q_{D2} \\ \vdots \\ Q_{Dn} \end{bmatrix} \quad (II.18)$$

II.8.2. Variables d'état

Ce sont l'amplitude et l'angle de la tension au niveau des jeux de barres, ils sont qualifiés d'état suite à leur valeur qu'elles peuvent déterminer l'état de réseau. Elles représentés par le vecteur d'état X [18].

$$P = \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_n \\ X_{n+1} \\ X_{n+2} \\ \vdots \\ X_{2n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_n \\ |V_1| \\ |V_2| \\ \vdots \\ |V_n| \end{bmatrix} \quad (II.19)$$

n : nombre de jeux de barres de tout le réseau.

II.8.3. Variables de contrôle

Les puissances générées à savoir P_G ou Q_G (actives ou réactives) sont des variables de contrôles représentés par le vecteur de contrôle U [18].

$$P = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_n \\ U_{n+1} \\ U_{n+2} \\ \vdots \\ U_{2n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \vdots \\ P_{Gn} \\ Q_{G1} \\ Q_{G2} \\ \vdots \\ Q_{Gn} \end{bmatrix} \quad (\text{II.20})$$

II.9. Méthodes de Résolution du problème de l'écoulement de puissance

Pour résoudre les équations d'écoulement statique des charges, un grand nombre des techniques numériques ont déjà été utilisées.

Dans cette partie de l'étude, on passera en revue du quatre méthodes numériques itératives spécifiques courantes. ces sont, par ordre d'introduction dans le texte:

- la méthode itérative de Gauss
- la méthode itérative de Gauss-Siedel
- la méthode de Newton-Raphson
- la méthode de relaxation ou technique des résidus.[22]

En comparant le fardeau de calcul des deux méthodes, on constate que chaque itération newton-raphson prend plus de temps que l'itération gauss correspondante. Mais la convergence est obtenue avec moins d'itérations donc, globalement, il ya habituellement une économie de calcul [19]

La méthode initialement utilisée était la méthode de Gauss-Seidel mais Actuellement, la méthode universellement adoptée est la méthode de Newton – Raphson ou la méthode découplée rapide [18]

L'objectif essentiel de ce parti est de donner une description et une analyse relativement complètes des deux méthodes de Newton-Raphson et Gauss Seidel, les plus couramment utilisées dans le calcul de l'écoulement de puissances.

II.9.1. Methode du Newton – raphson

Soit le système d'équations non linéaires suivant [23]:

$$\begin{cases} F_1(X_1, X_2, \dots, X_n) = Y_1 \\ F_2(X_1, X_2, \dots, X_n) = Y_2 \\ \vdots \\ F_n(X_1, X_2, \dots, X_n) = Y_n \end{cases} \quad (\text{II.21})$$

L'application de la méthode Newton-Raphson pour la résolution d'un tel système permet de rendre le système linéaire. On estime des valeurs initiales attribuées aux variables du système $X_1, X_1, \dots, X_n$ et nous désignons par $\Delta X_1, \Delta X_2, \dots, \Delta X_n$ les corrections qui leur sont associées .

$$\begin{cases} F_1(X_1^{(0)} + X_1, X_2^{(0)} + \Delta X_2, \dots, X_n^{(0)} + \Delta X_n) = Y_1 \\ F_2(X_1^{(0)} + X_1, X_2^{(0)} + \Delta X_2, \dots, X_n^{(0)} + \Delta X_n) = Y_2 \\ \vdots \\ F_n(X_1^{(0)} + X_1, X_2^{(0)} + \Delta X_2, \dots, X_n^{(0)} + \Delta X_n) = Y_n \end{cases} \quad (\text{II.22})$$

Le développement en série de Taylor de la fonction F_1 par exemple donne la forme suivante :

$$F_1(X_1^{(0)} + X_1, X_2^{(0)} + \Delta X_2, \dots, X_n^{(0)} + \Delta X_n) = F_1(X_1^{(0)}, X_2^{(0)}, \dots, X_n^{(0)}) + \frac{\partial F_1}{\partial X_1} \Big|_{X_1^{(0)}} \Delta X_1 + \frac{\partial F_1}{\partial X_2} \Big|_{X_2^{(0)}} \Delta X_2 + \frac{\partial F_1}{\partial X_n} \Big|_{X_n^{(0)}} \Delta X_n + \Phi_1 \quad (\text{II.23})$$

Où Φ_1 désigne une fonction du plus haut degré de $\Delta X_1, \Delta X_2, \dots, \Delta X_n$ et des dérivées partielles de F_1 d'ordre supérieur . Il en est de même que pour les autres fonctions $F_2, F_3, \dots, F_n$.

En remplaçant toutes les fonctions par leurs expressions développées et en négligeant les termes de haut degré (Φ_i pour $i = 1, 2, \dots, n$) le système devient alors :

$$\begin{cases} F_1(X_1^{(0)}, X_2^{(0)}, \dots, X_n^{(0)}) + \frac{F_1}{X_1} \Big|_{X_1^{(0)}} \Delta X_1 + \frac{F_1}{X_2} \Big|_{X_2^{(0)}} \Delta X_2 + \frac{F_1}{X_n} \Big|_{X_n^{(0)}} \Delta X_n = Y_1 \\ F_2(X_1^{(0)}, X_2^{(0)}, \dots, X_n^{(0)}) + \frac{F_2}{X_1} \Big|_{X_1^{(0)}} \Delta X_1 + \frac{F_2}{X_2} \Big|_{X_2^{(0)}} \Delta X_2 + \frac{F_2}{X_n} \Big|_{X_n^{(0)}} \Delta X_n = Y_2 \\ \vdots \\ F_n(X_1^{(0)}, X_2^{(0)}, \dots, X_n^{(0)}) + \frac{F_n}{X_1} \Big|_{X_1^{(0)}} \Delta X_1 + \frac{F_n}{X_2} \Big|_{X_2^{(0)}} \Delta X_2 + \frac{F_n}{X_n} \Big|_{X_n^{(0)}} \Delta X_n = Y_n \end{cases} \quad (\text{II.24})$$

Sous la forme matricielle, on obtient l'écriture suivante :

$$[Y - F] = [J] * [\Delta X] \quad (\text{II.25})$$

$$\text{Où} \quad [\Delta F] = [J] * [\Delta X] \quad (\text{II.26})$$

J : étant le Jacobien tel que :

$$J^{(0)} = \begin{pmatrix} \left. \frac{\partial F_1}{\partial X_1} \right|_{X_1^{(0)}} & \left. \frac{\partial F_1}{\partial X_2} \right|_{X_2^{(0)}} & \cdots & \left. \frac{\partial F_1}{\partial X_n} \right|_{X_n^{(0)}} \\ \left. \frac{\partial F_1}{\partial X_n} \right|_{X_n^{(0)}} & \left. \frac{\partial F_1}{\partial X_n} \right|_{X_n^{(0)}} & \cdots & \left. \frac{\partial F_1}{\partial X_n} \right|_{X_n^{(0)}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left. \frac{\partial F_1}{\partial X_n} \right|_{X_n^{(0)}} & \left. \frac{\partial F_1}{\partial X_n} \right|_{X_n^{(0)}} & \cdots & \left. \frac{\partial F_1}{\partial X_n} \right|_{X_n^{(0)}} \end{pmatrix} \quad (\text{II.27})$$

$[F^{(0)}]$ et $[J^{(0)}]$ sont calculés à partir des valeurs initiales attribuées aux variables $X_1, X_2, \dots, X_n$. Ceci nous conduit à un système d'équations linéaires. Pour sa résolution, on applique une méthode directe ou itérative. Lors du calcul, pour la $K_i^{\text{ème}}$ itération on a : $(X_i^{(K)} = X_i^{(K-1)} + \Delta X_i^{(K-1)})$ et ainsi de suite. On arrête le calcul lorsque la valeur absolue des maximums des F est inférieure à une certaine précision préalablement fixée.

II.9.2. Méthode de gauss – seidel

L'application de cette méthode pour la résolution d'un système non linéaire (II.21) est traduite par la forme suivante [23] :

$$\begin{cases} X_1^{(K+1)} = G_1(X_1^{(K)}, X_2^{(K)}, \dots, X_n^{(K)}) \\ X_2^{(K+1)} = G_2(X_1^{(K+1)}, X_2^{(K)}, \dots, X_n^{(K)}) \\ \vdots \\ X_n^{(K+1)} = G_n(X_1^{(K+1)}, X_2^{(K+1)}, \dots, X_{n-1}^{(K+1)}, X_n^{(K)}) \end{cases} \quad (\text{II.28})$$

Autrement dit, la valeur de X_1 à l'itération $(K + 1)$ est obtenue à partir des valeurs trouvées dans l'itération précédente. Par contre la valeur de X_i utilise les résultats trouvés dans la même itération de i à $i - 1$ et de l'itération précédente de i à n .

a. Test d'arrêt

Le calcul itératif persiste tant que le critère d'arrêt n'est pas satisfait . Ce dernier est défini la comparaison du maximum des valeurs absolues des variations de même variable entre deux itérations successives et une certaine précision de calcul .

$$\text{Max}(|\Delta X_1^{(K+1)}|, |\Delta X_2^{(K+1)}|, \dots, |\Delta X_n^{(K+1)}|) \leq \varepsilon \quad (\text{II.29})$$

et

$$\Delta X_n^{(K+1)} = X_n^{(K+1)} - X_n^{(K)} \quad (\text{II.30})$$

b. Accélération de la méthode

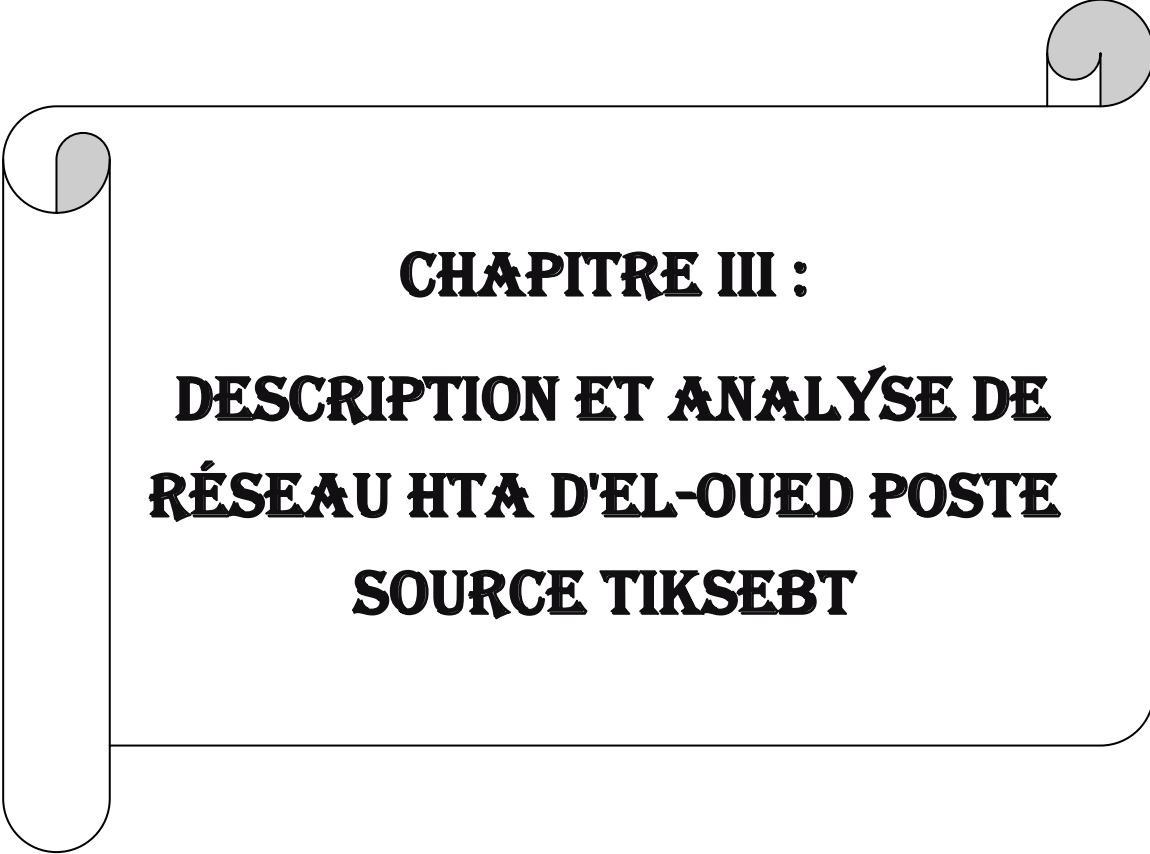
La méthode de Gauss – Seidel devient beaucoup plus intéressante lorsqu'elle est accélérée. Pour cela , on traduit un facteur d'accélération afin d'activer la convergence dont le principe est le suivant :

$$\Delta X_n^{(K+1)} = X_n^{(K+1)} - X_n^{(K)} \quad (\text{II.31})$$

$$X_n^{(K+1)} = X_n^{(K+1)} - \alpha \Delta X_n^{(K)} \quad (\text{II.32})$$

II.10. Conclusion :

Dans ce chapitre, on a fait la modélisation de quelques éléments de puissance constituant le réseau de transport et dont leur modélisation entre directement dans le calcul de l'écoulement de puissance et présentons le problème d'écoulement de puissance et la méthode de résolution itérative de Newton-Raphson et Gauss-Seidel.

A decorative frame resembling a scroll, with a vertical bar on the left and a horizontal bar at the top, both featuring rounded ends and a small circular detail.

CHAPITRE III :

DESCRIPTION ET ANALYSE DE RÉSEAU HTA D'EL-OUED POSTE SOURCE TIKSEBT

III.1. Introduction

La description et l'analyse de réseau électrique est importantes pour l'étude du réseau , pour ce la nous allons discuter dans cette partie à composition de réseau d'el-oued et le type des postes , le nombre de jeux de barre . pour l'analyse du réseau nous intéressons sur la variation de puissance , le chute de tension et les incident dans cette réseau .

III.2. Génialité sur le réseau de distribution HTA :

III.2.1 les postes sources HTB/HTA

Le poste source peut être vu comme un noeud du réseau HTB (a la présence de plusieurs lignes) sur lequel le réseau de distribution d'électricité (réseaux HTA et BT) prend sa source. Il existe aussi souvent une séparation entre 2 entités et 2 réseaux :

- L'entité transport, autour des tensions de 225 kV, 90 kV et 110 kV ;
- L'entité distribution, chargée pour gérer les réseaux de distribution d'électricité HTA (30 kV, 15 kV) et BT (380 ou 400 V). [25]

Généralement, les jeux de barres HTB sont dans l'air (les barres conductrices sont non isolées, à l'air libre) mais quand il y a des contraintes comme la place réduite ou l'emplacement en ville, il est possible d'installer les jeux de barres HTB avec un enveloppe métallique implante dans du gaz neutre, permettant de réduire les distances entre les conducteurs grâce à un champ disruptif très élevé. [25]

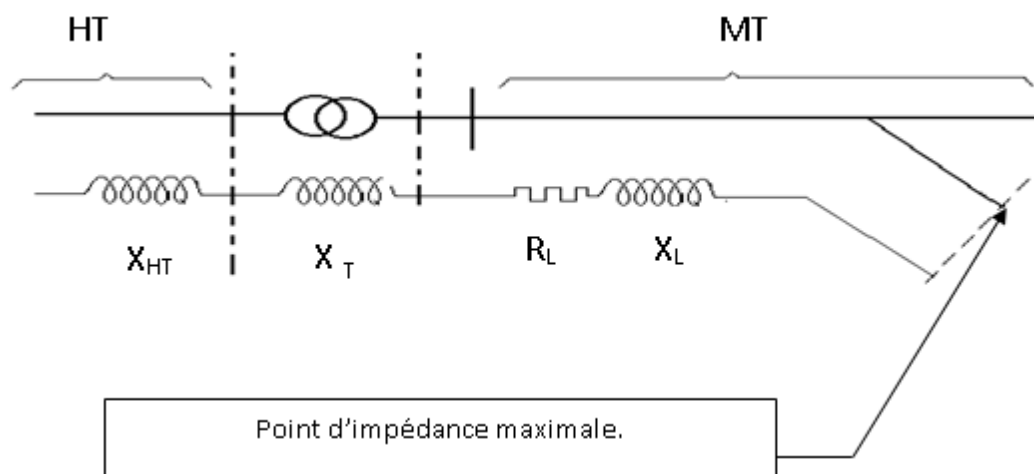


Figure (III-1): impédance de poste HTA/BT

III.2.2 Composition d'un départ HTA :

Un départ HTA est issu d'une rame alimentée par un transformateur HTB/HTA. Il est composé de ce qui suit :

La cellule du de barre HTA comprend une partie du départs alimentées par le transformateur HT, le disjoncteur qui est le moyen de coupure et de manœuvres, les TC, la protection qui est composée par des relais destinés à recevoir les réglages à afficher qui vont par la suite commander le fonctionnement du disjoncteur (ouverture et fermeture), donc fournir ou couper l'alimentation en énergie électrique. On trouve aussi des sectionneurs qui servent à isoler le disjoncteur (en hors tension) pour des éventuelles actions d'entretien. [24]

III.2.3 Réseaux de distribution HTA :

lignes à moyenne tension (MT ou HTA) Ils ont pour rôle de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin alimentées par des postes HT/MT et fournissant de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs importants soit aux différents postes MT/BT.

III.2.3.1. Constitution des réseaux de distribution HTA :

Nous pouvons distinguer deux principaux types de réseaux HTA, selon la pose des conducteurs:

- **Réseaux HTA aériens** : La structure des réseaux est arborescente à deux ordres de lignes : dorsales et dérivations. Des sous dérivations peuvent être utilisés pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes HTA/BT.
- **Réseaux HTA souterrains**: La structure des réseaux souterrains est à un seul type de lignes: les dorsales. Ces réseaux, de par leur construction (faible longueur et forte section des conducteurs) sont le siège de chutes de tension réduites

III.2.4 Le poste HTA/BT :

Le poste HTA/BT en distribution publique est localisé entre le réseau de distribution HTA et le réseau de distribution BT, cet ouvrage est pour:

Assurer le passage de la HTA à la BT. Le schéma type de ce poste est évidemment beaucoup plus simple.

Comparativement au poste HTA/HTA, en particulier, l'appareil de base HTA utilisé est l'interrupteur et non plus le disjoncteur. Ces postes sont constitués de quatre parties :

- L'équipement HTA pour le raccordement au réseau amont ;
- Le transformateur de distribution HTA/BT ;

- Le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT) ;
- Et de plus en plus souvent une enveloppe extérieure préfabriquée (métallique ou de plus en plus souvent en béton) qui contient les éléments précédents

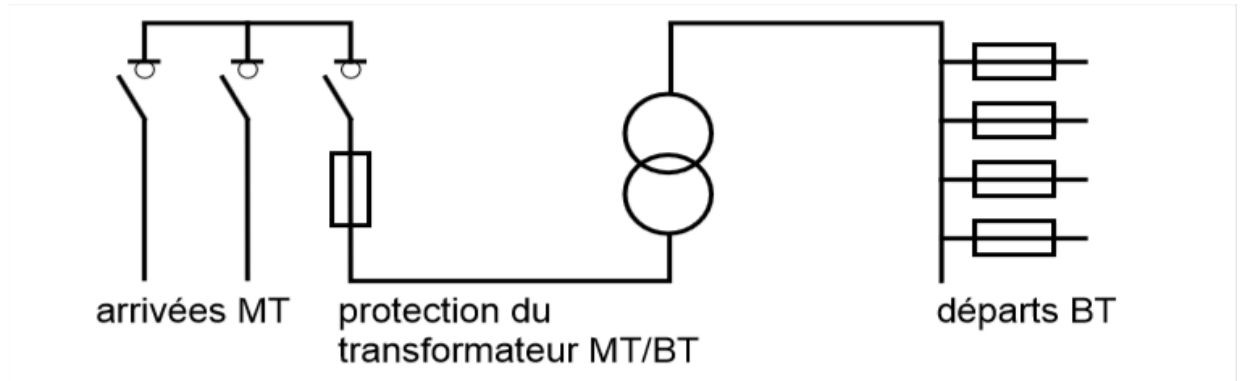
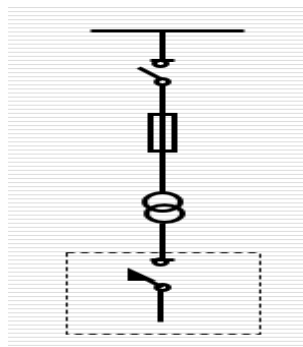


Figure (III- 2): Poste HTA/BT

III.2.4.1. Types de postes HTA :

On peut classer les postes suivant les fonctions qu'ils assurent selon :

- Poste livraison (lv) : Ce sont des postes de transformation alimentant des clients dont leurs puissances installées dépassent 25 KVA. [24]



Figure(III-3): Poste Livraison

- Poste de distribution public (dp) : Il est au service de plusieurs clients, dont l'énergie est délivrée en basse tension. Il est placé soit dans un bâtiment soit sur un support .[24]

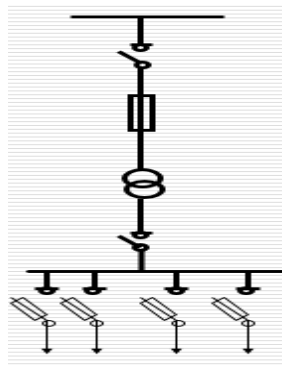


Figure (III- 4): Poste de distribution publique

- c. Poste mixte (DP/LV) : Dans ces postes on trouve deux parties une installation DP et une autre pour le client. Ces postes sont classés selon la puissance transmise.[24]

On peut classer les postes suivant les forme selon :

- a. Les postes d'extérieur :

Poste sur poteau :

Puissances 25 – 50 – 100 kVA. Poste économiques, de faible puissance (≤ 160 kVA), Comprend un transformateur, un disjoncteur, éclateurs ou parafoudre, sectionneur. Ils sont raccordés en groupe et en aval. Ces postes peuvent être de type distribution publique, de livraison mais rarement mixte

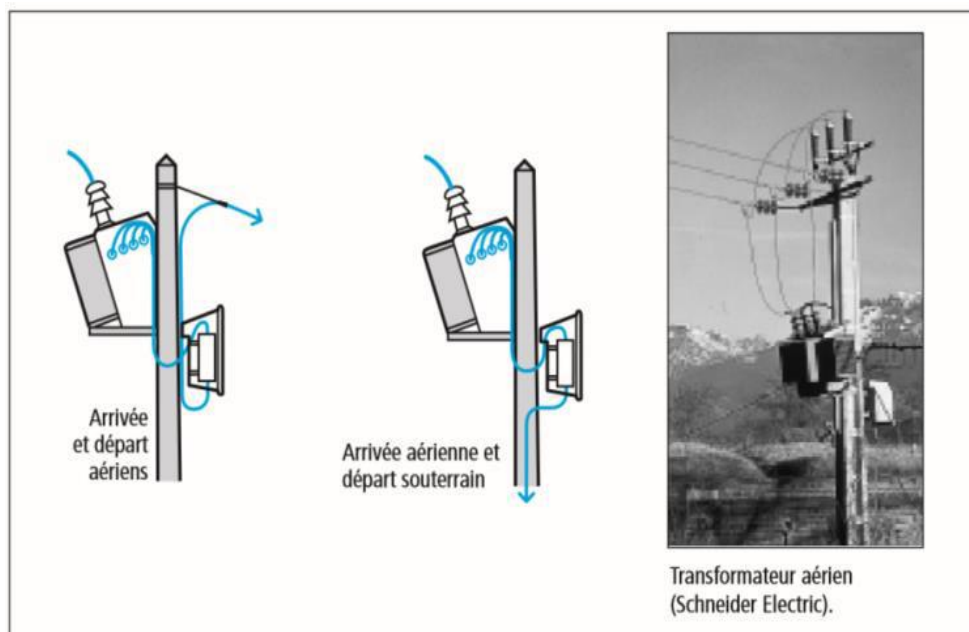


Figure (III- 5): Exemple de raccordement d'un poste sur poteau.

- b. Les postes d'intérieur :

- Postes ouverts maçonnés ou préfabriqués ;
- Postes en cellules préfabriquées métalliques.
- Les puissances sont comprises entre 100 et 1 250 kVA.
- Le comptage BT doit être remplacé par un comptage HT dès que l'installation dépasse 2000 A, ou s'il existe plusieurs transformateurs .
- Postes de livraison HTA à comptage BT ;
- Poste de livraison HTA à comptage HTA et sous stations éventuelles HTA/BT ;
- Répartition HTA et sous stations HTA/BT ou HTA/HTA ;
- Les puissances sont comprises entre 100 et 1 250 kVA.

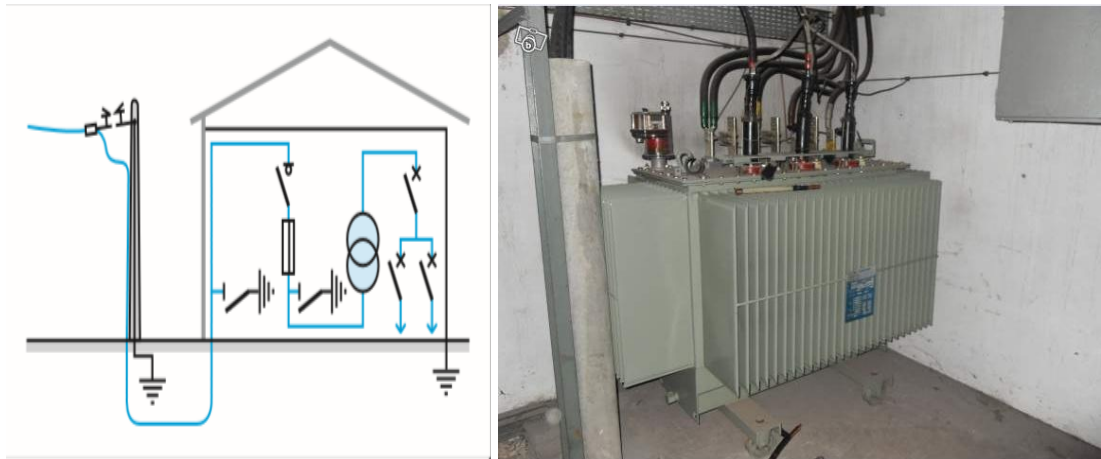


Figure (III- 6): Schéma général d'un poste ouvert

III.3. Etude de réseau de distribution HTA d'El-Oued (post source tiksebt):

III.3.1.Description du poste source tiksebt 220/30 kv :

le poste source d'el-oued Situé dans le centre de wilaya , il est alimenté par une tension de 220KV arrivée de puis la centrale de production du Hassi Massoud , cette poste contient deux transformateurs dont la puissance de chacun est 80 MVA .

III.3.2.Caractéristiques de transformateur du poste source :

- Poste Source : 220/30 kV EL-OUED
- Nombre de transformateur : 02
- Puissance installée : 2*80 MVA.
- Age des transformateur : 10 ans
- Date de mis en service : 2007
- Nombre de départs HTA : 38
- Cellules de réserve : 00
- Couplage : Y/ Δ / Y.
- Tension de court-circuit :12 %.
- Fréquence : 50 Hz.

III.3.3.Types des postes HTA utilisés dansle réseau d'el-oued :

- Poste livraison (lv) : c'est un poste pour un seul abonné.
- Poste de distribution public (dp) : c'est un poste commun pour plusieurs abonnés.
- Poste mixte : c'est un poste public de livraison.

Ces postes sont installés sur un poteau ou en maçonneries, chacun est caractérisé par la puissance installée et type de fonctionnement.

III.3.4.Caractéristiques physiques du réseau de distribution d'el-oued (post source tiksebt) :

III.3.4.1. Nombre des de barres HTA :

La société de distribution d'électricité en El-oued utilise deux type de départ aérienne et souterraine, d'après la figure (III-7) nous avons remarque en 2012 a 2013 le nombre de départ souterraine supérieure à le nombre de départ aérienne mais après 2013 le nombre des départ aérienne est devenu supérieure au départe souterraine ,pour la pesade entre en 2014 et 2016 le nombre des chacun type de départ devient constant pour le souterraine et aérienne

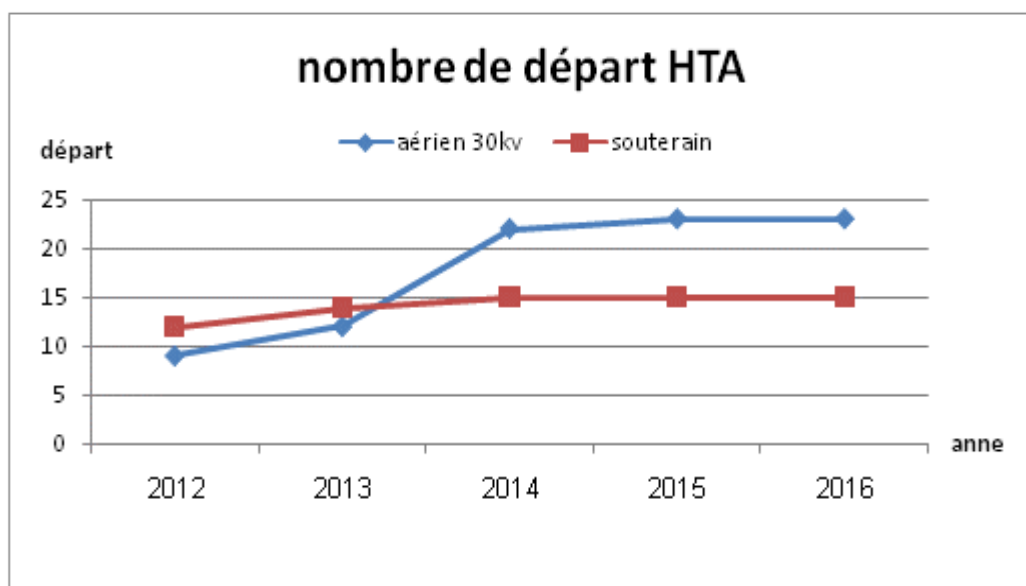
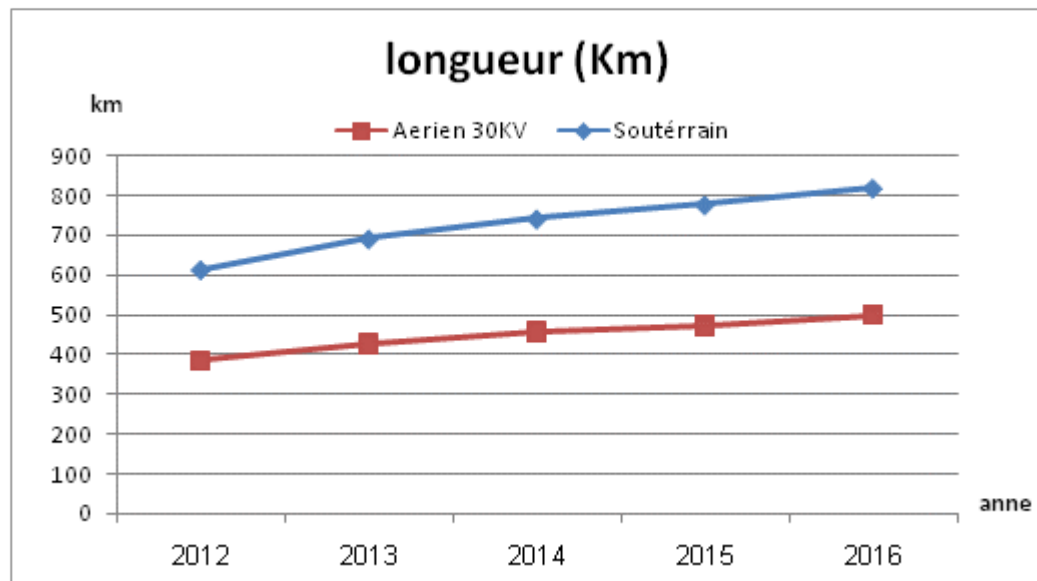


figure (III-7): variation de nombre départ HTB/HTA d'el-oued

III.3.4.2. Variation du longueur de réseau (Km) :

Le réseau de distribution d'el-oued est classifié en deux type , un niveau en moyenne tension ou il ya l'aérienne et le souterraine. la Figure(III-8) présente la variation du longueur du MT et HTA ligne , nous avons remarqué que la longueur des les lignes est augment avec le temps,la longueur du ligne souterrain et plus grande par rapport l'aérien ,cette croissance des lignes due a l'augmentation populaire, l'extension urbaine et les activités agricoles et industrielles .



Figure(III-8): la courbe de variation du longueur de réseau mt de post source tiksept

III.3.4.3. Nombre des postes :

Les postes de transformation HTA/BT utilise par SONEGGAZ dans le réseau MT d'el-oued sont les trois types mentionné ci-dessus livraison , distribution public et mixte . Le nombre de ces postes de transformation crois de puis des année . la figure (III-9) montre l'évolution du nombre des postes de transformation HTA/BT pendons cinq ans passés , nous avons remarque que le type de poste le plus utilise est le type DP, cela est de a l'augmentation public , l'expansion urbaine et l'activité agricoles , ainsi les postes LV eu nombre sa crois faiblement, cela est du a l'augmentation moyenne de l'activité industrielle et certains activité agricoles , mais le poste mix est le moins utilise et sa croissance est lent cela est du a

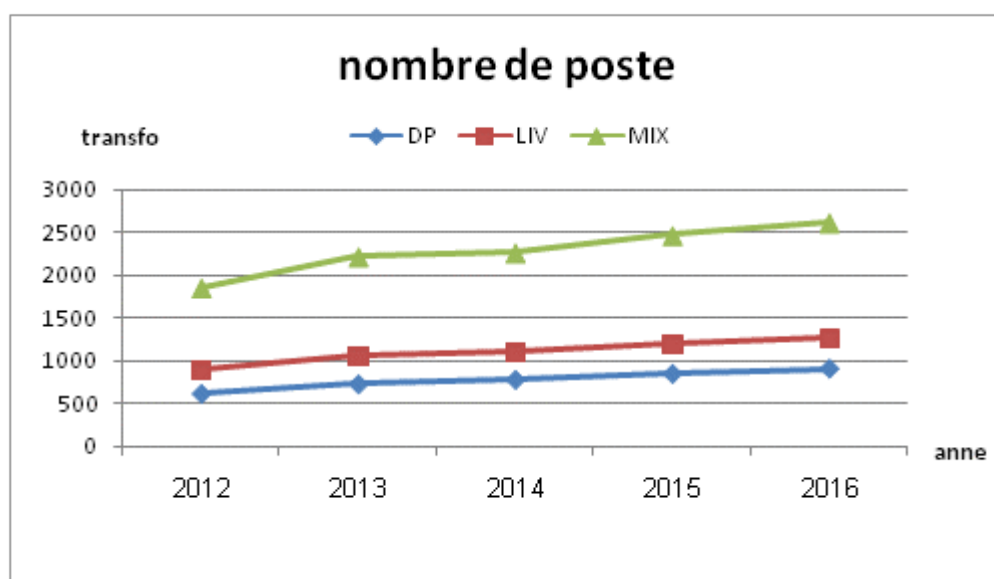


figure (III-9): variation de nombre de poste HTA/BT d'el-oued

III.3.5. Analyse et évolution du puissance de réseau MT (poste source Tiksebt):

III.3.5.1. La tension du poste source tiksebt :

La tension en jeux des barres du poste source tiksebt en coté HTA sont presque 30 kv , la figure (III-10) montre la variation du valeur de tension des barres en 24 heures en été et hiver ,

Nous remarquons que la valeur de tension en été et supérieur par rapport a la valeur de tension en hiver il et lui différé par une tension en jour presque 0.5kv

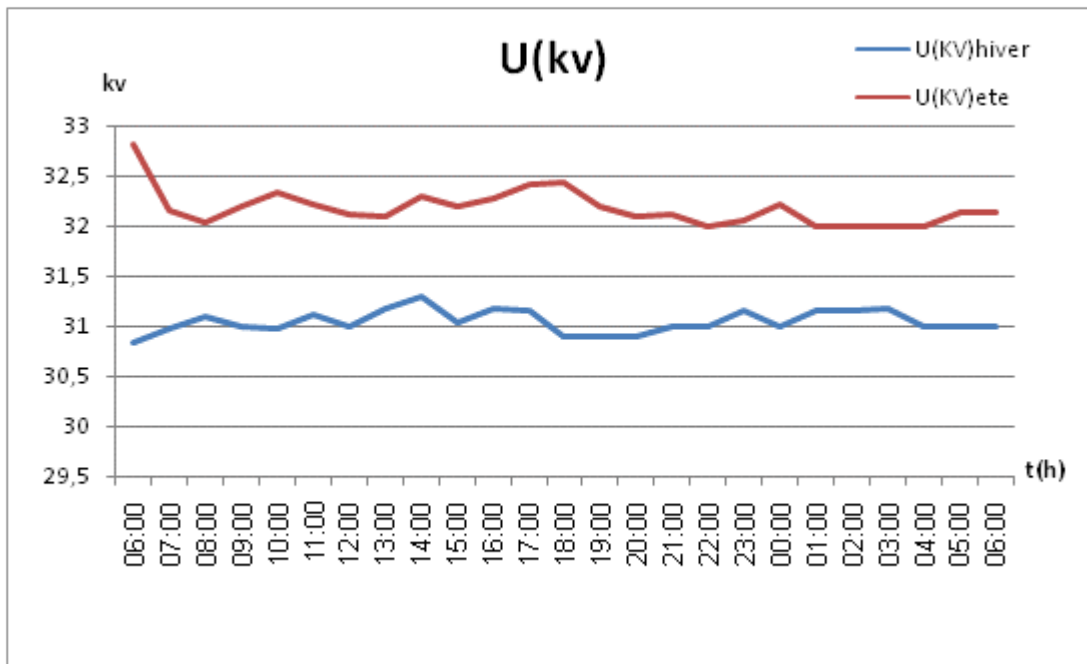


figure (III-10): variation de la tension de post source HTB/HTA teksibt en mise pointe été /hiver

III.3.5.2. Le courant de la poste source tiksebt :

les jeux de barres de poste source teksibt en coté HTA a une valeur de courant variable et dépend a la consommation du charge , alors ce que la valeur du courant situé entre 300A et 950A ,la figure (III-11) montre la variation de les valeurs du courant de jeux barre en 24 heures a l'été et hiver ,

Nous remarquons que en début de jour en été le valeur du courant est minimum et après l'heur 9:00 graduellement augmentant jusque à l'heur 16:00 ce qui représente la valeur maximale laquelle est élevé à 950A Cela est dû à exécution des système des refroidisseurs par le abutant , après cette valeur de courant graduellement diminuer à la valeur initiale .

on remarque que en jour d'hiver la valeur du courant ou converge tout au long de du jour a l'exception d'une légère augmentation à l'heur 19:00 au 21:00 laquelle est élevé par 500A à cause de l'augmentation de la consommation et avec l'éclairage public.

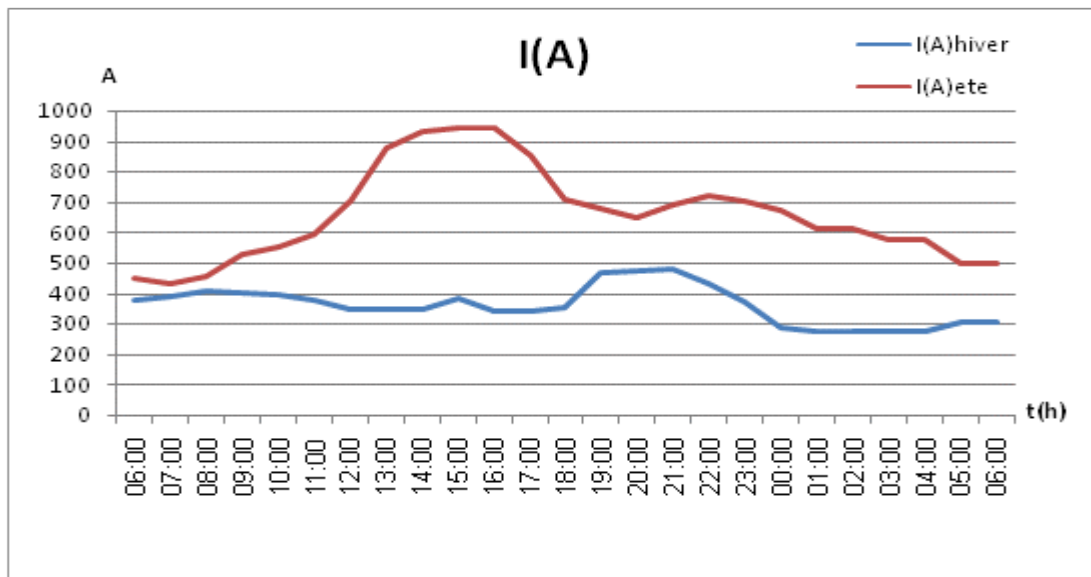


figure (III-11): variation de courant de post source HTB/HTA teksibt

III.3.5.3. La puissance apparente des poste source tiksebt :

les jeux de barres de poste source teksibt à coté HTA donne une puissance variable et sa dépend à la consommation du charge alors ce que la valeur de puissance situé entre 15MVA et 54MVA ,la figure (III-12) montre la variation de valeur du puissance en aux de barres en 24 heures en l'été et hiver ,

Remarque que en début de jour en été le valeur du courant est minimum et après l'heur 9:00 graduellement augmentant à l'heur 16:00 ce qui représente la valeur maximale laquelle est élevé à 54MVA cela est dû à l'utilisation excède les refroidisseurs par le public , après ce le valeur de puissance graduellement diminuer à la valeur première .

Nous remarque à hiver que le valeur de puissance converge tout au long du jour à l'exception d'une légère augmentation à l'heur 19:00 à 21:00 laquelle est élevé à 25MVA et à cause de la convergence de la consommation et l'éclairage public.

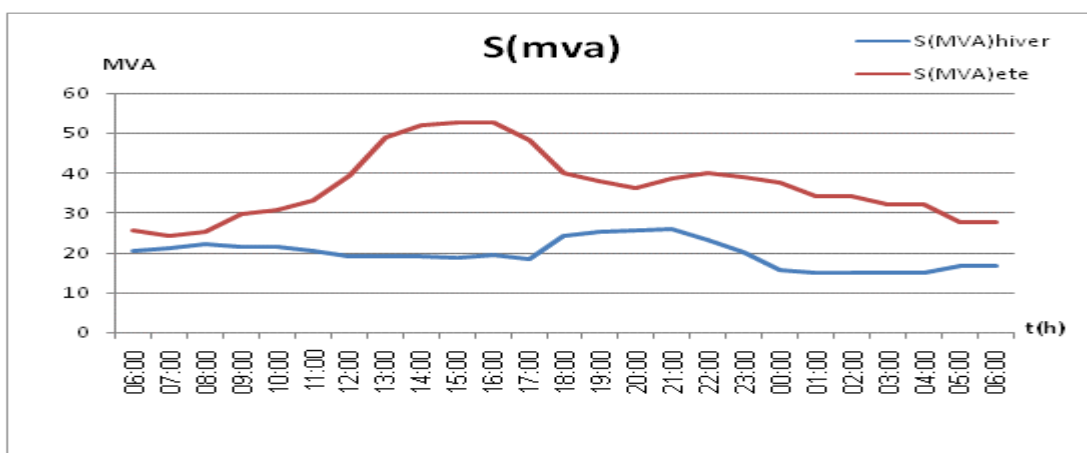
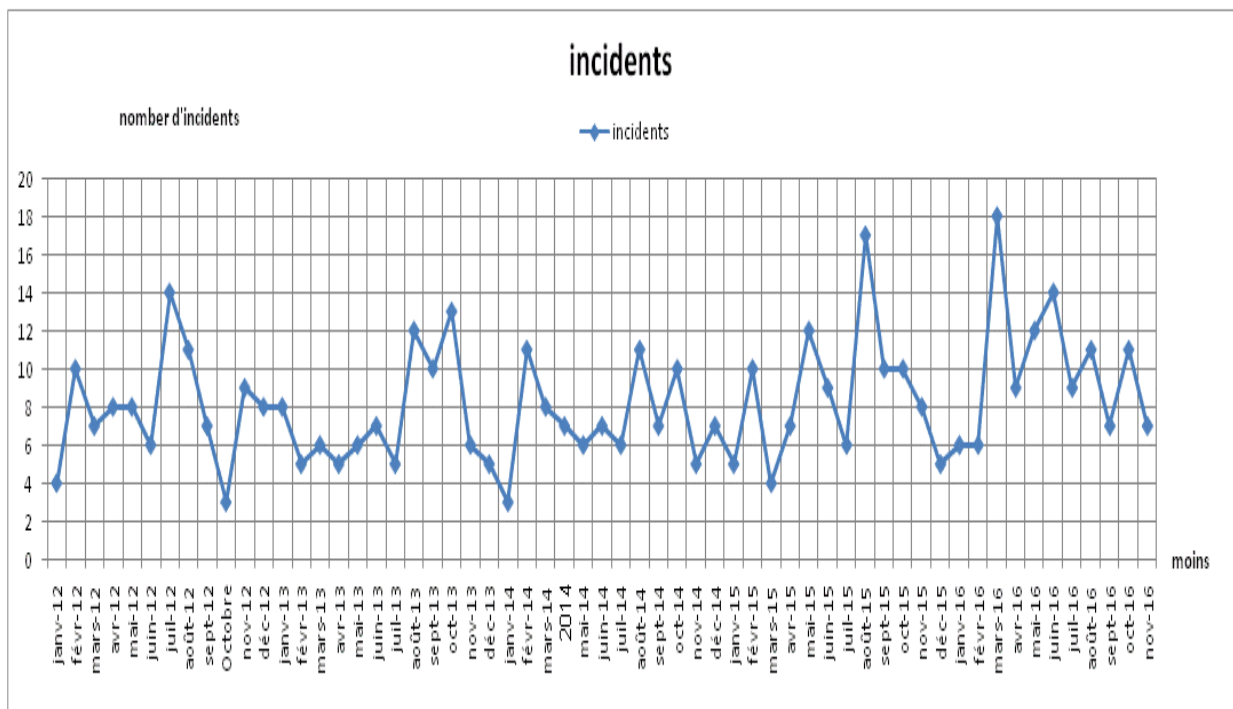


figure (III-12): variation de puissance de post source HTB/HTA teksibt

III.3.5.4. Analyses statistique des incidents de réseau HTA du poste source teksibt :

Le réseau de distribution de puissance au niveau de tension HTA de poste source tiksebt souffrent de plus d' incident comme les autre réseau , ces incidents sont non consolidé et aléatoires croix du temps parce que la plupart des raisons de cette incident indépendant par le temps (toucher fil des oiseaux et l'avarie câble et pont détache et amorçage à l'éclateur.....est) , la figure(III-13) présente le rapport mensuel qui montre le nombre a l'incidents du chaque moins du 5 année passé , nous remarquons que le nombre des incidents chacun moins mais le varie d'une façon aléatoire , il prend des valeur maximales aux mois les plus tempérés.



figure(III-13) rapport mensuel que montre nombre d'incident

III.4. conclusion :

dans ce chapitre nous avons présente description générale du réseau HAT, et nous avons dédié la quelle de description du réseau HAT d'el-oued du poste source Tiksebt nous avons trouvé se compose des plus des départs et deux transformateur HTA/HTB et plus des transformateurs HTA/BTB de tout les types, est un réseau HTA croissant et nous avons analyse la puissance injectée de réseau HTA, nous avons trouvé obtient son changement au cours du jour en été et hiver.

CHAPITRE IV:

**APPLICATION DU GIS SUR LE
RÉSEAU ÉLECTRIQUES 30KV
D'EL-OUED(DÉPART CENTRE
VILLE)**

IV.1. Introduction :

L'étude de réseau électrique est important pour assurer la stabilité, la qualité et la sécurité dans le réseau, et pour une bonne étude et avec des résultats positifs, nous devons choisir la façon plus efficace et plus précise, et les résultats des plus clairs, pour cela nous avons organisé de travailler comme suit : a l'entrée de ce chapitre nous avons présente un étude statistiques montrant l'impact des facteurs climatiques sur le réseau de distribution d'énergie, et nous avons choisi la méthode Gauss Seidel et nous allons l'appliquer au départ de centre ville pour étudier et résoudre les problèmes du réseau et nous présenterons les résultats au programme GIS, Ce qui nous donne une image géographique de écoulement de puissance dans le réseau.

IV.2. Description départ du centre ville:

Le départ du centre ville est une ligne de distribution de la puissance alimente la consommation public et les entreprises générale Elle est caractérisée par les caractéristiques suivantes :

- Le niveau de tension dans cette ligne est moyenne tension à l'ordre de 30KV,
- Le type de ligne de cette départ est ligne souterraine, utilise le câble d'aluminium en section de 240 mm^2 en longueur de 9045 m,
- Le nombre de poste de transformation HTA/BT est 30 postes en trois type de transformateur DP, LV et mix, et il couplée a Δ/Y ,
- La fréquence de cette ligne est 50 HZ,

IV.2.1.L'impédance de départ centre ville :

L'impédance d'une seule phase est donnée par :

$$z = r + jlw \quad (\text{IV.1})$$

z : impudence ligne (Ω/Km),

r : résistivité de ligne (Ω/Km)

l : l'inductance de ligne (H/Km)

w : vitesse angulaire (rad/s)

Le valeur de cette grandeur trouvé dans les caractéristiques de cable en annexe, il est:

$$r = 0.161 \Omega/\text{Km}$$

$$l = 0.362 \text{ mH}/\text{Km}$$

$$w = 2\pi \cdot 50 = 314.159 \text{ rad/s}$$

$$z = 0.161 + j0.547 \cdot 314.159 \Omega/\text{Km}$$

$$z = 0.161 + j0.1718 \Omega/\text{Km}$$

$$\text{L'impudence de base : } z_B = \frac{U^2}{S_B} \quad (\text{IV-2})$$

$$z_B = \frac{30000^2}{100000000} = \frac{900000000}{100000000} = 9\Omega$$

ligne	longueur (m)	Impudence(Ω/m)	ligne	longueur (m)	impudence(Ω/m)
1	444	0,071484+j0,076279	17	42	0,006762+j0,007216
2	816	0,131376+j0,140189	18	37	0,005957+j0,006357
3	437	0,070357+j0,075077	19	271	0,043631+j0,046558
4	747	0,120267+j0,128335	20	25	0,004025+j0,004295
5	439	0,070679+j0,07542	21	36	0,005796+j0,006185
6	142	0,022862+j0,024396	22	270	0,04347+j0,046386
7	85	0,013685+j0,014603	23	51	0,008211+j0,008762
8	741	0,119301+j0,127304	24	235	0,037835+j0,040373
9	441	0,071001+j0,075764	25	101	0,016261+j0,017352
10	335	0,053935+j0,057553	26	761	0,122521+j0,13074
11	190	0,03059+j0,032642	27	102	0,016422+j0,017524
12	23	0,003703+j0,003951	28	20	0,00322+j0,003436
13	194	0,031234+j0,033329	29	963	0,155043+j0,165443
14	165	0,026565+j0,028347	30	26	0,004186+j0,004467
15	185	0,029785+j0,031783			
16	587	0,094507+j0,100847			

Tableau (IV-1) : l'impédance de lignes de départ center ville

IV.2.2. L'admittance de départ centre ville :

ligne	longueur (m)	l'admittance (F) y/2	ligne	longueur (m)	l'admittance (F) y/2
1	444	1,88E-05	16	587	2,49E-05
2	816	3,46E-05	17	42	1,78E-06
3	437	1,85E-05	18	37	1,57E-06
4	747	3,17E-05	19	271	1,15E-05
5	439	1,86E-05	20	25	1,06E-06
6	142	6,02E-06	21	36	1,53E-06
7	85	3,6E-06	22	270	1,14E-05
8	741	3,14E-05	23	51	2,16E-06

9	441	1,87E-05	24	235	9,96E-06
10	335	1,42E-05	25	101	4,28E-06
11	190	8,05E-06	26	761	3,23E-05
12	23	9,75E-07	27	102	4,32E-06
13	194	8,22E-06	28	20	8,48E-07
14	165	6,99E-06	29	963	4,08E-05
15	185	7,84E-06	30	26	1,1E-06

Tableau (IV-2) : l'admittance des lignes de centre ville

L'admittance de base :

$$Y(pu) = Y_{bus} * Z_B \quad (VI-3)$$

ou

$$Y_{bas} = \frac{S_b}{U_b^2} \quad (VI-4)$$

$$Y_{bas} = \frac{100000000}{30000^2} = 0.11111s$$

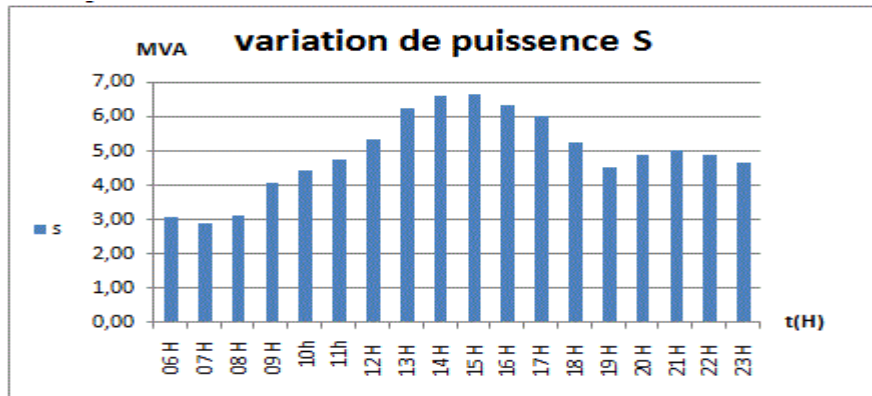
IV.3. Etude Statistiques l'influence de facteurs climatologique sur la puissance de départ centre ville :

le climat est le facteur principale influent sur la consommation d'énergie électrique dans la Wilaya d'el-oued surtout en été à augmentation de la température elle forcé les consommateurs à exécuter les dispositifs de refroidissement, et considérant comme une zone engagée dans l'agriculture les paysans ont augmenté leur irrigation à des températures élevées de ce qui pousse le temps plus élevé d'utilisation moteurs d'irrigation, cela signifie une augmentation de la consommation d'énergie électrique . contrairement à l'hiver où la consommation est pas liée à des facteurs climatiques . pour cela nous allons étudier les statistique et la relation entre la consommation d'énergie électrique et les facteurs climatiques en été .

IV.3.1.les variations la charge dans le jour d'été 2016 :

la courbe ci-dessous représentent les changements de la charge en jour d'été 2016 comme indiquée dans les figure (IV-1):

On remarque a partir les graphes ci –dessous que la consommation de la puissance en premiers heures du jours et sa crois jusqu'à atteint des valeurs maximales de 6.64 MVA en15 h est conséquent d'utilisation des dispositifs du refroidissement , et décrois dans les autre heurs , parce que les consommateurs diminue les dispositifs active dans cette période.



Figure(IV-1): variation de la puissance apparente en jour d'été

IV.3.2. modélisation mesurable de la charge en fonction de la température:

On veut faire dans cette étape l'estimation du l'équation de la régression simpleet linéaire qui concerne la charge comme une variable dépendant et la température comme une variable indépendant pour ce la l'équation suivante qui représente la relation entre la puissance et la température comme suite:

$$S(\text{MVA}) = C_1 + \beta * T \quad (\text{IV-5})$$

Tel que:

- S : la charge demandé.
- β : le coefficient de régression entre la charge et la température.
- C_1 : constante.
- T :la température.

Les graphes ci-dessous représentent les variations de la température pris en été 2016:

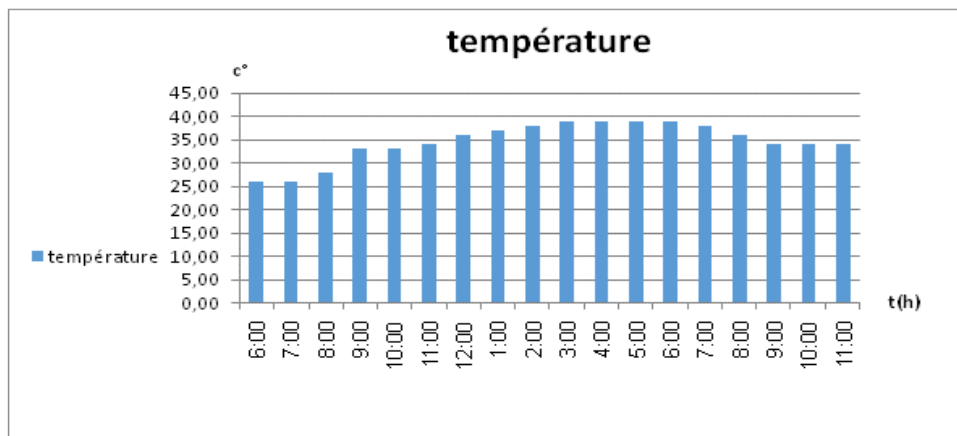


Figure (IV-2): variation de température

On remarque a partir le Figure (IV-2) ,la température croissance progressivement dans l'étendue de 6:00^h à 15:00^h jusqu'à 38°C. diminuée progressivement quand le soleil cache, et atteint des valeurs inférieurs à minuit . en midi la température atteint une valeur maximale entre 38 °C et 39 °C .

IV.3.2.1. **Estimation du modèle:**

Le Tableau(IV-3) représente les résultats d'estimation du modèle : puissance apparente et la température :

Le tableau suivant présente la résultat d'un modèle statistique que mesure le rapport de la relation de deux variable et il donne la possibilité de la relation et le rapport de la relation le coefficient de la relation et le constante que règle la formule de la relation

Dependent Variable: S_E
Method: Least Squares
Date: 05/13/17 Time: 10:39
Sample: 1 18
Included observations: 18

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
T_E	0.245075	0.029947	8.183577	0.0000
C	-3.557866	1.043887	-3.408287	0.0036
R-squared	0.807161	Mean dependent var		4.924444
Adjusted R-squared	0.795109	S.D. dependent var		1.161623
S.E. of regression	0.525807	Akaike info criterion		1.656675
Sum squared resid	4.423572	Schwarz criterion		1.755605
Log likelihood	-12.91008	Hannan-Quinn criter.		1.670316
F-statistic	66.97094	Durbin-Watson stat		0.676393
Prob(F-statistic)	0.000000			

Tableau(IV-3): Estimation du modèle de la puissance apparent et la température selon le Tableau ci-dessus nous concluons le modèle soit sur la formule suite:

$$S(MVA) = -3.557866 + 0.245075 * T$$

IV.3.2.2. **diagnostic du modèle:**

dans cet partie on veut effectuer les tests statistiques suivantes:

❖ test Significativité globale du modèle:

- A partir le Tableau précédente (Tableau IV-3) on trouve $F_C = 66.97 > F_t = 2.086$ (d'après le tableau de test student), alors notre modèle a une Significativité globale et admis statistiquement au 5%.

- Au ce module une haute estimation parce que la valeur du coefficient de détermination R^2 est 0.8071, alors la charge S(MVA) signifie 80.71% et 19.29% signifie par autres variables n'incorporent pas au modèle.

❖ test au Significativité des coefficients:

On remarque selon ce modèle que le test du significativité statistique du puissance

$$|t_c| = 8.1835 > t_c = 4.31 \text{ (d'après le tableau de test Fisher).}$$

IV.3.2.3. Comparaison du modèle estimée et l'originale.

Le figure (IV-3) représente les trois courbes : actuelle ,Fitte et le résiduelle

A partir le figure ci-dessus on observe que la courbe estimée de la puissance (S) est presque congruent avec le courbe actuelle (effectif) du S, et ça confirme que le modèle estimée est salutare aussi.

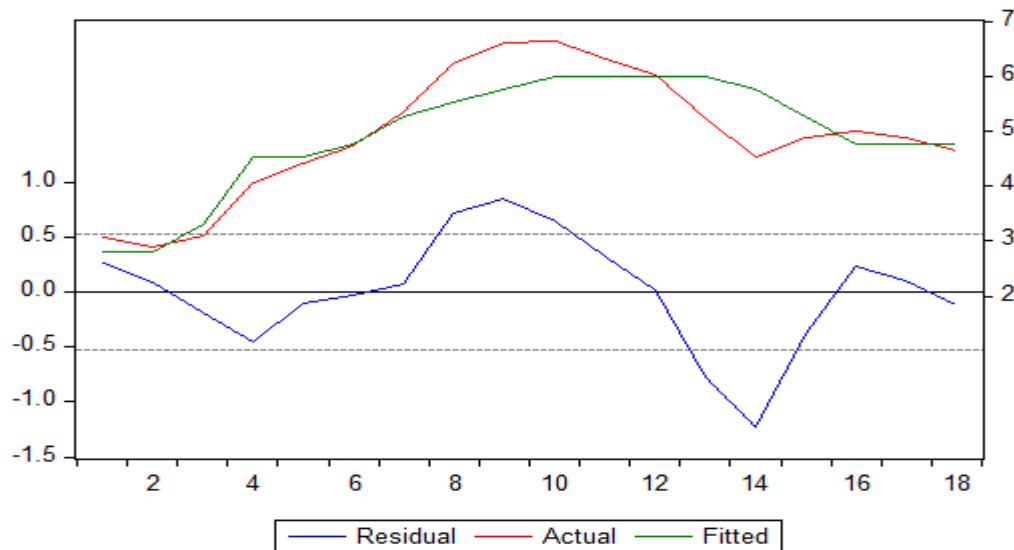


Figure (IV-3) : comparaison la courbe de puissance réelle et parfait par effet de température

IV.3.2.4. Analyse électrique du modèle:

l'étude statistique confirme la vérité et pouvoir le modèle d'analyser les données .

D'une façon électrique , on remarque que la température augmente par une seule unité la charge S augmente aussi par 0.245075 unités.

IV.3.3. modélisation mesurable de la charge en fonction de l'indice de chaleur:

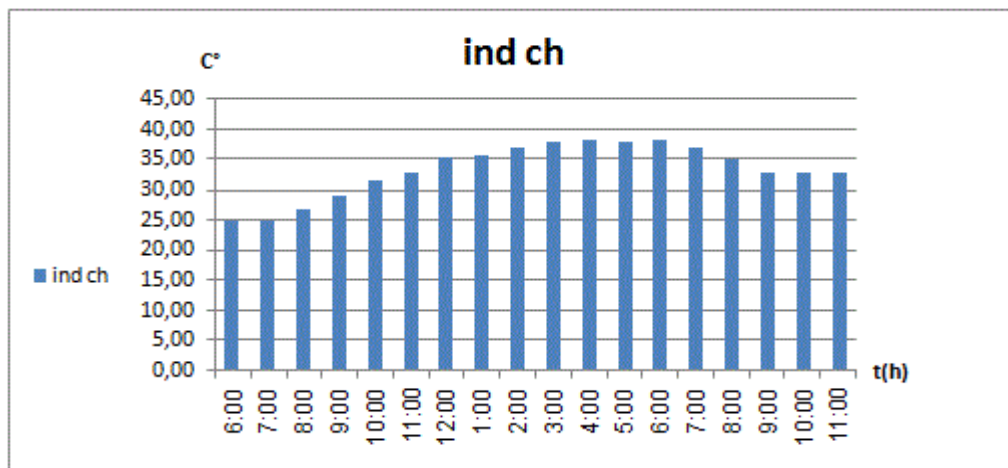
On veut faire dans cette étape l'estimation du l'équation de la régression simple et linéaire qui concerne la charge comme une variable dépendant et l'indice de chaleur comme une variable indépendant et on a l'équation suivante qui représente la relation entre la puissance et la chaleur comme suite:

$$S \text{ (MVA)} = C_2 + \beta * CH \quad (VI-6)$$

Tel que:

- S : la charge demandé.
- β : le coefficient de régression entre la charge et l'indice duchaleur.
- CH : indice de la chaleur.
- C_1 : constant

Le graphe ci-dessous représentent les variations l'indice du chaleur pris en été 2016



Figure(IV-4): variations l'indice du chaleur

IV.3.3.1. Estimation du modèle:

Le Tableau représente les résultats d'estimation du modèle : puissance apparente et indice du chaleur :

Le tableau suivant présente le résultat d'un modèle statistique qui mesure le rapport de la relation de deux variables et il donne la possibilité de la relation et le rapport de la relation le coefficient de la relation et la constante qui règle la formule de la relation

Dependent Variable: S_E
Method: Least Squares
Date: 05/13/17 Time: 11:07
Sample: 1 18
Included observations: 18

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
IC_E	0.237140	0.028644	8.278730	0.0000
C	-3.014470	0.966781	-3.118047	0.0066
R-squared	0.810735	Mean dependent var		4.924444
Adjusted R-squared	0.798905	S.D. dependent var		1.161623
S.E. of regression	0.520913	Akaike info criterion		1.637972
Sum squared resid	4.341606	Schwarz criterion		1.736902
Log likelihood	-12.74175	Hannan-Quinn criter.		1.651613
F-statistic	68.53737	Durbin-Watson stat		0.748663
Prob(F-statistic)	0.000000			

Tableau(IV-4): variations l'indice du chaleur

selon le Tableau ci-dessus nous concluons le modèle soit sur la formule suite:

$$S(MVA) = -3.014470 + 0.237140 \cdot Ch$$

IV.3.3.2. diagnostique du modèle:

dans ce partie on veut effectuer les tests statistiques suivantes:

❖ Test Significativité globale du modèle :

- a partir le Tableau précédente (Tableau(IV-4): variations l'indice du chaleur)

on trouve $F_C = 68.53737 > F_t = 2.086$ (d'après le table de test student à 5%), alors au modèle une Significativité globale et admis statistiquement à 5%.

- Au ce module une haute estimation parce que la valeur du coefficient de détermination R^2 est 0.8107, alors la charge S(MVA) signifie 81.07% par l'indus de chaleur et 18.93% signifie par autres variables n'incorporent pas au modèle.

❖ Test Significativité des coefficients:

On remarque selon ce modèle que le test du significativité statistique du charge $|t_c| = 3.118 < t_t = 4.35$ (d'après le tableau de test Fisher).

Et au coefficient une significativité statistique à 5%, et significativité statistique du l'indice de chaleur $|t_c| = 8.27873 > t_t = 4.35$ (d'après le tableau de test Fisher). et au coefficient une significativité statistique à 5%.

IV.3.3.3. Comparaison du modèle estimée et l'originale.

Le figure (IV-6) représente les trois courbes : actuelle ,Fitted et le residuale

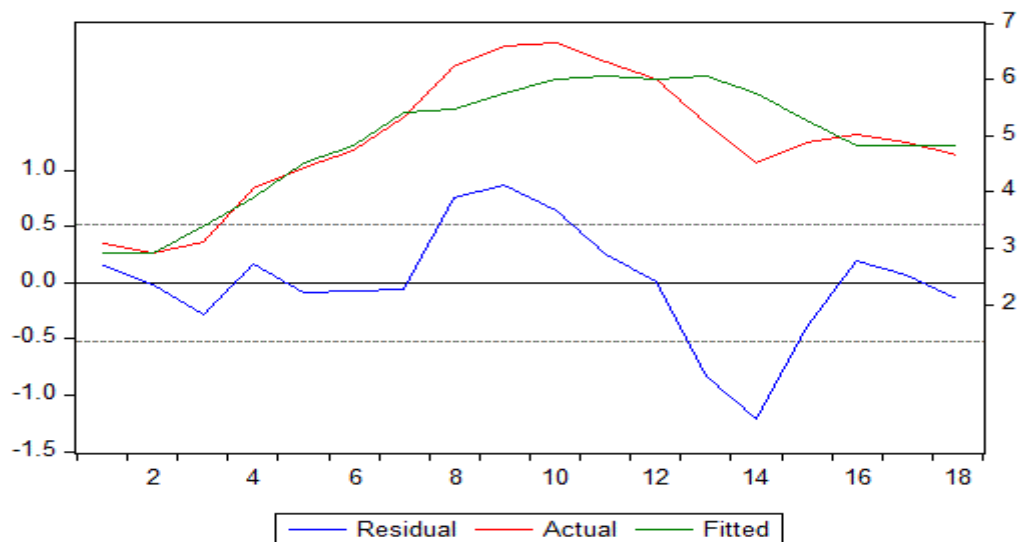


Figure (IV-5) : comparaison la courbe de puissance réelle et parfait par effet d'indice de chaleur

A partir le figure ci-dessus on observe que le courbe estimée de la puissance (S) est congruent relativement avec le courbe actuelle du S, et ça confirme que le modèle estimée est salulaire.

IV.3.3.4. Analyse électrique du modèle:

l'étude statistique confirme la vérité et pouvoir le modèle pour analyser les données .

En façon électrique on remarque que l'indice de chaleur augmente par une seule (01) unité la puissance S augmente aussi par 0.237140 unités

IV.3.4. Modélisation mesurable de la puissance en fonction de l'humidité:

On veut faire dans cette étape l'estimation de l'équation de la régression simple et linéaire qui concerne la puissance apparente comme une variable dépendante et l'humidité, pour ce la l'équation suivante qui représente la relation entre la puissance et l'humidité comme suite:

$$S(MVA) = C_3 + \beta * \text{hum} \quad (\text{IV-7})$$

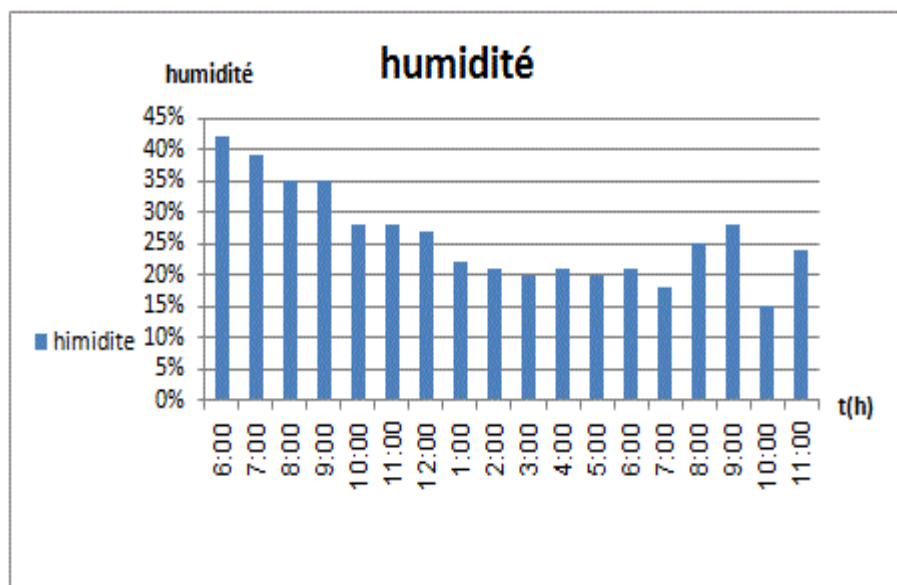
Tel que: - S: la charge demandée.

- β : le coefficient de régression entre la charge et la température.

-hum: l'humidité.

- C_3 : constante.

Les graphes ci-dessous représentent les variations de l'humidité pris en été 2016



Figure(IV-6): variations humidité

IV.3.4.1. Estimation du modèle:

Le Figure(IV-7)représente les résultats d'estimation du modèle : puissance apparente et l'humidité :

Le tableau suivant présente le résultat d'un modèle statistique qui mesure le rapport de relation de deux variables et il donne la possibilité de la relation et le rapport de la relation et le coefficient de la relation et la constante qui règle la formule de la relation

Dependent Variable: S_E
 Method: Least Squares
 Date: 05/13/17 Time: 10:55
 Sample: 1 18
 Included observations: 18

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
H_E	-12.11240	2.423961	-4.996945	0.0001
C	8.080398	0.655740	12.32256	0.0000
R-squared	0.609465	Mean dependent var		4.924444
Adjusted R-squared	0.585057	S.D. dependent var		1.161623
S.E. of regression	0.748272	Akaike info criterion		2.362339
Sum squared resid	8.958574	Schwarz criterion		2.461269
Log likelihood	-19.26105	Hannan-Quinn criter.		2.375980
F-statistic	24.96946	Durbin-Watson stat		1.027143
Prob(F-statistic)	0.000132			

Tableau(IV-5): variations la puissance par humidité

selon le Tableau ci-dessus nous concluons le modèle soit sur la formule suite:

$$S(MVA) = 8.080398 - 12.11240 * Hum$$

IV.3.4.2. diagnostique du modèle:

On ce partie on veut effectuer les tests statistiques suivantes:

❖ Test Significativité globale du modèle:

- a partir le figure précédente et le Tableau(IV-5) on trouve $F_C = 24.96946 > F_t = 2.086$, alors au notre modèle une Significativité globale et admis statistiquement à 5%.

- Au ce module une moyenne estimation parce que la valeur du coefficient de détermination R^2 est 0.609465, alors la charge S(MVA) signifie 60.94% et 39.06% signifie par autres variables n'incorporent pas au modèle.

❖ Test Significativité des coefficients:

On remarque selon ce modèle que le test du significativité statistique du charge : $|t_c| = 12.32256 > t_t = 4.35$, et au coefficient une significativité statistique à 5%. Significativité statistique de l'humidité $|t_c| = 4.996945 > t_t = 4.35$, et au coefficient une significativité statistique à 5%.

IV.3.4.3. Comparaison du modèle estimée et l'originale.

Le représente les trois courbes: actuelle ,estimée et le reste.

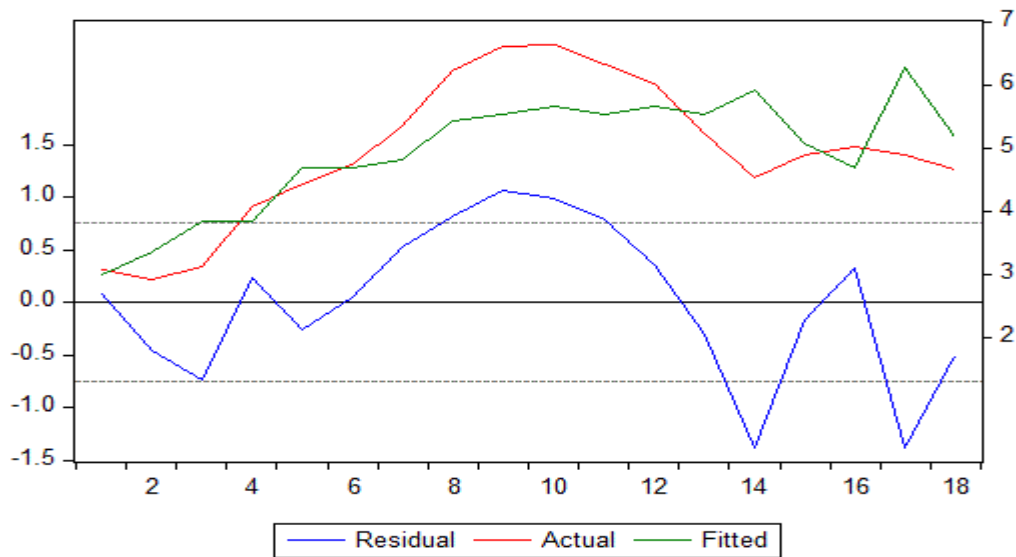


Figure (IV-7) : comparaison la courbe de puissance réelle et parfait par effet humidité

IV.3.4.4. Analyse électrique du modèle:

D'une façon électrique , on remarque que l'humidité augmente par une seule unité la puissance S augmente aussi par 12.11240 unités.

IV.4. Résolution de problème d'écoulement de puissance dans le départ du center ville:

Le départ de center ville exposés à des problèmes d'écoulement de puissance comme les autres réseaux et pour résoudre ces problèmes nous devons mettre en œuvre l'une des méthodes ci-dessus et nous avons choisi la méthode de Gauss Seidel pour résoudre le problème de cette ligne

IV.4.1. programme de calcul méthode gauss Seidel par MATHLAB :

l'application de méthode Gauss Seidel sur un système complexe et composé par plusieurs variable obliger a itérer le calcul a plusieurs itération parfois, plus de mille itération et été le calcul manuel très difficile pour ce la nous avons appliquons un programme dans MATHLAB donné la vitesse de calcul l'itération et précision de résultat , nous présentons le programme et le donne de départ dans l'annexe et après l'exécution par MATLAB nous obtenons les résultats suivants :

résultat d' été :

V,P, Q de jeu débart				les pertes		
jb	V(KV)	P(KW)	Q(Kvar)	ligne	P(KW)	Q(Kvar)
1	32,19	0	0	1	0,497	-38,459
2	32,18127	114,3072	85,7304	2	0,851	-70,702
3	32,16582	67,2	50,4	3	0,437	-37,857
4	32,15776	71,3328	5,4996	4	0,746	-64,668
5	32,14397	20	15	5	0,441	-37,977
6	32,13586	136,8024	102,6018	6	0,119	-12,303
7	32,13348	32	24	7	0,066	-7,371
8	32,13211	124,1352	93,1014	8	0,56	-64,245
9	32,12037	52,7688	39,5766	9	0,321	-38,224
10	32,11352	20	15	10	0,24	-29,029
11	32,10836	105,1176	78,8382	11	0,118	-16,481
12	32,10566	50,4	37,8	12	0,006	-2,004
13	32,10545	50,4	37,8	13	0,091	-16,856
14	32,10304	151,956	113,967	14	0	-16,162
15	32,10125	128,9064	96,6798	15	0,175	-51,088
16	32,10123	67,2	50,4	16	0,006	-3,662
17	32,09563	50,4	37,8	17	0,004	-3,228
18	32,09534	26,66666667	20	18	0,049	-23,612
19	32,09512	12,8	9,6	19	0,001	-2,182
20	32,09307	12,8	9,6	20	0,002	-3,142
21	32,09299	21,33333333	16	21	0,025	-23,548
22	32,09286	30,33333333	24	22	0,002	-4,451
23	32,09135	12,8	9,6	23	0,014	-20,502
24	32,09116	50,4	37,8	24	0,003	-8,814
25	32,0901	48,72	36,54	25	0,042	-66,385
26	32,08976	8,533333333	6,4	26	0,003	-8,9
27	32,08651	8,533333333	6,4	27	0,001	-1,744
28	32,08618	68,22773333	56,1708	28	0,014	-84,033
29	32,08623	42	31,5	29	0,002	-2,267
30	32,08409	137	98,16667	30	0,002	-2,267
31	32,08418	40,4	37,8			

Tableau(IV-6) : la puissance des jeux débarre et les pertes de les lignes et les chuts de tension en été

Résultat de hiver :

V,P, Q de jeu de barre				les pertes		
jb	V(kv)	P(kw)	Q(kvar)	ligne	P(kw)	Q(kvar)
1	30,9	0	0	1	0,169	-35,754
2	30,89506	55,36	39,02	2	0,304	-65,69
3	30,88618	28,56	21,42	3	0,163	-35,165
4	30,88148	30,24	22,68	4	0,282	-60,08
5	30,87341	9,333333	7	5	0,17	-35,289
6	30,86863	65,46667	47,43333	6	0,046	-11,421
7	30,86722	14,93333	11,2	7	0,025	-6,839
8	30,86643	60,42667	43,65333	8	0,237	-59,587
9	30,85931	23,52	17,64	9	0,141	-35,45
10	30,85511	9,333333	7	10	0,106	-26,923
11	30,85193	48,66667	34,83333	11	0,053	-15,275
12	30,85026	23,52	17,64	12	0,001	-1,855
13	30,85017	23,52	17,64	13	0,038	-15,612
14	30,84873	65,46667	47,43333	14	0,028	-13,283
15	30,84764	28,56	21,42	15	0	-14,925
16	30,84769	21,84	16,38	16	0,102	-47,241
17	30,84375	16,13333	11,26667	17	0,003	-3,385
18	30,84357	5,546667	4,16	18	0,001	-2,983
19	30,84346	5,12	3,84	19	0,027	-21,826
20	30,84206	8,666667	6,5	20	0	-2,016
21	30,84204	12,8	9,6	21	0	-2,903
22	30,84199	5,546667	4,16	22	0,011	-21,762
23	30,84107	21,84	16,38	23	0	-4,112
24	30,841	20,16	15,12	24	0,005	-18,945
25	30,84041	3,84	2,88	25	0,001	-8,143
26	30,84023	3,84	2,88	26	0,02	-61,339
27	30,83817	31,92	23,94	27	0,001	-8,223
28	30,83803	20,16	15,12	28	0,002	-1,611
29	30,8381	20,16	15,12	29	0,004	-77,635
30	30,83713	20,16	15,12	30	0,002	-2,094
31	30,83722	20,16	15,12			

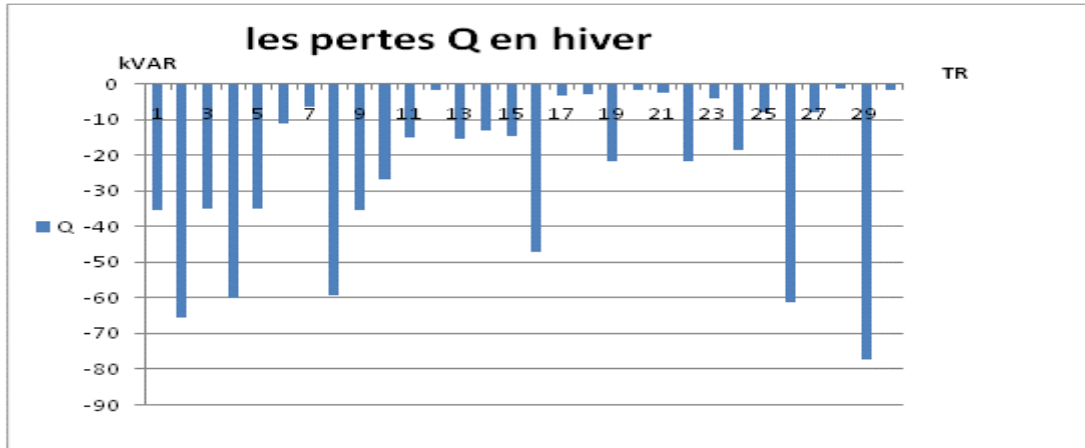
Tableau(IV-6) : la puissance des jeux de barre et les pertes des lignes et les chutes de tension en hiver

IV.5. Analyse spatiale du départ center ville :

IV.5.1.les pertes dans les lignes :

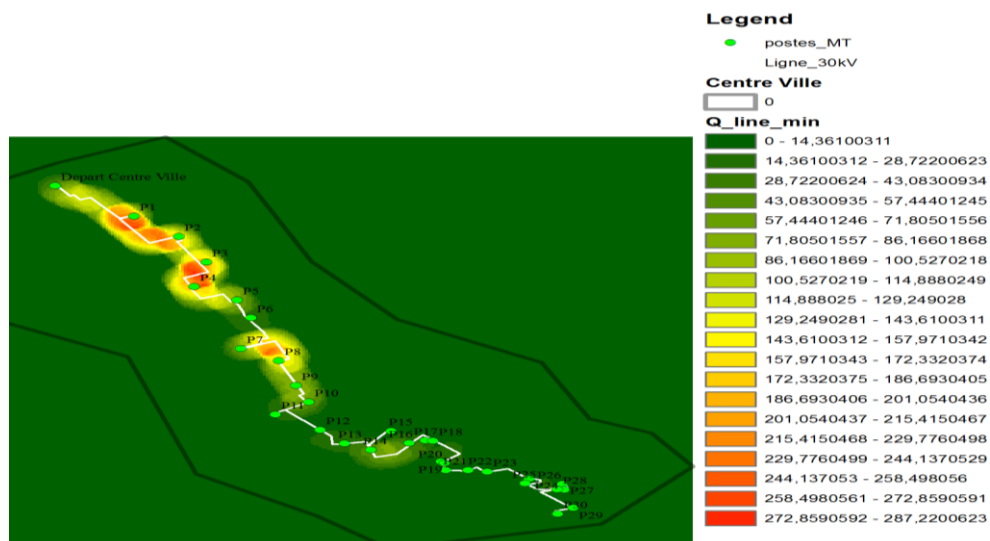
les pertes dans les lignes en hiver :

- La puissance réactive Q en hiver



Figure(IV-8): les pertes de puissance réactive en hiver

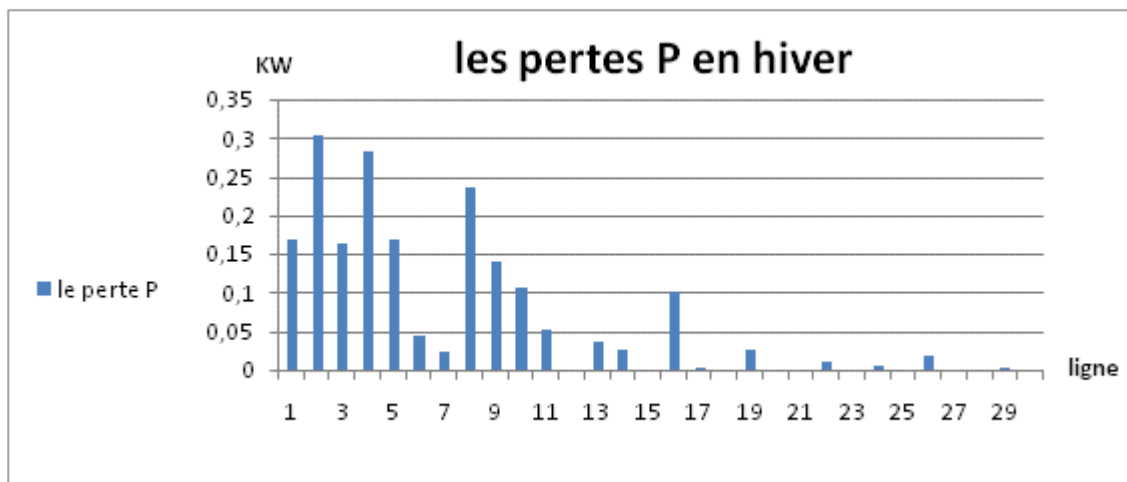
La figure(IV-8) montre les pertes de puissance réactive en valeur négatif cela signifie que la ligne produit la puissance réactive a cause de l'effet de la capacité du ligne avec la terre ,la quantité de puissance réactive produit lie au longueur du ligne avec un grandeur maximal pas plus de -80 KVAR .



Figure(IV-9): analyse spatiale de perte de puissance réactive en hiver sur arcGIS

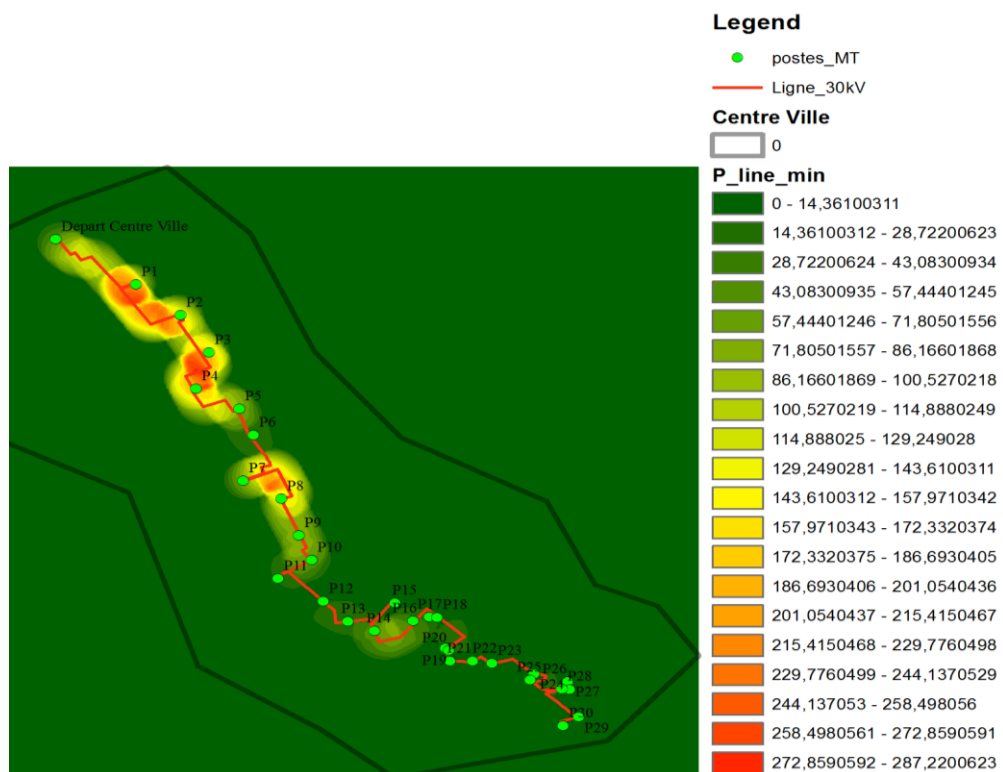
La figure(IV-9) présenté l'analyse spatiale du perte de puissance réactive , nous remarquons La plupart des productions de la puissance réactive dans les premiers lignes premier du réseau parce qu'il est le plus long comme indiqué et le courant le plus intense .

- La puissance active P en hiver:



Figure(IV-10): les pertes de puissance active en hiver

La figure(IV-10) montre les pertes de puissance active, la plupart des pertes de puissance active dans les premiers lignes du réseau parce qu'il est le plus long a cause de effet de résistance de câble et le courant qui le plus intense , le quantité de puissance active perdu lie a longueur de ligne avec un grondeur maximal pas plus de 0.3 KW.

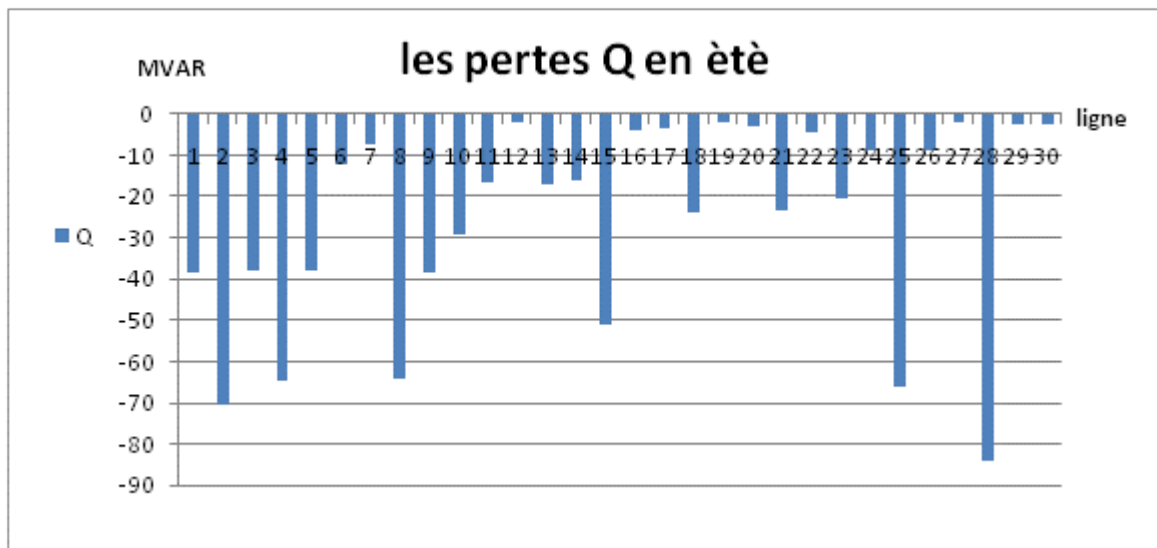


Figure(IV-11): analyse spatiale de perte de puissance active en hiver sur arcGIS

La figure(IV-11) présenté l'analyse spatiale de les pertes de puissance active, la plupart des pertes de puissance active dans les premiers lignes du réseau parce qu'il est le plus long a cause de effet de résistance de câble et le courant qui le plus intense.

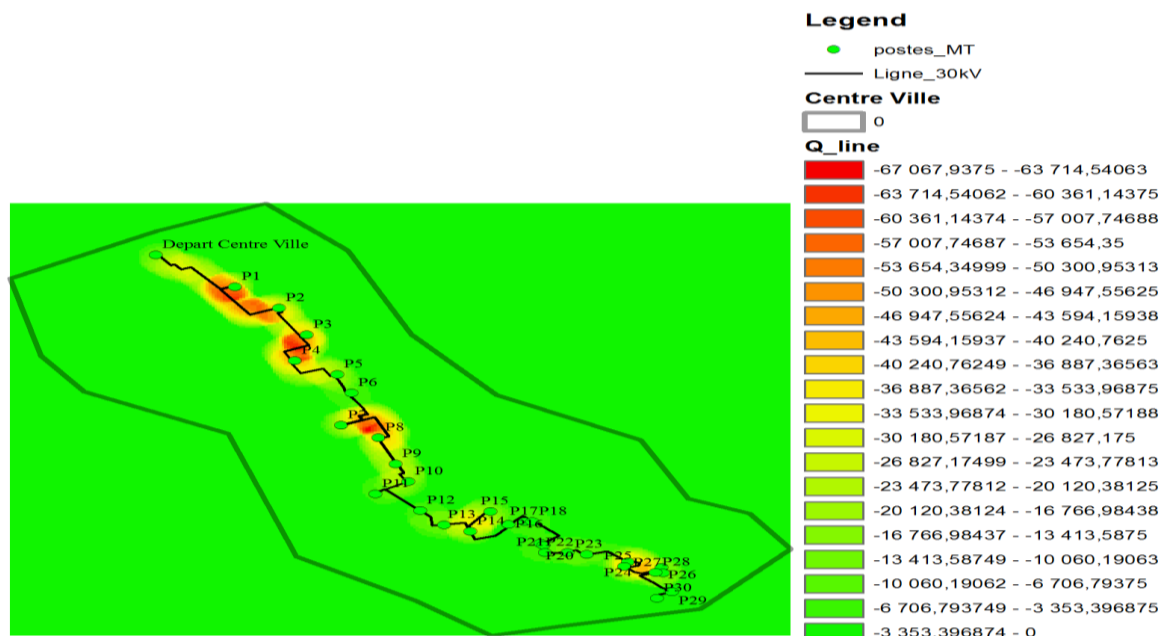
le perte dans les lignes été :

- La puissance réactive Q



Figure(IV-12): les pertes de puissance réactive en été

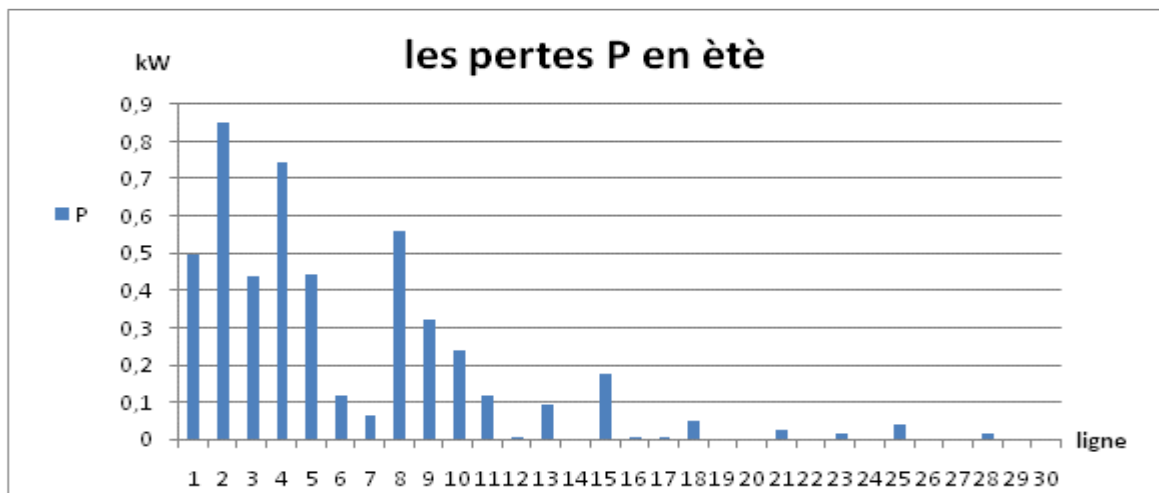
La figure(IV-12) montre le perte de puissance réactive en valeur négatif cela signifie que la ligne produit la puissance réactive a cause de effet de capacité la ligne avec la terre ,le quantité de puissance réactive produit lie a longueur de ligne avec un grondeur maximal supérieur à -80 KVAR.



Figure(IV-13): analyse spatiale de perte de puissance active en été sur arcGIS.

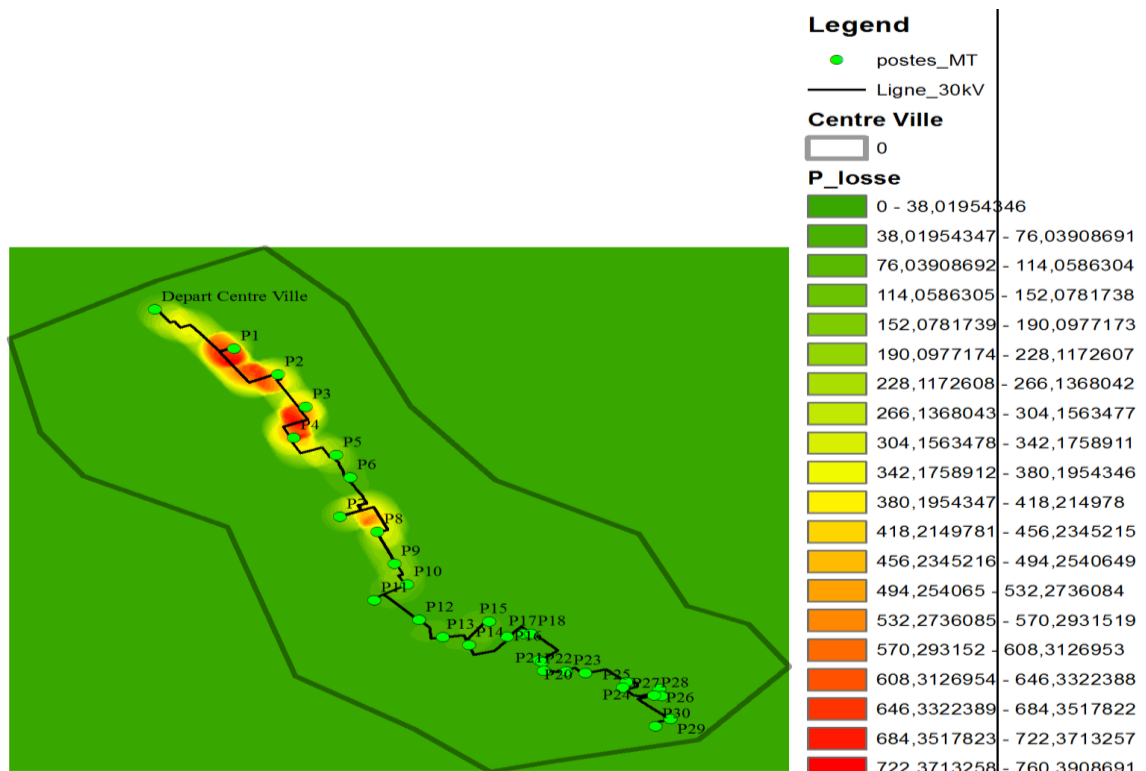
La figure(IV-13) présenté le analyse spatiale du perte de puissance réactive , nous remarquons La plupart des productions de la puissance réactive dans les lignes premier du réseau parce qu'il est le plus long comme indiqué .

- La puissance active P en été:



Figure(IV-14): les pertes de puissance active en été .

La figure(IV-14) montre le perte de puissance active la plupart perte de puissance active dans les lignes premier du réseau parce qu'il est le plus long a cause de effet de résistance de câble , le quantité de puissance active perdu lie a longueur de ligne avec un grondeur maximal supérieur à de 0.8 KW.



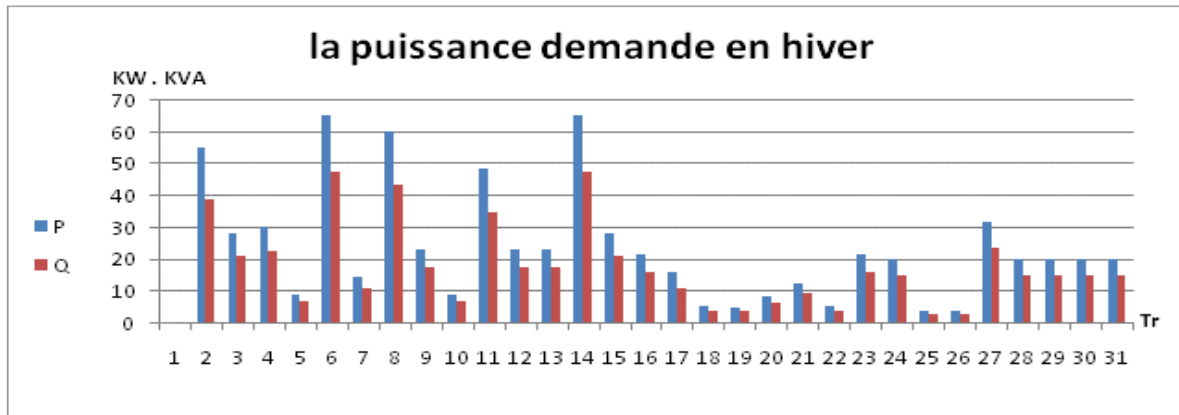
Figure(IV-15): analyse spatiale de perte de puissance active en été sur arcGIS.

La figure(IV-15) présentè l'analyse spatiale de perte de puissance active en été , nous remarquons la plupart des pertes de puissance active dans les lignes premier du réseau parce

qu'il est le plus long comme indiqué a cause de effet de résistance de câble , le quantité de puissance active perdu lie a longueur de ligne.

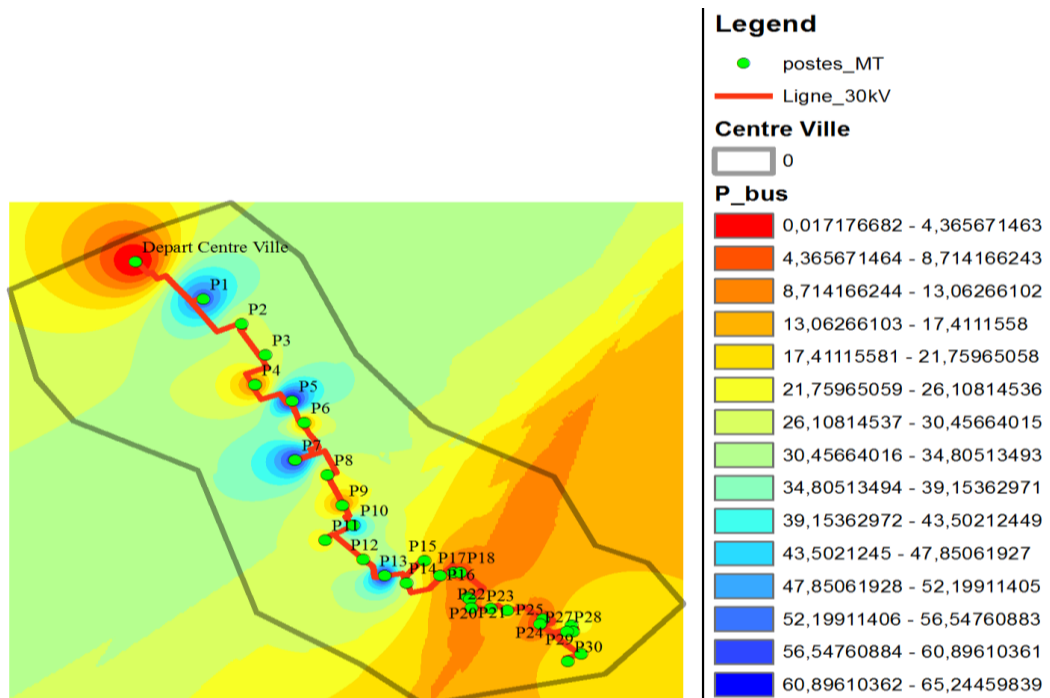
IV.5.2. La puissance demande :

- La puissance active et réactive demande en hiver :



Figure(IV-16): la puissance demande active et réactive hiver .

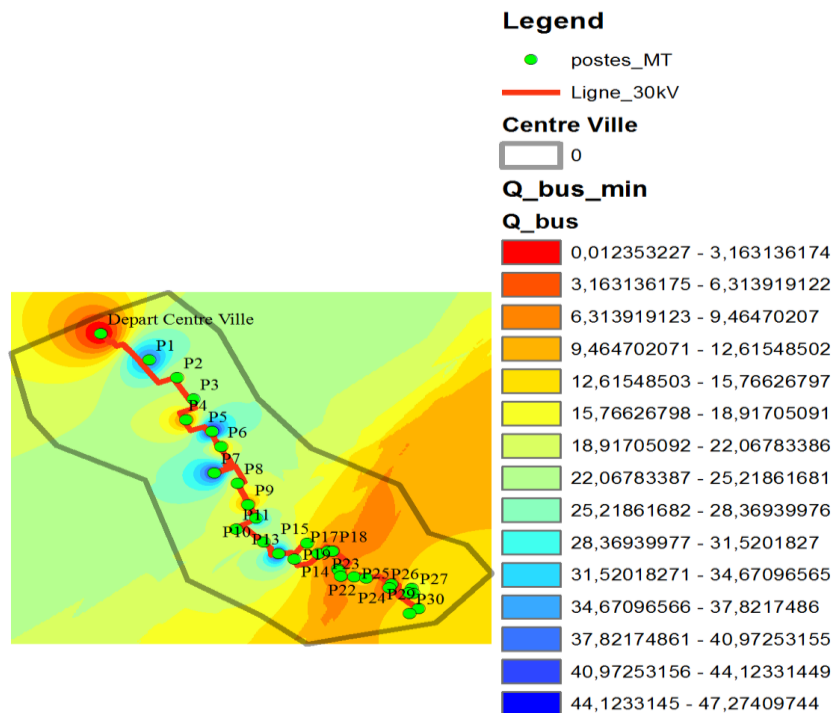
La figure(IV-16) montre la puissance demande active et réactive , et nous remarquons la différence en quantités de puissance de chaque transformateur les valeurs de puissance active confiné entre de 4KWet65 KW , et valeurs de puissance réactive confiné entre de 2KVARet46 KVAR



Figure(IV-17): analyse spatiale de la demande de puissance active en hiver sur arcGIS.

La figure(IV-17) présenté l'analyse spatiale de la puissance active demandé en hiver, et nous remarquons les quantités de puissance de chaque transformateur exprimé en couleur , les points

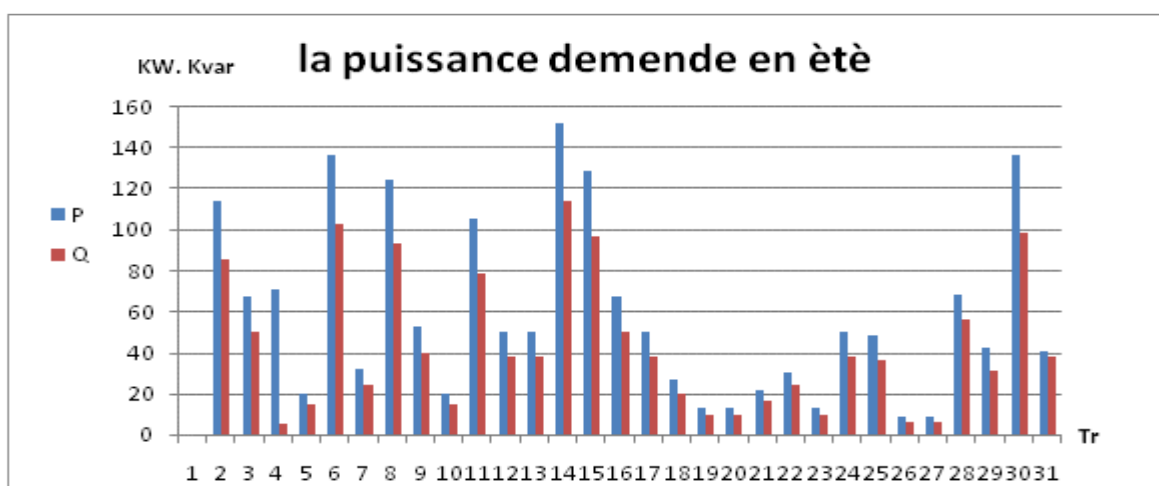
avec une couleur bleu représentant les plus demandés de puissance et les points avec la couleur rouge est où la demande de puissance est faible et l'autres couleurs, y compris limitées.



Figure(IV-18): analyse spatiale de la demande de puissance réactive en hiver sur arcGIS.

La figure(IV-18) présent le analyse spatiale la puissance demande réactive , et nous remarquons les quantités de puissance de chaque transformateur exprimé en couleur les points avec une couleur bleu représentant les plus demandés de puissance et les points avec la couleur rouge est où la demande de puissance est faible et l'autres couleurs, y compris limitées.

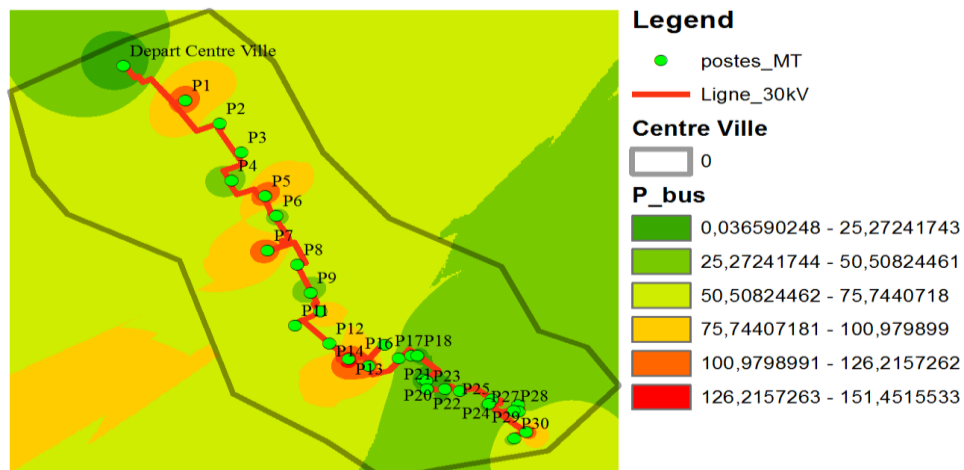
- La puissance active et réactive demande ètè :



Figure(IV-19): la puissance demande active et réactive en été .

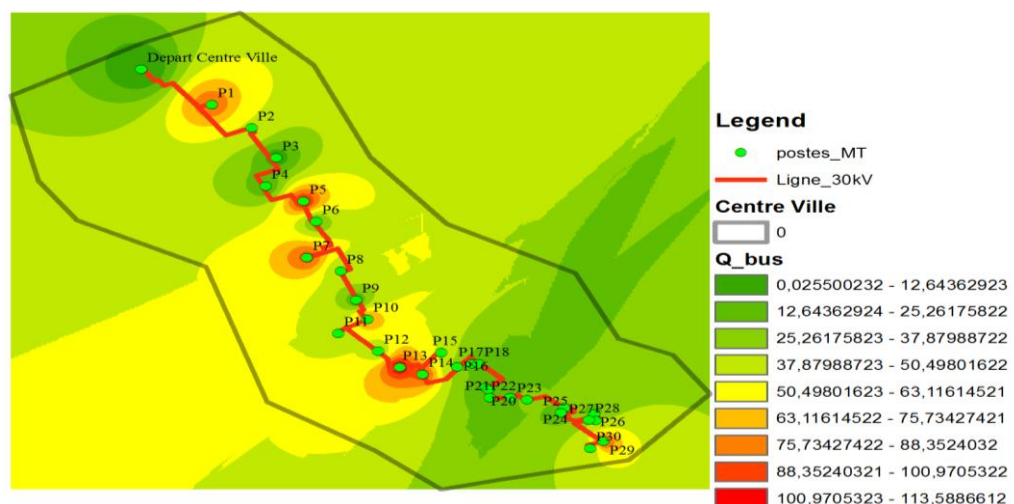
La figure(IV-19) montre la puissance demande active et réactive , et nous remarquons le différentes de quantités de puissance de chaque transformateur en valeurs de puissance active

confiné entre de 10KW et 150KW , et en valeurs de puissance réactive confiné entre de 7KVAR et 116 KVAR



Figure(IV-20): analyse spatiale de la demande de puissance active en été sur arcGIS.

La figure(IV-20) présenté l'analyse spatiale du puissance demandé active, et nous remarquons que la puissance de chaque transformateur exprimé en couleur , les points avec une couleur orange représentant les plus demandés de puissance et les points avec la couleur vert est où la demande de puissance est faible et l'autres couleurs, y compris limitées.

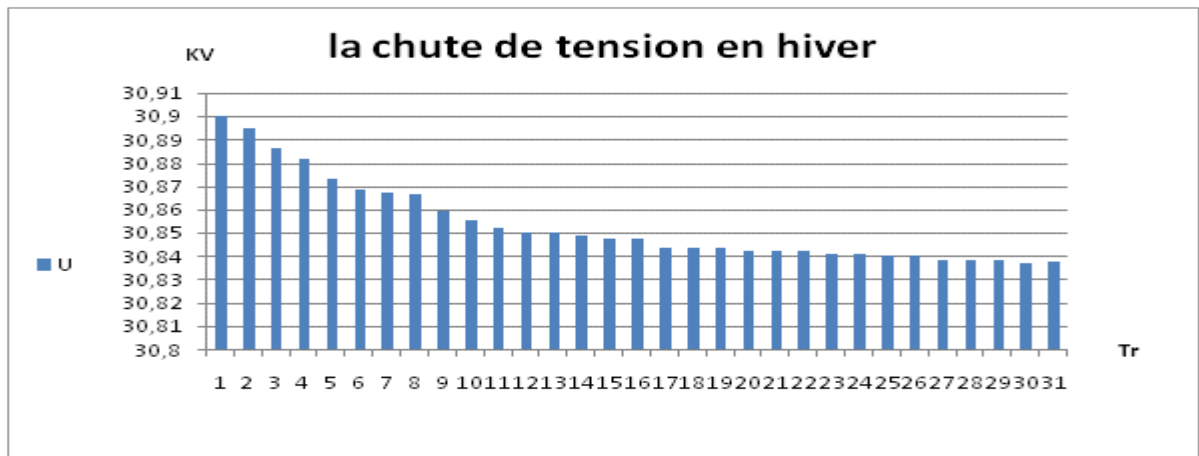


Figure(IV-21): analyse spatiale de la demande de puissance réactive en hiver sur arcGIS.

La figure(IV-21) présenté l'analyse spatiale du puissance demande réactive , et nous remarquons que la puissance de chaque transformateur exprimé en couleur , les points avec une couleur vert représentant les plus demandés de puissance et les points avec la couleur orange est où la demande de puissance est faible et l'autres couleurs, y compris limitées.

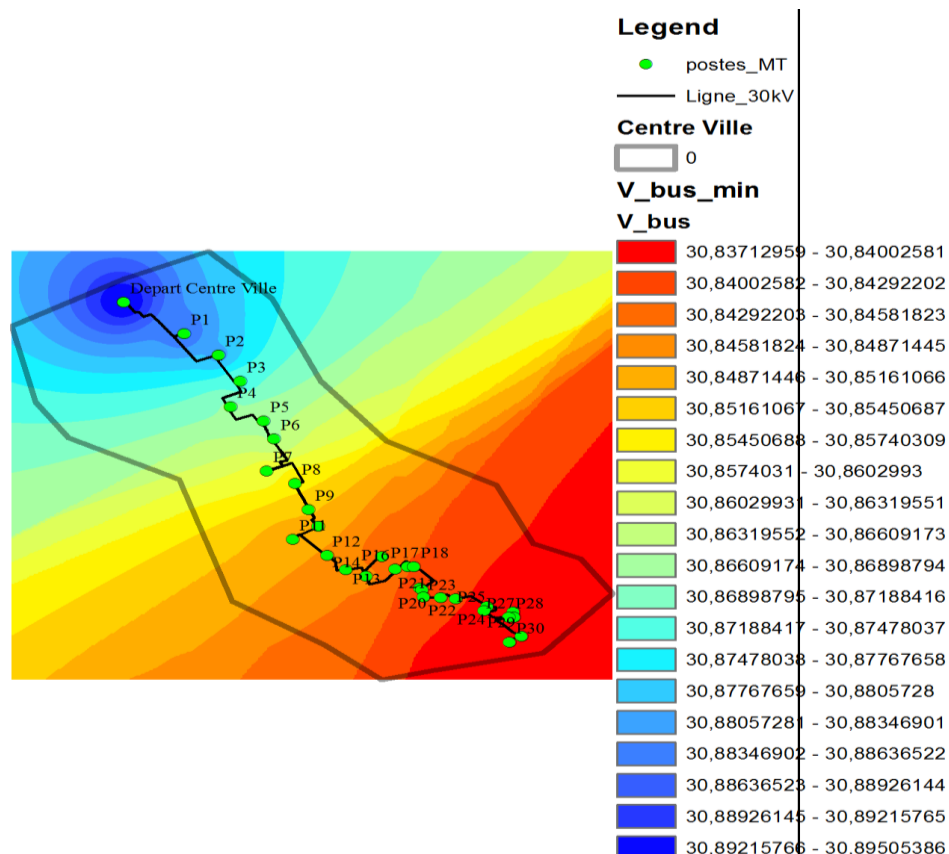
IV.5.3. La chute de tension :

- La chute de tension en hiver :



Figure(IV-22): la chute de tension en hiver.

La figure(IV-22) montre la chute de tension , nous remarquons que la chute de tension prend de valeur maximales dans les premiers nœud puis elle diminue progressivement à chaque transformateur de sorte que $\Delta v_{\max} = 0.063$ et Cela est dû à la longueur de la ligne .

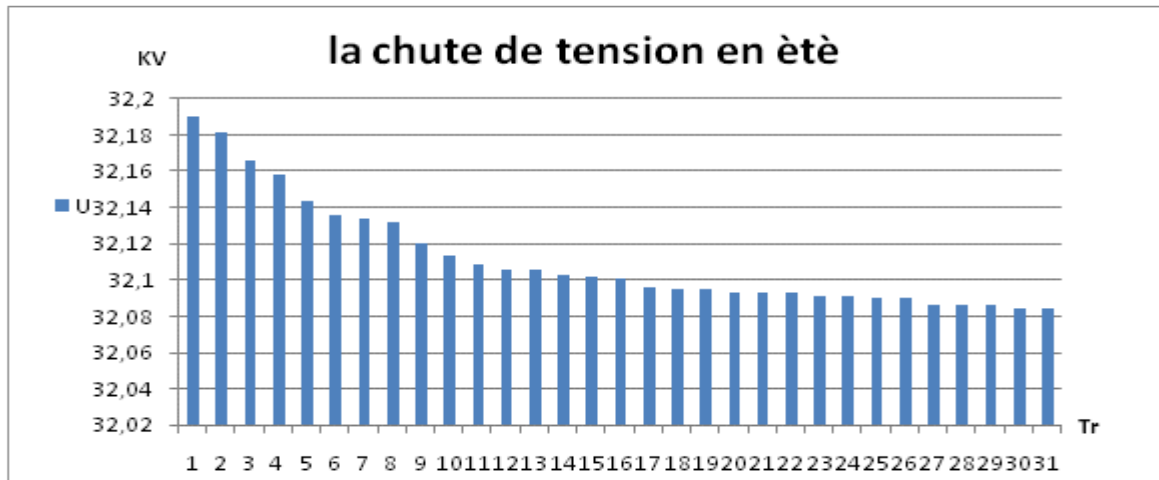


Figure(IV-23): analyse spatiale de la chute de tension en hiver sur arcGIS.

La figure(IV-23) présenté l'analyse spatiale du chute de tension , et nous remarquons le différent en quantités de la tension dans chaque transformateur exprimé en couleur , les points

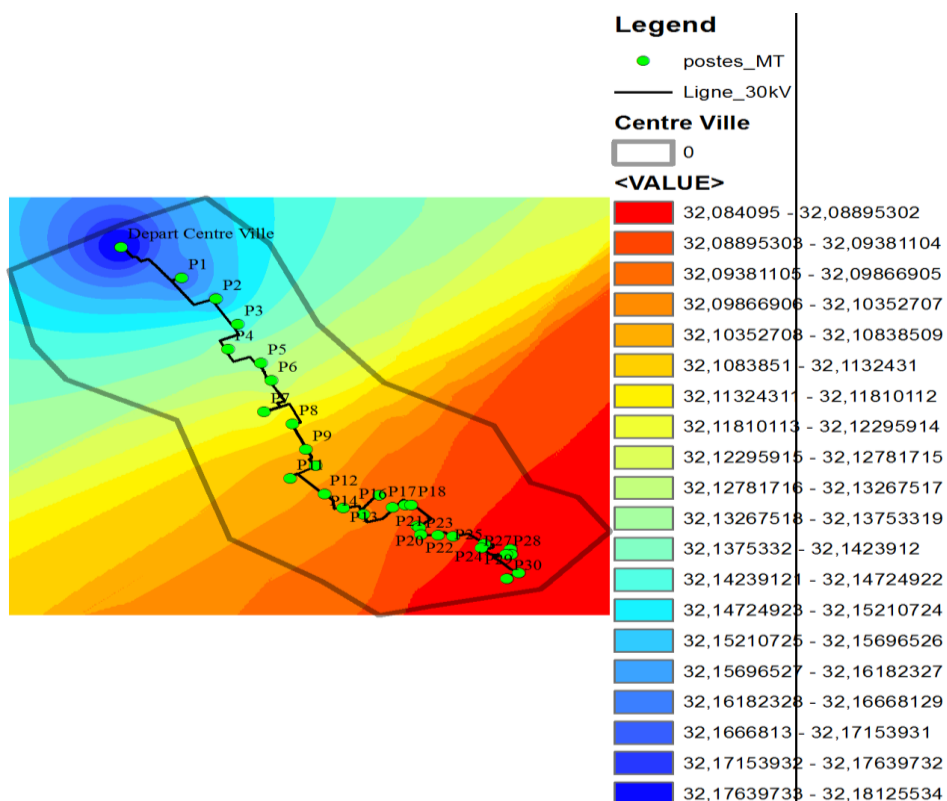
avec une couleur bleue présente l'endroit où une la tension maximale et les points avec la couleur rouge présente l'endroit où tension est chute l'autres couleurs, y compris limitées.

- La chute de tension en ètè :



Figure(IV-24): la chute de tension en été.

La figure(IV-24) montre la chute de tension , nous remarquons la tension a des valeurs maximale dans les premiers transformateurs puis elle diminue progressivement dans chaque transformateur de sorte que $\Delta v_{\max} = 0,66$ cela est dû à la longueur de la ligne et l' augmentation de la charge et la température .



Figure(IV-25): analyse spatiale de chute de tension en été sur arcGIS.

La figure(IV-25) présente l'analyse spatiale du chute de tension , et nous remarquons la dégradation en quantités de la tension dans chaque transformateur exprimé en couleur , les points avec un couleur bleu présenté l'endroit où il y a la tension maximale et les points avec la couleur rouge présenté l'endroit où la tension est chute l'autres couleurs, y compris limitées.

IV.6. Conclusion :

Après l'étude statistique du départ centre-ville , nous montrons que l'énergie électrique sont affectés par des facteurs climatiques dont la température estivale spécialement qui ont un effet semi-direct.

Ensuite nous avons appliqué la méthode du Gauss Seidel pour l'écoulement du puissance du réseau du centre ville d'el oued, on a attiré à l intermédiaire de cette méthodes , étant donné que les résultats seront intégrés dans le programme GIS qui nous a donné des images géographiques montrent les zones des pertes et de chutes de tension en plus de la distribution de puissance sur la demande, Les résultats ont été très clairs et plus proche de la réalité, ce qui rend plus facile de surveille le réseau , ensuite le réparer et modifier leur architecture .

CONCLUSION GÉNÉRALE

Dans notre travail, nous avons étudié l'écoulement de puissance dans le départ du centre-ville en El Oued, ce départ est alimenté par le post source de TEKSIBT. Pour ce faire nous avons utilisé la méthode de Gauss Seidel ,les résultats obtenus contiennent les pertes dans les lignes, la tension et la puissance de chacun nœud de transformation. D'autre part nous avons fait une étude et analyse statistique d'évolution de la puissance apparente consommée par la ligne du centre-ville, cette étude nous permet de modéliser et crée une équation de puissance en fonction des facteurs climatiques possibles pour les mises aux points en hiver et en été. Pour cela nous pouvons citer les principaux travaux effectués et les résultats obtenus par la suite :

En début nous avons présenté une description de réseau de distribution HTA d'el-oued nous avons trouvé que ce réseau a un taux de progression très clair par année et nous avons identifié par la suite la puissance des postes et le nombre des incidents affecté le réseau d'El Oued.

Ensuite, nous avons présenté une description de départ du centre-ville en longueur et caractéristique du câble installé

Une étude statistique pour le départ du centre-ville comme un prototype a été réalisée, cette étude montre l'influence des facteurs climatiques sur la puissance électrique consommée, nous avons illustré que les facteurs climatiques en été ont une influence directe sur la puissance distribuée, surtout la température de cette zone qui a l'effet majeur.

Ensuite nous avons appliqué la méthode de Gauss Seidel pour résoudre l'écoulement de puissance de départ du centre-ville ,nous avons tiré d'après cette méthode l'écoulement de puissance dans le réseau du centre-ville, étant donné que les résultats seront intégrés dans le programme arcGIS, qui présente les résultats en images spatiales réelles en cartographie pour des grandeurs électriques, cette méthode permet les sociétés de distribution d'énergie électrique de connaître les endroits de concentration et la localisation de puissance livrée.

Bibliographie

- [1]. Douar, H., Evaluation du cout des pertes generees par les perturbations harmoniques dans les réseaux électriques. 2006.
- [2]. Hocine, B., Les systèmes FACTS utilisant les convertisseurs entièrement commandés. 2012, Université Ferhat Abbas de Sétif 1.
- [3]. Tran Khanh Viet, D., Interconnexion des sources d'énergie renouvelable au réseau de distribution électrique. 2009, Université du Québec à Trois-Rivières.
- [4]. Noui, I., Réduction des pertes dans les réseaux électriques par la compensation série TCSC. 2015.
- [5]. Gueye, A., Études des contrôles des réseaux de distribution dans l'analyse d'écoulement de puissance multiphasé. 2014, École Polytechnique de Montréal.
- [6]. Liu, H., D. Liu, and Q. Liu, Modeling Simulation Technology Research for Distribution Network Planning. *Energy and Power Engineering*, 2013. **5**(04): p. 980.
- [7]. Houari, M., Estimateur d'état basé sur les courants pour les réseaux de distribution. 2014, École Polytechnique de Montréal.
- [8]. Liu, T., Manoeuvre contrôlée des transformateurs de puissance avec flux rémanent. 2011, Supélec.
- [9]. Ahmad, A., Contribution à la modélisation des transformateurs de puissance et de leur comportement en haute fréquence. 1992, Ecole Centrale de Lyon.
- [10]. Lemaire, M.-A., Développement d'un premier modèle intégral d'un réseau électrique d'avion sous EMTP-RV. 2011, École Polytechnique de Montréal.
- [11]. Peralta, J., Unbalanced Three-phase Load-flow Using a Positive-sequence Load-flow Program. 2007: École polytechnique.
- [12]. Nadaud, F., Hétérogénéité spatiale d'un service de réseau, équité et efficacité collective: la distribution rurale d'électricité et la maîtrise de la demande. 2005, Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales (EHESS).
- [13]. Gladkikh, E., Optimisation de l'architecture des réseaux de distribution d'énergie électrique. 2015, Université Grenoble Alpes.
- [14]. Smith, P.H., Electrical distribution modeling: an integration of engineering analysis and geographic information systems. 2005, Virginia Polytechnic Institute and State University.
- [15]. Abdel-Rahman, I.K., Analysis and Planning of Kurdistan Regional Power System. 2009, MSc thesis of science in Electrical Engineering, University of Sulaminya.

- [16]. Momoh, J. and L. Mili, Operation and Control of Electric Energy Processing Systems. Vol. 72. 2010: John Wiley & Sons.
- [17]. Ruiz, M., A. Marié, and P. Girardeau, Résolution d'un problème d'écoulement de puissance optimal en régime alternatif (AC-OPF) avec prise en compte de l'arrêt-démarrage des groupes de production.
- [18]. SAIHI, M., Optimisation Mono Et Multi Objectif De L'écoulement De Puissance Avec Intégration De STATCOM Dans Le Réseau Electrique. 2015.
- [19]. Arthur, R.B. and V. Vijay, Power systems analysis. Prentice Hall, 2000.
- [20]. Missoum, R., Etude d'un dispatching économique des puissances actives par les algorithmes de fourmis. Mémoire de Magister Soutenu, 2008.
- [21]. SAYAH, S. application de l'intelligence artificielle pour la fonctionnement optimal de système électrique thèse de doctorat université ferhat abbas-sètef
- [22]. FRIDJAT, Z and TAMMA, M, E . Application des algorithmes génétiques à l'optimisation de la production énergie active dans réseau électrique . Mémoire de MASTER Soutenu Juin 2014
- [23]. ZEHANI, R . CONTRIBUTION A L'ANALYSE DES METHODES DE REPARTITION OPTIMALE DES PUISSANCES DANS UN RESEAU DE TRANSPORT D'ENERGIE Mémoire de MAGISTER Soutenu 2007
- [24]. Djamel, M.T., M. Co-Encadreur, and U. Ouargla, Calcul des protections d'un de barre HTA (30 KV).
- [25]. BASSOLE, J . Integration de protection de Distance numérique dans les postes Htb /hta de l'aes sonel: cas de L'implémentation du micom p442 sur Le de barre htb 90kv de ndjoc-kong . mémoire master soutenue en 2012

Annexe

1. Longeur de réseau :

Désignation		2012	2013	2014	2015	2016
	Aerien 30KV	385.42	427.32	457.99	472.777	498.689
Réseau	souterrin	226.60	262.52	282.38	302.796	318.68
HTA	total	610.60	689.84	740.37	775.573	817.369

2. Variation de longueur de réseau du birrs chacun année (Km):

Poste source	Départ	2012	2013	2014	2015	2016
		Long,(km)	Long,(km)	Long,(km)	Long,(km)	Long,(km)
P, S	Ville 2	8,141	89,252	9,252	7,049	9,252
220/30 kV	Ville 1	11,278	8,096	8,096	7,703	8,096
El Oued	Oued Alleinda	152,652	61,797	61,797	76,294	61,797
	Robbah	30,316	30,575	30,575	5,52	30,575
	Bayada	27,367	29,414	29,414	24,214	29,414
	El Oglia	81,323	13,667	130,667	116,822	130,667
	Ville 4	16,728	8,125	8,125	7,274	8,125
	Zone d'activité	30,282	34,256	34,256	34,709	34,256
	Centre-Ville	7,737	8,185	8,125	8,309	8,125
	Ville 3	6,766	7,024	7,024	7,044	7,024
	Hôpital	9,46	10,055	10,055	11,334	10,055
	Bouhmid	25,229	19,084	19,084	17,688	19,084
	Hassi Khalifa	92,292	37,547	35,146	33,362	35,146
	Nadhour	18,362	22,58	22,058	19,469	22,058
	08-mai	22,721	25,365	24,955	30, 545	24,955
	Kouinine	14,529	13,172	13,172	14,673	13,172
	Ville 5	0	20,77	20,077	11,363	20,077
	Chott	0	8,674	8,15	9,152	8,15
	Ritane Palace	0	62,748	62,748	74,863	62,748
total		555,183	510,386	542,776	486,842	542,776

3. Nombre de poste:

Désignation			2012	2013	2014	2015	2016
	DP	ACC	294	305	317	337	357
Poste HTA/BT		CAB	325	425	465	514	555
		S/TOTAL	619	730	782	851	912
	LIV	ACC	94	107	114	116	117
		CAB	185	209	208	231	241
		S/TOTAL	279	323	321	347	358
	MIX		53	57	57	69	75
	TOTAL		951	1162	1159	1267	1345
poste	Coupure		0	0	0	0	0
HTA/HTA	Répartition		0	0	0	0	0
	Total		0	0	0	0	0

4. Nombre de jeu de barre:

Désignation		2012	2013	2014	2015	2016
Nombre de départs HTA	Aerien 30KV	9	12	22	23	23
	souterrin	12	14	15	15	15
	total	21	26	37	38	38

5. Réalisations du mois de nombre d'incidents par causes:

mois	2012	2013	2014	2015	2016
janvie	4	8	3	5	6
février	10	5	11	10	6
mars	7	6	8	4	18
avril	8	5	7	7	9
mai	8	6	6	12	12
juine	6	7	7	9	14
juilue	14	5	6	6	9
aoute	11	12	11	17	11
septembre	7	10	7	10	7
october	3	13	10	10	11
novembre	9	6	5	8	7
dicembre	8	5	7	5	

6. Caractéristique de câble aluminium

Product - Code	Nominal Cross Sectional Area	Max. Conductor Resistance		Operating Capacitance	Inductance		Current Rating				Approx. Overall Diameter	Approx. Weight
		DC at 20 °C	AC at 90 °C		Trefoil 	Flat 	Laid in Ground		Laid in Free Air			
							Trefoil 	Flat 	Trefoil 	Flat 		
	mm ²	Ω/km	Ω/km	μf/km	mh/km	mh/km	A	A	A	A	mm	kg/km

Single Core Cable

AX5-T101-U14	50	0.6410	0.8220	0.138	0.465	0.649	153	160	162	198	32.0	1025
AX5-T101-U15	70	0.4430	0.5681	0.156	0.436	0.621	188	196	204	248	33.6	1140
AX5-T101-U16	95	0.3200	0.4105	0.167	0.422	0.607	222	233	246	299	35.3	1270
AX5-T101-U17	120	0.2530	0.3247	0.180	0.406	0.591	254	265	284	346	36.7	1400
AX5-T101-U18	150	0.2060	0.2645	0.192	0.395	0.580	283	295	324	391	38.5	1630
AX5-T101-U19	185	0.1640	0.2107	0.208	0.378	0.563	321	333	373	449	40.2	1790
AX5-T101-U20	240	0.1250	0.1610	0.228	0.362	0.547	372	385	443	530	42.7	2050
AX5-T101-U30	300	0.1000	0.1291	0.252	0.350	0.535	421	433	511	608	45.3	2320
AX5-T101-U40	400	0.0778	0.1009	0.275	0.337	0.522	478	483	593	693	48.4	2775
AX5-T101-U50	500	0.0605	0.0791	0.306	0.324	0.509	544	545	693	802	52.0	3215
AX5-T101-U60	630	0.0469	0.0621	0.336	0.313	0.498	617	612	803	921	55.6	3765
AX5-T101-U70	800	0.0367	0.0495	0.374	0.303	0.488	715	786	954	1188	60.6	4515
AX5-T101-U80	1000	0.0291	0.0376	0.455	0.297	0.481	862	937	1205	1468	71.2	5790

Three Core Cables

AX5-T103-U14	50	0.6410	0.8220	0.138	0.436	-	153	-	160	-	62.8	3095
AX5-T103-U15	70	0.4430	0.5683	0.156	0.410	-	187	-	200	-	66.4	3525
AX5-T103-U16	95	0.3200	0.4107	0.167	0.395	-	222	-	240	-	69.9	3985
AX5-T103-U17	120	0.2530	0.3250	0.180	0.381	-	253	-	277	-	73.1	4435
AX5-T103-U18	150	0.2060	0.2649	0.192	0.368	-	283	-	314	-	76.3	4960
AX5-T103-U19	185	0.1640	0.2114	0.208	0.353	-	320	-	361	-	80.4	5555
AX5-T103-U20	240	0.1250	0.1618	0.228	0.338	-	371	-	427	-	85.5	6390
AX5-T103-U30	300	0.1000	0.1302	0.252	0.327	-	420	-	491	-	91.1	7350

This data is applicable for 19/33 kV cables

The ampacity for single core sizes 800 & 1000mm² was based on a single end bonding.

The above data is approximate and subjected to manufacturing tolerance.

7. le programme utilise a quatre parti :

7.a) programme de calcule Ybus:

```
% This program obtains th Bus Admittance Matrix for power flow solution
% Copyright (c) 1998 by H. Saadat

j=sqrt(-1); i = sqrt(-1);
nl = linedata(:,1); nr = linedata(:,2); R = linedata(:,3);
X = linedata(:,4); Bc = j*linedata(:,5); a = linedata(:, 6);
nbr=length(linedata(:,1)); nbus = max(max(nl), max(nr));
Z = R + j*X; y= ones(nbr,1)./Z;          %branch admittance
for n = 1:nbr
    if a(n) <= 0  a(n) = 1; else end
    Ybus=zeros(nbus,nbus);          % initialize Ybus to zero
        % formation of the off diagonal elements
    for k=1:nbr;
        Ybus(nl(k),nr(k))=Ybus(nl(k),nr(k))-y(k)/a(k);
        Ybus(nr(k),nl(k))=Ybus(nl(k),nr(k));
    end
end
        % formation of the diagonal elements
for n=1:nbus
    for k=1:nbr
        if nl(k)==n
            Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k)/(a(k)^2) + Bc(k);
        elseif nr(k)==n
            Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k) +Bc(k);
        else, end
    end
end
clear Pgg
```

7.b) programme de calcule l'itération de Gauss Seidel :

```
% Power flow solution by Gauss-Seidel method
% Copyright (c) 1998 by H. Saadat

Vm=0; delta=0; yload=0; deltad =0;
nbus = length(busdata(:,1));
for k=1:nbus
    n=busdata(k,1);
```

```

kb(n)=busdata(k,2); Vm(n)=busdata(k,3); delta(n)=busdata(k, 4);
Pd(n)=busdata(k,5); Qd(n)=busdata(k,6); Pg(n)=busdata(k,7); Qg(n) =
busdata(k,8);
Qmin(n)=busdata(k, 9); Qmax(n)=busdata(k, 10);
Qsh(n)=busdata(k, 11);
    if Vm(n) <= 0 Vm(n) = 1.0; V(n) = 1 + j*0;
    else delta(n) = pi/180*delta(n);
        V(n) = Vm(n)*(cos(delta(n)) + j*sin(delta(n)));
        P(n)=(Pg(n)-Pd(n))/basemva;
        Q(n)=(Qg(n)-Qd(n)+ Qsh(n))/basemva;
        S(n) = P(n) + j*Q(n);
    end
DV(n)=0;
end
num = 0; AcurBus = 0; converge = 1;
Vc = zeros(nbus,1)+j*zeros(nbus,1); Sc = zeros(nbus,1)+j*zeros(nbus,1);

while exist('accel')~=1
    accel = 1.3;
end
while exist('accuracy')~=1
    accuracy = 0.001;
end
while exist('basemva')~=1
    basemva= 100;
end
while exist('maxiter')~=1
    maxiter = 100;
end
iter=0;
maxerror=10;
while maxerror >= accuracy & iter <= maxiter
    iter=iter+1;
    for n = 1:nbus;
        YV = 0+j*0;
        for L = 1:nbr;
            if nl(L) == n, k=nr(L);
                YV = YV + Ybus(n,k)*V(k);
            elseif nr(L) == n, k=nl(L);
                YV = YV + Ybus(n,k)*V(k);
            end
        end
    end
end

```



```

end
Sc = conj(V(n))*(Ybus(n,n)*V(n) + YV) ;
Sc = conj(Sc);
DP(n) = P(n) - real(Sc);
DQ(n) = Q(n) - imag(Sc);
if kb(n) == 1
    S(n) =Sc; P(n) = real(Sc); Q(n) = imag(Sc); DP(n) =0; DQ(n)=0;
    Vc(n) = V(n);
elseif kb(n) == 2
    Q(n) = imag(Sc); S(n) = P(n) + j*Q(n);

    if Qmax(n) ~= 0
        Qgc = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
        if abs(DQ(n)) <= .005 & iter >= 10 % After 10 iterations
            if DV(n) <= 0.045 % the Mvar of generator
buses are
                if Qgc < Qmin(n), % tested. If not within
limits Vm(n)
                    Vm(n) = Vm(n) + 0.005; % is changed in steps of
0.005 pu
                    DV(n) = DV(n)+.005; % up to .05 pu in order
to bring
                    elseif Qgc > Qmax(n), % the generator Mvar
within the
                        Vm(n) = Vm(n) - 0.005; % specified limits.
                        DV(n)=DV(n)+.005; end
                    else, end
                else,end
            else,end
        end
    if kb(n) ~= 1
        Vc(n) = (conj(S(n))/conj(V(n)) - YV )/ Ybus(n,n);
    else, end
        if kb(n) == 0
            V(n) = V(n) + accel*(Vc(n)-V(n));
        elseif kb(n) == 2
            VcI = imag(Vc(n));
            VcR = sqrt(Vm(n)^2 - VcI^2);
            Vc(n) = VcR + j*VcI;
            V(n) = V(n) + accel*(Vc(n) -V(n));
        end
    end
end

```

```

end
maxerror=max( max(abs(real(DP))), max(abs(imag(DQ))) );
if iter == maxiter & maxerror > accuracy
fprintf('\nWARNING: Iterative solution did not converged after ')
fprintf('%g', iter), fprintf(' iterations.\n\n')
fprintf('Press Enter to terminate the iterations and print the results
\n')
converge = 0; pause, else, end

end
if converge ~= 1
tech= ('                                ITERATIVE SOLUTION DID NOT CONVERGE');
else,
tech=('                                Power Flow Solution by Gauss-Seidel Method');
end
k=0;
for n = 1:nbus
Vm(n) = abs(V(n)); deltad(n) = angle(V(n))*180/pi;
if kb(n) == 1
S(n)=P(n)+j*Q(n);
Pg(n) = P(n)*basemva + Pd(n);
Qg(n) = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
k=k+1;
Pgg(k)=Pg(n);
elseif kb(n) ==2
k=k+1;
Pgg(k)=Pg(n);
S(n)=P(n)+j*Q(n);
Qg(n) = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
end
yload(n) = (Pd(n)- j*Qd(n)+j*Qsh(n))/(basemva*Vm(n)^2);
end
Pgt = sum(Pg); Qgt = sum(Qg); Pdt = sum(Pd); Qdt = sum(Qd); Qsht =
sum(Qsh);
busdata(:,3)=Vm'; busdata(:,4)=deltad';
clear AcurBus DP DQ DV L Sc Vc VcI VcR YV converge delta

```

7.c) programme de calcule le perte et la puissance de la ligne :

```

% This program is used in conjunction with lfgauss or lf Newton
% for the computation of line flow and line losses.
%
% Copyright (c) 1998 H. Saadat
SLT = 0;
fprintf('\n')
fprintf('
                                Line Flow and Losses \n\n')
fprintf('
        --Line--   Power at bus & line flow   --Line loss--
Transformer\n')
fprintf('
        from   to   MW       Mvar       MVA       MW       Mvar
tap\n')

for n = 1:nbus
busprt = 0;
    for L = 1:nbr;
        if busprt == 0
            fprintf('
                \n'), fprintf('%6g', n), fprintf('
                                %9.3f',
P(n)*basemva)
                fprintf('%9.3f',
                                Q(n)*basemva),
                                fprintf('%9.3f\n',
abs(S(n)*basemva))

            busprt = 1;
        else, end
        if nl(L)==n      k = nr(L);
            In = (V(n) - a(L)*V(k))*y(L)/a(L)^2 + Bc(L)/a(L)^2*V(n);
            Ik = (V(k) - V(n)/a(L))*y(L) + Bc(L)*V(k);
            Snk = V(n)*conj(In)*basemva;
            Skn = V(k)*conj(Ik)*basemva;
            SL = Snk + Skn;
            SLT = SLT + SL;
        elseif nr(L)==n  k = nl(L);
            In = (V(n) - V(k)/a(L))*y(L) + Bc(L)*V(n);
            Ik = (V(k) - a(L)*V(n))*y(L)/a(L)^2 + Bc(L)/a(L)^2*V(k);
            Snk = V(n)*conj(In)*basemva;
            Skn = V(k)*conj(Ik)*basemva;
            SL = Snk + Skn;
            SLT = SLT + SL;
        else, end
        if nl(L)==n | nr(L)==n
            fprintf('%12g', k),
            fprintf('%9.3f', real(Snk)), fprintf('%9.3f', imag(Snk))

```

```

fprintf('%9.3f', abs(Snk)),
fprintf('%9.3f', real(SL)),
    if nl(L) ==n & a(L) ~= 1
        fprintf('%9.3f', imag(SL)), fprintf('%9.3f\n', a(L))
    else, fprintf('%9.3f\n', imag(SL))
    end
else, end
end
end
SLT = SLT/2;
fprintf(' \n'), fprintf(' Total loss ')
fprintf('%9.3f', real(SLT)), fprintf('%9.3f\n', imag(SLT))
clear Ik In SL SLT Skn Snk

```

7.d) programme d'affichage la solution l'écoulement de puissance a forme tableau :

```

% This program prints the power flow solution in a tabulated form
% on the screen.
%
% Copyright (C) 1998 by H. Saadat.

%clc
disp(tech)
fprintf(' Maximum Power Mismatch = %g \n', maxerror)
fprintf(' No. of Iterations = %g \n\n', iter)
head =[' Bus Voltage Angle -----Load----- ---Generation---
Injected'
      ' No. Mag. Degree MW Mvar MW Mvar
Mvar '
      '
'];
disp(head)
for n=1:nbus
    fprintf(' %5g', n), fprintf(' %7.3f', Vm(n)),
    fprintf(' %8.3f', deltad(n)), fprintf(' %9.3f', Pd(n)),
    fprintf(' %9.3f', Qd(n)), fprintf(' %9.3f', Pg(n)),
    fprintf(' %9.3f ', Qg(n)), fprintf(' %8.3f\n', Qsh(n))
end
fprintf(' \n'), fprintf(' Total ')
fprintf(' %9.3f', Pdt), fprintf(' %9.3f', Qdt),

```

```
fprintf(' %9.3f', Pgt), fprintf(' %9.3f', Qgt), fprintf(' %9.3f\n\n',
Qsht)
```

8. le donne de départ center ville:

8.a) le donne maximale en été :

```
clear
basemva = 100000; accuracy = 0.001; accel = 1.8; maxiter = 100000;

% IEEE 30-BUS TEST SYSTEM (American Electric Power)
% Bus Bus Voltage Angle ---Load--- -----Generator----- Static
Mvar
% No code Mag. Degree MW Mvar MW Mvar Qmin
Qmax +Qc/-Ql
busdata=[1 2 1.073 000 000 000 5312 0 0 0
0
2 0 1.0 000 00342.9216 0257.1912 000 000 0
0 0
3 0 1.0 000 00201.6 0151.2 000 000 0 0
0
4 0 1.0 000 00213.9984 0016.4988 000 000 0
0 0
5 0 1.0 000 00060 00045 000 000 0 0
0
6 0 1.0 000 00410.4072 00307.8054 000 000 0
0 0
7 0 1.0 000 00096 00072 000 000 0 0
0
8 0 1.0 000 00372.4056 00279.3042 000 000 0
0 0
9 0 1.0 000 00158.3064 00118.7298 000 000 0
0 0
10 0 1.0 000 00060 00045 000 000 0 0
0
11 0 1.0 000 00315.3528 00236.5146 000 000 0
0 0
```

0	12	0	1.0	0	00151.2	00113.4	0	0	0	0	
0	13	0	1.0	0	00151.2	00113.4	0	0	0	0	
0	14	0	1	0	00455.868	00341.901	0	0	0	0	
0	15	0	1	0	00386.7192	00290.0394	0	0	0	0	
0	0	16	0	1	0	00201.6	00151.2	0	0	0	0
0	17	0	1	0	00151.2	00113.4	0	0	0	0	
0	18	0	1	0	00080	00060	0	0	0	0	
0	19	0	1	0	00038.4	00028.8	0	0	0	0	
0	20	0	1	0	00038.4	00028.8	0	0	0	0	
0	21	0	1	0	00064	00048	0	0	0	0	
0	22	0	1	0	00091	00072	0	0	0	0	
0	23	0	1	0	00038.4	00028.8	0	0	0	0	
0	24	0	1	0	00151.2	00113.4	0	0	0	0	
0	25	0	1	0	00146.16	00109.62	0	0	0	0	
0	26	0	1	0	00025.6	00019.2	0	0	0	0	
0	27	0	1	0	00025.6	00019.2	0	0	0	0	
0	28	0	1	0	00204.6832	00168.5124	0	0	0	0	
0	0	29	0	1	0	00126	00094.5	0	0	0	0
0	30	0	1	0	00411	00294.5	0	0	0	0	
0	31	0	1	0	00121.2	00113.4	0	0	0	0	
0	];										

```

%
%          Bus bus   R          X          Line code
%          nl  nr  p.u.        p.u.        1/2 B   = 1 for lines
%          nl  nr  p.u.        p.u.        p.u.    > 1 or < 1 tr. tap
at bus nl
linedata=[1  2  0.0079  0.0085  0.00016939  1
          2  3  0.0146  0.0156  0.000311312  1
          3  4  0.0078  0.0083  0.00016672  1
          4  5  0.0134  0.0143  0.000284988  1
          5  6  0.0079  0.0084  0.000167483  1
          6  7  0.0025  0.0027  5.41744E-05  1
          7  8  0.0015  0.0016  3.24284E-05  1
          8  9  0.0133  0.0141  0.000282699  1
          9 10  0.0079  0.0084  0.000168246  1
         10 11  0.0060  0.0064  0.000127806  1
         11 12  0.0034  0.0036  7.24869E-05  1
         12 13  0.0004  0.0004  8.77473E-06  1
         13 14  0.0035  0.0037  7.40129E-05  1
         14 15  0.0030  0.0031  6.29492E-05  1
         15 16  0.0033  0.0035  7.05794E-05  1
         15 17  0.0105  0.0112  0.000223946  1
         17 18  0.0008  0.0008  1.60234E-05  1
         18 19  0.0007  0.0007  1.41159E-05  1
         19 20  0.0048  0.0052  0.000103389  1
         20 21  0.0004  0.0005  9.53775E-06  1
         21 22  0.0006  0.0007  1.37344E-05  1
         22 23  0.0048  0.0052  0.000103008  1
         23 24  0.0009  0.0010  1.9457E-05  1
         24 25  0.0042  0.0045  8.96549E-05  1
         25 26  0.0018  0.0019  3.85325E-05  1
         26 27  0.0136  0.0145  0.000290329  1
         27 28  0.0018  0.0019  3.8914E-05  1
         28 29  0.0004  0.0004  7.6302E-06  1
         29 30  0.0172  0.0184  0.000367394  1
         30 31  0.0005  0.0005  9.91926E-06  1 ];

lfybus          % form the bus admittance matrix
lfgauss         % Load flow solution by Gauss-Seidel method
busout          % Prints the power flow solution on the screen
lineflow        % Computes and displays the line flow and losses

```

8.b)le donne minimal en hiver :

```

clear
basemva = 100000;  accuracy = 0.001; accel = 1.8; maxiter = 2000;

```

```

% IEEE 30-BUS TEST SYSTEM (American Electric Power)

% Bus Bus Voltage Angle ---Load--- -----Generator----- Static
Mvar
% No code Mag. Degree MW Mvar MW Mvar Qmin
Qmax +Qc/-Ql
busdata=[1 2 1.03 000 000 000 2184 000 0 0
0
2 0 1.00 000 00166.08 00117.06 000 000 0
0 0
3 0 1.00 000 00085.68 00064.26 000 000 0
0 0
4 0 1.00 000 00090.72 00068.04 000 000 0
0 0
5 0 1.00 000 00028 00021 000 000 0
0 0
6 0 1.00 000 00196.4 00142.3 000 000 0
0 0
7 0 1.00 000 00044.8 00033.6 000 000 0
0 0
8 0 1.00 000 00181.28 00130.96 000 000 0
0 0
9 0 1.00 000 00070.56 00052.92 000 000 0
0 0
10 0 1.00 000 00028 00021 000 000 0 0
0
11 0 1.00 000 00146 00104.5 000 000 0 0
0
12 0 1.00 0 00070.56 00052.92 0 0 0 0
0
13 0 1.00 0 00070.56 00052.92 0 0 0 0
0
14 0 1 0 00196.4 00142.3 0 0 0 0
0
15 0 1 0 00085.68 00064.26 0 0 0 0
0
16 0 1 0 00065.52 00049.14 0 0 0 0
0
17 0 1 0 00048.4 00033.8 0 0 0 0
0

```



```

0      18      0      1      0      00016.64  00012.48      0      0      0      0
0
0      19      0      1      0      00015.36  00011.52      0      0      0      0
0
0      20      0      1      0      00026      00019.5      0      0      0      0
0
0      21      0      1      0      00038.4   00028.8      0      0      0      0
0
0      22      0      1      0      00016.64  00012.48      0      0      0      0
0
0      23      0      1      0      00065.52  00049.14      0      0      0      0
0
0      24      0      1      0      00060.48  00045.36      0      0      0      0
0
0      25      0      1      0      00011.52  00008.64      0      0      0      0
0
0      26      0      1      0      00011.52  00008.64      0      0      0      0
0
0      27      0      1      0      00095.76  00071.82      0      0      0      0
0
0      28      0      1      0      00060.48  00045.36      0      0      0      0
0
0      29      0      1      0      00060.48  00045.36      0      0      0      0
0
0      30      0      1      0      00060.48  00045.36      0      0      0      0
0
0      31      0      1      0      00060.48  00045.36      0      0      0      0
0 ];

```

```

%                               Line code
%      Bus bus   R           X      1/2 B   = 1 for lines
%      nl  nr  p.u.      p.u.      p.u.      > 1 or < 1 tr. tap at bus nl
linedata=[1  2  0.0079  0.0085  0.00016939  1
2  3  0.0146  0.0156  0.000311312  1
3  4  0.0078  0.0083  0.00016672  1
4  5  0.0134  0.0143  0.000284988  1
5  6  0.0079  0.0084  0.000167483  1
6  7  0.0025  0.0027  5.41744E-05  1
7  8  0.0015  0.0016  3.24284E-05  1
8  9  0.0133  0.0141  0.000282699  1
9 10  0.0079  0.0084  0.000168246  1
10 11 0.0060  0.0064  0.000127806  1

```

```

11 12 0.0034 0.0036 7.24869E-05 1
12 13 0.0004 0.0004 8.77473E-06 1
13 14 0.0035 0.0037 7.40129E-05 1
14 15 0.0030 0.0031 6.29492E-05 1
15 16 0.0033 0.0035 7.05794E-05 1
15 17 0.0105 0.0112 0.000223946 1
17 18 0.0008 0.0008 1.60234E-05 1
18 19 0.0007 0.0007 1.41159E-05 1
19 20 0.0048 0.0052 0.000103389 1
20 21 0.0004 0.0005 9.53775E-06 1
21 22 0.0006 0.0007 1.37344E-05 1
22 23 0.0048 0.0052 0.000103008 1
23 24 0.0009 0.0010 1.9457E-05 1
24 25 0.0042 0.0045 8.96549E-05 1
25 26 0.0018 0.0019 3.85325E-05 1
26 27 0.0136 0.0145 0.000290329 1
27 28 0.0018 0.0019 3.8914E-05 1
28 29 0.0004 0.0004 7.6302E-06 1
29 30 0.0172 0.0184 0.000367394 1
30 31 0.0005 0.0005 9.91926E-06 1 ];

```

```

lfybus          % form the bus admittance matrix
lfgauss         % Load flow solution by Gauss-Seidel method
busout          % Prints the power flow solution on the screen
lineflow        % Computes and displays the line flow and losses

```