

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université 8 Mai 1945 – Guelma

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie Electrotechnique et Automatique

Réf:...../2021



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme de MASTER Académique**

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux électriques

Par

DJEBAIRIA Sabra

HOUAMRIA Radja

Thème

Amélioration de la qualité de l'énergie électrique

Soutenu publiquement, le 14/07/2021, devant le jury composé de :

Mr. BOUNAYA Kamel	Professeur	Univ.Guelma	Président / Encadreur
Mr. LADJIMI Abdelaziz	MCA	Univ.Guelma	Examineur
Mr. MENDACI Sofiane	MCA	Univ.Guelma	Examineur

Année Universitaire : 2020/2021

Remerciements

Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout dont je nécessitais pour l'accomplissement de cette mémoire de fin d'étude.

*Egalement, je remercie le professeur **Bounaya Kamel** à l'université 08 Mai 45 de GUELMA pour son encadrement, ses directives et sa disponibilité.*

Egalement, je remercie les autres membres du jury, et tous les enseignants de département d'électrotechnique et automatique de l'université 08 Mai 45 de GUELMA qui ont participé à ma formation pendant tout le cycle universitaire.

DEDICACE

*Je dédie ce travail à toutes les personnes qui m'ont encouragé de près
Ou de loin pour achever ce mémoire.*

- ❖ *A mon cher père qui mérite toute l'appréciation et ma très chère mère qui m'ont toujours encouragé.*
- ❖ *Mon frère Mounir et mes sœurs Samia, Selma et ma belle Nawel.*
- ❖ *Et mes neveux Firas, Loukmen et mon ange Zinou*
- ❖ *Et tous ma famille surtout beau-frère Mohamed, belle-sœur Afef, tante Yamina, Dalal, Assia*
- ❖ *A mon oncle Brahim et ma tante Mbarka et leurs filles Besma et Noussa*
- ❖ *A tous mes chers Hanane, Nouara, Wafa .*
- ❖ *A ma copine de cœur Radja*
- ❖ *A tous mes collègues de la promotion de réseaux électriques 2021.*

Djebairia Sabra

Dédicace

Je dédie modestement le fruit de mes longues années d'étude tout d'abord :

A la prunelle de mes yeux et la joie de ma vie ma mère, qui a œuvré pour ma réussite, par son amour, son soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils.

A mon très cher père qui mérite tout mon respect, qui m'a indiqué la bonne voie Tu as su m'inculquer le sens de la responsabilité, de l'optimisme et de la confiance en soi. Ta patience sans fin, ta compréhension et ton encouragement sont pour moi le soutien indispensable. je vous dois ce que je suis aujourd'hui et qui je serai demain, Que dieu leur procure bonne santé et longue vie.

A mes grands-mères Mabrouka, Fatima et Rim

A ceux qui m'encouragent avec soutien moral

A mon cher frère Abdallah

A ma chère sœur Soumia

A ma chère sœur Imen, son fils est un ange Ahmed Yacine et son mari Walid

A mes tantes Zahia, Houria et Wassila

A mes cousines Lamia, H.Hanane et Kawter

A mes chères amies : Asma, Chaima, Selma, Sana ,cherifa, Chaima et la petite rose Nawel

A ma copine tendresse de soutien Sabra je te souhaite le meilleur et la réussite

A mes enseignants

A celui qui m'indique que la patience est aussi une unité de mesure non quantifiable tant qu'il ne cesse pas

A ceux qui espèrent le plein succès dans ma vie A mes amis les plus sincères

Sans oublier toute la promotion de RE 2021 Avec qui j'ai partagé de très bons moments.

Houamria Radja

Liste des figures

Liste des tableaux	
Liste des symboles	
Introduction générale	1

Chapitre I : Généralité sur les réseaux électriques

I.1.Introduction	2
I.2. Définition de réseau électrique.....	2
I.3. Les éléments constitutifs d'un réseau électrique.....	2
I.4. Fonctionnement du réseau électrique.....	4
I.5. Structure et fonction d'un réseau électrique.....	5
I.6. Les types de réseaux électriques	6
I.7.Classification des potentiels nominaux	8
I.8.Qualité de l'énergie électrique	8
I.8.1. Qualité de la tension.....	9
I.8.2. Qualité du courant	10
I.9.Perturbations du réseau électrique	10
I.10.La Stabilité d'un réseau électrique	13
Conclusion.....	16

Chapitre II : Caractérisation des éléments du réseau électrique

II.1. Introduction.....	17
II.2. Les lignes aériennes	17
II.3. Les éléments de lignes	17
II.4. Transposition de phase.....	18
II.5. Les paramètres électriques de ligne	19
II.6. L'utilisation des faisceaux de conducteur.....	22
II.7. Equations des lignes de transport.....	24
II.8. Problèmes rencontrés dans les réseaux de transport	24
II.9. Les défauts de court-circuit.....	25
II.10. Conséquences du défaut de court-circuit	26
II.11. Moyens d'amélioration de la stabilité.....	26
II.11.1. Compensation	26
II.11.2. Les dispositifs de FACTS	31
Conclusion.....	33

Chapitre III : Élaboration et analyse d'un réseau électrique

III.1. Introduction	34
III.2. Traitement des données initiales	34
a. Coordonnées des charges.....	35
b. Lieu d'implantation de la source	35
c. Distances entre les différents nœuds	36
d. Plan de charge avec le poste régional	36
e. Choix du niveau de tension.....	36
III.3. Choix du schéma du réseau électrique	37
III.3.1. Calcul de la distribution des puissances	38
III.3.2. Choix des sections des conducteurs.....	43
III.3.3. Calcul et comparaison technico-économique des variantes	43
Conclusion.....	48

Chapitre IV : Etude d'une ligne de grande portée

IV.1. Introduction	49
Partie A	
IV.A.1. Le modèle de la ligne	49
IV.A.2. Les paramètres primaires.....	49
IV.A.3. Les paramètres secondaires	50
IV.A.4. La comparaison	51
IV.A.5. La puissance en unité relative.....	51
IV.A.6. La distribution de la tension	51
IV.A.7. Compensation shunt au niveau de la charge.....	53
IV.A.8 Compensation au milieu de la ligne	53
IV.A.9. Les tensions après la compensation.....	55
Partie B	
IV.B.1. La distribution de tension	58
IV.B.2. Compensation ou milieu de la ligne	59
IV.B.3. Distribution de tension après la compensation	61
Conclusion.....	62
Conclusion Générale	63

- Figure I.1** : Les lignes électriques.
- Figure I.2** : Les postes de transformation.
- Figure I.3** : Structure de réseau électrique.
- Figure I.4** : Réseaux radial.
- Figure I.5** : Réseau maillé.
- Figure I.6** : Réseau bouclé.
- Figure I.7** : Forme d'onde d'un creux de tension.
- Figure I.8** : Harmoniques.
- Figure I.9** : Exemple de surtension.
- Figure I.10** : Fluctuations de tension.
- Figure I.11** : Forme d'onde illustrant un déséquilibre de tension.
- Figure II.1** : Transpositions des phases.
- Figure II.2** : Les lignes en faisceau.
- Figure II.3** : Disposition en triangle et en nappe.
- Figure II.4** : Détermination de C_0 et de g_0 .
- Figure II.5** : Les lignes en faisceau.
- Figure II.6** : Représentation du compensateur synchrone.
- Figure II.7** : Régimes du compensateur synchrone.
- Figure II.8** : Branchement parallèle des BC.
- Figure III.1** : Plan des charges.
- Figure III.2** : Plan d'implantations des charges.
- Figure III.3** : Première variante.
- Figure III.4** : Deuxième variante.
- Figure III.5** : Ligne magistrale de première variante.
- Figure III.6** : Les mailles de deuxième variante.
- Figure III.8** : Model optimale du réseau.
- Figure III.9** : Schémas équivalents de calcul.
- Figure III.10** : Schéma simplifié de calcul équipé de compensateur.
- Figure IV.1** : La ligne.
- Figure IV.2** : La distribution de la tension.
- Figure IV.3** : Répartition de la compensation.
- Figure IV.4** : Répartition de la compensation.
- Figure IV.5** : Les tentions après la compensation.

Figure IV.6 : Graphe de charge.

Figure IV.7 : La distribution de tension.

Figure IV.8 : Distribution de tension après la compensation.

Tableau III.1 : Coordonnées des charges.

Tableau III.2 : Distances entre les différents nœuds.

Tableau III.3 : Les courants des lignes et des sections pour les deux variantes.

Tableau III.4 : Les paramètres des lignes pour les deux variantes.

Tableau III.5 : Les pertes des puissances pour les deux variantes.

Tableau IV.1 : Les paramètres primaires.

Tableau IV.2 : Les paramètres secondaires.

Tableau IV.3 : La puissance en unité relative.

Tableau IV.4 : La distribution de la tension.

Tableau IV.5 : Compensation shunt au niveau de la charge (n=2).

Tableau IV.6 : Compensation shunt au niveau de la charge (n=3).

Tableau IV.7 : Compensation au milieu de la ligne.

Tableau IV.8 : Les tensions après la compensation.

Tableau IV.9 : Les puissances en unité relative pour régime maximum et à vide.

Tableau IV.10 : Distribution de la tension pour puissance en régime maximum et à vide.

Tableau IV.11 : Compensation au milieu de la ligne pour régime de puissance maximum et minimum (n=2).

Tableau IV.12 : Compensation au milieu de la ligne pour régime de puissance maximum et minimum (n=3).

Tableau IV.13 : Distribution de tension après la compensation pour régime de puissance maximum et minimum.

THT : Les réseaux de transport à très haute tension.

HT : Haute Tension.

TBT : Très basses tensions.

BT : Basses tensions.

MT : Moyennes tensions.

U: Tension en unité réelle (kV).

U*: Tension en unité relative.

U_N: Tension nominale (kV).

r₀: Résistance de la ligne par élément de longueur (Ω / km).

R_T : Résistance à la température T ($T = \theta - \theta_{ex}$).

θ_0 : Température normale.

θ : Température du conducteur.

R₀: Résistance à la température T = 0°C.

α : Coefficient qui tient compte de l'augmentation de la résistance par 1°C.

l_{0 int}: Est l'inductance à l'intérieur du conducteur [H/km].

l_{0 ext}: Est l'inductance à l'extérieur du conducteur en [H/km].

r_c: Rayon du conducteur.

r_f: Rayon du faisceau.

D_m: Est la distance moyenne géométrique entre les phases.

x₀ : Réactance de la ligne par élément longueur (Ω / km).

g₀ : Conductance de la ligne par élément de longueur.

b₀: Susceptance de la ligne par élément de longueur (Ω^{-1}/km).

Z₀: Impédance de la ligne par élément de longueur (Ω / km).

Z_c: Impédance caractéristique de la ligne (Ω).

Y₀: Admittance de la ligne par élément de longueur (Ω^{-1}/km).

α_0 : Facteur de phase de l'onde.

β_0 : Facteur d'amortissement de l'onde.

n : Nombre de conducteurs par phase.

F : Section du conducteur.

CC : Court-circuit.

C.S : Compensateur synchrone.

I_E, I_U : Courants forcés dans le circuit du C.S par la tension, respectivement, du compensateur et du réseau.

BC : Les batteries de condensateurs.

$FACTS$: Systèmes Flexibles de Transmission en Courant Alternatif.

SVC : Compensateur Statique de Puissance Réactive.

$UPFC$: Compensation hybrides série –parallèle.

S_1, S_2, S_3 : Puissances de charges.

L : La longueur.

$J_{éco}$: Densité économique (A/mm^2).

I_{max} : Courant de ligne correspondant au régime maximal de charge.

ΔU : La chute de tension.

ΔP : Les pertes actives.

ΔQ : Les pertes réactives.

P_C : Puissance caractéristique en unité réelle (MW).

P_C^* : Puissance caractéristique en unité relative.

S_{ch} : Puissance de charge en unité réelle (MVA).

S_{ch}^* : Puissance de charge en unité relative.

p_{ch} : Puissance active de charge en unité réelle (MW).

P_{ch}^* : Puissance active de charge en unité relative.

Q_{ch} : Puissance réactive de charge en unité réelle (MVAR).

Q_{ch}^* : Puissance de réactive charge en unité relative.

P_m : Puissance active maximale transmise en unité réelle (MW).

p_m^* : Puissance active maximale transmise en unité relative.

K_u : Rapport de la tension à un point donnée par apport à la tension de l'extrémité.

L'énergie électrique joue un rôle important dans la vie quotidienne de l'homme et dans tous les domaines de l'industriel et de l'économique. L'énergie électrique doit être transportée et distribuée grâce à un réseau électrique hautement planifié. Ce transport de l'énergie électrique peut se faire par deux voies de transmission ; voie aérienne et voie souterraine.

Cependant, la construction d'une ligne électrique, assurant le transport de l'énergie, n'est pas une chose aisée ; car elle dépend de beaucoup de paramètres (puissance à transporter, niveau potentiel, portée du transport...) et de diverses conditions (minimum de pertes de puissance et de tension, stabilité, réserve de puissance, capacité de transport...). Ces paramètres et ces conditions imposent des choix et des calculs judicieux des matériaux et des éléments entrant dans sa réalisation.

L'objectif poursuivi est de réaliser un projet fiable et à moindre coût pour ligne électrique de HT à grande distance alimentant un groupe de consommateurs. Le tracé de la ligne électrique doit tenir compte du respect de l'environnement et des obstacles à éviter ou à contourner.

Le réseau électrique doit répondre à certaines exigences, telle la stabilité du fonctionnement et la continuité de l'alimentation électrique des centres de charge.

Les lignes de transport et les postes de transformations THT, HT constituent une partie essentielle d'un réseau électrique.

Notre étude porte sur une ligne aérienne de haute tension (400 KV) et de grande portée (600 KM).

Le présent mémoire est structuré comme suit :

- Le premier chapitre présente des généralités sur les réseaux électriques.
- Le deuxième chapitre définit et décrit le modèle de la ligne de transport et ces paramètres.
- Le troisième chapitre traite de la procédure d'élaboration des réseaux électriques.
- Dans le dernier chapitre, on étudie une ligne de 400 kV, de portée 600 km et de configuration en faisceau sous différents régimes de charge.

Ce travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les déduits essentiels du travail.

Chapitre I
Généralité sur les réseaux
électriques

I.1.Introduction

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures dont le but est d'acheminer l'énergie électrique à partir de centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Le réseau électrique se compose de milliers de kilomètres de ligne, des milliers de postes de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. Des systèmes de contrôle hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence.

L'accroissement énorme de la demande de l'énergie électrique et les contraintes économiques impliquées par le besoin en extension conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité et de sécurité. En effet, l'instabilité des réseaux électriques présente un problème majeur quant à assurer un bon fonctionnement. Les perturbations inévitables telles que les courts circuits, les harmonique, le creux de tension, les indisponibilités momentanées des lignes de transmission, des générateurs, des transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes peuvent affecter le réseau électrique à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité. La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation.

I.2. Définition de réseau électrique

Un réseau électrique est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'un niveau tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique est dissocié en quatre grandes parties (production, transport, distribution et consommation).

I.3. Les éléments constitutifs d'un réseau électrique

I.3.1. Les générateurs

La source ou le générateur est un élément de base du réseau électrique ; sa fonction est de convertir l'énergie d'origine non électrique (hydraulique, thermique ...) en énergie électrique.

Ils sont insérés en divers points du réseau et sont destinés à fournir une puissance assignée sous une tension fixée à l'avance. [1]

I.3.2. Les lignes électriques

Une ligne électrique est un ensemble de conducteurs, d'isolants et d'éléments accessoires destinés au transport de l'énergie électrique du producteur (centrale électrique) au consommateur (ville, quartier, maison, ensemble industriel). Les conducteurs sont, en général, à base d'aluminium, de cuivre ou de bronze. Les isolants sont une partie solide (porcelaine, verre, papier, matière plastique) combinée avec un gaz (air, SF₆) ou un liquide (huile).



Figure I.1 : Les lignes électriques

I.3.3. Les postes de transformation

Un poste de transformation est une installation comportant des transformateurs, des appareils de protections (disjoncteurs, sectionneurs, parafoudre, ...etc.), des appareils de mesure et de contrôle...

A la sortie des centrales, les postes de transformation transforment la moyenne tension de production en haute tension ou en très haute tension, nécessaire pour réaliser un transport de l'énergie électrique dans des conditions économiques requises. La tension élevée pour le transport, doit être de nouveau abaissée au niveau d'autres postes de transformation successifs pour alimenter les réseaux de répartition puis les réseaux de distribution en basse tension.



Figure I.2 : Les postes de transformation

I.3.4. Les postes d'interconnexion, d'alimentation et de distribution

L'interconnexion entre les réseaux de transport d'électricité sert à faire passer l'énergie d'un territoire à l'autre et inversement. Leur rôle premier est d'assurer l'alimentation en énergie électrique bilatérale entre des systèmes électriques, d'autonomie différente en cas de défaillance soudaine dans l'un ou dans l'autre.

L'interconnexion des réseaux permet de rendre solidaires les pays voisins et de diversifier les sources de production. Ce foisonnement renforce la sécurité d'approvisionnement et diminue le risque de panne généralisée.

- Les infrastructures existantes doivent être adaptées afin d'acheminer l'énergie produite par les nouvelles sources renouvelables.
- Les infrastructures énergétiques doivent permettre, en augmentant les échanges interrégionaux, de favoriser la concurrence et d'améliorer le fonctionnement du marché.

I.4. Fonctionnement du réseau électrique

Les réseaux de transport à très haute tension (THT) transportent l'énergie des gros centres de production vers les régions consommatrices (400 et 225 kV). Ces réseaux sont souvent interconnectés, réalisant la mise en commun de l'ensemble des moyens de production à disposition de tous les consommateurs. Les réseaux de répartition à haute tension (HT) assurent, à l'échelle régionale, la desserte des points de livraison à la distribution (90 et 63 kV). Les réseaux de distribution sont des réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux THT et

HT. On distingue deux sous niveaux : les réseaux à moyenne tension ($1\text{Kv} \leq U \leq 60\text{Kv}$) et les réseaux à basse tension ($U \leq 1\text{Kv}$).

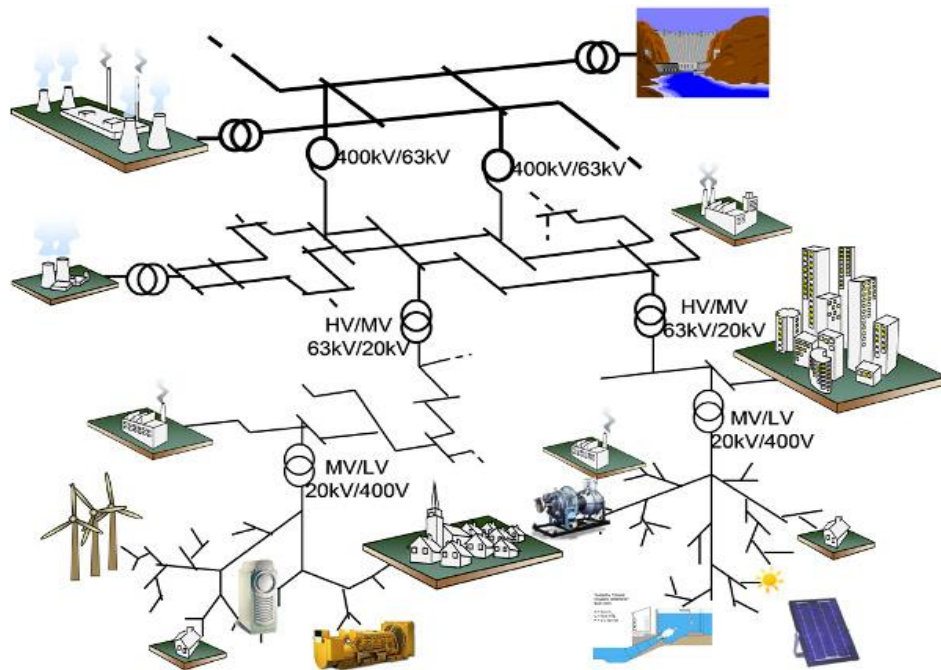


Figure I.3 : structure de réseau électrique

I.5. Structure et fonction d'un réseau électrique

I.5.1. Réseau de transport

Le réseau de transport a pour mission d'acheminer l'énergie et de permettre de réaliser à chaque instant l'égalité de la production et de la consommation sur l'ensemble du territoire en respectant des contraintes fortes sur le maintien de la tension. Il doit, de ce fait, présenter une forte garantie de fonctionnement non seulement en régime normal, mais également lors d'incidents d'exploitation qui entraînent la perte d'une ou plusieurs lignes à très haute tension ou l'arrêt imprévu d'un ouvrage de production. [1]

I.5.2. Réseau de répartition

Le réseau de répartition (63kV, 90kV) assure le transport des réserves en électricité composées de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations ; c'est-à-dire, ces réseaux ont pour fonction de faire la liaison entre le réseau de transport et les réseaux de distribution. Ils assurent cette fonction en

permanence ; même lors de la défaillance de certaines lignes de transport à structure topologique bouclée ; ce qui permet sans aller jusqu'à un maillage aussi dense que celui du réseau de transport, d'assurer l'acheminement de l'énergie dans des conditions de sécurité raisonnablement garanties. [1]

I.5.3. Réseau de distribution

Les réseaux de distribution (1÷60) KV ont principalement une structure radiale, arborescente, ou mixte.

La mission de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux Points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique.

I.5.4. Réseau d'interconnexion

Le réseau d'interconnexion est utilisé pour faire l'échange d'énergie entre les différentes centrales en service. Il permet aussi le dépannage des réseaux dans le cas de défaillance d'une source où un incident s'est produit.

Elle permet d'optimiser les gains sur les couts d'exploitation et rend plus régulières les conditions de marche des différentes centrales dans le cas où les pointes de consommations des deux endroits interconnectés ne seraient pas simultanées. Elle permet aussi d'atténuer les variations de fréquences et de tensions consécutives aux fluctuations de la consommation.

I.6. Les types de réseaux électriques

I.6.1. Réseaux radiaux

Dans ce cas l'énergie est véhiculée pour voie radiale : C'est à dire de la source vers le consommateur. Ceci signifie que tout point de consommation sur une telle structure ne peut être alimenté que par un seul chemin électrique possible. Il est de type arborescent. Cette arborescence se déroule à partir des points d'alimentation, qui sont constitués par les postes de distribution publique HTB/HTA ou HTA/HTA (répartition). Ce type de réseau est particulièrement utilisé pour la distribution de la MT en milieu rural. En effet, il permet facilement, et à un moindre coût, d'accéder à des points de consommation de faible densité de

charge et largement répartis géographiquement et pour certains réseaux industriels à fortes perturbations.

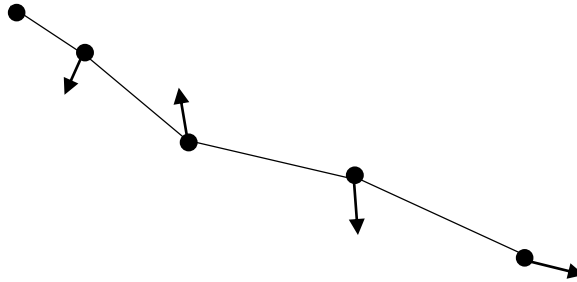


Figure I.4 : Réseau radial.

I.6.2. Réseaux maillés

Le réseau est fortement ou complètement maillé. Tous les accès sont alimentés au moins de deux côtés. Tous les réseaux à HT sont exploités de cette façon pour des raisons techno économiques et de continuité de service. [2]

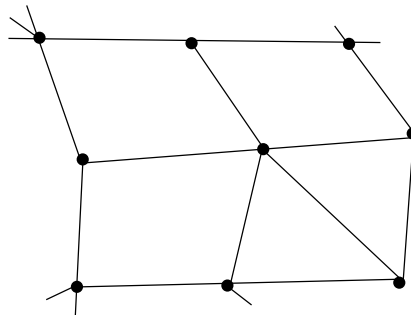


Figure I.5 : Réseau maillé

I.6.3. Réseaux bouclés

Lorsque la densité de charge augmente, on tend, surtout dans les réseaux à moyenne tension et aussi dans les réseaux basse tension, vers un maillage partiel, par la formation de boucles. Tous les accès de la boucle sont alors alimentés par deux lignes, ce qui augmente fortement la sûreté de service. [2]

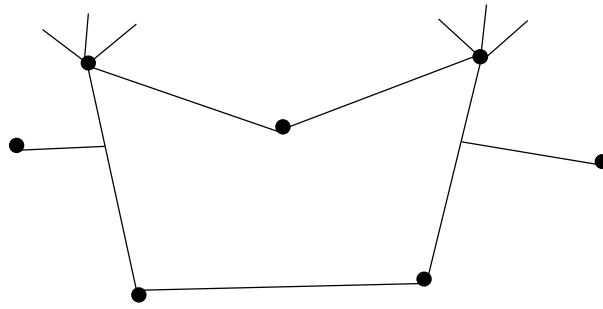


Figure I.6 : Réseau bouclé

I.7. Classification des potentiels nominaux

On peut classer les niveaux potentiels nominaux d'un réseau en :

Très basses tensions (TBT) : tensions inférieures à 50 volts et plus généralement à 30 volts. Elles sont utilisées pour les jouets électriques et dans des locaux très humides.

Basses tensions (BT) : tensions de 50 à 1000 volts. Elles sont utilisées pour les appareils domestiques et la plupart des appareils industriels.

Moyennes tensions (MT) : tensions comprises entre 1 et 35 kV jusqu'à 60 kV. Elles sont utilisées pour l'alimentation et la distribution de l'énergie électrique, en moyenne distance et en réseaux industriels.

Les hautes tensions (HT) : tensions de 60 à 220 kV. Elles sont utilisées pour le transport d'énergie aux transits élevés et sur des distances plus grandes.

Les réseaux très hautes tensions (THT) : tensions égales ou supérieure à 400 kV. Ils ont été rendus nécessaires par l'accroissement des puissances à transporter sur de plus grandes distances.

I.8. Qualité de l'énergie électrique (QEE)

La qualité de l'énergie électrique est fondamentalement tributaire de la tension et de la fréquence. Cette tension subit généralement des perturbations et des altérations durant les processus d'écoulement de l'énergie électrique (circulation des courants) ; d'où l'introduction du courant comme indice complémentaire l'évaluation de la QEE.

Ainsi, la qualité de l'énergie électrique est considérée comme une combinaison de la qualité de la tension et de la qualité du courant.

I.8.1. Qualité de la tension [3]

Les tensions d'un réseau électrique constituent un système alternatif triphasé, dont la fréquence de base est de 50 Hz et sont décrites par les caractéristiques principales : amplitude, fréquence, forme d'onde, symétrie, équilibre...

I.8.1.1. Amplitude

L'amplitude de la tension est un indice important de la qualité de l'électricité. La tension doit être maintenue, en moyenne, dans un intervalle de $\pm 5\%$ autour de la valeur nominale. Mais divers phénomènes perturbateurs peuvent affecter l'amplitude des tensions ; creux de tension, coupures brèves, surtensions...

I.8.1.2. Fréquence

Dans le cas idéal, les trois tensions sont alternatives et sinusoïdales de fréquence constante de 50 Hz. Ces normes imposent que la fréquence ne doit pas s'écarter de ± 0.1 Hz de la valeur nominale de 50 Hz ($\pm 0.2\%$).

I.8.1.3. Forme d'onde

La forme d'onde des trois tensions, formant un système triphasé, doit être la plus proche possible d'une sinusoïde. En cas de perturbations au niveau de la forme d'onde, la tension n'est plus sinusoïdale et peut, en général, être considérée comme une onde fondamentale à 50Hz associée à des ondes de fréquences supérieures à 50 Hz appelées également harmoniques supérieurs. Les tensions peuvent également contenir des signaux permanents mais non-périodiques, alors dénommés bruits.

I.8.1.4. Symétrie

La symétrie d'un système triphasé se caractérise par l'égalité des modules des trois tensions et celle de leurs déphasages relatifs. La dissymétrie de tels systèmes peut être à l'origine de dégradation inadmissible de la QEE.

I.8.2. Qualité du courant

La qualité du courant est relative à une dérive des courants de leur forme idéale, et se caractérise de la même manière que pour les tensions par les paramètres : amplitude, fréquence, forme d'onde, symétrie : Dans le cas idéal, les trois courants sont d'amplitude et de fréquence constantes, déphasés de $2\pi/3$ radians entre eux, et de forme strictement sinusoïdale.

I.9. Perturbations du réseau électrique

I.9.1. Creux de tension [4]

Un creux de tension est une diminution de l'amplitude de la tension (de 10% à 90%) de la tension nominale pendant un temps allant de 10 ms à quelques secondes. Cette baisse d'amplitude peut dépasser les 90% de la tension nominale, il s'agit alors d'une coupure brève.

Les creux de tension sont dus à des phénomènes naturels, comme la foudre, à des défauts dans divers l'installation ou dans divers réseaux publics ou autres. Ils apparaissent également lors de manœuvres d'enclenchement mettant en jeu des courants de fortes intensités (moteurs, transformateurs, etc.).

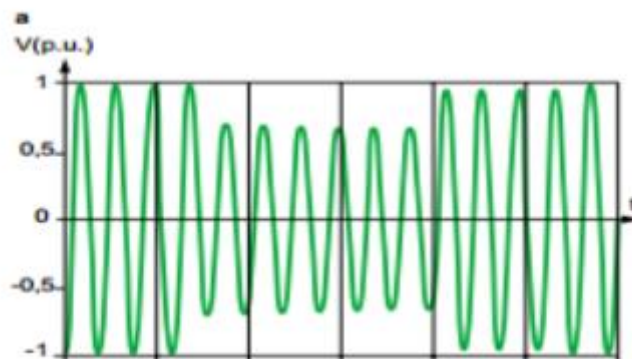


Figure I.7 : Forme d'onde d'un creux de tension

I.9.2. Harmonique

Les harmoniques sont de tensions ou des courants sinusoïdaux dont la fréquence est un multiple entier de la fréquence du réseau. En général, nous différencions 2 types d'harmoniques :

- Les harmoniques de courant dus à la présence de charges non linéaires telles que les appareils d'éclairage fluorescents, les fours à arc, les redresseurs, les variateurs électroniques de vitesse, qui peuvent être identifiés à une source de courant harmonique.
- Les harmoniques de tension issus du réseau lui-même dus, en général, à des petites imperfections de construction des bobinages des différents matériels du réseau eux-mêmes, tels que les machines tournantes et les transformateurs qui, pratiquement, ne délivrent pas une tension purement sinusoïdale. Ces harmoniques peuvent être identifiés à une source de tension harmonique. [5]

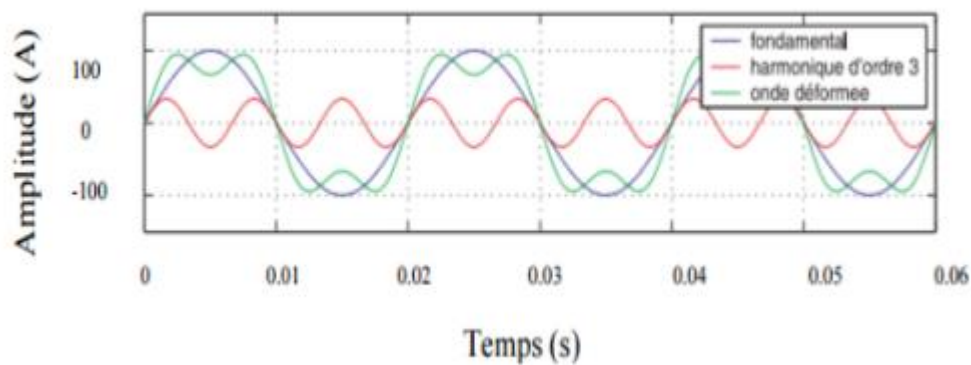


Figure I.8 : Harmoniques

I.9.3. Surtensions

Les phénomènes de surtensions sont, également, des phénomènes brefs aléatoires dans leur durée et dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale pendant une durée inférieure à une seconde. Leurs origines sont, essentiellement, liées :

- A la foudre.
- Aux différentes manœuvres opérées sur le réseau (coupure de courant de court-circuit, enclenchement de ligne à vide ...).
- Aux fonctionnements anormaux du réseau (variation brusque de la charge, résonances...). [5]

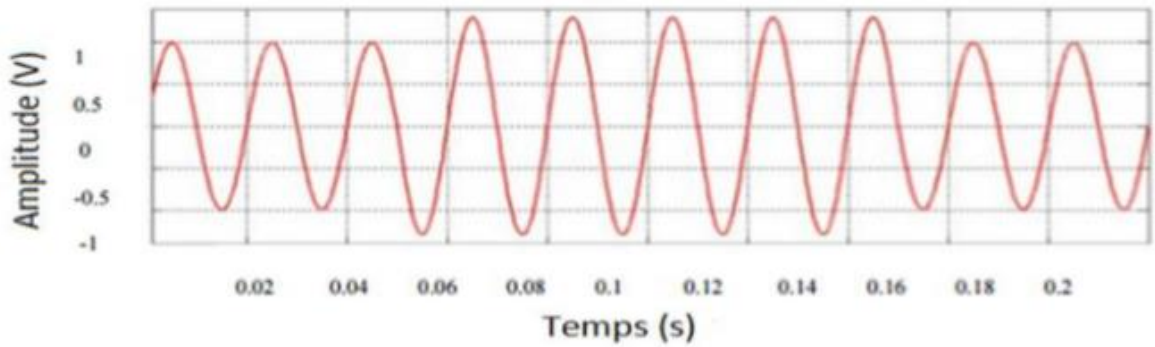


Figure I.8 : Exemple de surtension

I.9.4. Fluctuations de tension

Le terme flicker est utilisé pour désigner les variations de tension de courte durée, apparaissant dans le réseau électrique et risquant de provoquer le scintillement des ampoules. Les fluctuations de puissance provoquent des fluctuations de tension.

En général, les variations de tension sont provoquées par le fonctionnement d'appareils dont la puissance absorbée fluctue de manière rapide, tels que les fours à arc, les machines à souder.



Figure (I.9) : Fluctuations de tension.

I.9.5. Déséquilibres

Lorsque les trois tensions ne sont pas identiques en amplitude et/ou ne sont pas décalées d'un angle de 120° les unes par rapport aux autres et quand leur somme n'est pas nulle, on parlera de déséquilibre du système triphasé.

Un réseau électrique triphasé équilibré, alimentant un récepteur électrique triphasé non équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau [4].

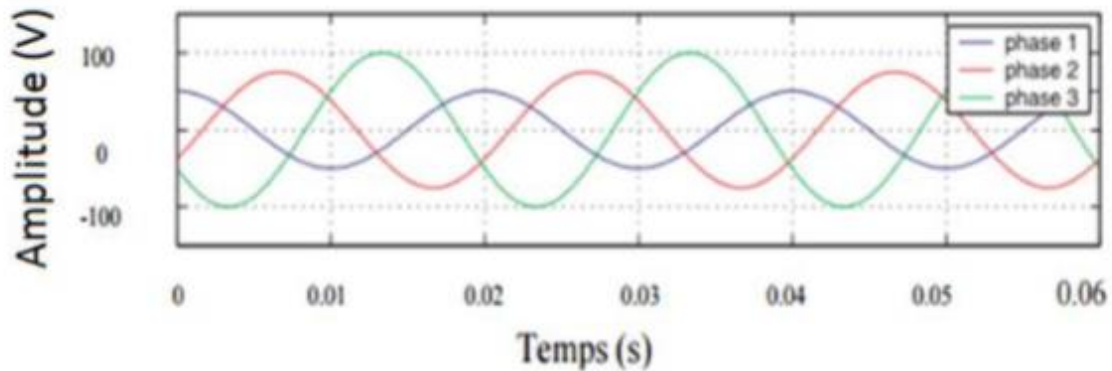


Figure I.10 : Forme d'onde illustrant un déséquilibre de tension

I.10. La Stabilité d'un réseau électrique

I.10.1. Définition de la stabilité d'un réseau électrique

Un système est stable s'il a tendance à continuer à fonctionner dans son mode normal en régime permanent et s'il a tendance à revenir à son mode de fonctionnement à la suite d'une perturbation. Une perturbation sur un réseau peut être une manœuvre prévue, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou non prévue comme un court-circuit causé par la foudre entre une phase et la terre par exemple. Lors de la perturbation, l'amplitude de la tension aux différentes barres du réseau peut varier ainsi que la fréquence. La variation de la fréquence est due aux variations de la vitesse des rotors des alternateurs. Un réseau d'énergie électrique est stable s'il est capable, en régime permanent à la suite d'une perturbation, de fournir la puissance qu'exigent les consommateurs tout en maintenant constante et dans les limites admissibles la valeur de la fréquence ; donc la vitesse de rotation des alternateurs, et l'amplitude de la tension aux différentes barres du réseau.

I.10.2. Nature de la stabilité

Selon la nature et l'amplitude de la perturbation, nous pouvons définir trois types de Stabilité : stabilité statique, stabilité dynamique et stabilité transitoire.

a) Stabilité statique

Après le régime transitoire dû à la perturbation, le système entre dans le régime permanent. Dans ce cas, pour étudier le système, il faut évaluer la stabilité statique du réseau. Le système n'est pas stable si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état

est appelé : l'état instable. Dans un réseau qui est dans l'état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires. Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, une des parties du réseau doit se séparer du système, le reste continuant son fonctionnement. Dans cette situation, on peut ramener tout le réseau à l'état normal grâce à des opérations de restauration. [6]

b) Stabilité dynamique

Stabilité dynamique est l'étude de l'évolution dynamique du système suite à une perturbation quelconque, petite ou grande. Elle se manifeste sous forme d'oscillations apparaissant sur les signaux à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, Les grandes perturbations sont généralement engendrées par des courts-circuits ou l'arrêt d'une charge suite à l'isolement d'un élément en défaut. [7]

c) Stabilité transitoire

En régime normal, les vecteurs représentant les forces électromotrices des différents alternateurs tournent à la même vitesse angulaire électrique $\omega = 2\pi f$ et sont décalés entre eux d'angles constants. Les angles sont fonction des impédances de liaison et des puissances échangées entre les machines et le réseau.

Suite à l'apparition d'un défaut ou disjonction d'une ligne, la puissance électrique fournie par chaque machine se trouve brusquement modifiée sans que ce changement soit suivi instantanément d'une modification de la puissance fournie par la turbine ; il s'ensuit un déséquilibre entre les couples moteurs et résistants provoquant l'accélération de certaines machines, ce qui entraîne une variation du décalage angulaire entre les forces électromotrices des machines. Si, au cours de ces mouvements, le rotor d'un alternateur glisse d'au moins un tour électrique par rapport au rotor des autres machines, il y a perte de la stabilité transitoire. Cela peut entraîner, par le jeu des protections, la fragmentation du réseau ou la séparation de certains groupes [8].

I.10.3. Caractéristique de la stabilité

Habituellement, la stabilité est décrite par trois processus, à savoir :

I.10.3.1. Stabilité angulaire

Dans un réseau électrique, la stabilité de l'angle du rotor est définie comme la capacité d'un ensemble de génératrices synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après une perturbation. Un système est instable si la différence entre les angles rotoriques des générateurs augmente indéfiniment ou si l'oscillation transitoire provoquée par une perturbation, n'est pas suffisamment amortie dans le temps d'évaluation.

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques. Une machine qui a perdu le synchronisme sera débranchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système.

I.10.3.2. Stabilité de la fréquence

Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées (y compris les pertes), [9]. Cette perturbation résulte d'un déséquilibre significatif entre la production et la charge. Cette stabilité dépend des capacités de maintenir ou restaurer l'équilibre entre la production et la charge, avec une perte minimale involontaire de la charge. L'instabilité résultante se produit sous forme d'oscillations de la fréquence soutenue, menant au déclenchement des unités de production et des charges pendant les variations de la fréquence.

Le temps qui caractérise les processus et les dispositifs actifs, s'étend de la fraction de secondes à plusieurs minutes ; par conséquent, la stabilité de la fréquence peut être un phénomène à court ou à long terme.

I.10.3.3. Stabilité de tension

La stabilité de tension se définit par la capacité d'un système de puissance de maintenir des valeurs de tension acceptables au niveau des nœuds du système ayant subi une perturbation. Cette stabilité dépend, en effet, du maintien ou de la restauration de l'équilibre entre la puissance demandée et la puissance fournie. [2]

- **Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations :**

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production, etc.

- **Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations :**

Elle est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit, etc.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des généralités sur les réseaux électriques à travers leur description, leur classification ; à travers la définition de leurs diverses fonctions des différents types de perturbations tout en présentant les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système électrique.

Le concept général de la stabilité peut se synthétiser en trois groupes (stabilité de l'angle de rotor, de la tension et de la fréquence).

Chapitre II

Caractérisation des éléments du réseau électrique

II.1. Introduction

Ce chapitre vise à caractériser les éléments du réseau électrique ; aussi bien ceux relatifs à son modèle propre qu'à ceux relatifs au système de son contrôle. On y pose le problème engendré par les perturbations (court-circuit...) tout en décrivant les moyens utilisés pour l'amélioration de la QEE ; tels que les divers compensateurs...

Un des composants fondamentaux d'un réseau électrique est la ligne. Le rôle de cette dernière est de transporter l'énergie électrique. Les lignes aériennes sont soumises continuellement à l'action de facteurs atmosphériques divers : température, vent, pluie, pression etc...

Ces facteurs interviennent de façon déterminante dans le choix des paramètres d'une ligne : type de conducteur électrique (matériaux et géométrie), hauteur et distance des pylônes, contraintes mécaniques...

II.2. Les lignes aériennes

Une ligne aérienne est un élément du réseau électrique destiné à transporter l'énergie électrique entre deux ou plusieurs de ses nœuds. La notion de ligne est générale, aussi bien dans son utilisation que dans sa construction. Elle est utilisée pour le transport, l'alimentation et la distribution de l'énergie électrique ; ainsi que pour l'interconnexion des réseaux régionaux et inter territoriaux. Par ligne aérienne (ou en câbles) on sous entend une installation qui intègre dans sa construction un ensemble de composant. [10]

II.3. Les éléments de lignes

- **Les câbles de garde :**

Les câbles de garde ne transportent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre et en évitant le foudroiement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en aluminium-acier.

- **Les isolateurs :**

L'isolateur est utilisé comme un isolement entre deux corps ou deux pièces sous différentes tensions pour empêcher les courts circuits, les pertes de courant et les charges

d'électrocution. L'isolateur est un matériau solide, liquide ou gazeux qui a une très grande résistance au passage du courant et dont la conductibilité est pratiquement nulle.

Les isolateurs des lignes aériennes ont deux fonctions principales. D'une part, ils permettent d'isoler électriquement les conducteurs-phases des pylônes mis à la terre et d'autre part, ils ont un rôle mécanique qui consiste à soutenir ces mêmes conducteurs et donc résister aux différentes contraintes mécaniques dû surtout au poids de la ligne, son mouvement en présence de vent, etc... [11].

- **Les pylônes :**

La largeur du pylône dépend de la distance entre conducteurs de phase tandis ; que la hauteur dépend du niveau de tension. Cela pourrait, en effet, constituer un danger pour les êtres vivants, il faut donc respecter une distance d'isolement minimale.

La conception ou le choix des pylônes est fait à partir des conditions climatiques locales, (givrage, vents,), température (échange thermique) et dilatation des conducteurs, échauffements, vitesse du vent,... et des conditions relatives à diverses contraintes mécaniques. Les charges climatiques sont choisies de façon à conduire à une fiabilité minimale compatible avec les critères d'exploitation du réseau. Un niveau de charge minimal est prévu pour toutes les lignes de transport et de répartition (à l'exception des portiques en bois) correspondant à des charges climatiques dont l'intervalle de récurrence est d'environ 50 ans.[12]

II.4. Transposition de phase

La transposition des phases d'une ligne de transmission est une technique utilisée pour restaurer une certaine «chute de tension électrique» et l'équilibre du courant du système de ligne de transmission. Il n'est cependant applicable que dans un système triphasé. Cela se fait en échangeant littéralement et physiquement la position du conducteur de manière cyclique le long de la ligne.

Lorsque les conducteurs d'une ligne triphasée ne sont pas espacés à égale distance, ce qui est souvent le cas, la relation mutuelle des flux d'inductance de chaque phase n'est pas la même. Cette différence dans chaque phase se traduit par un circuit déséquilibré.

L'équilibre de ces phases peut être rétabli en échangeant les positions des conducteurs à intervalles réguliers le long de la ligne de sorte que chaque conducteur occupe la position d'origine de tous les autres conducteurs sur une distance égale (voir figure suivante).

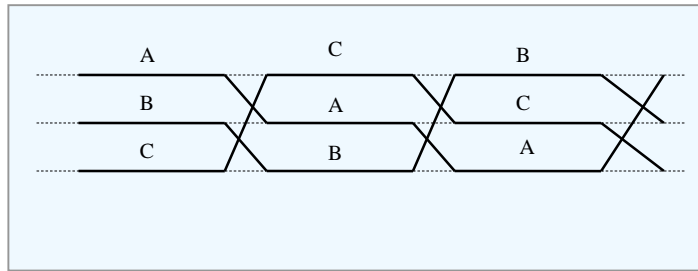


Figure II.1 : Transpositions des phases

II.5. Les paramètres électriques de ligne

II.5.1. Résistance

La résistance active d'un conducteur est une résistance physique au passage du courant de conduction (circulation électronique). Elle est mise en évidence par les effets thermiques dans le conducteur. Sa valeur Ohmique, pour un km de longueur, peut être déterminée par l'expression connue.

$$r_0 = \frac{\rho}{nF_c} = \frac{r_{0c}}{n} [\Omega/Km] \quad (\text{II.1})$$

Avec : ρ : La résistivité ; n : nombre de conducteur par phase ; F_c : Section de conducteurs.

La résistance active d'un conducteur n'est pas une grandeur de valeur constante ; elle dépend du matériau utilisé, de la nature et de la valeur du courant qui y circule, de la température et des caractéristiques météorologiques de son environnement telles que la température, la vitesse du vent, la pression de l'air, l'humidité. [10]

La résistance dépend de la température ;

$$R_T = R_0(1 + \alpha T) \quad (\text{II.2})$$

Avec :

R_T : Résistance à la température T ($T = \theta_{ex} - \theta_0$).

θ_0 : Température normale,

θ_{ex} : Température extérieure,

R_0 : Résistance à la température T = 0°C.

α : Coefficient qui tient compte de l'augmentation de la résistance par 1°C.

$$\alpha = \frac{1}{273} \approx 0,004$$

II.5.2. Réactance de la ligne

Le passage d'un courant I à travers un conducteur crée un champ magnétique à l'intérieur et à l'extérieur du conducteur.

Ce qui implique l'inductance totale du conducteur

$$l_{0t} = l_{0int} + l_{0ext} = [l_{0int} + 4.6 \log \frac{D_m}{r_c}] 10^{-4} \text{ [H/km]} \quad (\text{II.3})$$

Avec :

l_{0int} : est l'inductance à l'intérieur du conducteur [H/km]

$$l_{0int} = cte = 0.5$$

l_{0ext} : est l'inductance à l'extérieur du conducteur en [H/km]

r_c : Rayon du conducteur.

D_m : Distance moyenne géométrique entre les phases

$$D_m = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{CA}}$$

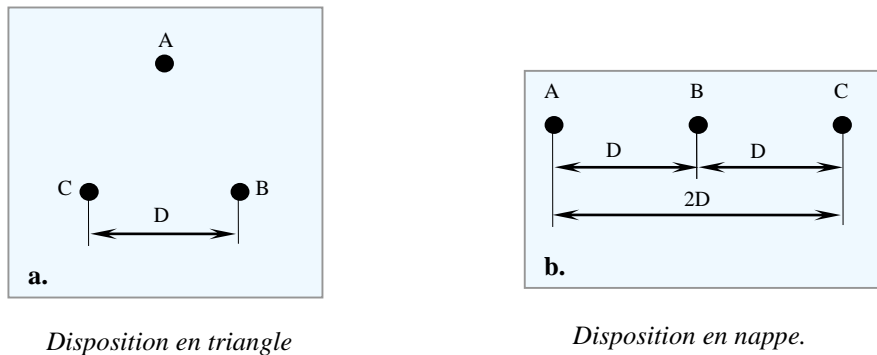


Figure II.3 : disposition en triangle et en nappe

Cette dernière expression donne ;

Pour la disposition en triangle des phases, (**Figure.II.3**),

$$D_m = \sqrt[3]{D * D * D} = \sqrt[3]{D} = D$$

Pour leur disposition en nappe ;

$$D_m = \sqrt[3]{D * 2D * D} = D \sqrt[3]{2} = 1,26D$$

La réactance par unité de longueur x_0 s'exprime

$$x_0 = 0,144 \log \frac{D_m}{r_c} + 0.016 [\Omega / Km] \quad (II.4)$$

II.5.3. Capacitance

La capacité des lignes est déterminée, de manière équivalente, par celles entre phases et celles entre phase et terre (**Figure.II.4**).

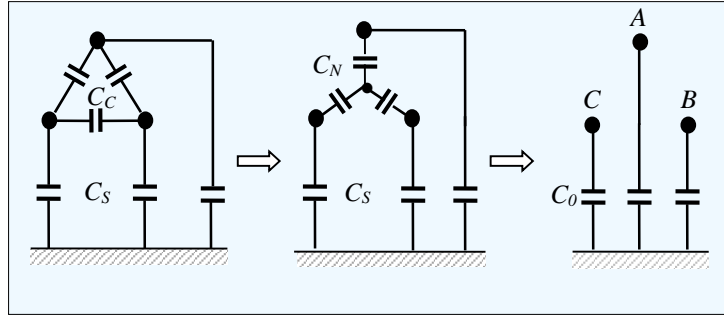


Figure II.4 : Détermination de C_0 et de g_0

Du schéma, on écrit,

$$C_{A0} = C_{B0} = C_{C0} = C_S = cte$$

$$C_{AB} = C_{BC} = C_{CA} = C_C$$

Et,

$$C_N = C_C + C_C + \frac{C_C * C_C}{C_C}$$

$$C_N = 3C_C$$

La capacité par unité de longueur d'une ligne est déterminée, donc, comme,

$$C_0 = C_N + C_S = 3C_C + C_S$$

La capacitance linéique est déterminée par la formule,

$$b_0 = \omega C_0 = \frac{7,58.10^{-6}}{\log \frac{D_m}{r_c}} [\Omega^{-1} / Km] \quad (II.5)$$

II.5.4. Impédance

$$Z_0 = r_0 + j x_0 = \sqrt{r_0^2 + x_0^2} e^{j \arctg \frac{x_0}{r_0}} \Omega / km \quad (II.6)$$

II.5.5. Conductance

A cause de l'imperfection de l'isolement entre les conducteurs (pertes dans le diélectrique qui les sépare), il apparaît une conductance transversale uniformément répartie. On peut donc définir une perdittance linéique ou conductance linéique transversale g . [13]

$$g_0 = \frac{\Delta P_{cour}}{U_N^2} [\Omega^{-1}/Km] \quad (II.7)$$

Avec : g_0 : Conductance de la ligne par élément de longueur.

ΔP_{cour} : Les pertes de couronne.

U_N : Tension nominale (KV).

II.5.6. Admittance de la ligne

L'admittance d'une ligne est définie aussi par une valeur complexe :

$$Y_0 = g_0 + j b_0 = \sqrt{g_0^2 + b_0^2} e^{j \arctan \frac{b_0}{g_0}} \Omega^{-1}/km \quad (II.8)$$

II.6. L'utilisation des faisceaux de conducteur

La technologie des lignes en faisceau de conducteurs est très utilisée dans les systèmes de transport modernes. La phase est faite d'un faisceau composé de plusieurs conducteurs (voir **figure II.2**). L'impact de l'utilisation des faisceaux s'exprime fondamentalement dans l'augmentation de rayon équivalent de la phase et dans la réduction de l'intensité du champ électrique aux alentours du conducteur. L'avantage le plus important de l'utilisation du faisceau de conducteurs est la réduction de la réactance de la ligne et des pertes par effet couronne.

La structure des formules de calcul des paramètres électriques dans la configuration en faisceau est la même que dans le cas simple ($n=1$).

La réactance linéique dans ce cas peut être calculée par la formule ;

$$x_0 = 0,144 \log \frac{D_m}{R_{\acute{e}q}} + \frac{0,016}{n}, \quad (II.9)$$

Avec, pour $n \leq 3$

$$R_{\acute{e}q} = \sqrt[n]{r_c d_m^{n-1}}, \quad (II.10)$$

Et $n > 3$,

$$R_{\text{éq}} = \sqrt[n]{r_c \prod_{j=2}^n a_{1,j}}$$

ou bien pour toute valeur de n , en exprimant d_m et $a_{i,j}$ par R_f

$$R_{\text{éq}} = \sqrt[n]{nr_c R_f^{n-1}}$$

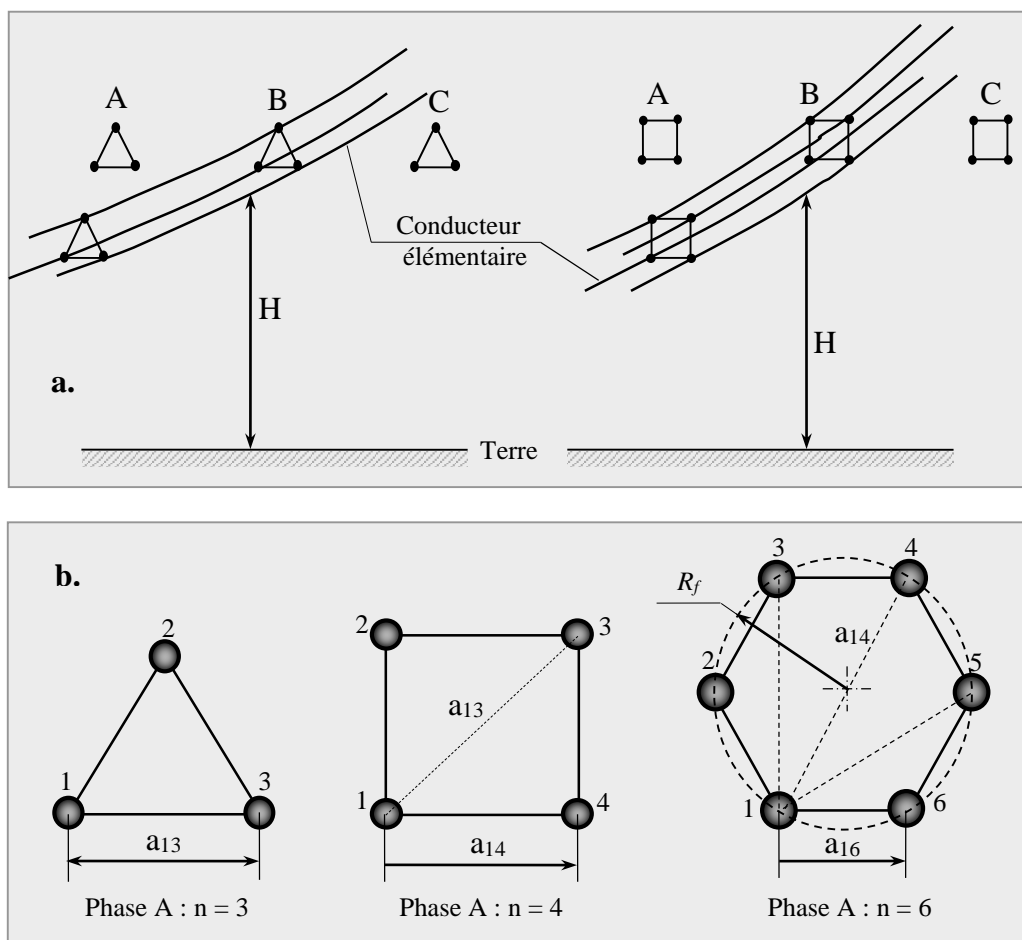


Figure II.5 : Les lignes en faisceau : a. - Lignes, b. - Configuration des phases

où ; d_m – Distance moyenne géométrique entre les conducteurs d’une phase, Π – Produit ; R_f – Rayon du faisceau

De même, pour la capacitance,

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\text{Log} \frac{D_m}{R_{eq}}} [\Omega^{-1} / \text{Km}] \quad (\text{II.11})$$

II.7. Equations des lignes de transport

Les équations des lignes ont la forme générale suivante [14]

$$U_1 = U_2 \cdot \text{ch}\gamma l + I_2 Z_c \cdot \text{sh}\gamma l \quad (\text{II.12})$$

$$I_1 = I_2 \cdot \text{ch}\gamma l + U_2 \cdot \text{sh}\gamma l / Z_c \quad (\text{II.13})$$

Avec : γ : Facteur d'onde ; Z_c : Impédance caractéristique de la ligne.

Nous pouvons calculer les tensions et les courants de la ligne de transport à la distance x par les mêmes équations comme suit :

$$U_x = U_2 \cdot \text{ch}\gamma x + I_2 Z_c \cdot \text{sh}\gamma x \quad (\text{II.14})$$

$$I_x = I_2 \cdot \text{ch}\gamma x + U_2 \cdot \text{sh}\gamma x / Z_c \quad (\text{II.15})$$

II.8. Problèmes rencontrés dans les réseaux de transport [15]

Les planificateurs sont de plus en plus conscients des limites d'utilisation des réseaux de transport et d'interconnexion. La situation actuelle dans beaucoup de pays du monde est caractérisée par les tendances suivantes :

- Augmentation de la consommation d'électricité due à l'industrialisation, à l'urbanisation et à la croissance de la population. Avec l'augmentation des transits de puissance, les réseaux deviennent plus compliqués à gérer, subissent de grandes variations de puissance et de grandes pertes. Ceci fait que leur niveau de sécurité diminue.

- Contraintes écologiques et administratives. Le respect de l'environnement joue un rôle important dans la société actuelle et c'est pourquoi, principalement, il est de plus en plus difficile d'obtenir des permis de construire pour de nouvelles lignes ou pour l'implantation de nouvelles centrales. Dans l'affirmative, cela demande plusieurs années.

- Contraintes opérationnelles. La demande de puissance a une croissance constante mais géographiquement irrégulière. Les centrales qui génèrent l'énergie sont souvent éloignées des charges importantes et la localisation des nouvelles centrales dépend essentiellement d'autorisations administratives et du respect de l'environnement. Pour satisfaire la demande d'énergie sous ces conditions contradictoires, les services publics font de plus en plus appel,

pour des problèmes économiques et d'amélioration de la sécurité, aux échanges interterritoriaux de puissance, ce qui demande une interconnexion entre des systèmes prévus indépendants au départ. L'augmentation du maillage associé au mode de transit libre de puissance à travers les réseaux développe des boucles de puissance et des lignes en parallèle, ce qui surcharge certaines lignes avec pour conséquence de détériorer le profil de tension et de diminuer la stabilité du réseau.

Considérant que les réseaux de transport électrique représentent une grande valeur économique, il faut essayer d'aller dans les directions suivantes :

- Améliorer l'utilisation des équipements existants en augmentant leur capacité de transfert de puissance. D'un point de vue financier, cela peut se révéler avantageux.
- Améliorer la flexibilité des réseaux ; puisque, pouvoir changer rapidement leur configuration permet une meilleure répartition de la puissance, particulièrement en cas de perturbations ou de transferts de puissance imprévus.

II.9. Les défauts de court-circuit

Les courts-circuits sont de divers types et peuvent avoir lieu à n'importe quel niveau hiérarchique du système. L'intensité des courants impliqués et la valeur des chutes de tension, donc de leurs effets respectifs, dépendent principalement du type du défaut, de la structure du réseau affecté, du régime du neutre.

On distingue, dans l'ensemble de ces défauts, essentiellement les courts-circuits ;

- Triphasés : entre phases ou entre phases et terre, qui peuvent être symétriques ou Asymétriques.
- Biphasés : entre deux phases, entre deux phases et la terre.
- Monophasés : avec différents régimes du neutre.

L'expérience dans l'exploitation des réseaux électriques montre que les CC les plus fréquents sont de type monophasé ; les moins fréquents – de types triphasé. Ceux biphasés se classe entre ces deux derniers.

La présence des courts-circuits dans les systèmes électriques implique des régimes asymétrie inadmissible de courants de phase et de tensions nodales.

Les courts-circuits (CC) entre les phases et entre les phases et la terre pour les régimes à mis à la terre (courts -circuits triphasés symétriques en général) engendrent des courants de plus grande intensité et impliquent, par conséquent, des effets très nocifs pour le fonctionnement des réseaux. [16]

II.10. Conséquences du défaut de court-circuit

Elles sont variables selon la nature et la durée des défauts, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant :

- Au point de défaut, la présence d'arcs de défaut entraîne,
 - Détérioration des isolants.
 - Fusion des conducteurs.
 - Incendie et danger sur les personnes.
- Et Pour le circuit défectueux :
 - Déformation des jeux de barres.
 - Arrachement des câbles.
- sur échauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants.
- Pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité :
 - Les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes.
 - La mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma de la sélectivité de ses protections.
 - L'instabilité dynamique et/ou la perte de synchronisme des machines.
 - Les perturbations dans les circuits de contrôle command. [13]

II.11. Moyens d'amélioration de la stabilité

II.11.1. Compensation [17]

II.11.1.1. Compensateur synchrone

Les compensateurs synchrones sont très utilisés dans les systèmes électriques pour résoudre des problèmes de compensation de la puissance réactive et de réglage de la tension. Leur puissance peut atteindre $350 \div 600$ MVA et peuvent être utilisés sous tension jusqu'à

$U=110 \text{ kV}$. Le principe de leur fonctionnement est le même que celui d'un moteur synchrone sans charge (avec un rotor qui tourne à vide) ; toute la puissance du compensateur, aux pertes actives près, est alors réactive

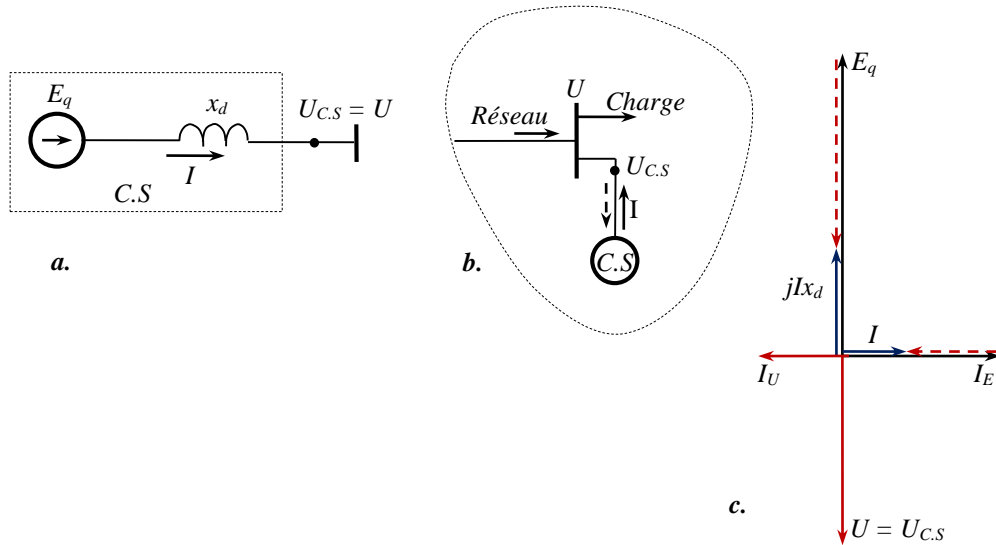


Figure II.6 : Représentation du compensateur synchrone.

a. – Principe ; b.- Branchement ; c. – Diagramme vectoriel

Le branchement du compensateur synchrone *C.S* au réseau met en interaction la *F.é.m.* E_q avec la tension du réseau U ($U = U_{C.S}$). Leur différence définit le sens du courant et sa valeur dans la réactance x_d (circuit du *C.S*) ;

$$\dot{I} = \dot{I}_E - \dot{I}_U \quad (\text{II.16})$$

où, I_E, I_U – Courants forcés dans le circuit du *C.S* par la tension, respectivement, du compensateur et du réseau.

Autrement,

$$\dot{I} = \frac{\dot{E}_q - \dot{U}_{C.S}}{x_d} \quad (\text{II.17})$$

Du fait que la tension du réseau est constante, le courant résultant dans le circuit du *C.S* varie avec la variation de E_q . La variation de E_q (pour un but de réglage) est obtenue par la variation du courant d'excitation I_{exc} .

Si le courant d'excitation est tel que $E_q = U_{C.S}$, alors $I = 0$. En désignant, pour ce régime, $I_{exc} = I_{0.exc}$, on peut définir ;

$$I_{exc} \neq I_{0.exc} \text{ entraîne } \dot{E}_q \neq \dot{U}_{C.S} \quad I \neq 0$$

$$I_{exc} < I_{0,exc} \text{ entraîne } \dot{E}_q < \dot{U}_{C.S} \quad I < 0 \text{ (sous excitation)}$$

$$I_{exc} > I_{0,exc} \text{ entraîne } \dot{E}_q > \dot{U}_{C.S} \quad I > 0 \text{ (surexcitation)}$$

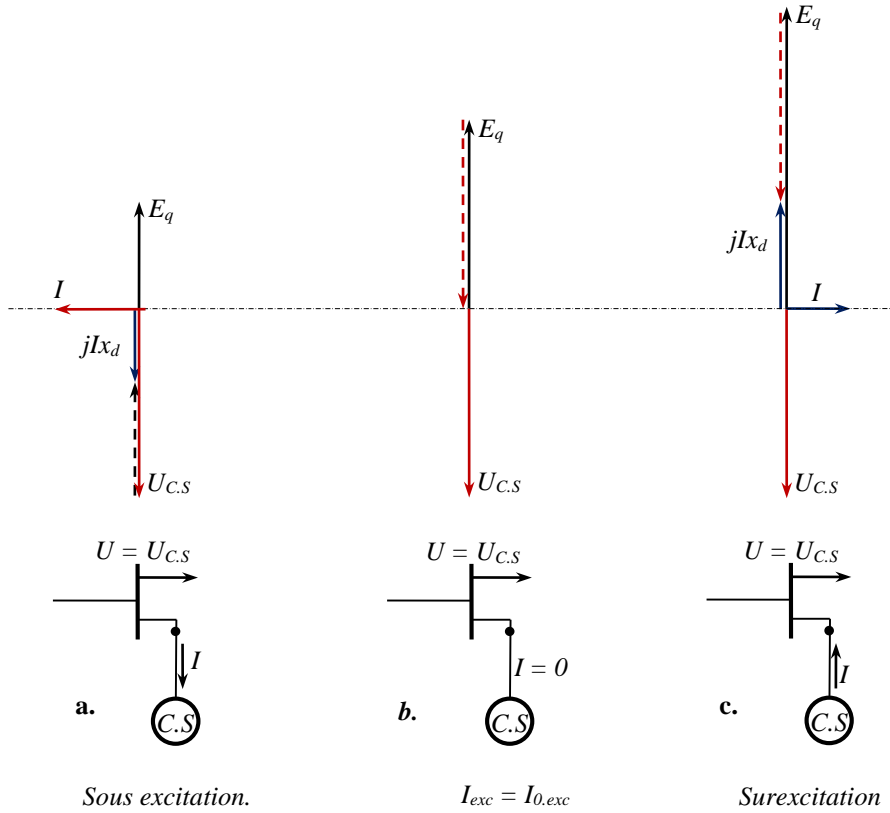


Figure II.7 : Régimes du compensateur synchrone.

La puissance du compensateur synchrone est définie comme,

$$Q_{C.S} = \frac{U_{C.S}^2}{x_d} = \frac{(E_q - U_{C.S})}{x_d} U_{C.S} \quad (II.18)$$

Régime a. $E_q < U_{C.S}$; le courant I circule du nœud du réseau électrique vers le compensateur ; c'est un régime de consommation du réactif. Dans ce régime, la valeur maximale consommée peut être atteinte quand $I_{exc} = 0$. La tension E_q est alors nulle et

$$Q_{C.S} = \sqrt{3} I U_{C.S} = \frac{(E_q - U_{C.S})}{x_d} U_{C.S}. \quad (II.19)$$

Régime b.

$$E_q = U_{C.S} \quad \text{et} \quad Q_{C.S} = 0$$

Régime c. $E_q > U_{C.S}$; le courant résultant circule du compensateur vers le réseau électrique. Dans ce régime le compensateur injecte la réactive dans le nœud ; il produit la puissance réactive. Plus le courant d'excitation est élevé et plus la puissance réactive augmente ; mais cette augmentation est limitée par la valeur nominale.

II.11.1.2. Batterie de condensateur

Les batteries de condensateurs (*BC*) sont très souvent utilisées dans les réseaux électriques de distribution pour le réglage de la puissance réactive et de la tension. Elles peuvent être utilisées dans les systèmes allant jusqu'à 110 kV. En général et, particulièrement, à ce niveau, une *BC* est constituée par un système de condensateurs branchés dans une structure de combinaison étudiée « série-parallèle ».

Les *BC* sont utilisées pour le contrôle des flux de puissance réactive de ligne ou bien pour changer la réactance du système (de ligne), en agissant, ainsi, par paramètre, respectivement, du régime ou du système. Dans le premier cas la compensation est dite parallèle (transversale) ; dans le deuxième, -série (longitudinale).

Pendant le réglage de la tension, l'augmentation correspondante de cette dernière, suite au branchement d'une section de la *BC*, engendre l'augmentation des puissances active et réactive de la charge ; ce qui entraîne une augmentation relative de la chute de tension dans le système et l'effet de réglage s'avère, en réalité, plus bas que celui déterminé par les expressions précédentes. On doit en tenir compte dans les procédures de contrôle. Le diagramme vectoriel descriptif des puissances et le mode de branchement sont donnés sur **la figure (II.8)**. En réglant la tension, on améliore en même temps le facteur de puissance $\cos \varphi$ de ligne.

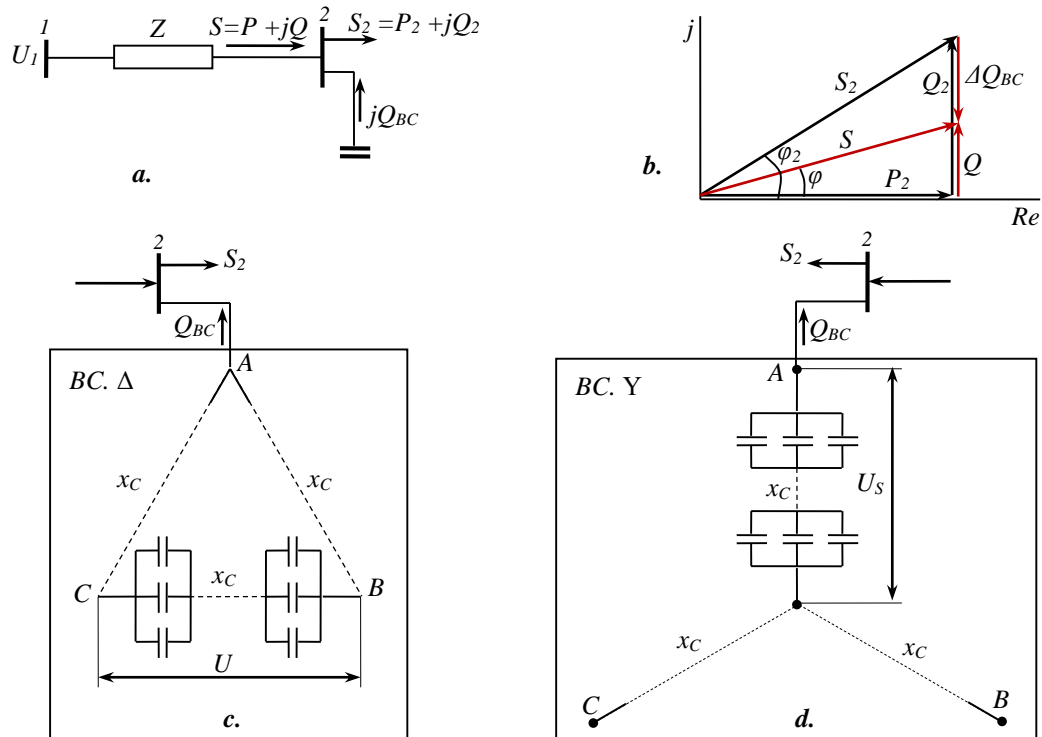


Figure II.8 : Branchement parallèle des BC. a – Schéma de principe ;
 b – Diagramme des puissances ; c- BC en triangle ; d – BC en étoile.

Le rapport entre les puissances, en passant du branchement triangle à celui en étoile, est :

$$\frac{Q_{\Delta}}{Q_Y} = \frac{U^2}{U_S^2} = \frac{3U_S^2}{U_S^2} = 3.$$

Ainsi, en passant du mode étoile à celui triangle, on augmente de trois (3) fois la puissance injectée. Cette forte augmentation est très requise pour les surcharges urgentes (branchement automatique).

- **Batteries de condensateurs HT :**

Ces batteries raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT compensent les pertes réactives sur les réseaux HT et THT et les charge. Leur puissance est de 20 à 30 MVAR.

- **Batteries de condensateurs MT :**

Raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT et THT/MT, elles compensent l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Ces batteries sont fractionnées en gradins de 2.4 ou 3 MVAR (selon la puissance du transformateur HT/MT). Chaque gradin commandé séparément est dimensionné pour limiter à

5% la variation de la tension maximale sur le jeu de barre MT au moment de la manœuvre d'un gradin.

II.11.2. Les dispositifs de FACTS

FACTS est un Systèmes Flexibles de Transmission en Courant Alternatif, comprenant des dispositifs FACTS basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau. Ils limitent aussi les effets des défauts et des défaillances de l'équipement et stabilisent le réseau. Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Mais ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant [18].

II.11.2.1 Compensateur parallèle

Les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de leur raccordement. Leur principe est basé sur une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, qui consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne. Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont les SVC et les STATCOM.

- **Compensateurs parallèles à base de thyristors**

SVC : Compensateur Statique de Puissance Réactive (CSPR) (acronyme anglais de Static Var Compensator SVC). Le compensateur statique de puissance réactive est considéré comme un commutateur qui peut fixer le signe de la puissance réactive. Cette dernière est positive lorsqu'elle est absorbée par le compensateur (comportement inductif). Par contre lorsque le compensateur fournit de la puissance réactive (comportement capacitif), le courant et la puissance réactive prennent un signe négatif (figure) [18].

- **Compensateurs STATCOM**

Le compensateur synchrone statique STATCOM est un convertisseur de tension à base des thyristors GTO ou IGBT alimenté par des batteries de condensateurs. L'ensemble est connecté parallèlement au réseau à travers un transformateur de couplage. Ce type de compensateur a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance [19].

II.11.2.2 compensation série

La compensation série peut être utilisée dans les systèmes énergétiques pour la commande du flux d'énergie en régime permanent. En cas de lignes de transport avec une capacité thermique suffisante, la compensation peut soulager des surcharges éventuelles sur d'autres lignes parallèles. Est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, tout en parallèle avec un condensateur. Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en pleine conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance. Il est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, tout en parallèle avec un condensateur. Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en pleine conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance.

II.11.2.3 compensation hybrides série -parallèle UPFC

L'UPFC (Unified Power Flow Contrôler), appelé aussi Déphaseur Régulateur Universel (DRU) ou variateur de charge universel, est l'un des plus performants des composants FACTS. Il est capable de contrôler, simultanément et indépendamment, la puissance active et la puissance réactive de la ligne. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique : la tension, l'impédance de la ligne, le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne. En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance. [12]

II.11.2.4. les avantages de la technologie FACTS

- Contrôle le transit de la puissance active.
- Augmente la sécurité des systèmes énergétiques (augmentation de la limite de la stabilité transitoire, amortissement des oscillations ...)
- Réduit le transit de l'énergie réactive.
- Optimise les puissances générées, donc réduit le coût de production de l'énergie

Conclusion

Dans ce chapitre, on a décrit, dans leur modèle et leurs caractéristiques, les différents composants de la ligne de THT (ligne aérienne). On y mentionne, ensuite, les différents types de court-circuit.

Pour l'amélioration des performances des réseaux électriques de transport et d'interconnexion, on utilise les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System). De nombreuses études ont été faites sur ces systèmes concernant l'augmentation de la vitesse de contrôle des paramètres des lignes (tension, impédance et déphasage). Les compensations shunt et série utilisant des systèmes d'électronique de puissance sont des concepts FACTS et permettent aux réseaux d'être plus flexibles. La compensation shunt réalise le plan de la tension alors que la compensation série est employée pour réduire l'impédance des lignes et augmenter donc la capacité de transfert. Elle améliore également la répartition des transits de puissance dans le réseau et la stabilité statique et dynamique.

Chapitre III
Élaboration et analyse d'un
réseau électrique

III.1. Introduction

Le consommateur est l'élément principal et important de la chaîne électrique.

Dans ce chapitre nous étudierons l'alimentation d'un groupe de consommateurs de grande puissance et de première catégorie. Il s'agit, à partir d'un plan d'implantation de charge, de proposer un modèle de réseau convenable ; dans sa configuration, par le niveau du potentiel, par les pertes... en tenant compte d'extension due à la croissance naturelle de la consommation. Pour se faire, on se conforme au critère technico économique basé sur la minimisation des dépenses rapportées annuelles.

III.2. Traitement des données initiales

Le réseau à élaborer doit alimenter trois charges de puissance S_1, S_2, S_3 dans un plan d'implantation bien déterminé. Pour la détermination des coordonnées de la source (**Figure III.1**), on utilise un repère orthogonal d'échelle déterminée.

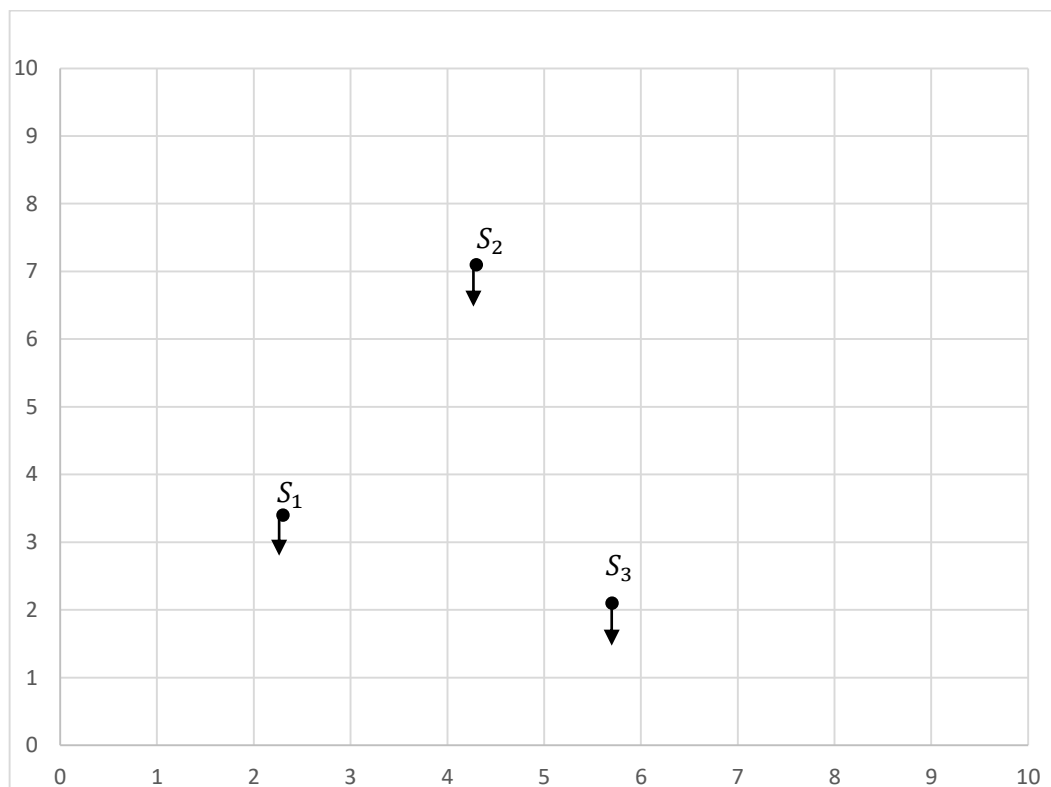


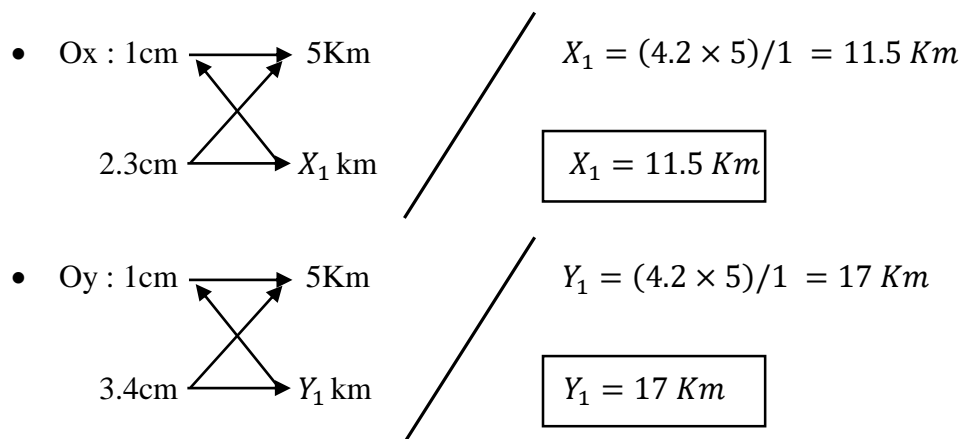
Figure III.1 : Plan des charges

a. Coordonnées des charges

Tableau III.1 : Coordonnées des charges

S_i	$P_i(\text{MW})$	$Q_i(\text{MVAR})$	$X_i(\text{Km})$	$Y_i(\text{Km})$
S_1	100	90	11,5	17
S_2	90	70	21,5	35,5
S_3	100	80	28,5	10,5

Pour la charge S_1 , on a les coordonnées suivantes :



On procède de la même manière pour définir les coordonnées des autres charges (S_2, S_3).

b. Lieu d'implantation de la source

Pour déterminer le centre de la charge électrique de la source, on applique la formule suivante :

$$P_c \cdot X_c = \sum P_i \cdot X_i \quad (\text{III.1})$$

$$P_c \cdot Y_c = \sum P_i \cdot Y_i \quad (\text{III.2})$$

Où : P_i, X_i et Y_i sont respectivement la puissance et les coordonnées du ième nœud :

$$X_c = \frac{\sum P_i x_i}{\sum P_i} = \frac{P_1 x_1 + P_2 x_2 + P_3 x_3}{P_1 + P_2 + P_3} \quad (\text{III.3})$$

$$X_c = 20.46 \text{ Km}$$

$$Y_c = \frac{\sum P_i y_i}{\sum P_i} = \frac{P_1 y_1 + P_2 y_2 + P_3 y_3}{P_1 + P_2 + P_3} \quad (\text{III.4})$$

$$Y_c = 20.5 \text{ Km}$$

c. Distances entre les différents nœuds

Tableau III.2 : Distances entre les différents nœuds

L(Km)	L_{c-1}	L_{c-2}	L_{c-3}	L_{1-2}	L_{2-3}	L_{1-3}
L(Km)	9.5	15	12.5	21	25.5	17.5

d. Plan de charge avec le poste régional

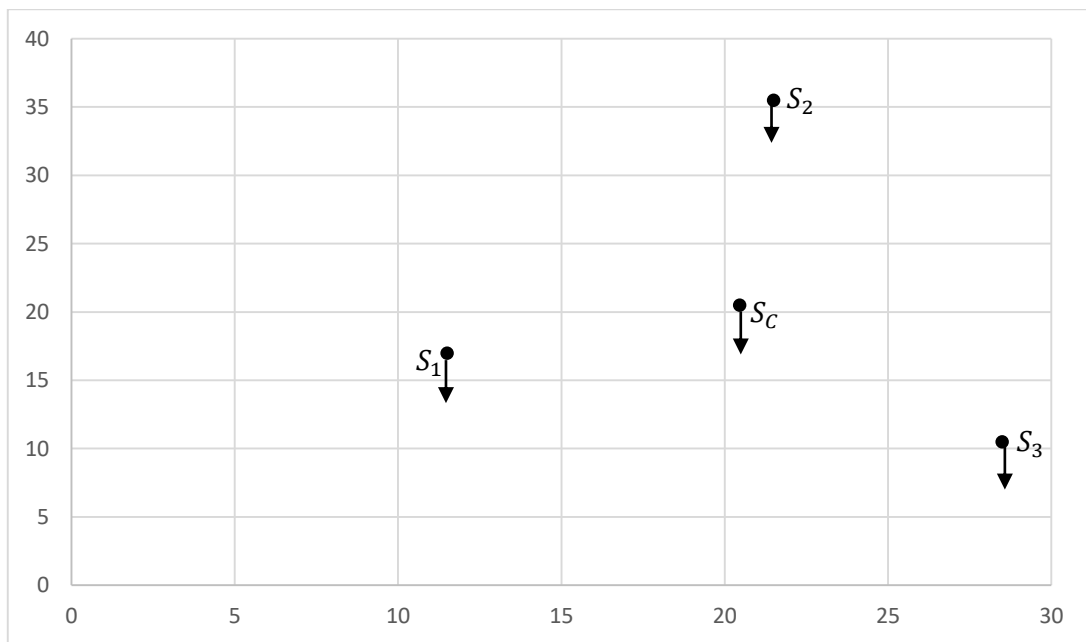


Figure III.2 : Plan d'implantations des charges

e. Choix du niveau de tension

Le niveau de tension dépend de la puissance de transit et de la longueur de transmission. Cette relation est déterminée par les expressions suivantes :

$$\text{Pour : } \begin{cases} L \leq 100 \text{ Km} \\ P > 60 \text{ Mw} \end{cases} \quad \text{On utilise } U = \sqrt{P(Kw)[0,1 + 0,15\sqrt{L(Km)}]} \quad (\text{III.5})$$

$$L_{c-2} = 15 \text{ Km} ; P_2 = 90 \text{ Mw}$$

$$U = \sqrt{90 \times 10^3 [0,1 + 0,15\sqrt{15}]} = 247,55 \text{ Kv}$$

$$L_{2-3} = 25,5 \text{ Km} ; P = 100 \text{ Mw}$$

$$U = \sqrt{100 \times 10^3 [0,1 + 0,15\sqrt{25,5}]} = 292,82 \text{ Kv}$$

Ce qui permet de choisir une tension normalisée pour toute la boucle

$$U_N = 400 \text{ KV}$$

III.3. Choix du schéma du réseau électrique

Le schéma des variantes préliminaires est choisi sous condition essentielle de continuité de service : puisque les consommateurs sont de première catégorie. Le nombre de variables qui satisfait à ce critère dépend du nombre de consommateurs. Dans le cas considéré, on peut se limiter à l'étude de deux variables.

La deuxième condition de choix d'un régime est un critère technico-économique basé sur la comparaison des dépenses réduites.

Première variante :

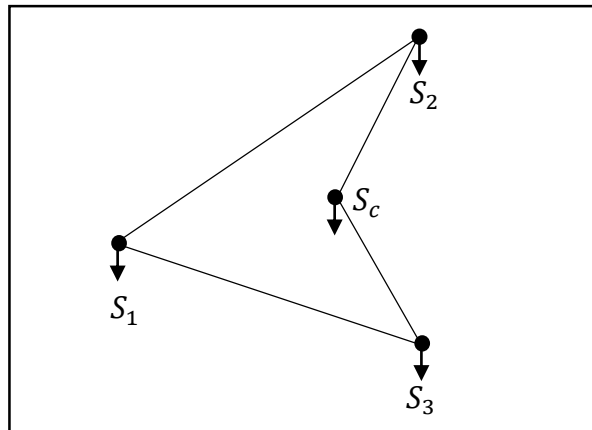


Figure III. 3 : Première variante

Deuxième variante :

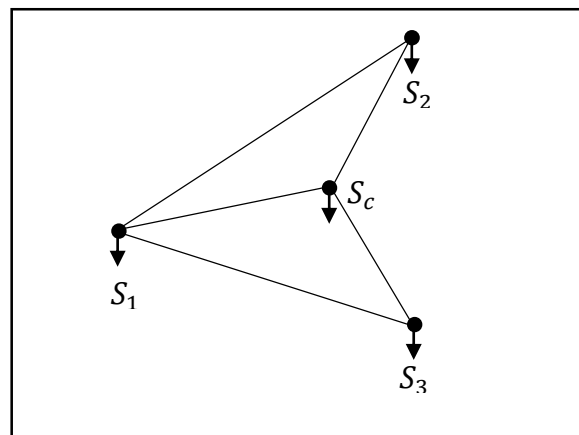


Figure III. 4 : Deuxième variante

III.3.1. Calcul de la distribution des puissances

Première variante :

Cette variante est une boucle. Cette dernière peut être ouverte fictivement dans le nœud de la source et représentée sous forme d'une ligne magistrale alimentée de deux extrémités comme le montre la figure suivante.

Pour le calcul, on peut utiliser les équations des moments électriques par rapport à un nœud donné (par exemple C - C')

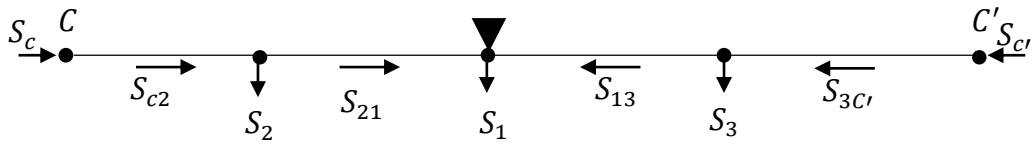


Figure III. 5 : Ligne magistrale de première variante

$$S_c = S_{c2} \neq S_{c'} = S_{3c'} \quad U_c = U_{c'}$$

Les puissances de ligne des deux (2) branches d'extrémités peuvent être calculées par les formules suivantes :

$$S_{c2} = \frac{\sum S_i Z_{ic'}}{Z_{cc'}} \quad (\text{III.6}) \quad ; \quad S_{c'3} = \frac{\sum S_i Z_{ic}}{Z_{cc'}} \quad (\text{III.7})$$

L'application de ces formules pour le cas considéré donne :

$$S_{c2} = \frac{S_2 Z_{2c'} + S_1 Z_{1c'} + S_3 Z_{3c'}}{Z_{cc'}} \quad (\text{III.8})$$

Comme $r_0 + jx_0 = cst$, l'expression peut être écrite pour les longueurs :

$$S_{c2} = \frac{S_2 L_{2c'} + S_1 L_{1c'} + S_3 L_{3c'}}{L_{cc'}} \quad (\text{III.9})$$

$$S_{c2} = \frac{(90 + j70)50 + (100 + j90)30 + (100 + j80)12,5}{66}$$

$$S_{c2} = 133,93 + j110,15 \text{ MVA}$$

Analogiquement, on détermine

$$S_{c'3} = \frac{S_3 L_{3c} + S_1 L_{1c} + S_2 L_{2c}}{L_{cc'}} \quad (\text{III.10})$$

$$S_{c'3} = \frac{(100 + j80)53,5 + (100 + j90)36 + (90 + j70)15}{66}$$

$$S_{c'3} = 156,06 + j129,84 \text{ MVA}$$

Conformément à la loi des nœuds on peut déterminer de manière simple les autres puissances de ligne comme :

$$S_{21} = S_{c2} - S_2 = (133,93 + j110,15) - (90 + j70) = 43,93 + j40,15 \text{ MVA} \quad (\text{III.11})$$

$$S_{13} = S_{21} - S_1 = (43,93 + j40,15) - (100 + j90) = -56,07 + j49,85 \text{ MVA} \quad (\text{III.12})$$

Deuxième variante :

La deuxième variante est constituée de deux mailles. Pour le calcul des puissances de ligne, on peut utiliser la méthode des tensions nodales ou la méthode des puissances de contours.

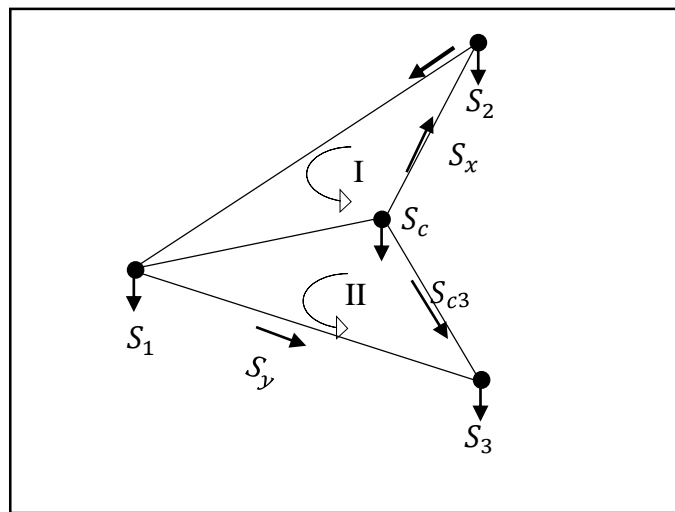


Figure III. 6 : Les mailles de deuxième variante

La variante dans ce deuxième cas est proposée sous forme de réseau maillé. Pour son calcul, on doit utiliser une des quelconques méthodes conçues à cet effet.

On distingue

- Méthode des transformations de schéma.
- Méthode des puissances de contours.
- Méthode des tensions nodales.

Ces méthodes, appliquées aux réseaux électriques, sont utilisées conformément à des définitions spécifiques qui sont :

Un nœud : Un nœud est le point de connexion d'aux moins trois branches, la charge non comprise (nombre de nœud N_N).

La ligne : La ligne est la branche ou l'ensemble des branches qui relient les nœuds, y compris celui de la source (nombre de ligne N_L).

Un contour indépendant : Un contour indépendant est un contour dans lequel au moins une branche ne rentre pas dans la constitution d'une autre (nombre de contour N_C).

Pour le cas étudié, appliquons la méthode des puissances de contours. Avant de procéder au calcul des réseaux, on doit préparer le schéma, par l'orientation des contours, le choix du sens des puissances et par d'autres désignation. La méthode consiste ensuite à donner pour chaque contour une puissance inconnue à déterminer. En prenant, ensuite, toutes les autres puissances de ligne en fonction des inconnues des contours, on peut définir un système d'équation aux nombres d'inconnues égales aux nombres de contours indépendants. La résolution du système doit donner les valeurs des inconnues, à l'aide de ces valeurs, on peut déterminer les autres puissances de ligne.[10]

Pour la variante considérée on peut définir :

- **Le nombre de nœud N_N :** $N_N=1$
- **Le nombre de ligne N_L :** $N_L = 3$
- **Le nombre de contour N_C :** $N_C=N_L - N_N = 3 - 1 = 2$

Ainsi, on peut écrire, respectivement, pour les deux contours

$$\text{Contour I : } S_x L_{c2} + S_{21} L_{21} - S_{c1} Z_{1c} = 0 \quad (\text{III.13})$$

$$\text{Contour II : } S_{c1} Z_{c1} - S_y Z_{13} - S_{c1} Z_{1c} = 0 \quad (\text{III.14})$$

Toutes les puissances de ligne peuvent être exprimées en fonction des puissances S_x , S_y , S_x et S_y données inconnues et des puissances de charge. On déduit, alors du schéma et respectivement pour les nœuds « 1,2 et 3 »

$$S_{21} = S_x - S_2 \quad (\text{III.15})$$

$$S_{c1} = S_1 - S_y - S_x + S_2 \quad (\text{III.16})$$

$$S_{3c} = S_y + S_3 \quad (\text{III.17})$$

Le remplacement de ces grandeurs par leur valeur dans le système permet d'obtenir.

$$\text{I } A_x = (L_{21} + L_{1c})S_2 + L_{1c}S_1 \quad (\text{III.18})$$

$$\text{II } A_y = L_{c3}S_3 - L_{c1}(S_1 + S_2) \quad (\text{III.19})$$

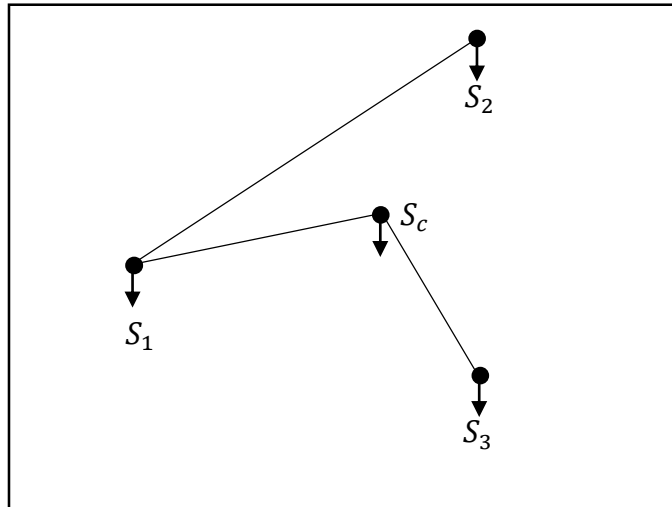


Figure III. 7 : Schéma de principe réduit de contour séparé

Donc le système devient :

$$\left\{ \begin{array}{l} 26,5S_x + 9,5S_y = 3695 + j2990 \quad (\text{III.20}) \\ -9,5S_x - 39,5S_y = -555 - j520 \quad (\text{III.21}) \end{array} \right.$$

Après la résolution de ce système on trouve :

$$S_x = 147,05 + j118,29 \text{ MVA}$$

$$S_y = -21,24 - j15,23 \text{ MVA}$$

$$S_{21} = S_x - S_2 = 57,05 + j48,29 \text{ MVA}$$

$$S_{c1} = S_1 + S_y - S_x + S_2 = 21,72 + j26,18 \text{ MVA}$$

$$S_{3c} = S_y - S_3 = 121,24 + j95,23 \text{ MVA}$$

III.3.2. Choix des sections des conducteurs

Le choix de section des conducteurs peut être spécifié d'après la formule de la densité économique du courant qui est définie comme suite :

$$F = \frac{I_{max}}{J_{eco}} \text{ mm}^2 \quad (\text{III.22})$$

F : Section du conducteur

J_{eco} : Densité économique (A/mm²).

I_{max} : Courant de ligne correspondant au régime maximal de charge, défini par :

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} U_N} \quad (\text{III.23})$$

III.3.3. Calcul et comparaison technico-économique des variantes

a. Calcul des courants des lignes et des sections pour les deux variantes

Les procédures de calcul appliquées aux variantes proposées à la comparaison permettent de remplir le **Tableau II.3**.

Tableau II.3 : Les courants des lignes et des sections pour les deux variantes

	Lignes	S(MVA)	S MVA	I(A)	F(mm ²)	TYPE
V1	C-2	133,93+j110,15	173,4	250,28	250,28	AC 300
	2-1	43,93+j40,15	59,51	85,89	85,89	AC 185
	1-3	-56,07-j49,85	75,02	108,28	108,28	AC 185
	C-3	156,06+j129,84	203,01	293,04	293,04	AC 300
V2	C-2	147,05+j118,29	188,72	272,39	272,39	AC 300
	C-3	121,24+j95,23	154,16	222,5	222,5	AC 240
	C-1	21,72+j26,18	34,01	49,08	49,08	AC 185
	2-1	57,05+j48,29	74,74	107,87	107,87	AC 185
	1-3	-21,24-j15,29	26,17	37,77	37,77	AC 185

b. Calcul des paramètres des lignes pour les deux variantes

D'après les tableaux des résultats du choix des sections normalisées et à l'aide des abaques des paramètres linéaires, on trouve les résultats suivants :

Tableau III.4 : Les paramètres des lignes pour les deux variantes

	Lignes	L(Km)	F (mm ²)	r ₀ (Ω/Km)	x ₀ (Ω/Km)	b ₀ . 10 ⁻⁶ (Ω ⁻¹ /Km)	r (Ω)	x (Ω)	b. 10 ⁻⁶ (Ω ⁻¹)
V1	C-2	15	300	0,105	0,422	2,71	1,575	6,33	40,65
	2-1	21	185	0,156	0,384	2,84	3,276	8,064	59,64
	1-3	17,5	185	0,156	0,384	2,84	2,73	6,72	49,7
	C-3	12,5	300	0,105	0,422	2,71	1,312	5,275	33,875
V2	C-2	15	300	0,105	0,422	2,71	1,575	6,33	40,65
	C-3	125	240	0,131	0,43	2,6	1,637	5,375	32,5
	C-1	9,5	185	0,156	0,384	2,84	1,482	3,648	26,98
	2-1	21	185	0,156	0,384	2,84	3,276	8,064	59,64
	1-3	17,5	185	0,156	0,384	2,84	2,73	6,72	49,7

c. Calcul des pertes des puissances pour les deux variantes

$$S = P + jQ \tag{III.24}$$

$$\Delta S = \Delta P + j\Delta Q \tag{III.25}$$

Les pertes sont calculées dans une première étape, par la tension nominale.

$$\Delta P = \frac{S^2}{U_N^2} r \text{ (MW)} \tag{III.26}$$

$$\Delta Q = \frac{S^2}{U_N^2} x \text{ (MVAR)} \tag{III.27}$$

Tableau III.5 : Les pertes des puissances pour les deux variantes

Lignes	$ S $ MVA	r (Ω)	x (Ω)	ΔP (Mw)	ΔQ (Mvar)	ΔS (Mva)	
V1	C-2	173,4	1,575	6,33	0,296	1,189	0,296+j 1,189
	2-1	59,51	3,276	8,064	0,073	0,178	0,073+j 0,178
	1-3	75,02	2,73	6,72	0,096	0,236	0,096+j 0,236
	C-3	203,01	1,312	5,275	0,338	1,35	0,338+j 1,35
total	510,94			0,803	2,953	0,803+j2,953	
V2	C-2	188,72	1,575	6,33	0,315	1,41	0,315+j 1,41
	C-3	154,16	1,6375	5,375	0,243	0,798	0,243+j 0,798
	C-1	34,01	1,482	3,648	0,011	0,026	0,011+j 0,026
	2-1	74,74	3,276	8,064	0,114	0,282	0,114+j 0,282
	1-3	26,17	2,73	6,72	0,012	0,0288	0,012+j 0,0288
	total	477,8			0,695	2,545	0,695+j2,545

d. Comparaison technico-économique

La comparaison des variantes dans ce cas doit s'effectuer par rapport au critère du minimum des dépenses rapportées D_r , qui s'établit pour un compromis entre dépenses d'investissements (D_I) et dépenses d'exploitation (D_{ex}).

$$D_r = D_I + D_{ex} \quad (\text{III.28})$$

$$D_r = (P_n + a)I_a + D_p \quad (\text{III.29})$$

La comparaison donne :

$$\Delta P_{T1} > \Delta P_{T2} \quad \left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{T1} = 0,803 \text{ MW} \\ \Delta P_{T2} = 0,731 \text{ MW} \end{array} \right. \quad (\text{III.30})$$

$$L_{T1} < L_{T2} \quad \left\{ \begin{array}{l} L_{T1} = 66 \text{ Km} \\ L_{T2} = 75 \text{ Km} \end{array} \right. \quad (\text{III.31})$$

La première variante est plus économique.

Donc est retenue pour un modèle optimal du réseau .

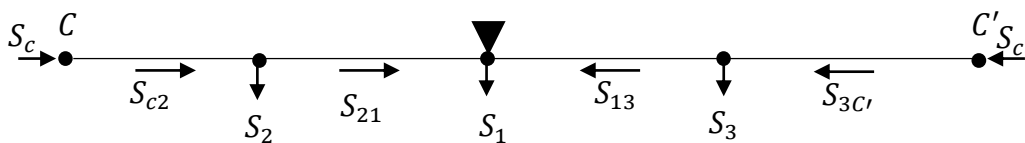


Figure III. 8 : Model optimale du réseau

Les pertes par rapport au niveau nominal

$$U_1 = U_N - [\Delta U_{c1} + \Delta U_{21}] = U_N - [2,82 + 1,29] = U_N - 4,11 \quad (\text{III.32})$$

$$U_1 = 395,88 \text{ Kv}$$

Le nœud de section des puissances apparentes est localisé en « 1 ». Comme précédemment, par injection de réactive en « 1 ».

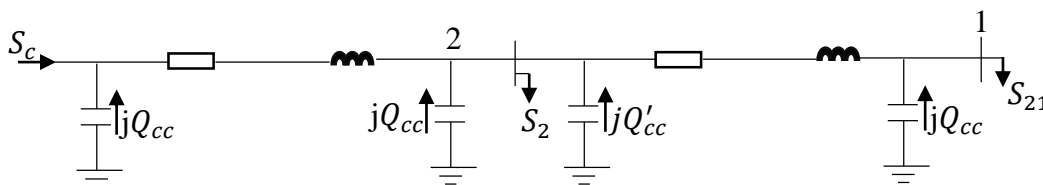


Figure III. 9 : Schémas équivalents de calcul

$$Q_{c1} = U_N^2 \frac{b}{2} = U_N^2 \frac{b_0 L_{21}}{2} = 400^2 \frac{2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 21}{2} = 4,771 \text{ MVAR} \quad (\text{III.33})$$

$$Q'_{c2} = U_N^2 \frac{b_0 L_{21}}{2} = 400^2 \frac{2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 21}{2} = 4,771 \text{ MVAR} \quad (\text{III.34})$$

$$Q_{c2} = U_N^2 \frac{b_0 L_{c2}}{2} = 400^2 \frac{2,71 \cdot 10^{-6} \cdot 15}{2} = 3,252 \text{ MVAR} \quad (\text{III.35})$$

$$S'_2 = S_2 - j(Q_{c2} + Q'_{c2}) = 90 + j61,977 \text{ MVA} \quad (\text{III.36})$$

$$S'_{21} = S_{21} - jQ_{c1} = 43,93 + j35,38 \text{ MVA} \quad (\text{III.37})$$

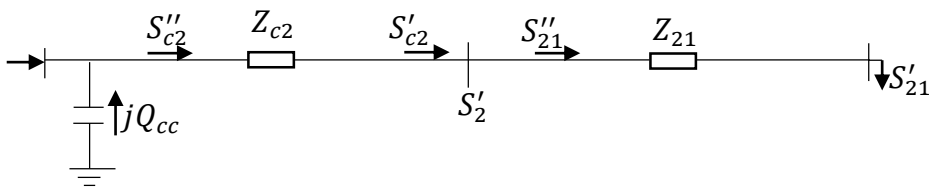


Figure III.10 : Schéma simplifié de calcul équipé de compensateur

$$\Delta U_{21} = \frac{P_{21} r_{21} + Q_{21} x_{21}}{U} + j \frac{P_{21} x_{21} - Q_{21} r_{21}}{U} \quad (\text{III.38})$$

$$\Delta U_{21} = \frac{43,93 \cdot 3,276 + 35,38 \cdot 8,064}{400} + j \frac{43,93 \cdot 8,064 - 35,38 \cdot 3,276}{400}$$

$$\Delta U_{21} = 1,073 + j0,596 \text{ Kv}$$

$$|\Delta U_{21}| = 1,227 \text{ Kv}$$

$$U_2 = U_1 + \Delta U_{21} \quad (\text{III.39})$$

$$U_2 = 401,073 + j0,596 \text{ Kv}$$

$$|U_2| = 401,073 \text{ Kv}$$

$$\Delta U_{c2} = \frac{P'_{c2} r_{c2} + Q'_{c2} x_{c2}}{U_2} + j \frac{P'_{c2} x_{c2} - Q'_{c2} r_{c2}}{U_2} \quad (\text{III.40})$$

$$S'_{c2} = S'_2 + S''_{21} = S'_2 + \Delta S_{21} + S'_{21} \quad (\text{III.41})$$

$$\Delta S_{21} = \frac{P'^2_{21} + Q'^2_{21}}{U_1^2} r_{21} + j \frac{P'^2_{21} + Q'^2_{21}}{U_1^2} x_{21} \quad (\text{III.42})$$

$$\Delta S_{21} = 0,065 + j0,16 \text{ MVA}$$

$$S'_{c2} = 133,995 + j97,517 \text{ MVA}$$

$$\Delta U_{c2} = 2,065 + j1,732 \text{ Kv}$$

$$U_c = |U_2| + \Delta U_{c2}$$

$$U_c = 403,795 + j2,328 \text{ Kv}$$

$$|U_c| = 403,802 \text{ Kv}$$

$$\Delta U\% = \frac{403,802 - 400}{400} \cdot 100\% \quad (\text{III.43})$$

$$\Delta U\% = 0,95\%$$

$$S_{\Sigma} = S_{ch} = \sum S_i + \Delta S_i \quad (\text{III.44})$$

$$S_{\Sigma} = S_{ch} = 100 + j90 + 90 + j70 + 100 + j80 + 0,296 + j1,189 + 0,073 + j0,178 \\ + 0,096 + j0,236 + 0,338 + j1,359$$

$$S_{\Sigma} = S_{ch} = 290,803 + j242,962 \text{ MVA}$$

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié et analysé une procédure d'élaboration d'un réseau électrique de THT pour un centre de grande charge alimentant un groupe de trois grands consommateurs. On a réalisé un choix approprié de la section des conducteurs, une configuration adéquate..., conformément au critère des dépenses rapportées minimales.

Chapitre IV

Etude d'une ligne de grande portée

IV.1. Introduction

L'électricité est généralement transportée sur une grande distance. Cela nécessite d'augmenter la tension pour réduire les pertes. On étudie dans ce chapitre une ligne de haute tension 400 KV, de grande portée 600 km, sous une configuration en faisceau et pour différents régimes. Le transport de la puissance réactive par les lignes électriques cause des pertes, une diminution de la stabilité du réseau et une chute de tension à son extrémité. Afin d'éviter cela, la compensation de puissance réactive, série ou shunt selon les cas, est utilisée pour limiter les flux de la puissance réactive.

Partie A :

IV.A.1. Le modèle de la ligne

Le modèle de la ligne choisie pour l'étude est de longueur $L=600$ Km et de charge $S=290,803+j242,962$ MVA

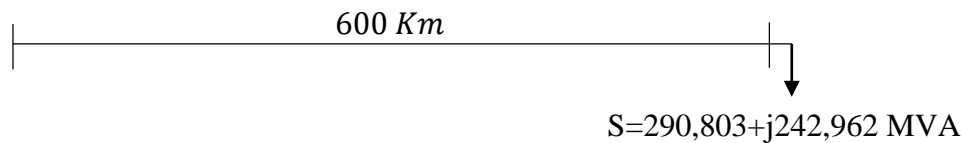


Figure IV.1 : La ligne

Pour :

$$n = 2, F = 600 \text{ mm}^2, d_m = 40 \text{ cm}, a = 11 \text{ m}, 2r_c = 33,1 \text{ mm}$$

$$n = 3, F = 400 \text{ mm}^2, d_m = 40 \text{ cm}, a = 11 \text{ m}, 2r_c = 27,02 \text{ mm},$$

$$\text{Et } \rho = 31,5 \Omega \frac{\text{mm}^2}{\text{Km}}$$

IV.A.2. Les paramètres primaires

Les paramètres primaires sont calculés comme suit :

$$r_0 = \frac{\rho}{nF_c} [\Omega/\text{Km}] \quad (\text{IV.1})$$

$$x_0 = 0,144 \log \frac{D_m}{R_{eq}} + \frac{0,016}{n} [\Omega/\text{Km}] \quad (\text{IV.2})$$

Avec :

$$D_m = \sqrt{a \times a \times 2a} = \sqrt[3]{2}a \text{ m}$$

$$R_{eq} = \sqrt[n]{r_c \times d^{n-1}}$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{D_m}{R_{eq}}} [\Omega^{-1} / Km] \quad (IV.3)$$

Et pour une ligne idéale

$$g_0 = 0, \Delta P_{cour} = 0, \alpha_0 = 0,06 \text{ }^\circ / Km$$

Tableau IV.1 : Les paramètres primaires

	$n = 2$	$n = 3$
$r_0 [\Omega / Km]$	0,026	0,0263
$x_0 [\Omega / Km]$	0,329	0,298
$b_0 \cdot 10^{-6} [\Omega^{-1} / Km]$	3,397	3,734

IV.A.3. Les paramètres secondaires

Les paramètres secondaires sont calculés à partir des paramètres primaires comme suit :

$$Z_c = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}} \quad (IV.4)$$

Pour une ligne idéale : $r_0 \cong 0$ et $g_0 \cong 0$

Donc :

$$Z_c = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \quad (IV.5)$$

$$P_C = \frac{U_N^2}{Z_c} [Mw] \quad (IV.6)$$

Tableau (IV.2) : Les paramètres secondaires

	$n = 2$	$n = 3$
$Z_c [\Omega]$	311,207	282,5
$P_c [Mw]$	514,13	566,37

IV.A.4. La comparaison

On peut constater, d'après ces résultats que l'augmentation du nombre de conducteurs, dans la phase entraîne la diminution de la réactance x et l'augmentation de la susceptance b_0 , donc diminution des pertes réactives inductives et augmentation de la puissance réactive de la ligne. De même, on constate la diminution de l'impédance caractéristique Z_c , ce qui améliore l'impédance d'onde.

Le facteur de phase de l'onde reste la même ($\alpha_0 = 0,06^\circ/\text{Km}$). En effet avec l'augmentation de U , la diminution de α_0 due celle de x_0 est compensée par son augmentation (α_0) due à celle de la susceptance b_0 ; ainsi α_0 est défini par le rapport de compensation entre puissance inductive et capacitive de la ligne (par l'effet réactif).

IV.A.5. La puissance en unité relative

$$S_{ch} = 290,803 + j 242,962 \text{ MVA} \quad (\text{IV.7})$$

On constate que la charge de la ligne représente en unité relative (p. u)

Tableau IV.3 : La puissance en unité relative

	$n = 2$	$n = 3$
$S_{ch}^* = P_{ch}^* + jQ_{ch}^*$	0,566 + j0,473	0,513 + j0,429

IV.A.6. La distribution de la tension

La tension à l'entrée de la ligne et sa phase peuvent être calculée par la formule :

$$U_s^* = \cos \alpha_0 l + Q_2^* \sin \alpha_0 l + j P_2^* \sin \alpha_0 l \quad (\text{IV.8})$$

Pour

$$n = 2: U_s^* = \cos 36 + 0,473 \sin 36 + j0,566 \sin 36$$

$$n = 3: U_s^* = \cos 36 + 0,513 \sin 36 + j 0,429 \sin 36$$

Tableau IV.4 : La distribution de la tension

X	u_s		Ligne à vide ($P = 0, Q = 0$)	
	$n = 2$	$n = 3$	$n = 2$	$n = 3$
0	1	1	1	1
100	1,046	1,04	0,966	0,966
200	1,083	1,073	0,978	0,978
300	1,111	1,095	0,951	0,951
400	1,126	1,1078	0,914	0,914
500	1,136	1,111	0,866	0,866
600	1,136	1,103	0,809	0,809

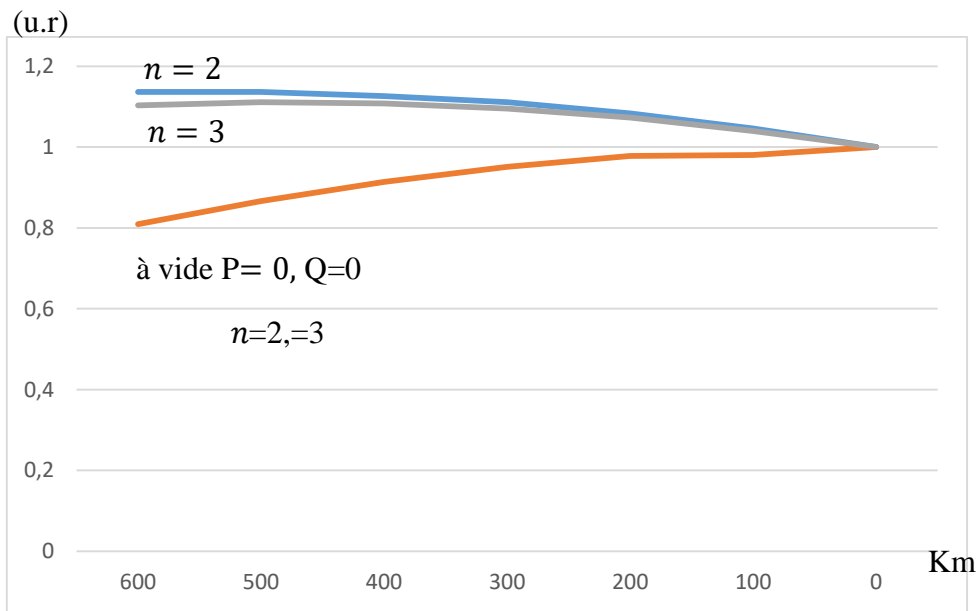


Figure IV.2 : la distribution de la tension

Commentaire

En remarque que la tension de la ligne varie dans de larges limites, les pertes de tension atteint 13.6% pour un minimum de charge ($n = 2$) et -20% en régime à vide. On remarque aussi que l'augmentation du nombre n à 3 diminue les pertes de tension en charge 10.3% des pertes. On en conclure qu'on doit insérer un moyen de contrôle et de correction (la compensation).

IV.A.7. Compensation shunt au niveau de la charge

$$Q_2^* = - \cot \alpha_0 l + \sqrt{\frac{K_u^2}{\sin^2 \alpha_0 L} - P_2^{*2}} \tag{IV.9}$$

$$Q_{c2}^* = Q_{ch}^* - Q_2^* \tag{IV.10}$$

Pour : $k_u = 1$

Tableau IV.5 : Compensation shunt au niveau de la charge

	$n = 2$	$n = 3$
Q_2^*	0,228	0,246
Q_{c2}^*	0,245	0,183

IV.A.8 Compensation au milieu de la ligne

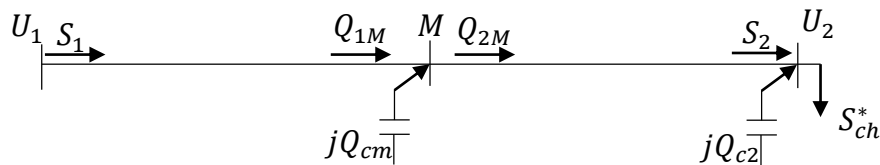


Figure IV.3 : Répartition de la compensation

$$U_M^* = \cos \alpha_0 \frac{l}{2} + Q_2^* \sin \alpha_0 \frac{l}{2} + j P_2^* \sin \alpha_0 \frac{l}{2} \tag{IV.11}$$

$$Q_2^* = - \cot \alpha_0 \frac{l}{2} + \sqrt{\frac{K_m^2}{\sin^2 \alpha_0 \frac{l}{2}} - p_2^{*2}} \quad (IV.12)$$

Pour $k_m = 1$

$$n = 2: U_1^* = \cos \alpha_0 l + 0,1085 \sin \alpha_0 l + j 0,566 \sin \alpha_0 l$$

$$n = 3 : U_1^* = \cos \alpha_0 l + 0,117 \sin \alpha_0 l + j 0,513 \sin \alpha_0 l$$

Tableau IV.6 : Compensation shunt au niveau de la charge

	$n = 2$	$n = 3$
k_m	1	1
Q_2^*	0,1085	0,117
Q_{c2}^*	0,3645	0,312
$S_{ch}^* = P_2^* + jQ_2^*$	0,566+j0,1085	0,513+j0,117

La tension du nœud « M » est assurée par l'injection de Q_{c2} au nœud « 2 » ; de même, la tension du « 1 » doit être assurée par l'injection de Q_{cM} ; U_M étant maintenue constant. La tension U_1 est donc déterminée par la puissance requise Q_{1M} à réaliser au bout du tronçon «1 » ; laquelle puissance s'exprime :

$$Q_{1m}^*(M) = - \cot \alpha_0 \frac{l}{2} + \sqrt{\frac{K_{UM}^2}{\sin^2 \alpha_0 \frac{l}{2}} - p_2^{*2}(M)} = Q_2^* \quad (IV.13)$$

Ainsi pour chaque valeur de k_m on a une répartition différente. Ayant la puissance réactive Q_{1m} pour chaque cas, on peut calculer la puissance à injecte Q_{cM} correspondante.

$$Q_{cM}^* = Q_{M2}^* - Q_{1M}^* \quad (IV.14)$$

La puissance réactive Q_{M2}^* peut être calculée par la formule :

$$Q_{M2}^* = (k_m^2 - 1) \cot \alpha_0 \frac{l}{2} - Q_2^* \quad (IV.15)$$

Pour $k_m = 1$, Pour $k_u = 1$

Tableau IV.7 : Compensation au milieu de la ligne

	$n = 2$	$n = 3$
Q_2^*	0,1085	0,117
Q_{M2}^*	-0,1085	-0,1175
Q_{1M}^*	-0,1085	-0,1175
Q_{1M}^*	0,1085	0,1175
Q_{cM}^*	-0,217	-0,2345
$S_{M2}^* = P_2^* + jQ_{2M}^*$	$0,566 - j0,1085$	$0,513 - j0,117$

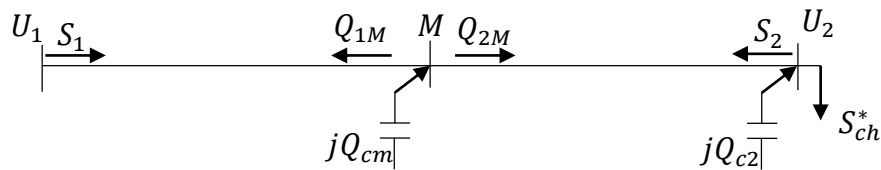


Figure IV.4 : Répartition de la compensation

IV.A.9. Les tensions après la compensation

$$U_1^* = k_m (\cos \alpha_0 x + \frac{Q_{1M}^*}{k_m^2} \sin \alpha_0 x + j \frac{P_2^*}{k_m^2} \sin \alpha_0 x) \tag{IV.16}$$

Tableau IV.8 : Les tensions après la compensation

$U_1(x)$		$n = 2$	$n = 3$
X	$\alpha_0 x^\circ$		
0	0	1	1
100	6	1,0076	1,0082
200	12	1,015	1,0081
300	18	1	1

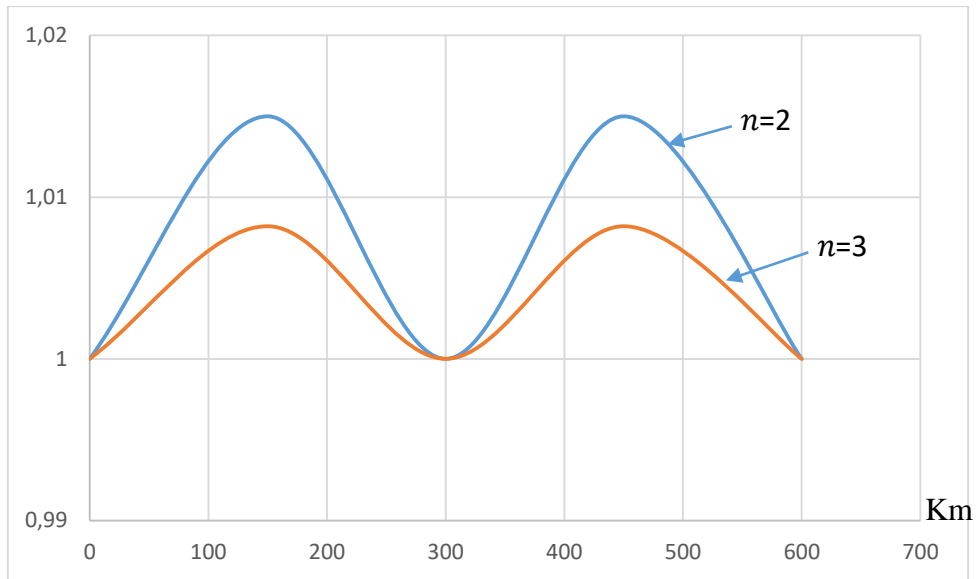


Figure IV.5 : Les tensions après la compensation

Commentaire :

A partir de la figure, on remarque que l'injection de compensation transversale dans le point médian « m » de la ligne, entraîne une autre distribution aussi du potentiel que de la puissance réactive. On constate que les pertes ne dépassent pas 1% sur toute la longueur de la ligne.

PARTIE B :

Les potentialités de transport de la ligne constituent, jusqu'à sa limite maximale, pour $k_u = 1$

$$p_m^* = \frac{k_u}{\sin \alpha_0 l} = \frac{1}{\sin 36} = 1.7 \tag{IV.17}$$

Si on doit adopter une réserve de $k_m \% = 20\% = 0.2$; c.-à-d.

$$k_m = \frac{p_m^* - p_2^*}{p_2^*} \tag{IV.18}$$

Alors la puissance utile appelée peut aller jusqu'à

$$p_2^* = \frac{p_m^*}{1 + k_m} = \frac{1.7}{1 + 0.2} = 1,416 \tag{IV.19}$$

La puissance sommaire du réseau à élaborer représente, alors une charge minimale vis-à-vis de la ligne.

Considérons que la puissance sommaire installer ou niveau de centre de charge « c » du réseau peut aller à la valeur maximal (régime maximal).

$$S_{ch}^* = 1,42 + j1,2 \quad (IV.20)$$

Par rapport aux potentialités de la liaison, caractérisée initialement par $n = 2$ et $= 600 \text{ mm}^2$.

Donc la puissance sommaire en régime maximal a pour valeur, en unité naturelle

$$S_{ch} = (1,42 + j1,2)P_C = (1,42 + j1,2)514,13 \quad (IV.21)$$

$$S_{ch} = 730,06 + j616,95 \approx 730 + j617 \text{ MVA}$$

$n = 3, F = 400 \text{ mm}^2, Z_c = 282,5 \Omega, P_C = 566,37 \text{ MW}$

$$S_{ch} = (1,42 + j1,2)P_C = (1,42 + j1,2)566,37 \quad (IV.22)$$

$$S_{ch} = 804,26 + j679,64 \approx 804 + j680$$

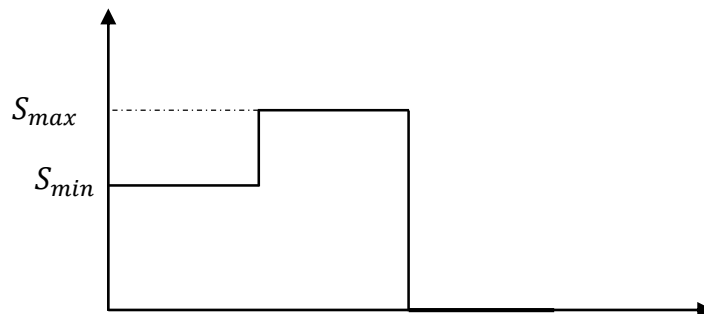


Figure IV.6 : Graphe de charge

Tableau IV.9 : Les puissances en unité relative pour régime maximum et à vide

S_{min}		S_{max}	
$n = 2$	$n = 3$	$n = 2$	$n = 3$
$1,42 + j1,2$	$1,29 + j1,09$	$0 + j0$	$0 + j0$

IV.B.1. La distribution de tension

S_{min} :

Pour $n=2$ et $n=3 \implies U_s^* = \cos \alpha_0 x$

S_{max} :

$$n = 2 / U_s^* = \cos \alpha_0 x + 1,2 \sin \alpha_0 x + j 1,42 \sin \alpha_0 x \quad (IV.23)$$

$$n = 3 / U_s^* = \cos \alpha_0 x + 1,09 \sin \alpha_0 x + j 1,29 \sin \alpha_0 x \quad (IV.24)$$

Tableau IV.10 : Distribution de la tension pour puissance en régime maximum et à vide

$U_1(x)$		S_{min}		S_{max}	
x	$\alpha_0 x^\circ$	$n = 2$	$n = 3$	$n = 2$	$n = 3$
0	0	1	1	1	1
100	6	0,96	0,966	1,13	1,12
200	12	0,978	0,978	1,26	1,23
300	18	0,951	0,951	1,39	1,29
400	24	0,914	0,914	1,52	1,45
500	30	0,866	0,866	1,63	1,55
600	36	0,806	0,806	1,73	1,64

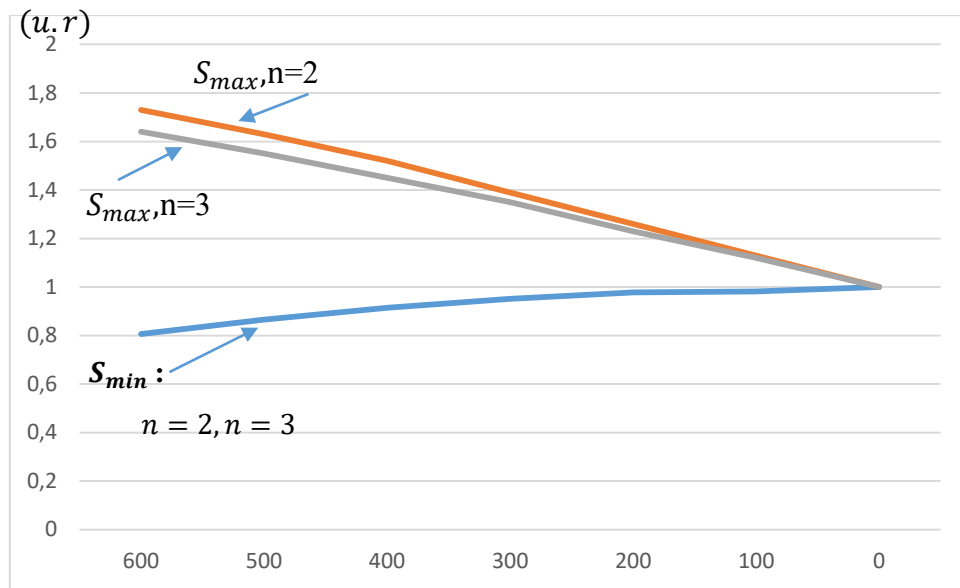


Figure IV .7 : La distribution de tension

Commentaire :

A partir de figure IV.7, les pertes de tension atteignent 73% pour le régime maximum de charge (n = 2) et -20% en régime à vide, ce qui rend le réseau inexploitable. On remarque que l'augmentation de n diminue les pertes alors de 64% pour n = 3, et l'augmentation de puissance de charge augmente les pertes (comparaison entre figure précédente et la figure IV.2

IV.B.2. Compensation ou milieu de la ligne

$$Q_2^* = - \cot \alpha_0 \frac{l}{2} + \sqrt{\frac{K_{ij}^2 M}{\sin^2 \alpha_0 \frac{l}{2}} - p_2^{*2}} \tag{IV.25}$$

$$Q_c^* = Q_{ch}^* - Q_2^* \tag{IV.26}$$

Tableau IV.11 : Compensation ou milieu de la ligne pour régime de puissance maximum et minimum

	$n = 2$		$n = 3$	
	Min	Max	min	Max
Q_2^*	0,158	-0,1698	0,158	-0,11
Q_c^*	0,158	1,37	-0,158	1,2
S	$0 + j 0,158$	$1,42 - j0,1698$	$0 + j 0,158$	$1,29 - j0,11$

Pour S= minimum,

$$n = 2 \quad U_1^* = \cos \alpha_0 x + 0.158 \sin \alpha_0 x \quad (IV. 27)$$

$$n = 3 \quad U_1^* = \cos \alpha_0 x + 0.158 \sin \alpha_0 x \quad (IV. 28)$$

Pour S= maximum,

$$n = 2 / U_1^* = \cos \alpha_0 x - 0,1698 \sin \alpha_0 x + j 1,42 \sin \alpha_0 x \quad (IV. 29)$$

$$n = 3 / U_1^* = \cos \alpha_0 x - 0,11 \sin \alpha_0 x + j 1,29 \sin \alpha_0 x \quad (IV. 30)$$

Tableau IV.12 : Compensation ou milieu de la ligne pour régime de puissance maximum et minimum

	S_{min}		S_{max}	
	$n = 2$	$n = 3$	$n = 2$	$n = 3$
$Q_2^* = Q_{M1}^*$	0,158	0,158	-0,1698	-0,11
$Q_{M2}^* = -Q_1^*$	-0,158	-0,158	0,1698	0,11
Q_{c2}^*	-0,158	1,37	-0,158	1,2
Q_{cM}^*	-0,316	-0,316	0,3396	0,22

IV.B.3. Distribution de tension après la compensation

Tableau IV.13 : Distribution de tension après la compensation pour régime de puissance maximum et minimum

$U_1(x)$		S_{min}		S_{max}	
x	$\alpha_0 x^\circ$	$n = 2$	$n = 3$	$n = 2$	$n = 3$
0	0	1	1	1	1
100	6	1,011	1,011	0,988	0,992
200	12	1,0109	1,0109	0,988	0,992
300	18	1	1	1	1

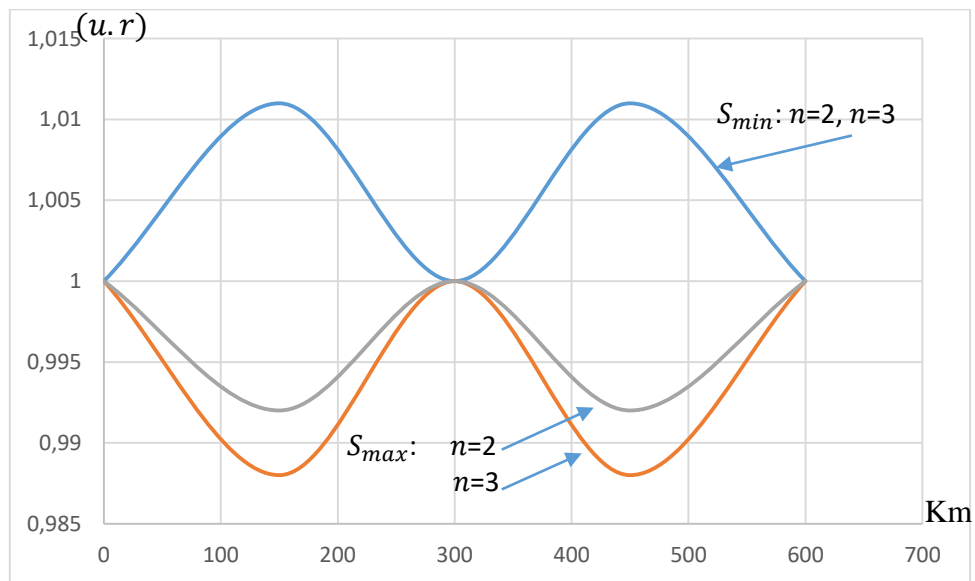


Figure IV .8 : Distribution de tension après la compensation

Commentaire :

A partir de la figure, on remarque qu'après l'injection de compensation transversale dans le point médian « m » de la ligne, la ligne sera alors le siège d'une autre distribution aussi bien pour le potentiel que pour la puissance réactive. Dans ce cas, les pertes ne dépassent pas 1% tout le long de ligne.

Conclusion

Dans ce chapitre, on conclue que, pour le maintien d'un plan de tension admissible, on peut faire recours à la compensation de la puissance réactive, en général, et à sa distribution pour atteindre plus d'amélioration exigée éventuellement.

Conclusion Générale

A l'issue de ce travail, on peut faire les conclusions suivantes :

- Au niveau de l'élaboration du réseau électrique, on peut résoudre, déjà et de manière importante, certains problèmes tel que « réserve », « capacité de transport »..., par un choix adéquat des sections, du niveau de tension, de la structure du réseau, du faisceau de conducteurs par phase...
- Le transport de l'énergie électrique sur des grandes distances permet de résoudre de grands problèmes d'interconnexion mais pose, en contre partie, la problématique liée à la stabilité et au contrôle des régimes dans le sens général.
- Le contrôle des flux de circulation de la puissance réactive permet de résoudre, dans une grande profondeur, la dite problématique,
- L'installation et la répartition des compensateurs permet d'atteindre les états requis de l'équilibre des puissances réactives de circulation...

Référence bibliographie

- [1] Jean-Claude sabonnadière, Nouredine hadjSaïd. « Lignes et réseaux électrique1 », Lavoisier, Paris, 2007.
- [2] Jean-Claude sabonnadière, Nouredine hadjSaïd. « Lignes et réseaux électrique 2», Lavoisier, Paris, 2007.
- [3] Seddik BACHA. «Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique», Thèse de doctorat, Université JOSEPH FOURIER, le 20 Octobre 2006.
- [4] Djaffar Ould Abdeslam. «Techniques neuromimétiques pour la commande dans les systèmes électriques : application au filtrage actif parallèle dans les réseaux électriques basse tension», Thèse de doctorat, Université de Haute-Alsace U.F.R. des Sciences et Techniques, 2005.
- [5]Chelli Zoubir. «Amélioration de la qualité de l'énergie électrique par un filtre actif d'harmonique », Thèse de doctorat, Université Badji Mokhtar-Annaba, 2015.
- [6] Seyed Mohammad Sadeghzadeh. « Amélioration de la stabilité transitoire et de l'amortissement des oscillations d'un réseau électrique à l'aide de SMES et de SSSC », thèse de doctorat, university of Pittshurgh, School of Engineering, 06/2013.
- [7] Messalti Sabir. « Analyse de la stabilité transitoire des réseaux de transport à courant continu en Haut tension (HVDC-FACTS) », Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas –Sétif ,2011.
- [8]G Testud. « Technique de l'ingénieur », D4092 (08-2005).
- [9]Yessine Lakhal, Nesrine Khannoussi. «Amélioration de la stabilité statique d'un réseau électrique », universitaires européennes, France, 2015.
- [10] BOUNAYA Kamel. « Les réseaux électrique» DPUG, Guelma ,2010.
- [11] M Adel Kara. « Contribution à l'étude d'un modèle dynamique de contournement d'un isolateur pollué», mémoire de magister, Université de Sétif ,2013.
- [12] Dr Merah Amir. « Cours Analyse des réseaux de transport et de distribution » ESGEE, Oran, 2018/2019.

- [13] Lemdani Soufiane. «Importance et nécessité de l'étude de la compensation et de sa contribution à la gestion de l'exploitation des longues lignes de transport a extra haut tension», mémoire de magister, université d'Oran, juin 2010.
- [14] Aleksandor G.N « Cours transport de l'énergie électrique en courant alternatif. Deuxième ED », Signe, Moscou ,1998.
- [15] Yvon Besanger. « Etude des FACTS (Flexible AC Transmission System) et de leur comportement dans les réseaux de transport et d'interconnexion», thèse de doctorat, Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble ,1996.
- [16] BOUNAYA Kamel. « Cours de master réseaux électriques industriels (REI) », département de Génie Electrotechnique et Automatique, Guelma ,2021.
- [17] Boutaba Samia. «Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC», mémoire de magister, Université de Chelef ,2009.
- [18] Mr Rouabah Nedjmeddine. « L'impact du STATCOM sur la protection des lignes de transport d'énergie électrique contre les défaut de court-circuit », mémoire de magister, Université d'Oran ,2013.
- [19] M Hamadou Zakaria. « Optimisation des paramètre d'un FACTS shunt pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique », mémoire de magister, Université de Sétif,2012.
- [20] Diane Leblanc. « Contribution à l'étude de la stabilité et à la stabilisation des réseaux électriques industriels », Université de Lorraine, juillet 2014.
- [21] Chiban Samira. « Dimensionnement d'une ligne aérienne à Haute Tension », mémoire de magister, Université de Tizi-Ouzou, 2012.